

## 底水油藏水平井水脊形态影响因素

邹威<sup>1</sup>,姚约东<sup>1</sup>,王庆<sup>2</sup>,淮银超<sup>3</sup>,肖鹏<sup>1</sup>,刘明宽<sup>1</sup>

(1.中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室,北京 102249; 2.中海石油(中国)有限公司天津分公司工程技术作业中心,天津 300459; 3.长安大学地球科学与资源学院,陕西 西安 710054)

**摘要:**在底水油藏开发过程中,水平井底水脊进是影响开发效果的关键因素,而关于水脊形态影响因素的研究相对较少。为此,利用油藏数值模拟技术,基于M油田的实际油藏参数,建立底水油藏数值概念模型,根据程林松等推导的水平井产能公式,回归得到水脊形态定量描述公式,分析水平井井距、垂直与水平渗透率比值、单井产液量、水平井垂向位置、油水粘度比和含水率等因素对采出程度和水脊形态的影响。分析结果表明:随着水平井井距的增大,相同含水率下采出程度和最大水脊半径逐渐减小,而水脊体积总体呈增大趋势;随着垂直与水平渗透率比值和油水粘度比的增大,相同含水率下采出程度、最大水脊半径和水脊体积逐渐减小;随着单井产液量的增大,相同含水率下采出程度、最大水脊半径和水脊体积总体呈上升趋势,但单井产液量超过一定值后,最大水脊半径和水脊体积略有减小;水平井垂向位置离油水界面越近,相同含水率下采出程度、最大水脊半径和水脊体积越小;随着含水率的增大,最大水脊半径和水脊体积逐渐增大。运用Box-Behnken试验设计方法,分析各因素及各因素间的交互作用对水脊形态影响的显著程度,结果表明:对水脊形态的影响程度由大到小依次为垂直与水平渗透率比值、油水粘度比、水平井垂向位置、单井产液量和水平井井距。其中,垂直与水平渗透率比值和单井产液量组合、油水粘度比和水平井井距组合对累积产油量的交互影响最为显著。

**关键词:**底水油藏 水平井 水脊形态 数值模拟 Box-Behnken 试验设计 影响因素

中图分类号:TE341

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)05-0070-08

## Study on influential factors of water cresting morphology in horizontal well of bottom water reservoirs

Zou Wei<sup>1</sup>, Yao Yuedong<sup>1</sup>, Wang Qing<sup>2</sup>, Huai Yinchao<sup>3</sup>, Xiao Peng<sup>1</sup>, Liu Mingkuan<sup>1</sup>

(1.MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China; 2.Engineering and Technology Operations Center, Tianjin Branch Company, CNOOC China Ltd., Tianjin City, 300459, China; 3.School of Earth Science and Resources, Chang'an University, Xi'an City, Shaanxi Province, 710054, China)

**Abstract:** In the process of bottom water reservoir development, the bottom-water cresting of the horizontal well is the key factor affecting the development effect, while the research on the influential factors of the water cresting morphology is relatively few. The numerical conceptual model of bottom water reservoir was established based on the actual reservoir parameters of M oilfield using the technology of reservoir numerical simulation. Quantitative description formula for the water cresting morphology was built by regression according to the formulas of the horizontal well productivity proposed by Cheng Linsong et al. The influence of horizontal well spacing, horizontal and vertical permeability ratio, liquid production of single well, vertical position of horizontal well, oil-water viscosity ratio and water cut on the recovery percent and water cresting morphology was analyzed. Analysis results show that along with the increase of horizontal well spacing, the recovery percent and the maximum water cresting radius decrease, but the water cresting volume presents a tendency of increase in general

收稿日期:2017-05-09。

作者简介:邹威(1991—),男,江西吉安人,在读硕士研究生,从事油气田开发方面的研究。联系电话:18810686182, E-mail:weizoucy@163.com。

基金项目:中国石油科技重大专项“海外油气田开发关键技术研究与应用”(2016D-44)。

at the same water cut; along with the increase of horizontal and vertical permeability ratio and oil-water viscosity ratio, the recovery percent decreases and the maximum water cresting radius and volume decrease gradually at the same water cut; along with the increase of liquid production of single well, the recovery percent, the maximum water cresting radius and volume were increasing in general at the same water cut, but the maximum water cresting radius and volume slightly decreased at certain liquid production; if the vertical position of the horizontal well is closer to oil-water interface, the recovery percent and the maximum water cresting radius and volume decrease; the maximum water cresting and volume increase gradually along with the increase of water cut. Box-Behnken experimental design method was used to obtain the order of influential factors of each control factor, and the interactive effects of each factor on water cresting morphology. The results show that the order of degree of the influential factors on water cresting morphology was concluded as horizontal and vertical permeability ratio>oil-water viscosity ratio>vertical position of horizontal well>liquid production of single well>horizontal well spacing. The interaction of horizontal and vertical permeability ratio, liquid production of single well, oil-water viscosity ratio and horizontal well spacing on the cumulative oil production is the most obvious.

**Key words:** bottom water reservoir; horizontal well; water cresting morphology; numerical simulation; Box-Behnken experimental design; influential factors

水平井是通过扩大油层泄油面积来提高单井产量,从而提高油田开发经济效益的一项重要技术<sup>[1]</sup>。随着完井优选技术和复杂水平井井眼轨迹控制技术的完善,尤其是地质导向技术的成熟,水平井开发底水油藏具有独特优势<sup>[2]</sup>。然而,水平井开发底水油藏也存在一些亟待解决的难题,最突出问题是底水脊进。中外学者对水脊的深入研究始于20世纪80年代。Giger提出了水平井水脊顶突破前的二维水脊解析模型,并且修正了数值解<sup>[3]</sup>。Papat-zacos等提出了无限大各向异性油藏水平井无因次见水时间、无因次临界产量的半解析解公式<sup>[4]</sup>。Guo等研究了水脊的高度和形状,得到水脊高度与油井产量和水脊半径间的关系式<sup>[5]</sup>。Yang等基于流动方程,根据数值模拟结果回归得到水平井见水时间关系式<sup>[6]</sup>。刘新光等利用渗流力学映射反映和势叠加原理,建立了底水油藏水脊上升数学模型<sup>[7]</sup>。但目前已有的研究主要集中在水脊形态发展的解析表征,对于其影响因素的定量描述还很欠缺,尤其是忽略了各因素之间的交互影响。为此,基于M油田实际油藏参数,建立数值概念模型,得到与水平井井距、垂直与水平渗透率比值、单井产液量、水平井垂向位置、油水粘度比和含水率有关的水平井水脊形态定量描述公式。通过数值模拟敏感性分析,建立累积产油量与各因素的定量表征模型,运用Box-Behnken试验设计方法<sup>[8-16]</sup>,分析各因素及各因素间的交互作用对水脊形态影响的显著程度。

## 1 水脊形态理论表达式

根据实际水脊形态,选取水脊形态描述公式<sup>[17]</sup>为

$$f(r) = a_1 + a_2 e^{-a_3 r^2} \quad (1)$$

当式(1)中的 $r$ 为0时, $f(r) = a_1 + a_2 = h_b$ ,即水脊高度等于避射高度,因此只需求得回归系数 $a_2$ 和 $a_3$ ,即可得到水脊形态理论表达式。

根据水脊的三维形态,将水脊分为中间脊体和水平井跟端与趾端的水脊2部分,其体积表达式为

$$V = V_1 + V_2 = WSa_1 + a_2 L \sqrt{\frac{\pi}{a_3} + \frac{a_2}{a_3} \pi} \quad (2)$$

确定式(1)中 $a_2$ 和 $a_3$ 的具体方法为:首先,建立数值概念模型,对影响水脊形态各因素设置不同的水平值,利用数值概念模型模拟得到水脊形态;然后,利用式(1)对水脊形态进行拟合,得到 $a_2$ 和 $a_3$ 与各影响因素的关系式;最后,采用多元回归方法对各影响因素进行综合分析,得到多因素回归关系式。

## 2 数值概念模型的建立

M油田实际油藏参数主要包括:初始地层压力为7.972 MPa,饱和压力为5.861 MPa,初始含油饱和度为0.77,地层原油粘度为320.6 mPa·s,地层原油密度为0.980 g/cm<sup>3</sup>,原油体积系数为1.064,原始溶解气油比为0.104 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,岩石压缩系数为4.35×10<sup>-4</sup> MPa<sup>-1</sup>,地层水压缩系数为4.625×10<sup>-5</sup> MPa<sup>-1</sup>。基于M油田实际油藏参数,建立均匀网格地质模型,水体类型为Fetchovich水体,按平行于油水界面的方式,从油藏顶部向下至油水界面将油藏划分为18层,其中1—12层为油层,13—18层为水层,横向、纵向和垂向的网格步长分别为20,20和1 m。生产井为3口水平井。初始水平射孔层为第2层,水平井段长度为320 m,初始井距为300 m。

### 3 影响因素

程林松等利用镜像映射法和压力叠加原理,建立的底水油藏水平井产能公式<sup>[11-12]</sup>为

$$Q = \frac{542.87K_c L \Delta p}{\left[ \ln \frac{4\beta h}{\pi r_w} + \ln \left( \tan \frac{\pi z_w}{2h} \right) \right] \mu_o B_o} \quad (3)$$

通过式(3)研究水平井井距、垂直与水平渗透率比值、单井产液量、水平井垂向位置、油水粘度比和含水率对采出程度和水脊形态的影响,以明确各单因素对水脊形态的影响规律。

#### 3.1 水平井井距

当水平井井距不同时,油藏采出程度也不同(图1a);在含水率相同的条件下,采出程度随着井距的增大而不断减小。因为井距越大,单井控制储量越大,采出程度越小,剩余油储量占地质储量比例增大,故开发效果变差。随着井距的增大,最大水脊半径逐渐减小,而水脊体积整体呈逐渐增大的趋势,最终略有下降(图1b)。这是由于井距越大,井间干扰越小,压力叠加效应越弱所致。

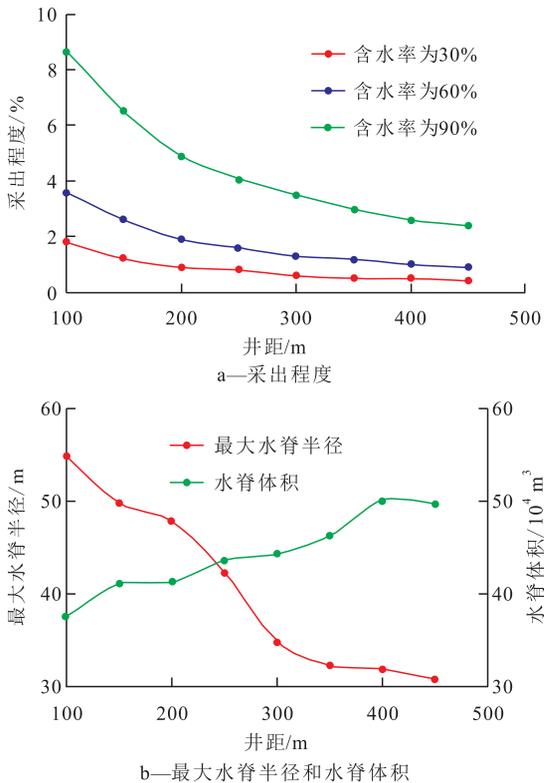


图1 不同水平井井距下采出程度和水脊形态变化  
Fig.1 Variation of recovery percent and water cresting morphology with well spacing of horizontal well

根据数值模拟得到不同井距下的水脊形态,通

过式(1)对水脊形态进行拟合,整理后得到  $a_2$  和  $a_3$  的表达式分别为

$$a_2 = \frac{-764.59}{S} + 12.005 \quad (4)$$

$$a_3 = \frac{0.087}{S} + 3.0047 \times 10^{-4} \quad (5)$$

#### 3.2 垂直与水平渗透率比值

将垂直与水平渗透率比值设为0.01,0.03,0.05,0.1,0.3和0.5,研究不同垂直与水平渗透率比值下的采出程度和水脊体积。结果(图2)表明:垂直与水平渗透率比值对高含水率下采出程度影响最大,对中、低含水率下采出程度影响较小;垂直与水平渗透率比值越大,最大水脊半径和水脊体积越小。这是因为,垂直渗透率的增大引起垂向渗流阻力的减小,使压力在垂向上快速传播,导致底水迅速脊进,底水作用面积减小。

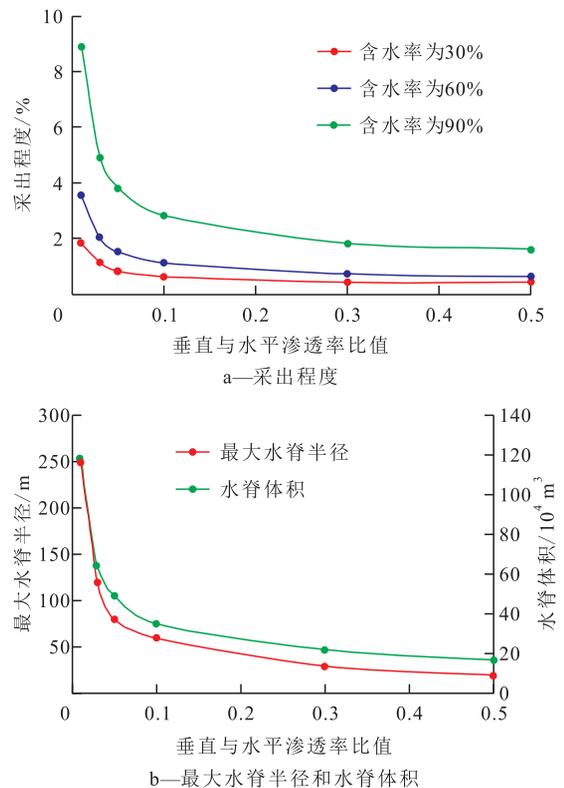


图2 不同垂直与水平渗透率比值下采出程度和水脊形态变化

Fig.2 Variation of recovery percent and water cresting morphology with permeability ratio

根据数值模拟得到不同垂直与水平渗透率比值下的水脊形态,通过式(1)对水脊形态进行拟合,整理后得到  $a_2$  和  $a_3$  的表达式分别为

$$a_2 = 3.2677 \times \frac{K_z}{K_H} + 9.4928 \quad (6)$$

$$a_3 = 4.12 \times 10^{-4} \times \frac{K_z}{K_H} + 1.36 \times 10^{-4} \quad (7)$$

### 3.3 单井产液量

当单井产液量为 50, 100, 150, 200, 300 和 500 m<sup>3</sup>/d 时, 由不同单井产液量下的采出程度和水脊形态变化(图 3)可以看出, 单井产液量越高, 相同含水率下采出程度越高, 最大水脊半径越大, 由于模型中原油粘度较大, 水脊体积变化不明显, 总体呈上升趋势, 但超过一定单井产液量后水脊形态反而略有缩小。主要因为, 单井产液量增大, 生产压差增大, 压力波及范围更大, 最大水脊半径和水脊体积随之增大, 当单井产液量超过某一值, 底水脊进速度增大, 水平井与底水之间形成优势通道, 压力波及范围反而减小, 水脊体积随之缩小。

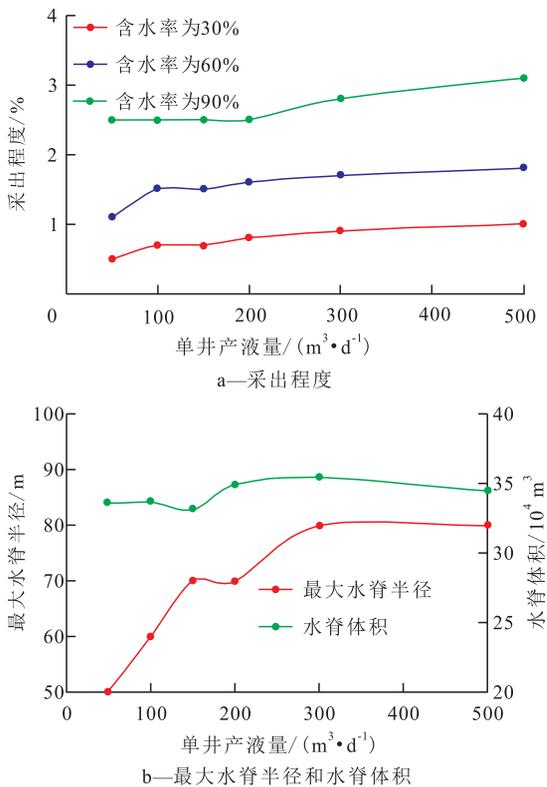


图3 不同单井产液量下采出程度和水脊形态变化  
Fig.3 Variation of recovery percent and water cresting morphology with fluid production of single well

根据数值模拟得到不同单井产液量下的水脊形态, 通过式(1)对水脊形态进行拟合, 整理后得到  $a_2$  和  $a_3$  的表达式分别为

$$a_2 = \frac{0.4285}{q} + 9.1873 \quad (8)$$

$$a_3 = \frac{4.56 \times 10^{-3}}{q} + 5.46 \times 10^{-4} \quad (9)$$

### 3.4 水平井垂向位置

避射程度是指水平井和油水界面的垂向距离与油层厚度的比值, 通常采用避射程度来表示水平井垂向位置。在避射程度分别为 0.9, 0.8, 0.67, 0.5,

0.33 和 0.17 的条件下, 模拟水平井垂向位置对采出程度和水脊形态的影响。结果(图 4)表明, 水平井距油水界面距离越小, 相同含水率下采出程度、最大水脊半径和水脊体积越小。这是因为, 水平井越靠近油水界面, 底水脊进速度越快, 含水率上升越快, 水平井与底水之间很快形成优势通道, 底水波及范围越小, 最大水脊半径和水脊体积也越小。

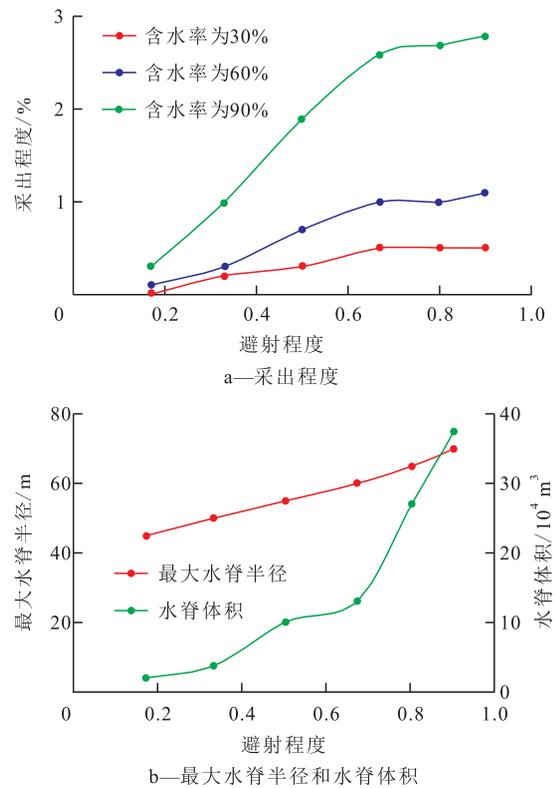


图4 不同避射程度下采出程度和水脊形态变化  
Fig.4 Variation of recovery percent and water cresting morphology with perforation-avoiding degree

根据数值模拟得到水平井不同避射程度下的水脊形态, 通过式(1)对水脊形态进行拟合, 整理后得到  $a_2$  和  $a_3$  的表达式分别为

$$a_2 = 9.5689d_b - 0.0625 \quad (10)$$

$$a_3 = \frac{0.9137}{d_b^2} + 7.8343 \quad (11)$$

### 3.5 油水粘度比

油水粘度比分别为 48, 79, 177, 261, 666 和 833 时, 模拟油水粘度比对水脊形态的影响。结果(图 5)表明, 油水粘度比对高含水期的采出程度影响较大, 随着油水粘度比的增大, 采出程度、最大水脊半径和水脊体积均呈减少趋势, 高含水期的采出程度降幅较大, 最大水脊半径和水脊体积降幅次之, 中、低含水率下的采出程度降幅较小。主要因为, 原油粘度越低, 油水粘度比越小, 重力作用影响较小, 底水近

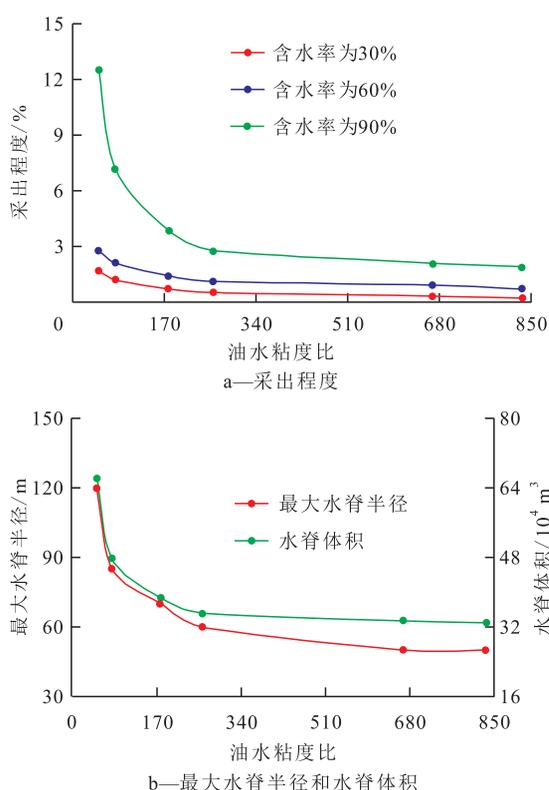


图5 不同油水粘度比下采收程度和水脊形态变化  
Fig.5 Variation of recovery percent and water cresting morphology with oil-water viscosity ratio

似于活塞式地均匀向上推进,水脊波及范围越大。

根据数值模拟得到不同油水粘度比值下的水脊形态,通过式(1)对水脊形态进行拟合,整理后得到  $a_2$  和  $a_3$  的表达式分别为

$$a_2 = \frac{1.762}{\ln \mu_r} + 0.819 \quad (12)$$

$$a_3 = \frac{9.709 \times 10^{-5}}{\ln \mu_r} + 1.1467 \times 10^{-4} \quad (13)$$

### 3.6 含水率

随着油田的不断开发,油井含水率越来越高,水脊体积将越来越大,当含水率大于90%时,最大水脊半径随含水率的增幅变大(图6)。根据数值模拟得到不同含水率下的水脊形态,通过式(1)对水

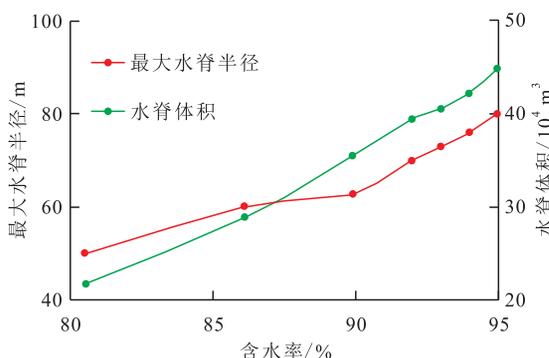


图6 不同含水率下水脊形态变化

Fig.6 Variation of water cresting morphology with water content

脊形态进行拟合,整理后得到  $a_2$  和  $a_3$  的表达式分别为

$$a_2 = \frac{-5.97}{f_w} + 16.823 \quad (14)$$

$$a_3 = \frac{2.6 \times 10^{-3}}{f_w} - 2.4 \times 10^{-3} \quad (15)$$

将式(4)一式(15)中  $a_2$  和  $a_3$  进行回归分析,拟合得到式(1)中的  $a_1$ ,  $a_2$  和  $a_3$  的表达式分别为

$$a_1 = hd_b - a_2 \quad (16)$$

$$a_2 = d_b - \frac{0.028}{Sq \ln \mu_r} + 1.39 \quad (17)$$

$$a_3 = \frac{0.12}{S} + \frac{1.13 \times 10^{-4}}{d_b^2} + \frac{4.0 \times 10^{-9}}{Sq \ln \mu_r} + \frac{3.57 \times 10^{-3}}{f_w} + 6.2 \times 10^{-3} \times \frac{K_z}{K_H} - 6.55 \times 10^{-3} \quad (18)$$

将式(16)一式(18)代入式(1)中,即可得到与水平井井距、垂直与水平渗透率比值、单井产液量、水平井垂向位置、油水粘度比和含水率有关的水平井水脊形态定量描述公式。

## 4 影响因素权重及显著性分析

因为含水率受垂直与水平渗透率比值、油水粘度比、水平井垂向位置、单井产液量和水平井井距的影响,故单因素分析时未对其进行分析,只研究其他5个因素作用下的水脊上升规律,在单因素分析的基础上,采用Box-Behnken 试验设计方法,研究水平井井距、垂直与水平渗透率比值、单井产液量、水平井垂向位置和油水粘度比5个因素对水脊上升规律的交互影响。由于底水油藏水平井数值概念模型的物性参数均匀分布,压力和温度稳定,累积产油量可直观反映底水驱替过程中的水脊形态,因此选择累积产油量作为试验的评价指标。

### 4.1 试验设计

根据Box-Behnken 试验设计原理,设计五因素三水平的响应分析试验方案(表1),以水平井井距、垂直与水平渗透率比值、单井产液量、水平井垂向位置和油水粘度比5个因素为自变量,累积产油量为响应值,研究各因素对累积产油量的影响,以获得各因素对水脊形态的影响权重。

表1 试验方案  
Table1 Test scheme

水平	S/m	$K_z / K_H$	$q/(m^3 \cdot d^{-1})$	$d_b$	$\mu_r$
-1	100	0.01	100	0.3	48
0	200	0.05	200	0.67	177
1	300	0.3	300	0.8	666

### 4.2 结果与分析

根据 Box-Behnken 试验结果(表2),通过对表2中的累积产油量进行多元回归,得到累积产油量对5个因素的多项式回归方程为

$$N_p = -91.81 + 0.24S - 144.50 \times \frac{K_z}{K_H} + 0.30q + 174.12d_b - 0.05\mu_r + 0.05S \times \frac{K_z}{K_H} + 3.13 \times 10^{-4}Sq - 0.46Sd_b + 2.87 \times 10^{-4}S\mu_r + 0.68q \times \frac{K_z}{K_H} - 73.48 \frac{K_z}{K_H}d_b + 0.23\mu_r \times \frac{K_z}{K_H} - 0.46qd_b - 2.66 \times 10^{-4}q\mu_r + 0.01d_b\mu_r \quad (19)$$

表2 Box-Behnken 试验设计及结果  
Table2 Box-Behnken experimental design and results

序号	S/m	$K_z/K_H$	$q/(m^3 \cdot d^{-1})$	$d_b$	$\mu_r$	$N_p/10^4 m^3$
1	100	0.01	100	0.8	48	27.98
2	100	0.05	200	0.67	177	10.5
3	100	0.3	300	0.3	666	1.5
4	200	0.01	100	0.67	177	16.24
5	200	0.05	200	0.3	666	1.94
6	200	0.3	300	0.8	48	23.48
7	300	0.01	200	0.8	666	12.51
8	300	0.05	300	0.67	48	31.6
9	300	0.3	100	0.3	177	2.49
10	100	0.01	300	0.3	177	13.15
11	100	0.05	100	0.8	666	5.41
12	100	0.3	200	0.67	48	5.66
13	200	0.01	200	0.3	48	24.46
14	200	0.05	300	0.8	177	11.17
15	200	0.3	100	0.67	666	1.47
16	300	0.01	300	0.67	666	10.89
17	300	0.05	100	0.3	48	15.19
18	300	0.3	200	0.8	177	5.34

模型拟合试验数据效果显著,其校正决定系数为0.981 2,表明仅有不到2%的总变异不能用该模型进行解释。式(19)的复相关系数为0.997 4,说明所建模型试验误差较小(图7),利用该模型模拟得到的结果是合理的。

#### 4.2.1 单因素影响显著程度

由表3可见,单因素对累积产油量的影响是显著的。分析单因素对累积产油量的影响曲线(图8)可知,5个因素对累积产油量的影响程度各不相同,曲线斜率绝对值越小,曲率系数越小,该因素影响程度越明显,影响程度由大到小依次为垂直与水平渗透率比值、油水粘度比、水平井垂向位置、单井产液量和水平井井距。

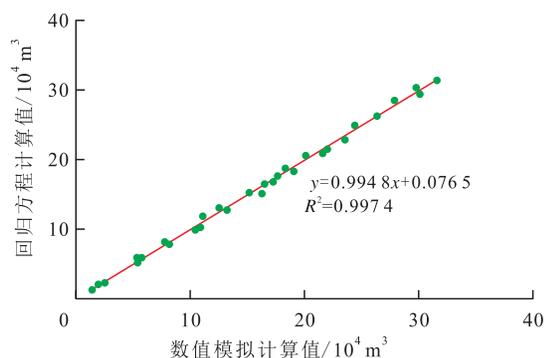


图7 数值模拟计算值与回归方程计算值对比

Fig.7 Comparison of calculated values between numerical simulation and regression equation

表3 因素分析结果

Table3 Results of factor analysis

因素	自由度	标准差	置信下限	置信上限	曲率系数
A	1	0.097	-0.17	0.66	0.126 7
B	1	0.056	-220.76	-68.25	0.014 7
C	1	0.097	-0.11	0.72	0.089 1
D	1	0.025	-0.82	349.07	0.050 4
E	1	0.008	-0.087	-0.016	0.024 4
AB	1	0.042	-0.13	0.23	0.346 8
AC	1	0.000 2	-0.000 3	0.000 9	0.169 4
AD	1	0.097	-0.88	-0.041	0.041 9
AE	1	0.000 03	0.000 1	0.000 4	0.009 2
BC	1	0.055	0.44	0.92	0.006 4
BD	1	0.059	-147.01	0.05	0.050 1
BE	1	0.001 3	0.063	0.18	0.011 7
CD	1	0.096	-0.88	-0.056	0.039 4
CE	1	0.000 02	-0.000 4	-0.000 1	0.010 3
DE	1	0.000 08	-0.02	0.056	0.182 6

注:表中的A,B,C,D和E分别代表水平井井距、垂直与水平渗透率比值、单井产液量、水平井垂向位置和油水粘度比。

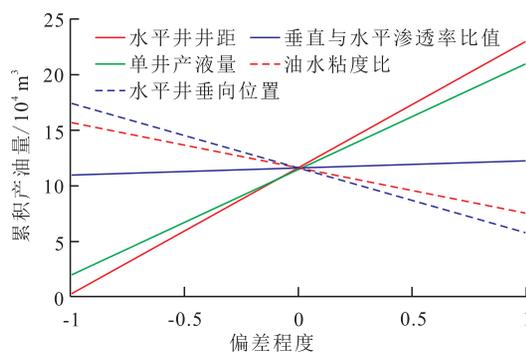


图8 各因素对累积产油量的影响曲线

Fig.8 Effect of single factor on cumulative oil production

#### 4.2.2 因素交互影响显著程度

由表3可知,垂直与水平渗透率比值和单井产液量组合、油水粘度比和水平井井距组合对累积产油量的交互影响最为显著。通过式(19)分别绘制两者对累积产油量的交互影响曲面图及其等高线图。分析交互影响曲面图及等高线图(图9,图10)

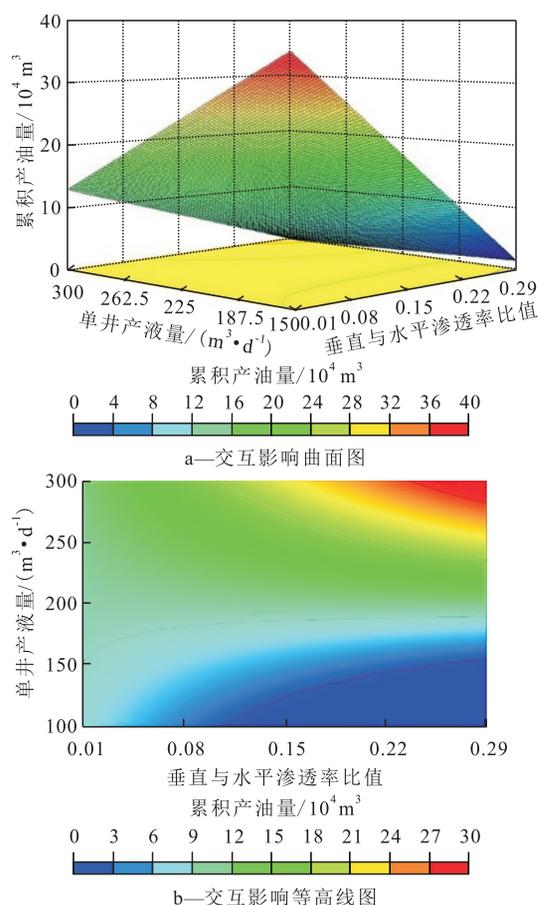


图9  $K_z/K_h$  和  $q$  参数组合交互影响曲面图和等高线图  
Fig.9 Interactive influence surface and contour of  $K_z/K_h$  and  $q$

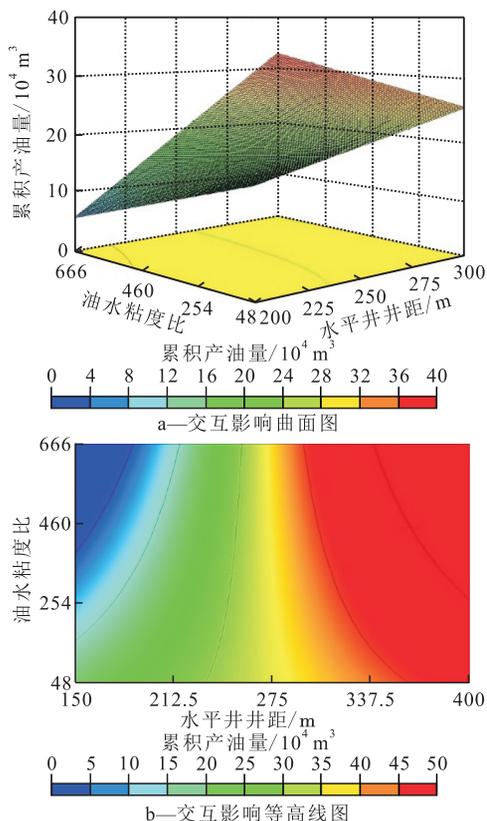


图10  $\mu_r$  和  $S$  参数组合交互影响曲面图和等高线图  
Fig.10 Interactive influence surface and contour of  $\mu_r$  and  $S$

可知:当单井产液量一定时,随着垂直与水平渗透率比值的增大,累积产油量减少;当垂直与水平渗透率比值较大时,要提高油田采出程度,可适当提高单井产液量;当水平井井距一定时,随着油水粘度比的增大,累积产油量迅速减少;当油水粘度比增大,要达到相同的累积产油量,需要加密井网,减小井距。

## 5 结论

基于实际油藏参数,建立典型底水油藏数值概念模型,综合分析了水平井井距、垂直与水平渗透率比值、单井产液量、水平井垂向位置、油水粘度比和含水率等因素对采出程度和水脊形态的影响,建立了水脊形态定量描述公式,为矿场的实际应用提供了新的思路。

应用 Box-Behnken 试验设计方法,分析了影响水脊形态的单因素影响显著程度,5个单因素对水脊形态的影响程度由大到小依次为垂直与水平渗透率比值、油水粘度比、水平井垂向位置、单井产液量和水平井井距。

通过分析交互影响曲面图和等高线图可知,垂直与水平渗透率比值和单井产液量组合、油水粘度比和水平井井距组合对水脊形态的交互影响最为显著。

### 符号解释:

$f(r)$  ——水脊高度,  $\text{m}$ ;  $r$  ——水脊半径,  $\text{m}$ ;  $a_1, a_2, a_3$  ——回归系数,其中  $a_1$  相当于水脊形成后从原始油水界面开始整体上升的高度,  $\text{m}$ ;  $a_2$  相当于上部脊体高度,  $\text{m}$ ;  $a_3$  为回归系数,  $\text{m}^{-2}$ ;  $h_b$  ——避射高度,  $\text{m}$ ;  $V$  ——水脊总体积,  $\text{m}^3$ ;  $V_1$  ——中间脊体体积,  $\text{m}^3$ ;  $V_2$  ——水平井跟端至趾端的水脊体积,  $\text{m}^3$ ;  $W$  ——单井控制长度,  $\text{m}$ ;  $S$  ——水平井井距,  $\text{m}$ ;  $L$  ——水平井段长度,  $\text{m}$ ;  $Q$  ——水平井产油量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $K_e$  ——有效渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $\Delta p$  ——生产压差,  $\text{MPa}$ ;  $\beta$  ——垂直与水平渗透率比值的平方根;  $h$  ——油层厚度,  $\text{m}$ ;  $r_w$  ——井眼半径,  $\text{m}$ ;  $z_w$  ——水平井距油水界面的距离,  $\text{m}$ ;  $\mu_o$  ——地层原油粘度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $B_o$  ——地层原油体积系数;  $K_z$  ——垂向渗透率,  $\text{D}$ ;  $K_h$  ——水平渗透率,  $\text{D}$ ;  $q$  ——单井产液量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $d_b$  ——避射程度;  $\mu_r$  ——油水粘度比;  $f_w$  ——含水率;  $N_p$  ——累积产油量,  $10^4 \text{ m}^3$ 。

### 参考文献:

[1] 胡文瑞.水平井油藏工程设计[M].北京:石油工业出版社, 2008.  
Hu Wenrui. Reservoir engineering design of horizontal well [M].

- Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [2] 程林松, 李中兴, 黄世军, 等. 不同类型油藏复杂结构井产能评价技术[M]. 北京: 石油大学出版社, 1997: 11-15.  
Cheng Linsong, Li Zhongxing, Huang Shijun, et al. Productivity evaluation methods of complex structural wells with different types of oil reservoirs[M]. Beijing: University of Petroleum Press, 1997: 11-15.
- [3] Giger F M. Analytic two-dimensional models of water cresting before breakthrough for horizontal wells[J]. Society of Petroleum Engineers, 1989, 4(4): 409-416.
- [4] Papatzacos P, Herring T R, Martinsen R, et al. Cone breakthrough time for horizontal wells[J]. Society of Petroleum Engineers, 1991, 6(3): 311-318.
- [5] Guo B, Lee R L. Determination of the maximum water-free production rate of a horizontal well with water/oil/interface cresting[C]. SPE 24324, 1992.
- [6] Yang W, Wattenbarger R A. Water coning calculations for vertical and horizontal wells[C]. SPE 22931, 1991.
- [7] 刘新光, 程林松, 黄世军, 等. 底水油藏水平井水脊形态及上升规律研究[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(9): 124-128.  
Liu Xinguang, Cheng Linsong, Huang Shijun, et al. Water crest shape and its rising rules in the reservoirs with bottom water[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(9): 124-128.
- [8] 郭洁, 洪子雯, 方晓玲. Box-Behnken 实验设计法优化表阿霉素脂质体的处方工艺[J]. 复旦学报: 医学版, 2007, 34(6): 816-820.  
Guo Jie, Hong Ziwen, Fang Xiaoling. Optimization of epirubicin liposome formulation using Box-Behnken experimental design[J]. Fudan University Journal of Medical Sciences, 2007, 34(6): 816-820.
- [9] 叶恒, 廖新维, 黄海龙, 等. 三叠系长6油藏二氧化碳驱技术方案优选[J]. 特种油气藏, 2015, 22(4): 129-132.  
Ye Heng, Liao Xinwei, Huang Hailong, et al. Selection of CO<sub>2</sub> displacement scheme for Triassic Chang-6 reservoir, Changqing Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 129-132.
- [10] 黄全华, 陆云, 付云辉, 等. 带隔板底水油藏水平井见水时间预测方法[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(6): 82-86.  
Huang Quanhua, Lu Yun, Fu Yunhui, et al. Prediction method of water breakthrough time of horizontal wells in bottom water reservoir with barrier[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 82-86.
- [11] 程林松, 郎兆新, 张丽华. 底水驱油藏水平井锥进的油藏工程研究[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1994, 18(4): 43-47.  
Cheng Linsong, Lang Zhaoxin, Zhang Lihua. Reservoir engineering problem of horizontal wells coning in bottom-water driven reservoir[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 1994, 18(4): 43-47.
- [12] 范子菲, 林志芳. 底水驱动油藏水平井临界产量公式及其变化规律研究[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(1): 65-70.  
Fang Zifei, Lin Zhifang. A study of critical rate of a horizontal well in a reservoir with bottom-water drive[J]. Petroleum Exploration and Development, 1994, 21(1): 65-70.
- [13] 王文军, 张士诚. 水平井压裂裂缝形态定量解释新方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(4): 103-107.  
Wang Wenjun, Zhang Shicheng. New quantitative interpreting method of the fracture morphologies for fractured horizontal well[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(4): 103-107.
- [14] 宋文广, 江琼琴, 李疾翎, 等. 水平井同倾斜角度产液剖面计算模型[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 688-694.  
Song Wenguang, Jiang Qiongqin, Li Jiling, et al. Equal-tilt-angle production profile calculation model of horizontal wells[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 688-694.
- [15] 汪益宁, 李洪, 曹淑慧, 等. 各向异性底水油藏长水平井产能公式[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(4): 108-111, 116.  
Wang Yining, Li Hong, Cao Shuhui, et al. Productivity formula of long horizontal well in anisotropic bottom-water reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 108-111, 116.
- [16] 韩彧, 黄娟, 赵雯. 墨西哥湾盆地深水区油气分布特征及勘探潜力[J]. 石油实验地质, 2015, 37(4): 473-478.  
Han Yu, Huang Juan, Zhao Wen. Distribution features and exploration potential of oil and gas in a deepwater area of the Gulf of Mexico Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(4): 473-478.
- [17] 谷建伟, 姜汉桥, 吴义志, 等. 无夹层底水油藏直井水锥定量描述[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 78-81.  
Gu Jianwei, Jiang Hanqiao, Wu Yizhi, et al. Quantitative description of vertical well water coning in bottom water reservoir with no interlayer[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 78-81.

编辑 常迎梅