

引用格式:刘博,张荣达,张伊琳,等.双河油田高耗水条带影响因素及治理对策可行性研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(6):96-102.

LIU B, ZHANG R D, ZHANG Y L, et al. Influencing factors and countermeasures feasibility of high water consumption strip in Shuanghe Oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6):96-102.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.06.015

## 双河油田高耗水条带影响因素及治理对策可行性研究

刘博<sup>1</sup>,张荣达<sup>2</sup>,张伊琳<sup>3</sup>,卢云霞<sup>1</sup>,汪婷<sup>1</sup>

(1.中国石化河南油田分公司采油一厂,河南南阳474780;2.中国石油大学(北京),北京102249;

3.中国石化河南油田分公司勘探开发研究院,河南南阳473132)

**摘要:**中国东部油田长期注水开发,油藏高耗水条带发育,导致注水效率降低。为了明确高耗水条带发育的影响因素,以南阳双河北块为研究对象,分别分析了注入速度、渗透率级差、渗透率变异系数、地层系数四个因素对发育高耗水条带的影响,结合正交实验比较四个因素的影响因素相对大小。研究得出渗透率高、注入速度小、渗透率变异系数和渗透率级差高,更容易发育高耗水条带并导致水驱开发效果变差;在地层系数、注入量一定的情况下,渗透率高,更容易发育高耗水条带。通过正交试验,确定了渗透率变异系数对发育高耗水条带的影响最大,渗透率级差以及地层系数的影响次之,注入速度影响最小,为油田后期生产调整提供一定的参考。

**关键词:**高耗水条带;数值模拟;正交实验;影响因素分析

中图分类号:TE341

文献标识码:A

### Influencing factors and countermeasures feasibility of high water consumption strip in Shuanghe Oilfield

LIU Bo<sup>1</sup>, ZHANG Rongda<sup>2</sup>, ZHANG Yilin<sup>3</sup>, LU Yunxia<sup>1</sup>, WANG Ting<sup>1</sup>

(1.No. 1 Oil Production Plant, Sinopec Henan Oilfield, Nanyang, Henan 474780, China; 2.China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China; 3.Petroleum Exploration and Development Research Institute, Sinopec Henan Oilfield, Nanyang, Henan 473132, China)

**Abstract:** For the oilfields in east China with long-term water injection development, the water injection efficiency is gradually reduced due to the developed high water consumption strip in reservoir. In order to define the influence factors of development of the high water consumption strip, taking northern Shuanghe block in Nanyang as the research object, the influences of injection rate, permeability ratio, permeability variation coefficient and formation coefficient on the development of high water consumption strip have been analyzed respectively. Combined with orthogonal experiment, the relative influence level of the four factors is compared. The results show that high permeability, low injection rate, high permeability variation coefficient and high permeability ratio are more likely to cause the problems. With a certain formation coefficient and injection amount, high permeability is in major. Through the orthogonal test, the permeability variation coefficient influences most, followed by permeability ratio and formation coefficient, and the injection rate influences least. This study provides some reference for the adjustment in the later stage of oilfield production.

**Key words:** high water consumption strip, numerical simulation, orthogonal experiment, influencing factor analysis

由于油田长期的注水开发,储层经过液流冲刷,导致储层局部渗透率增大<sup>[1-2]</sup>,因此,会导致更多的注入水从该区域流过,孔渗逐渐增大(根据加密取心井

取心状况,孔隙度和渗透率均有不同程度的增加;根据1988—1989年一次加密井、二次加密井电测曲线与初始井403井相同层位物性对比,加密井平均孔渗

收稿日期:2020-08-26。

第一作者简介:刘博(1987—),男,本科,工程师,从事油藏开发等相关工作。地址:河南省南阳市桐柏县埠江镇采油一厂地质研究所,邮政编码:474780。E-mail:emanulginobili20@163.com

基金项目:中国石化股份有限公司示范工程“中高渗砂砾岩油藏聚驱后非均相复合驱技术”(P19007-4);中国石化股份有限公司重大专项“聚驱后油藏水驱提高采收率技术”(P16080)。

高于初始生产井,平均渗透率增加了1.6倍,孔隙度增加1.45倍),并且形成恶性循环<sup>[3]</sup>,使得注入水没有波及到含油饱和度高的区域,而持续冲刷高渗条带,使得注入水形成无效循环,形成高耗水条带。目前国内水驱开发油田,主要采取以控制高渗透层段注水量和均衡平面压力场分布的分层注水方式,有效控制含水上升速度;细分注水和合理调整注采比,合理保持地层能量确保正常开采,充分挖潜中低渗层潜力,延长降水增油效果;对井网控制程度低、剩余油富集的区域,通过部署新井、过路井补孔等措施提高储量动用程度。高耗水条带极大地降低了油田的水驱效率,尤其对于一些老油田,严重地降低了水驱开发效果<sup>[4-5]</sup>,因此,为了降低高耗水条带所带来的影响,首先通过数值模拟的方式展现了高耗水条带的形态并对影响高耗水条带的因素进行了探究,然后制定相应措施,应用到双河北块Ⅱ4-6层系进行调整,为同类型油田高含水开发阶段稳油控水提供一定的参考。

## 1 基本情况

### 1.1 地质概况

双河油田北块Ⅱ4-6层系位于双河鼻状构造带东南部鼻状构造的主体部位,含油面积6.2 km<sup>2</sup>,地质储量933.3×10<sup>4</sup>t,可采储量434.5×10<sup>4</sup>t。属于扇三角洲前缘沉积,南部以水下分流河道沉积为主,北部则以前缘席状砂沉积为主,岩性主要为含砾中细砂岩,共有油砂体14个,主力油砂体8个,地质储量883.05×10<sup>4</sup>t,占总储量的94.6%,层间非均质性严重,渗透率突进系数1.15~4.12。

### 1.2 开发现状

截至2019年12月,双河油田北块Ⅱ4-6层系油井开井40口,日产油42.8 t,日产液2 481 m<sup>3</sup>,综合含水98.28%。注水井开井28口,日注水1 964.7 m<sup>3</sup>,平均单井日注水70.2 m<sup>3</sup>,月注采比0.77,压力保持水平91.9%。北块Ⅱ4-6层系平均单井日产液62 m<sup>3</sup>,日产液大于60 m<sup>3</sup>的井占开井数的50%,大于100 m<sup>3</sup>的井占20%。表现出普遍特高含水的现状,水油比高达57<sup>[6]</sup>。层系经过多个开发阶段,2002年一次聚驱后井网长期固定,注水沿着优势方向突进,造成平面上波及面积小,注采失调日趋严重。目前层系整体表现为

高耗水条带发育、水淹严重、水驱效率低、无效产液高的特征,急需开展高耗水条带治理,改善开发效果。

## 2 高耗水条带发育规律研究

针对极为复杂的地下油水分布关系,研究综合利用各种地质、测井和动态数据,并用地质统计学的方法对各种储层参数进行井间预测<sup>[7-9]</sup>,结合国内外较为成熟的地质建模方法,采用主流建模软件petrel,建立精细储层地质模型,为后期井网调整挖潜和数值模拟提供服务。

### 2.1 典型模型研究高耗水条带发育规律

以双河北块Ⅱ4-6层系的一个典型井组为参考<sup>[10-11]</sup>,根据地质参数建立数值模拟模型,模型参数见表1,并根据公式(1)~(3)来模拟传导率随开采时间的变化<sup>[12-14]</sup>。相比于流线模拟模型,该方法可以利用传导率变化来体现液流的主要流动区域,液流流过的区域传导率要明显高于其他区域,因此,可以更直观地观察到高耗水条带发育的形态(图1)。该模型有2口注水井(泌51、J207)和6口生产井(T211、T205、T207、T408、T226、T227)。

表1 数值模拟参数  
Table 1 Numerical simulation parameters

地质参数			流体参数			
初始含油饱和度/%	平面渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	原始地层压力/MPa	密度/ (kg·m <sup>-3</sup> ) 油 水	黏度/ (mPa·s) 油 水	体积系数/ (m <sup>3</sup> ·m <sup>-3</sup> ) 油 水	
71.5	673	14.7	869 1 000	8.2 1	0.988 1	

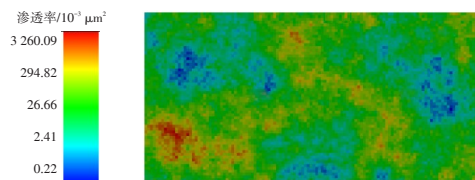


图1 渗透率场

Fig. 1 Permeability field

传导率时变函数:

$$R = \left( \frac{Q_w}{V_{POR}} \right) \quad (1)$$

$$M_k = 1 \quad R \leq 1.2 \quad (2)$$

$$M_k = 0.996 6R^{0.0195} \quad R > 1.2 \quad (3)$$

式中: $M_k$ 为传导率; $R$ 为注水冲刷倍数; $Q_w$ 为通过网格的总水量体积,m<sup>3</sup>;  $V_{POR}$ 为网格的孔隙体积,m<sup>3</sup>。

图1显示的是模型的渗透率场,图2显示的是开发过程中渗透率时变情况,从图1、图2的对比可以看出,渗透率越高越易于流体流动,经过长期的冲刷,高耗水条带的发育集中在高渗区域,而低渗区域由于水驱的波及很有限,因此不易于发育高耗水条带。

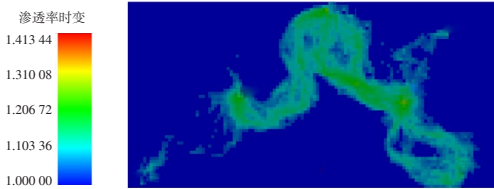


图2 传导率时变情况  
Fig. 2 Time variation of permeability

### 2.2 实际模型研究高耗水条带发育规律

双河油田北块II 4-6层系数值模拟采用CMG数值模拟软件,网格步长20 m×20 m,模型总网格数1 077 300个,尽可能表现注采井间的储层非均质性。根据油藏地质情况和实际开发动态特征,对数值模型中的一些参数和数据进行调整,对全区开发过程中产量、含水以及单井的生产资料进行拟合,本次区块拟合符合率达到98%,能较好地符合地下生产情况。

数值模拟结果显示(图3),由于地质构造因素、平面上渗透率的非均质性、注采井网的完善程度、注水长期注水带来的物性变化等原因,平面上水淹不均匀(图4)。主体区高耗水条带发育,其中含水大于90%的强水淹区剩余储量为373.45×10<sup>4</sup>t,平均含油饱和度较低(31%~38%),占全部剩余储量的71.7%;上倾边角区剩余油饱和度较高(51.8%~

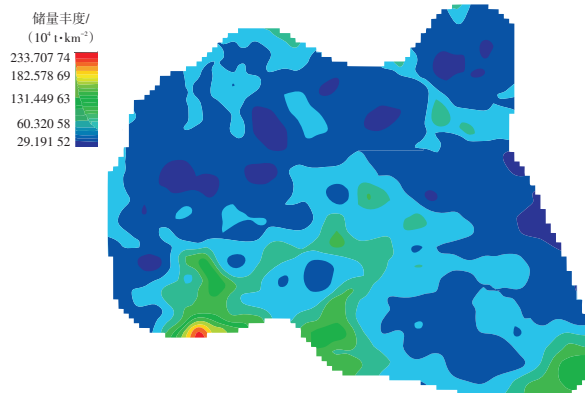


图3 II 4-6层系剩余储量丰度叠合图  
Fig. 3 Overlay of remaining reserves abundance in II 4-6 formation

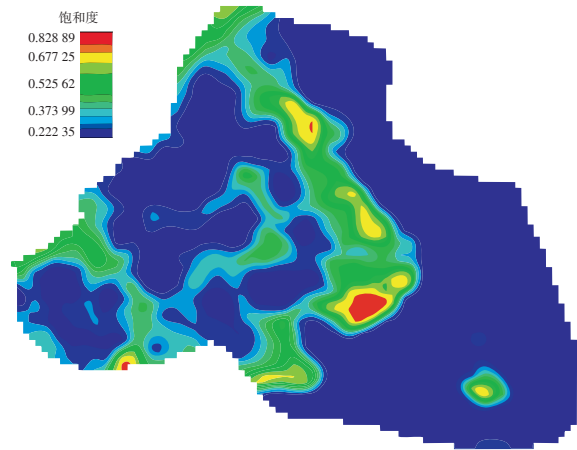


图4 II 5'层剩余油饱和度  
Fig. 4 Remaining oil saturation of II 5' layer

72%),但剩余储量丰度低(12~20)×10<sup>4</sup>t/km<sup>2</sup>,高耗水条带欠发育;非主力油层井网不完善,剩余油饱和度相对较高(41%),但整体剩余储量丰度较低(4.78×10<sup>4</sup>t/km<sup>2</sup>),高耗水条带有一定发育,是进一步挖潜工作中不可忽视的油砂体。

## 3 高耗水条带影响因素研究

为了明确各因素对发育高耗水条带的影响,对注入速度、渗透率级差、渗透率变异系数、地层系数对高耗水条带发育影响形式进行探究,并以模型最终采出程度为观测指标,区块采出程度越高,代表开采效果越好,高耗水条带发育程度相对较差。

### 3.1 注入速度对高耗水条带发育的影响

在注入量相同的情况下,注入速度不同主要体现在注入压力不同,考虑实际生产情况,探究注入速度为800 m<sup>3</sup>/月、1 200 m<sup>3</sup>/月、1 600 m<sup>3</sup>/月、2 000 m<sup>3</sup>/月、2 400 m<sup>3</sup>/月,结果如图5所示。

注入速度越大,注入压力以及压力梯度就越大,

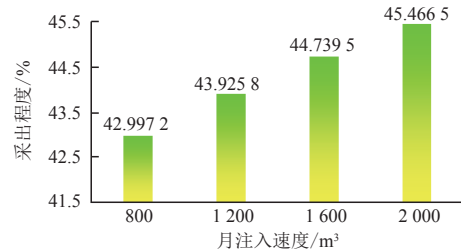


图5 注入速度对高耗水条带发育的影响  
Fig. 5 Influence of injection rate on development of high water consumption strip

低渗层越容易被波及。因此,高耗水条带发育程度较低,水驱开发效果更好。但当注入速度大于 $2\ 000\text{ m}^3/\text{月}$ 时,由于注入量过大,单位时间对储层物性好的区域冲刷比较严重,导致发育高耗水条带程度更高,使得开采效果变差。

### 3.2 渗透率级差对高耗水条带发育的影响

渗透率级差主要体现为层间的生产矛盾,如果层间的渗透率级差越大,高渗层的高耗水条带就比较发育,对渗透率级差为3、5、7、9的情况分别进行研究,结果如图6所示。

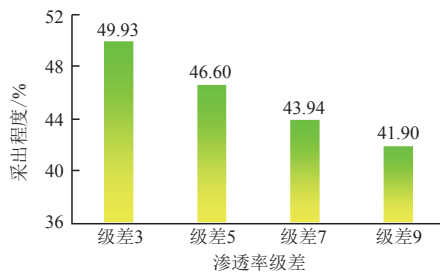


图6 渗透率级差对高耗水条带发育的影响

Fig. 6 Influence of permeability ratio on development of high water consumption strip

通过研究发现:渗透率级差越大,小层之间注水量分配越不均衡,导致渗透率高的层被注入大量的水,因此,高渗储层的高耗水条带发育,而低渗层的注水量较小,储层之间注水越不均衡,整体的开采效果越差。

### 3.3 渗透率变异系数对高耗水条带发育的影响

渗透率变异系数主要反映的是层内的渗透率均衡程度,选取渗透率变异系数为0.2、0.4、0.6、0.8进行研究,研究结果如图7所示。

由模拟结果可以看出:储层渗透率变异系数越大开发效果越差,渗透率变异系数越大,导致水驱越容易发生水窜、突进,因此高耗水条带发育越严重,而储层越均衡水驱推进越稳定越不易发育高耗水条带。

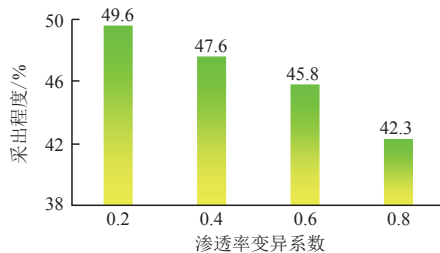


图7 渗透率变异系数对高耗水条带发育的影响

Fig. 7 Influence of permeability variation coefficient on development of high-water consumption strip

### 3.4 地层系数对高耗水条带发育的影响

地层系数定义为渗透率和小层厚度的乘积,探究在相同地层系数,不同系数组合情况下( $k \times h$ 、 $0.5k \times 2h$ 、 $0.4k \times 2.5h$ 、 $0.2k \times 5h$ )的开发情况。开发结果如图8所示。

根据模拟结果可以看出:在注入压力一定,地层系数一定的情况下,各个小层的注入量相同。但是由于渗透率大、地层厚度小储层体积小,注入相同量的水,对于相同区域的过流倍数越大,因此,冲刷越严重越容易发育高耗水条带。

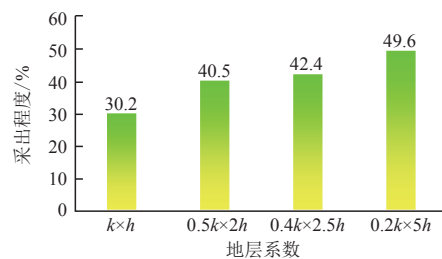


图8 地层系数对高耗水条带发育的影响

Fig. 8 Influence of formation coefficient on development of high water consumption strip

### 3.5 正交试验研究高耗水条带发育的主要影响因素

利用单因素分析所确定的相关因素,进一步对注入速度、渗透率级差、渗透率变异系数和地层系数进行优化研究<sup>[15]</sup>。针对上述四个因素进行正交实验设计,分析其对高耗水条带发育的相对影响大小。

#### 1) 正交试验设计

对注入速度、渗透率级差、渗透率变异系数和地层系数4个因素进行四因素四水平的正交试验设计,试验方案如表2,数值模拟所得结果统计见表3。

#### 2) 级差法分析因素敏感程度

级差分析法是指研究多因素多水平的一种试验设计方法,根据正交性从全面试验中挑选出部分有代表性的点进行试验,借助因素的平均级差来确定

表2 试验方案  
Table 2 Test scheme

组号	试验因素			
	注入速度A	渗透率级差B	渗透率变异系数C	地层系数D
1	800	3	0.2	$k \times h$
2	1 200	5	0.4	$0.5k \times 2h$
3	1 600	7	0.6	$0.4k \times 2.5h$
4	2 000	9	0.8	$0.2k \times 5h$

表3 正交试验设计  
Table 3 Orthogonal experimental design

试验号	试验因素				采出程度/ %
	A	B	C	D	
1	800	3	0.2	$k \times h$	45.87
2	800	5	0.4	$0.5k \times 2h$	43.24
3	800	7	0.6	$0.4k \times 2.5h$	41.26
4	800	9	0.8	$0.2k \times 5h$	40.59
5	1 200	3	0.4	$0.4k \times 2.5h$	49.81
6	1 200	5	0.2	$0.2k \times 5h$	48.64
7	1 200	7	0.8	$k \times h$	41.28
8	1 200	9	0.6	$0.5k \times 2h$	42.86
9	1 600	3	0.4	$0.2k \times 5h$	49.37
10	1 600	5	0.8	$0.4k \times 2.5h$	47.92
11	1 600	7	0.2	$0.5k \times 2h$	48.26
12	1 600	9	0.6	$k \times h$	39.57
13	2 000	3	0.8	$0.5k \times 2h$	45.65
14	2 000	5	0.4	$k \times h$	42.25
15	2 000	7	0.6	$0.2k \times 5h$	45.56
16	2 000	9	0.2	$0.4k \times 2.5h$	46.28

影响指标的主要因素,选出最佳因素水平组合<sup>[7]</sup>。具体做法如下:

①计算各因素每个水平的平均效果和级差;

②对计算结果进行分析,分析各因素的主次和影响规律,最终找到最优的试验方案。其中, $R_j$ 为第 $j$ 列因素的级差,反映了第 $j$ 列因素水平波动时试验指标的变动幅度。 $R_j$ 越大,说明该因素对试验指标的影响越大。根据 $R_j$ 大小,可以判断因素的敏感性程度。

$K_{jm}$ 为第 $j$ 列因素 $m$ 水平所对应的试验指标和, $K_{jm}$ 为 $K_{jm}$ 的平均值。由 $K_{jm}$ 大小可以判断第 $j$ 列因素的优水平,并确定优组合,计算统计结果见表4。

表4 计算结果统计  
Table 4 Statistical table of calculation results

计算参数	因素号			
	A	B	C	D
$K_1$	170.96	189.70	190.05	168.97
$K_2$	181.59	183.05	176.18	180.01
$K_3$	186.12	176.36	169.25	183.27
$K_4$	179.74	169.30	175.44	186.16
$m_1$	42.74	47.425	47.5125	42.242 5
$m_2$	45.397 5	45.762 5	44.045	45.002 5
$m_3$	46.53	44.09	42.312 5	45.817 5
$m_4$	44.935	42.325	43.86	46.54
级差R	3.79	5.1	5.2	4.297 5
主次顺序	C>B>D>A			

由正交试验结果不难发现级差 $C > B > D > A$ ,渗透率变异系数对发育高耗水条带的影响最大,渗透率级差以及地层系数的影响次之,注入速度在四者中的影响最小。

## 4 高耗水条带治理思路及原则

### 4.1 降无效产液

在现井网基础上,通过关井和间开降低无效产液,实现双河北块Ⅱ4-6层系液流转向,改善开发效果,日降无效产液达到 $2\ 400\ \text{m}^3$ ,双河联合站关停一台小型注水泵。具体措施包括:

1) 采出端针对电泵井高能高耗,通过关停实现节能降耗;针对上倾区及边角部位,物性差、出液差、储量动用差的井,通过夜间低谷电价间开,实现节能保效;针对高耗水条带发育的主体区,油井普遍高能高含水,通过点状大幅度降液,实现液流转向;针对边水区域,由于边水推进,油井产水以边水为主,通过间开实现源头降本。

2) 注入端上倾区水井尽量保持原配注不变,促进在非主流线区域的低能油井见效;主体区流场相对固定,调整困难,降液后,对应水井大幅下调配注以扰动流线,增大波及系数;边水区能量充足,无效注水多,油井降液后,在保持开发能量的基础上尽可能下调注水量,以减少无效注水。

### 4.2 弱水淹区精细挖潜

以经济效益最大化为中心,以提高井网控制程度和水驱控制储量最大化为目的,结合数值模拟成果及高耗水条带研究成果,根据各单层剩余油潜力分布特征及生产动态特征等,通过在高耗水条带欠发育区、剩余油富集区实施补孔,卡堵水等措施,挖掘剩余油潜力,封堵高耗水层,改善开发效果。

### 4.3 三元复合驱进一步提高采收率

双河北块Ⅱ4-Ⅱ5层系为近物源扇三角洲砂砾岩沉积,水下分流河道微相发育。层内夹层、单层内低渗透夹层发育,具有多韵律、多岩性段、多物性段的储层特征,层内非均质程度高于层间非均质,根据数值模拟结果,造成聚驱后油层内剩余油的分布较为复杂、零散、隐蔽,剩余油主要有以下特征:

1) 平面上,受井网控制,主力层主体区饱和度

平均31%~38%,但由于含油面积大、厚度大、物性好,剩余储量 $318.22 \times 10^4$ t,占主力层剩余储量的71.8%;上倾尖灭区剩余油相对富集,平均饱和度51.8%~72%,剩余储量 $22.85 \times 10^4$ t,剩余储量丰度 $(12 \sim 20) \times 10^4$ t/km<sup>2</sup>;非主力油层井网不完善、剩余油饱和度平均41%,剩余油储量丰度 $4.78 \times 10^4$ t/km<sup>2</sup>,是进一步挖潜工作中不可忽视的油砂体。

2) 纵向上,剩余油在聚驱受效差、动用程度低的中、低渗透层段相对富集;流动单元内部在正韵律层顶部、反韵律底部、复合韵律的低渗部位相对富集。主力层间的采出程度差异较小,整体采出程度较高,平均为44.34%,主力层平均剩余油饱和度31%~38%,剩余储量丰度 $(12.2 \sim 39.7) \times 10^4$ t/km<sup>2</sup>;非主力层剩余储量 $77.63 \times 10^4$ t,占层系总剩余储量的14.9%,非主力层采出程度相对较低,层间的采出程度差异较大,例如Ⅱ<sup>4</sup>层采出程度只有30.37%,而Ⅱ<sup>5</sup>层采出程度45.11%。非主力层平均剩余油饱和度为38%~51%,差别较大,剩余储量丰度为 $(2.13 \sim 6.86) \times 10^4$ t/km<sup>2</sup>,普遍较低。Ⅱ<sup>5</sup>层剩余储量丰度最大,其次是Ⅱ<sup>4</sup>层,所以Ⅱ<sup>4</sup>-Ⅱ<sup>5</sup>层依然是下一步进行挖潜的重要层位。

3) 根据密闭取心井检9荧光薄片图像分析结果显示,由于润湿性影响形成的孔表薄膜状剩余油占48.7%,是聚驱后微观剩余油的主要赋存形态,依靠后续水驱不能驱替这部分剩余油,需改驱替方式。

双河北块Ⅱ<sup>4</sup>-Ⅱ<sup>5</sup>层系剩余油“普遍分布,局部相对富集”,主力层主体区仍是下一步开展二次化学驱的潜力区域。主力层主体区油层厚度大、非均质严重,剩余油呈斑块状、条带状与油水混杂零散分布在中强水淹区内,主体区剩余油饱和度一般比边角部位低,但统计主力层主体区剩余储量为 $318.22 \times 10^4$ t,占主力层剩余储量的71.8%。

双河北块Ⅱ<sup>4</sup>-Ⅱ<sup>5</sup>层系在一次聚驱后,油层中的剩余油更加分散,启动残余油难度更大。使用较高分子量高浓度聚合物进行二次聚驱,可以进一步提高采收率,但采收率提高程度有限,室内驱油实验提高采收率幅度9个百分点左右。而三元复合体系兼具高黏度和超低油水界面张力的特点,在扩大波及体积的基础上启动残余油能力更强,进一步提高采收率技术优势更明显。室内驱油实验提高采收率可达20%以上。根据双河北块Ⅱ<sup>4</sup>-Ⅱ<sup>5</sup>层系油藏特点,结合实验研究结果,建议该区块聚合物驱后进

一步提高采收率采用三元复合驱技术。三元复合驱配方为:1 500 mg/L聚合物+3 000 mg/L表面活性剂+5 000 mg/LNa<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>。

## 5 结论与认识

1) 渗透率越高液流越容易流动,经过长时间的注水开发,液流长时间冲刷储层,导致高耗水条带多发育在渗透率较高的区域,会导致恶性循环最终严重影响开发效果。

2) 注入速度越大压力梯度也越大,使得注入水容易驱替到低渗区,不易发育高耗水条带。当注入速度大于2 000 m<sup>3</sup>/月时,由于注入量过大,单位时间对储层物性好的区域冲刷比较严重,导致发育高耗水条带程度更高,使得开采效果变差;渗透率变异系数和渗透率级差越高使得水驱不稳定容易造成突进,更容易发育高耗水条带并导致水驱开发效果变差;在地层系数、注入量一定的情况下,渗透率高、储层厚度小导致过水倍数越大,水驱冲刷程度更高,更容易发育高耗水条带。

3) 通过正交实验以及级差法的分析发现,渗透率变异系数对发育高耗水条带的影响最大,渗透率级差以及地层系数的影响次之,注入速度的影响最小。

### 参考文献

- [1] 李红.双河油田Eh<sub>3</sub>VII下层系提高采收率研究[J].石油地质与工程,2018,32(5):66-69.  
LI H. The EOR study on Eh<sub>3</sub>VII lower series of shuanghe oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2018, 32(5): 66-69.
- [2] 甘文军.特低渗小断块油藏流场调整实践与认识—以东北分公司油田为例[J].石油地质与工程,2019,33(6):58-61.  
GAN W J. Practice and understanding of flow field adjustment in small fault block reservoir with ultra-low permeability—By taking Northeast Oil & Gas Oilfield Company as an example[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(6): 58-61.
- [3] 肖康,穆龙新,姜汉桥,等.封堵优势通道动用剩余油机制及策略[J].石油与天然气地质,2017,38(6):1180-1186.  
XIAO K, MU L X, JIANG H Q, et al. Mechanisms of remaining oil production by plugging dominant flowing path and the application and strategies[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1180-1186.
- [4] KIRKLAND C M, THANE A, HIEBERT R, et al. Addressing wellbore integrity and thief zone permeability using microbially-induced calcium carbonate precipitation (MICP): A field demonstration[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 190.
- [5] 张伟,刘斌,王欣然,等.基于时变理论的优势通道演化规律研究[J].新疆石油天然气,2019,15(4):61-66.

- ZHANG W, LIU B, WANG X R, et al. Evolution law of dominant channel based on time-variation theory[J]. Xinjiang Petroleum & Natural Gas, 2019, 15(4): 61-66.
- [6] HUANG B, XU R, FU C, et al. Thief zone assessment in sandstone reservoirs based on multi-layer weighted principal component analysis[J]. Energies, 2018, 11(5).
- [7] 郭长春. 测井综合指数法识别新井高渗条带[J]. 测井技术, 2014, 38(6): 755-759.
- GUO C C. Identification of high-permeability strip in new wells by well logging composite index method[J]. Well logging technology, 2014, 38(6): 755-759.
- [8] 佟颖, 贾元元. 基于刻蚀模型的高渗条带控制下剩余油微观赋存特征[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(28): 80-86.
- TONG Y, JIA Y Y. Microscopic occurrence characteristics of remaining oil under the control of high-permeability Strip based on etching model[J]. Science, Technology and Engineering, 2016, 18(28): 80-86.
- [9] WANG G, CAO C, PU X L, et al. Experimental investigation on plugging behavior of granular lost circulation materials in fractured thief zone[J]. Particulate Science and Technology, 2016, 34(4).
- [10] 刘太勋, 李超, 刘畅, 等. 三角洲前缘河口坝复合体剩余油分布物理模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(6): 1-8.
- LIU T X, LI C, LIU C, et al. Experimental simulation of remaining oil distribution in combined debouch bar of delta front reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(6): 1-8.
- [11] 沈黎阳, 毛立华, 王坤, 等. 中渗油藏相控剩余油分布特征研究及应用[J]. 断块油气田, 2017, 24(1): 31-34.
- SHEN L Y, MAO L H, WANG K, et al. Distribution of remaining oil controlled by facies in medium permeability reservoir and application[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2017, 24(1): 31-34.
- [12] 王国锋. 低渗透油层低黏度聚驱微观剩余油动用机理[J]. 断块油气田, 2018, 25(6): 776-780.
- WANG G F. Microscopic residual oil utilization mechanism of low viscosity polymer flooding in low permeability reservoir[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(6): 776-780.
- [13] 郑松青, 杨敏, 康志江, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏水驱后剩余油分布主控因素与提高采收率途径[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 746-754.
- ZHENG S Q, YANG M, KANG Z J, et al. Controlling factors of remaining oil distribution after water flooding and enhanced oil recovery methods for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 746-754.
- [14] 李敏, 张忠民, 张德民, 等. 新民油田高含水期剩余油分布特征及控制因素分析[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(3): 992-1000.
- LI M, ZHANG Z M, ZHANG D M, et al. Distribution characteristics and control factors of remaining oil during high water cut stage in Xinmin Oilfield[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(3): 992-1000.
- [15] DING S W, JIANG H Q, LIU G W, et al. Determining the levels and parameters of thief zone based on automatic history matching and fuzzy method[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 138: 138-152.

(编辑 徐佩)

(上接第71页)

- [16] 石静, 曹绪龙, 王红艳, 等. 胜利油田高温高盐稠油油藏复合驱技术[J]. 特种油气藏, 2018, 25(4): 129-133.
- SHI J, CAO X L, WANG H Y, et al. Combination flooding technology used in high-temperature, high-salinity heavy oil reservoirs of Shengli Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(4): 129-133.
- [17] 余文昌, 孔柏岭. 古城油田稠油油藏二元复合驱提高采收率研究[J]. 石油地质与工程, 2018, 32(5): 70-72.
- SHE W C, KONG B L. Research on EOR by SP flooding in heavy oil reservoir of Gucheng oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2018, 32(5): 70-72.
- [18] 张连社. 胜利油田夏8断块稠油油藏化学驱提高采收率技术研究[D]. 北京: 中国地质大学, 2012.
- ZHANG L S. Chemical flooding EOR study for heavy oil reservoir of fault Block Xia-8, Shengli Oilfield[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2012.
- [19] WILSON A. Pelican Lake: first successful application of polymer flooding in a heavy-oil reservoir[J]. Journal of Petroleum Technology, 2015, 67(1): 78-80.
- [20] GUO Y J, ZHANG J, LIU Y G, et al. Successful scale application of associative polymer flooding for offshore heavy oilfield in Bohai Bay of China[C]// paper SPE-196467-MS presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 29-31 October, 2019, Bali, Indonesia.
- [21] GUO Y J, ZHANG J, ZHANG X M, et al. Investigation and application of an associative polymer-surfactant binary system for a successful flooding pilot in a high-temperature, high-salinity, ordinary heavy oil reservoir[C]// paper SPE-190411-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 26-28 March, 2018, Muscat, Oman.
- [22] GUO Y J, LIANG Y, CAO M, et al. Flow behavior and viscous-oil-microdisplacement characteristics of hydrophobically modified partially hydrolyzed polyacrylamide in a repeatable quantitative visualization micromodel[J]. SPE Journal, 2017, 22(5): 1448-1466.
- [23] TAYLOR K C, NASR-EL-DIN H A. Acrylamide copolymers: A review of methods for the determination of concentration and degree of hydrolysis[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 1994, 12(1): 9-23.

(编辑 余聪)