

# 白豹油田白 111 区块延 10 油层组开发存在的问题及政策调整

汪刚<sup>1</sup>, 王学峰<sup>2</sup>, 赵杰<sup>3</sup>, 王历红<sup>1</sup>, 唐秀军<sup>2</sup>, 文莹<sup>2</sup>

1. 中国石油华北油田分公司第四采油厂 河北廊坊 065000

2. 中国石油长庆油田分公司第七采油厂 陕西西安 710200

3. 中国石油华北油田分公司河北储气库分公司 河北廊坊 065000

通讯作者: Email: jiaheng-1984@163.com

项目支持: 中国石油华北油田分公司第四采油厂科研项目“长庆油田白 111 区块开发调整方案编制”(2019-CS-08)

引用: 汪刚, 王学峰, 赵杰, 等. 白豹油田白 111 区块延 10 油层组开发存在的问题及政策调整[J]. 油气井测试, 2020, 29(2): 69-74.

Cite: WANG Gang, WANG Xuefeng, ZHAO Jie, et al. Problems and policy adjustment of Yan10 oil formation development in block Bai111 of Baibao Oilfield [J]. Well Testing, 2020, 29(2): 69-74.

**摘要** 白豹油田白 111 区块为一典型的边底水岩性构造油藏, 进入中高含水期后地层压力保持水平低、水驱效果差、采液强度和注水强度偏低, 需对注采结构进行调整。针对白 111 区块砂体分散、储层单一、各井区为独立油水系统的地质特点, 通过油藏工程、动态分析等方法对油藏合理井底流动压力、合理采液强度、合理注水强度以及合理注采井数比等开发技术指标进行研究和论证, 确定了油藏目前开采状况下最优的开发技术政策界限, 并结合油水井相关生产动态信息提出开发调整方案来指导油藏高效开发。结果表明, 当井底流动压力在 4~6 MPa 之间、采液强度为  $0.5 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ 、注水强度为  $2.6 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ 、注采井数比为 1:2.5 时, 油藏开发效果较好。方案调整后, 对区块未来 10 年的开发指标进行预测。结果显示, 10 年后的年产量和采油速度与方案调整之前相比均有所提高, 预计含水上升率由 8.3% 下降到 1.4%, 采出程度由 15.1% 提高到 16.5%, 油田在中高含水期阶段达到提液增油的目的。该预测方法为侏罗系油藏开发的持续稳产提供了有效途径, 也为其它此类边底水中低渗透油藏的高效开发提供了理论依据。

**关键词** 低渗透油藏; 水驱动用程度; 采油速度; 井底流动压力; 含水率; 开发方案; 预测方法

中图分类号: TE34

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.02.012

## Problems and policy adjustment of Yan10 oil formation development in block Bai111 of Baibao Oilfield

WANG Gang<sup>1</sup>, WANG Xuefeng<sup>2</sup>, ZHAO Jie<sup>3</sup>, WANG Lihong<sup>1</sup>, TANG Xiujun<sup>2</sup>, WEN Ying<sup>2</sup>

1.No.1 Oil Production Plant, PetroChina Huabei Oilfield Company, Langfang, Hebei 065000, China

2.No.7 Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710021, China

3.Hebei Natural Gas Storage Company, PetroChina Huabei Oilfield Company, Langfang, Hebei 065000, China

**Abstract:** The block Bai111 in Baibao Oilfield is considered as a typical lithologic-structural reservoir with edge-bottom aquifer. The development in middle and high water-cut stages are characterized by low formation pressure maintenance level, poor waterflooding performance, relatively low liquid production and water injection intensities. It is of great necessity to adjust the injection-production system. In view of disperse sandbody distribution, singular reservoir development and independent oil-water system in each wellblock in the Block Bai111, oil reservoir engineering and production analysis were adopted to study and demonstrate the reasonable bottom-hole flowing pressure, liquid production intensity, water injection intensity and injection-production well number ratio. Result indicates that a better development performance can be gained when the bottom-hole flowing pressure is maintained in 4~6 MPa, the liquid production intensity is  $0.5 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ , the water injection intensity is  $2.6 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$  and the injection-production well number ratio is 1:2.5. The block development indicators for the next 10 years were forecasted after the development program adjustment. Both the cumulative oil production and oil recovery rate after 10 years after development program adjustment are improved comparing with that before development program adjustment and the water-cut increasing rate is effectively controlled. This case could provide certain references for the efficient development of low-medium permeability oil reservoir with edge-bottom aquifer.

**Keywords:** lithologic-structural reservoir; waterflooding producing level; oil production rate; bottom-hole flowing pressure; water-cut; development program; forecast method

长庆白豹油田位于陕西省吴旗县白豹乡和甘肃省华池县乔河乡之间,构造位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西南部,为平缓的近南北向展布的西倾单斜构造,倾角小于 $1^{\circ}$ 。白 111 区块位于甘肃省耿湾区环县境内,构造上位于陕北斜坡中段西部,鼻状隆起。主要开采层位为延 10 油层组,平均有效厚度 6.7 m,沉积类型为辫状河沉积,为一边底水岩性一构造油藏。

延 10 油层组岩性主要为灰褐色岩屑长石砂岩和长石砂岩,储层碎屑组分主要以石英为主,占比 52.7%;填隙物以水云母、硅质为主,分别占比 4.3%和 2.2%。平均渗透率  $100.99\times10^{-3}\text{ m}^2$ ,平均孔隙度 15.81%,属中孔中低渗透储层<sup>[1]</sup>。

白 111 区块自 2004 年开发以来,共建成白 129、白 424、郭 27-65、郭 32-54 等 9 个井区,含油面积  $8\text{ km}^2$ ,地质储量  $369.24\times10^4\text{ t}$ 。由于开采储层单一,层内挖潜难度较大,受边底水存在影响,油藏含水上升较快,稳产期较短,目前该区块已进入高含水时期。本文针对区块目前生产情况中存在的主要问题进行分析,并对油田开发技术政策进行研究和论证,为今后此类边底水中低渗透油藏的高效开发提供理论依据。

## 1 开发中存在的问题

白 111 区块于 2004 年投入开发,2004~2011 年陆续投产采油井 102 口,年产油量最高达  $7.4\times10^4\text{ t}$ 。2010 年进入注水开发时期,注水井 22 口,最高日注水量  $300\text{ m}^3$ ,稳产期 3 年。2013 年进入产量递减期,目前平均单井日产液 2.1 t,单井日产油 0.6 t,全区累积产油  $50.3\times10^4\text{ t}$ ,累积产水  $64.2\times10^4\text{ m}^3$ ,综合含水率 73.8%,累积注采比 0.73,采油速度 0.61%,采出程度 13.63%。

### 1.1 能量保持水平

白 111 区块延 10 油层组原始地层压力 11.7 MPa,原始地层压力系数 0.8,属于异常低压油藏。目前,各井区地层压力保持水平为 60%~80%,地层压力系数仅为 0.48~0.64,能量保持水平较低。

### 1.2 水驱效果分析

白 111 区块于 2010 年注水开发后,油井动液面上升,油层供液能力增强,油井产量稳步上升或保持稳定的生产状态,油井注水见效明显。稳产期

3 年后,见效特征表现为增液不增油,含水上升快。表 1 统计了注水井区油井受效情况。由表 1 可以看出,目前注水井区油井受效率较低,总受效率仅为 45.5%,见效油井主要以单向受效为主。

表 1 注水井区油井受效统计表  
Table 1 Statistics of the response wells in the waterflooding wellblock

井区	水井数 /口	油井数 /口	单向受 效井 数/口	单向受 效率/ %	双向受 效井 数/口	双向受 效率/ %	总受 效率/ %
白 424	3	26	6	23.1	0	0	23.1
郭 32-54	6	15	6	40.0	2	13.3	53.3
郭 38-51	2	4	1	25.0	0	0	25.0
郭 54-74	2	6	3	50.0	1	16.7	66.7
郭 27-65	8	26	13	50.0	3	11.5	61.5
合计	21	77	29	37.7	6	7.8	45.5

2016~2017 年共有 20 口井进行吸水剖面测试,其中 12 口井吸水均匀,3 口井吸水不均,3 口井尖峰吸水,2 口井指状吸水,水驱动用程度为 72.8%,注入水向高渗透条带和底水区转移,反映层内非均质性较强,层内矛盾加剧。

### 1.3 油井采液强度

白 111 区块在开采初期由于采液强度过大导致油藏含水上升速度快,部分油井过早水淹。后期通过调小工作制度,降低注水量,含水上升率得到一定控制。目前,采液强度仅为  $0.26\text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ 。采液强度偏小导致油井产量减少,采油速度逐年降低。

### 1.4 水井注水强度

白 111 区块注水区共有油井 77 口,注水井 21 口,注水开发期含水率缓慢上升。2013 年后通过控制日注水量,注水强度逐年下降。目前,注水强度为  $1.6\text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ ,注采比仅为 0.73,地层亏空严重。

## 2 技术政策调整

随着油田开发的不断深入,含水率逐年上升和采油速度的持续下降,以及注采失衡矛盾加剧、储层动用程度变差等问题日益凸显,白 111 区块的开发面临着严峻的考验<sup>[2-4]</sup>。因此,有必要对油藏的地质特点、区块开发特征及剩余油的分布规律进行剖析,对注采结构进行调整和完善,从而改善油田开发效果<sup>[5-8]</sup>。

### 2.1 合理井底流动压力

降低井底流动压力可以增加油井的产量,但当

井底流动压力降到一定界限后,油井产量会随着流动压力的降低而减少,这一界限值被称为最低允许流动压力,且存在一个合理的流动压力范围<sup>[9-10]</sup>。

### 2.1.1 油藏工程法

油井最低允许流动压力与饱和压力和地层压力之间的定量关系式<sup>[11-12]</sup>为

$$p_{wf} = \frac{1}{1-n} [\sqrt{n^2 p_b^2 + n(1-n)p_b p_r - n p_b}] \quad (1)$$

其中

$$n = \frac{0.1033\alpha T(1-f_w)}{293.15B_o} \quad (2)$$

式中: $p_{wf}$ 为最低允许流动压力,MPa; $\alpha$ 为原油溶解系数, $\text{m}^3/(\text{m}^3 \cdot \text{MPa})$ ;  $p_b$ 为饱和压力,MPa; $p_r$ 为地层压力,MPa; $f_w$ 为含水率,小数; $B_o$ 为原油体积系数,无因次; $T$ 为油层温度,K。

通过上述关系式,可绘制出白111区块不同含水率下最低允许流动压力随地层压力变化图版(图1)。目前,该区块地层压力为8.9 MPa,含水率为73.8%。从图1中可以得出,白111区块最低允许流动压力为2.0 MPa。

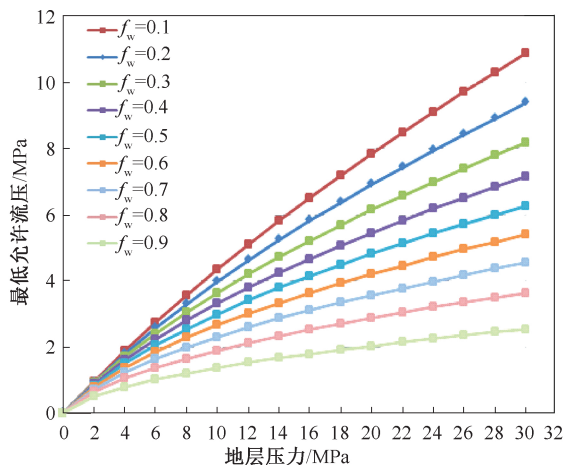


图1 不同含水率下最低允许流动压力随地层压力变化曲线图

Fig.1 Relationship between the minimum available flowing pressure and formation pressure under various water-cuts

### 2.1.2 动态分析法

控制井底流动压力在合理范围内,可提高单井产能。统计白111区块流动压力与单井产能关系如图2所示,流动压力在4.0~6.0 MPa之间产能最高。目前,白111区块平均井底流动压力为4.98 MPa,共有25口油井井底流压高于最大合理流动压力,主要分布在白424井区和郭32-54井区。

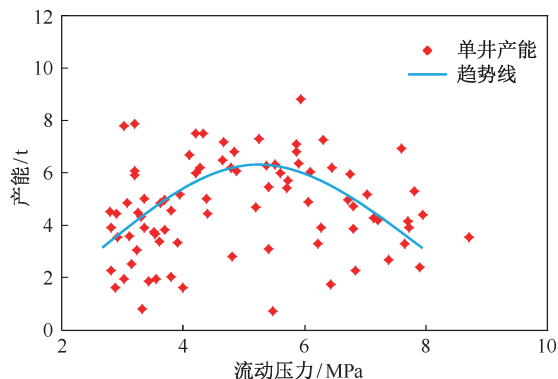


图2 白111区块流动压力与单井产能散点图

Fig.2 Relationship between the bottom-hole flowing pressure and single-well productivity in block Bai111

## 2.2 合理采液强度

合理的采液强度可有效防止油藏底水快速锥进。采液强度较大时,虽然可以得到较高的采油速度,但是含水上升速度较快;采液强度较小时,含水上升可以得到有效控制,但会导致采油速度降低,影响油田的开发效果。因此,合理采液强度的确定可以达到抑制底水锥进和提液增油的目的。

### 2.2.1 油藏工程法

随着油藏的不断开发,油水界面不断抬升,油藏有效厚度和开发初期相比有所减少,射孔程度由原来的41%增加到45%。根据临界产量计算公式<sup>[13-14]</sup>,可得出目前合理采液强度为 $0.5 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 。

油藏临界产量计算公式为

$$q_{cr} = \frac{8.64 \times 10^{-4} \times 2\pi K \Delta \gamma}{\mu_o B_o} \times \left[ r_e - \sqrt{r_e^2 - r_e h(1-x)} \right]^2 \times \left[ \frac{h(1-x)}{\sqrt{r_e^2 + h^2(1-x)^2}} + \frac{h(1/r_w - 1/r_e)x}{\ln(r_e/r_w)} \right] \quad (3)$$

其中

$$\Delta \gamma = (\rho_w - \rho_o)g$$

$$x = h_p/h$$

式中: $q_{cr}$ 为油井临界产量, $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $K$ 为油层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\mu_o$ 为地层原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $B_o$ 为原油体积系数,小数; $r_e$ 为油井泄油半径,m; $r_w$ 为油井井筒半径,m; $h$ 为油层厚度,m; $h_p$ 为射孔厚度,m;  $p_w, p_o$ 分别为地层水、油密度, $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $g$ 为重力加速度(取值9.8), $\text{m}/\text{s}^2$ ;  $x$ 为射孔程度(射孔厚度与油层厚度之比),小数; $\pi$ 为圆周率(取值3.14)。

### 2.2.2 动态分析法

统计白111区块采液强度与含水上升率的数据表明,采液强度越大,含水上升率越高。从图3中可以看出,若要保证含水上升率低于5%,油藏单井合

理采液强度应保持在  $0.4 \sim 0.6 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$  之间。

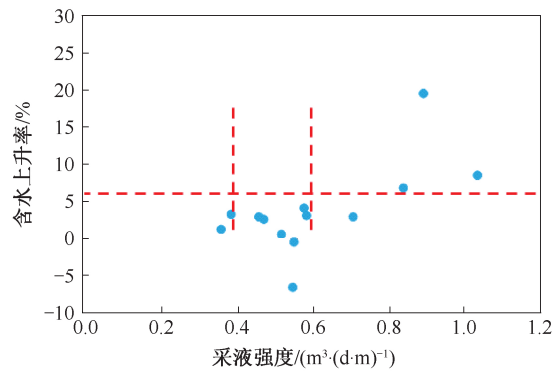


图 3 白 111 区采液强度与含水上升率散点图  
Fig.3 Relationship between the liquid production intensity and water-cut increasing rate in block Bai111

统计研究区采液强度与月产油量的数据表明, 2010~2013 年采液强度为  $0.4 \sim 0.6 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$  时, 月产油量在  $0.4 \times 10^4 \text{ t}$  以上。从图 4 中可以看出, 油井采液强度在小于  $0.4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$  和大于  $0.6 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$  时, 月产油量均低于  $0.4 \times 10^4 \text{ t}$ 。由此可见, 采液强度在  $0.4 \sim 0.6 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$  时, 能够保持较高的产油量。

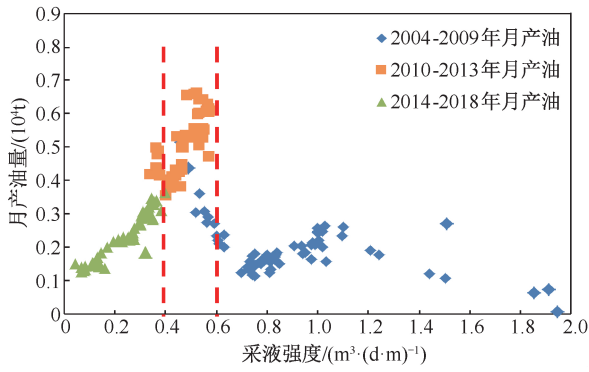


图 4 白 111 区采液强度与月产油量散点图  
Fig.4 Relationship between the liquid production intensity and monthly oil production in block Bai111

表 2 各井区采液强度统计表

Table 2 Statistics of liquid production intensity in each wellblock

井区	开井数	平均油层厚度/ m	采液强度/ ( $\text{m}^3 \cdot (\text{d} \cdot \text{m})^{-1}$ )		采液强度 偏小 井数	所占 比例/ %
			目前	合理		
白 111	9	5.56	0.27	0.44	8	88.89
白 129	3	6.32	0.40	0.56	2	66.67
白 424	21	5.66	0.27	0.45	19	90.48
郭 27-65	26	6.14	0.29	0.54	24	92.31
郭 32-54	12	4.45	0.25	0.57	12	100.00
郭 38-51	3	5.49	0.15	0.46	1	33.33
郭 54-74	6	7.62	0.21	0.57	5	83.33
合计	80	5.89	0.26	0.49	71	88.75

从表 2 中可以看出, 目前各个井区采液强度均低于合理采液强度, 采液强度偏小井数所占比例较大, 可适当增大油井工作制度, 提高油井的采液强度, 达到提液增油的目的。

2.3 合理注水强度

白 111 区块延 10 油藏原始地层压力 11.7 MPa, 原始压力系数约 0.8, 属于异常低压油藏, 研究发现目前各井区地层压力保持水平约 60%~80%, 地层压力系数仅为 0.48~0.64, 地层能量严重不足, 通过研究合理注水强度来保持区块的合理地层压力, 提高储层动用程度以改善油田的开发效果。

利用采油速度法, 可以得到合理注水强度计算公式<sup>[15-17]</sup>, 即

$$\frac{q}{h} = \frac{A\phi S_o VR_{ip}}{330(1 - f_w)B_o n} \quad (4)$$

式中:  $q$  为单井注水量,  $\text{m}^3$ ;  $h$  为注水层厚度,  $\text{m}$ ;  $A$  为油藏含油面积,  $\text{km}^2$ ;  $\phi$  为孔隙度, %;  $S_o$  为含油饱和度, %;  $V$  为采油速度, %;  $R_{ip}$  为注采比, 无因次;  $f_w$  为综合含水率, 小数;  $B_o$  为地层原油体积系数;  $n$  为注水井数。

根据注水强度公式得出研究区平均合理注水强度为  $2.5 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 。2013 年日注水量有所下降, 目前注水区共有油井 77 口, 注水井 21 口, 开井 13 口, 开井率为 61.9%, 日注水量  $174 \text{ m}^3$ , 累计注采比 0.73。从各注水井区注水情况来看(表 3), 目前平均单井日注水量  $10.6 \text{ m}^3$ , 平均注水强度仅为  $1.6 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ , 注水情况无法满足注采要求, 注水强度仍有上调空间。对部分注水强度偏低井可适当提高日注水量, 加大注水强度以补充地层能量, 提高注入水波及体积。

表 3 白 111 区注水井区注水强度统计表

Table 3 Statistics of water injection intensity in the waterflooding wellblocks of Block Bai111

井区	水井开井数	目前单井注水量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	注水强度/( $\text{m}^3 \cdot (\text{d} \cdot \text{m})^{-1}$ )	
			目前	合理
白 424	0	0.0	0.0	2.5
郭 27-65	8	10.2	1.5	2.6
郭 32-54	3	10.7	2.1	2.6
郭 38-51	1	11.3	1.8	2.2
郭 54-74	1	10.2	1.2	2.8
合计	13	10.6	1.6	2.5

2.4 合理注采井数比

注采井网形式对油田注水开发起着极其重要的作用, 通常由注采井数比来确定。根据注采平衡



条件,可由水井的吸水指数、油井的采液指数和注采比得出合理注采井数比计算公式<sup>[18-20]</sup>为

$$R = \sqrt{I_w / (IPR \times J_L)} \quad (5)$$

式中: $R$ 为油水井比例; $I_w$ 为吸水指数, $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ ; $J_L$ 为采液指数, $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ ; $IPR$ 为注采比,无因次。

白111区块平均单井吸水指数为 $2.36 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ ,吸水指数为 $0.51 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ ,注采比为0.73,根据合理注采井数比计算公式可得出注水井区合理注采井数比为1:2.5。

目前,注水区主要以三角形井网为主,井距为200~250 m。注水井区油水井数比统计如下:油井/开井为77/66,水井/开井为21/13,合理注采井数比为1:2.5,目前注采井数比为1:5.1。由此可以看出,区块共有油井77口,开井66口,注水井21口,开井13口,注采井数比为1:5.1。郭27-65井区注采井网相对比较完善,其他井区注水井数偏少,由于白111区油藏储层单一且非均质性较强,水驱控制程度较差,储层注入水波及体积系数仅为0.1,注采平衡严重失调。可对部分油井进行转注以增加注水井点,调整注采井数比,增大注入水波及体积系数来达到提高水驱动用程度的目的。

### 3 预测效果评价

目前,区块年产油量 $1.98 \times 10^4 \text{ t}$ ,采油速度0.53%,按照断块投产以来递减规律进行预测,到2028年底,区块年产油 $0.16 \times 10^4 \text{ t}$ ,采油速度0.04%,含水上升率8.3%,阶段累积采油 $5.6 \times 10^4 \text{ t}$ ,累积采出 $55.9 \times 10^4 \text{ t}$ ,采出程度达到15.1%。

按照开发政策调整方案,对白111区块进行未来10年开发指标预测。参考其他类似油田开发递减规律,预计到2028年底,区块年产油 $0.58 \times 10^4 \text{ t}$ ,采油速度0.16%,含水上升率为1.4%,阶段累积采油 $10.8 \times 10^4 \text{ t}$ ,累积采出 $61.1 \times 10^4 \text{ t}$ ,采出程度达到16.5%,比目前注采结构相比有所提高。

### 4 结论

(1)白豹油田白111区为一边底水岩性一构造油藏,在开发初期可采用较小的理论采液强度,减缓底水锥进和边水推进速度,中高含水期可适当提高采液强度,达到提液增油的目的。

(2)通过研究合理注水强度,可以保持区块合理的地层压力,扩大注入水波及体积,提高储层动

用程度,有效驱替剩余油以改善油田的开发效果。

(3)对白111区未来10的开发期限进行效果评价,结果显示10年后的年产油量和采油速度与方案调整之前比均有所提高,含水上升率得到有效控制,为其它此类边底水岩性一构造油藏的高效开发提供理论依据。

致谢:感谢长庆油田第七采油厂同意本文公开发表;感谢华北油田第四采油厂王亚洲总地质师、李志刚所长、王超副所长、刘继霞副所长,以及蒋雅丽、揭琮等人在论文修改方面做出的贡献。

### 参考文献

- [1] 王晓杰,彭仕宓,赵文光. 长庆白豹油田低渗透储层成岩作用及成岩储集相研究[J]. 沉积与特提斯地质, 2010,30(1):44-48.  
WANG Xiaojie, PENG Shimi, ZHAO Wenguang. Diagenesis and diagenetic reservoir facies of the low-permeability reservoirs in the Baibao Oilfield, Changqing [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2010,30(1):44-48.
- [2] 张丽双,李占东,胡秀全,等. 低渗油藏水驱合理开发技术政策界限研究[J]. 当代化工,2017,46(5):898-901.  
ZHANG Lishuang, LI Zhandong, HU Xiuquan, et al. Study on the technical policy limit of water flooding in low permeability reservoirs [J]. Contemporary Chemical Industry, 2017,46(5):898-901.
- [3] 高曦,王文刚,周欣玉,等. PY 侏罗系边底水油藏稳产技术研究[J]. 石油化工应用,2017,36(10):50-54.  
GAO Xi, WANG Wengang, ZHOU Xinyu et al. Research on stable production technology of PY Jurassic edge-bottom water reservoir [J]. Petrochemical Industry Application, 2017,36(10):50-54.
- [4] 王文刚,贺彤彤,兰庆,等. 河流相侏罗系层状与底水油藏高效开发技术研究[J]. 石油化工应用,2014,33(3):48-53.  
WANG Wengang, HE Tongtong, LAN Qing, et al. Study on efficient development technology of fluvial Jurassic stratification and bottom water reservoir [J]. Petrochemical Industry Application, 2014,33(3):48-53.
- [5] 张彬,陈勇,王贵文,等. 靖安油田杨66延9油藏早期开发技术政策研究[J]. 石油化工应用,2016,35(12):54-57.  
ZHANG Bin, CHEN Yong, WANG Guiwen, et al. Jing'an oilfield 66 Yang Yan 9 oil reservoir early development of technology policy research [J]. Petrochemical Industry Application, 2016,35(12):54-57.
- [6] 张建宁,尹辉,周均. 周43断块底水油藏高含水期提高采收率技术研究[J]. 中外能源,2013,18(11):51-54.  
ZHANG Jianning, YIN Hui, ZHOU Jun. Study on enhanced oil recovery technology in high water cut period for bottom water reservoir of Zhou 43 fault block [J]. Sino-

- Global Energy, 2013, 18(11): 51-54.
- [7] 徐海霞, 陈小凯, 吕孝明, 等. 动态监测技术在超深油藏调剖调驱中的应用[J]. 油气井测试, 2017, 26(6): 37-40.
- XU Haixia, CHEN Xiaokai, LYU Xiaoming, et al. Application of dynamic monitoring technology in the deep profile control process of extra-deep heavy oil reservoir [J]. Well Testing, 2017, 26(6): 37-40.
- [8] 向洪. 马56区块致密油藏“缝控”体积压裂技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(4): 49-54.
- XIANG Hong. “Fracture controlled” volume fracturing technology for tight reservoirs in Ma56 block [J]. Well Testing, 2018, 27(4): 49-54.
- [9] 黄纯金, 吴冬旭, 王加一, 等. 侏罗系边底水油藏注水开发效果评价[J]. 石油化工应用, 2015, 34(3): 55-57, 62.
- HUANG Chunjin, WU Dongxu, WANG Jiayi, et al. Evaluation of water injection in Jurassic edge and bottom water reservoir [J]. Petrochemical Industry Application, 2015, 34(3): 55-57, 62.
- [10] 王敏, 段景杰, 陈芳萍, 等. 鄂尔多斯盆地边底水油藏开发方案效果评价——以东仁沟延10油层组为例[J]. 非常规油气, 2016, 3(2): 53-58.
- WANG Min, DUAN Jingjie, CHEN Fangping, et al. Effect evaluation of edge-bottom water reservoir in Ordos basin——A case study of Yan 10 play in Dongrengou Oilfield [J]. Unconventional Oil & Gas, 2016, 3(2): 53-58.
- [11] 何婷. 注水开发油藏合理压力系统评价[J]. 辽宁化工, 2011, 40(11): 1176-1178.
- HE Ting. Evaluation of reasonable pressure system in water-injection development of oil field [J]. Liaoning Chemical Industry, 2011, 40(11): 1176-1178.
- [12] 高长旺, 李春娟, 冯懿桁. 长庆油田侏罗系区块合理生产压差确定[J]. 石油化工应用, 2016, 35(7): 37-40.
- GAO Changwang, LI Chunjuan, FENG Siheng. Changqing oilfield block Jurassic determine reasonable production pressure [J]. Petrochemical Industry Application, 2016, 35(7): 37-40.
- [13] 朱圣举, 张明禄, 史成恩. 底水油藏的油井产量与射孔程度及压差的关系[J]. 新疆石油地质, 2000, 21(6): 495-497.
- ZHU Shengju, ZHANG Minglu, SHI Cheng'en. Discussions on production rate, perforation and differential pressure in a bottom-water reservoir [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2000, 21(6): 495-497.
- [14] 陈余, 付玉, 岳三琪, 等. 裂缝性碳酸盐岩底水油藏临界产量计算研究[J]. 油气藏评价与开发, 2016, 6(2): 19-23.
- CHEN Yu, FU Yu, YUE Sanqi, et al. Critical production calculation of fractured carbonate bottom water reservoir [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2016, 6(2): 19-23.
- [15] 周绍凯, 张磊, 高潮. 直罗油田大东沟井区长2油层合理注采参数研究[J]. 内蒙古石油化工, 2014(12): 131-134.
- ZHOU Shaokai, ZHANG Lei, GAO Chao. Study on reasonable injection and production parameters of Chang2 oil layer in Dadonggou well area of Zhiluo Oilfield [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2014, 40(12): 131-134.
- [16] 李思民, 王倩倩, 魏艳, 等. 井楼八区H3IV5<sup>3</sup>层合理注水强度评估[J]. 石油化工应用, 2013, 32(7): 38-43, 48.
- LI Simin, WANG Qianqian, WEI Yan, et al. The reasonable water injection strength assessment in the H3IV5<sup>3</sup> layer of Jinglou eight districts [J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32(7): 38-43, 48.
- [17] 杨玉福, 高航, 梁智, 等. 水驱合理注水强度界限研究[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2014, 11(14): 102-103.
- YANG Yufu, GAO Hang, LIANG Zhi, et al. Limit of reasonable water injection intensity in water flooding [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2014, 11(14): 102-103.
- [18] 李留仁, 袁士义, 胡永乐. 合理注采井数比与合理压力保持水平的确定[J]. 西安石油大学学报, 2011, 26(3): 59-61, 66.
- LI Liuren, YUAN Shiyi, HU Yongle. Determination of reasonable ratio of injectors to producers and reasonable pressure maintenance level [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2011, 26(3): 59-61, 66.
- [19] 邹存友, 常毓文, 王国辉, 等. 水驱开发油田合理油水井数比的计算[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(2): 211-215.
- ZOU Cunyou, CHANG Yuwen, WANG Guohui, et al. Calculation on a reasonable production-injection well ratio in water flooding oilfields [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(2): 211-215.
- [20] 梅蓉, 高春宁, 雷启鸿, 等. 华庆油田白153区低渗透长6油藏井网适应性研究[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(2): 131-135.
- MEI Rong, GAO Chunning, LEI Qihong, et al. Adaptability research of well pattern in low permeability Chang 6 reservoir in block Bai 153 of Huaqing Oilfield [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(2): 131-135.

编辑 王军

第一作者简介: 汪刚, 男, 1984年出生, 工程师, 2011年毕业于长江大学资源勘查工程专业, 目前主要从事油气藏产能评价相关工作。电话: 0317-2551629, 18633726681; Email: jiaheng-1984@163.com。通信地址: 河北省廊坊市广阳区万庄石油万欣东区, 邮政编码: 065000。