

# 潜山油藏水平井立体井网井距调整方法

刘 剑<sup>1,2</sup>, 刘月田<sup>1</sup>, 聂 彬<sup>3</sup>, 陈 健<sup>1</sup>, 刘亚庆<sup>4</sup>, 杨朝蓬<sup>2</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. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;  
3. 长江大学石油工程学院, 湖北 武汉 430100; 4. 北京中油瑞飞信息技术有限责任公司, 北京 102206)

**摘要:**均衡驱替是注水开发井网设计的基本原则。对于以中高角度裂缝发育为主、纵向油层厚度大的潜山油藏, 流体重力作用对立体井网均衡驱替有显著的影响。基于渗流理论, 以水平井立体五点井网为例, 建立了考虑重力作用时生产井见水时间的公式, 给出了均衡驱替时注采井距公式, 并选取油藏参数计算了均衡驱替时中心水平井的位置; 同时, 利用数值模拟方法对水平井立体五点井网中心注水井所在的位置进行了优化。结果表明: 计算结果与数值模拟优化结果误差为4.73%, 在实验允许的范围内, 验证了计算公式的可靠性; 随着中心注水井逐层上移, 纵向上各生产井见水时间差先减小后增大; 当注水井S2位于第6层时, 生产井S1和S3见水时间差达到最小, 实现了均衡驱替, 此时采出程度最高, 达到42.52%, 比S2井位于11层时提高3.84%; 均衡驱替时注水井S2到生产井S1和S3的距离之比为2.95。通过调整注水井的位置, 减弱了重力作用造成的非均衡驱替, 改善了开发效果。

**关键词:**水平井 立体井网 均衡驱替 井距调整 见水时间 潜山油藏

中图分类号: TE313.4

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)04-0103-06

## Method of well spacing adjustment for stereo horizontal well pattern in buried hill reservoirs

Liu Jian<sup>1,2</sup>, Liu Yuetian<sup>1</sup>, Nie Bin<sup>3</sup>, Chen Jian<sup>1</sup>, Liu Yaqing<sup>4</sup>, Yang Zhaopeng<sup>2</sup>

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China;  
2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing City, 100083, China;  
3. Petroleum Engineering College of Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China;  
4. CNPC Beijing Richfit Information Technology Co., Ltd., Beijing City, 102206, China)

**Abstract:** Equilibrium displacement is the basic principle for well pattern design in waterflood oilfield. For the case of buried hill reservoir with dominant mid-high angle fractures and large vertical thickness, the gravity of fluid has significant influence on equilibrium displacement in stereo well pattern. Based on percolation theory, taking five-spot stereo horizontal well pattern for instance, formulas for water breakthrough time of production well considering the gravity and that for injection-production well spacing while equilibrium displacement were established. The place of central horizontal well was calculated according to the selected oil reservoir parameters and was optimized using numerical simulation method. The results indicate that the error between calculation and numerical simulation is 4.73% which is allowable in experiment, and the reliability of the formula is verified. The water breakthrough time difference between vertical production wells decreases and then increases as the central injection well rises layer by layer. When the injection well of S2 locates in the 6<sup>th</sup> layer, equilibrium displacement is realized that the breakthrough time difference between S1 and S3 is the lowest. The degree of reserve recovery reaches 42.52%, which is the peak value, and is improved by 3.84% compared with that when S2 locates in 11<sup>th</sup> layer. When the equilibrium displacement is realized, the ratio of injection-production distance from S2 to S1 and that from S2 to S3 is 2.95. Therefore, well spacing adjustment could improve development by impairing non-equilibrium displacement induced by gravitational effect.

**Key words:** horizontal well; stereo well pattern; equilibrium displacement; well spacing adjustment; water breakthrough

收稿日期: 2015-05-22。

作者简介: 刘剑(1980—), 男, 黑龙江阿城人, 工程师, 博士, 从事油气田开发及油藏数值模拟研究。联系电话: (010)89732260, E-mail: kevenlj@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目“各向异性裂缝页岩气藏渗流机理与理论研究”(51374222), 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05009-004-001)。

time; buried hill reservoir

对于注水开发油田,均衡驱替是井网设计的基本原则。实际油藏的非均质性、渗透率各向异性、流体重力作用均会对均衡驱替产生影响。对于强非均质性的油藏,可以通过聚合物驱、复合驱<sup>[1-12]</sup>等改善驱油效果;对于油层厚度较小的油藏,考虑实际油藏的渗透率各向异性<sup>[13-20]</sup>,研究时往往忽略流体的重力作用,通过坐标变换和保角变换,研究渗透率各向异性对注水开发井网开发效果的影响规律,提出注采井网的调整方法,阐述体现井距方向性变化的矢量井网设计方法<sup>[21-23]</sup>;对于裂缝发育、渗透率高、油层厚度大的潜山油藏,采用常规边底部注水或逐层上返注水技术,上部生产层难以受效,而采用立体多层注水虽能使上部生产层受效,但会导致纵向上的非均衡驱替。笔者针对潜山油藏水平井立体井网的均衡驱替问题,研究了流体重力作用对水平井立体井网均衡驱替的影响,推导并建立了水平井立体井网生产井见水时间公式和均衡驱替时注采井距公式,利用公式计算了均衡驱替时中心水平注水井的位置,并与数值模拟优化的结果进行了对比验证。

## 1 水平井立体井网井距调整依据

对于各向同性油藏,采用平面五点井网开发时,注水井到各生产井的距离相等,在相同注采压差下即可实现均衡驱替;采用水平井立体五点井网开采时,重力的作用会造成垂向上各生产井的不均衡驱替,导致开发效果不理想。因此,只有减弱重力作用造成的不均衡驱替,才能达到改善开发效果的目的。

采用水平井立体五点井网(一注四采)注水开发时,对于注水井平面以上采取底注顶采方式的油藏,重力方向与驱替压差的方向不一致(图1a),重力不利于驱动;对于注水井所在平面以下采取顶注底采方式的油藏,重力方向与驱替压差的方向一致(图1b),重力有利于驱动。由此可见,重力方向与驱替压差作用方向的关系影响着生产井的见水时间,当重力与驱替压差方向不一致时,见水时间滞后;反之见水时间提前。

另外,由于水的密度大于油的密度,油藏注入水在油水密度差作用下优先进入注水井平面下部的油藏;又由于水的流度大于油的流度,下部油藏的渗流阻力下降更快,使得油藏下部生产井的产量

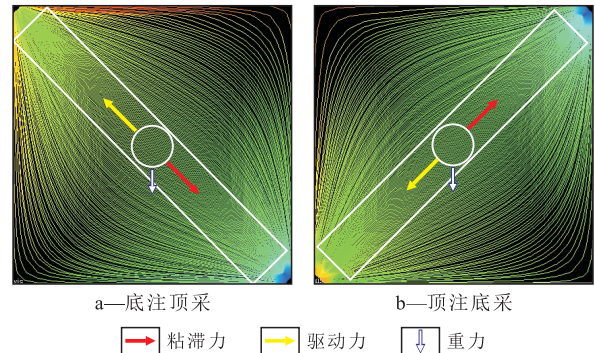


图1 水平井立体五点井网 1/4单元不同注采方式受力示意  
Fig.1 Force analysis of horizontal well in stereo five-spot well pattern with different injection-production ways for 1/4 unit

明显高于上部生产井。

## 2 水平井立体井网均衡驱替井距公式

考虑到水平井立体井网对称分布的特征,取立体五点井网的1/2单元,以模型左上角顶点为原点建立 $(i, j, k)$ 坐标系,网格数为 $11 \times 11 \times 21 = 2\ 541$ 。由简化的油藏模型及井的位置(图2)可见,模型中包括3口水平井:S1和S3为2口生产井,分别位于模型左侧的底部和顶部;S2为1口注水井,位于模型右侧的中部;在 $(i, j, k)$ 坐标系中,S1,S2,S3这3口水平井的坐标分别为 $(1 \sim 11, 1, 21)$ ,  $(1 \sim 11, 11, 11)$ 和 $(1 \sim 11, 1, 1)$ 。

根据以上分析并结合图2可知,重力作用使S3井见水时间滞后,S1井见水时间提前。要使S1井和S3井同时见水,可通过调整井距来实现。

注采井连线的压力梯度最大,注入水最先在注采井连线方向突破,虽然重力作用会使注采井连线略微向下偏移,但是从立体五点井网的流线图(图1)可以看出,偏移幅度很小。因此,注采井连线上的条带微元可以简化为重力作用下的一维油水两相渗流。

设S2'为S2同一垂向上任一位置处的1口水平井,选取S2'井水平段所在平面上部的油藏为研究对象。

假设水驱油过程为活塞式驱替,对于S2井所在平面上部的油藏,根据达西定律可得水相和油相的渗流方程分别为

$$p_2 - p_x - \rho_w g x \sin \alpha_1 = \frac{Q_w \mu_w x}{AK_w} \quad (1)$$

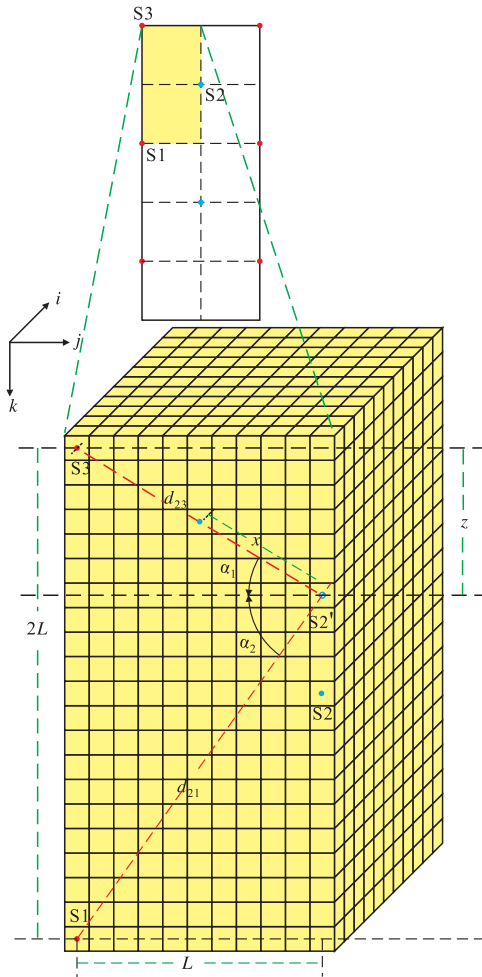


图2 水平井立体五点井网 1/2单元井网布置示意  
Fig.2 Horizontal wells layout in stereo five-spot pattern for 1/2 unit

$$p_x - p_3 - \rho_w g(d_{23} - x) \sin \alpha_1 = \frac{Q_w \mu_o (d_{23} - x)}{AK_o} \quad (2)$$

式(1)与式(2)两端相加可得

$$\Delta p_1 = p_2 - p_3 - \rho_w g d_{23} \sin \alpha_1 - \Delta \rho g x \sin \alpha_1 = \frac{Q_w \mu_o (d_{23} - x)}{AK_o} + \frac{Q_w \mu_w x}{AK_w} \quad (3)$$

由式(3)可知,采用水平井立体井网开发,在注水井和生产井井底压力保持不变时,由于重力作用,注水井和生产井之间的驱替压差随着x的增大而减小,直到油水前缘突破到生产井井底后压差保持恒定不变,此时为生产井见水时的压差,即

$$\Delta p_{23} = p_2 - p_3 - \rho_w g d_{23} \sin \alpha_1 \quad (4)$$

油水界面渗流速度为

$$V_x = \frac{Q_w}{A_{ew}} = \frac{Q_o}{A_{eo}} \quad (5)$$

其中

$$A_{ew} = A(1 - S_{ws} - S_{or}) \quad (6)$$

$$A_{eo} = A(1 - S_{ws}) \quad (7)$$

将式(5)一式(7)代入式(3),并根据渗流力学

中渗流速度与真实运动速度之间的关系得

$$\phi \frac{dx}{dt} = \frac{\Delta p_1}{\frac{(1 - S_{ws} - S_{or}) \mu_w x}{K_w} + \frac{(1 - S_{ws}) \mu_o (d_{23} - x)}{K_o}} \quad (8)$$

对x从0到d<sub>23</sub>积分可得

$$\int_0^{d_{23}} \phi \left[ \frac{(1 - S_{ws} - S_{or}) \mu_w x}{K_w} + \frac{(1 - S_{ws}) \mu_o (d_{23} - x)}{K_o} \right] dx = \int_0^{T_{23}} \Delta p_1 dt = \quad (9)$$

得到生产井S3的见水时间为

$$T_{23} = \frac{\phi \mu_w d_{23}^2}{2K_w \Delta p_{23}} [(1 - S_{ws} - S_{or}) + (1 - S_{ws})M] \quad (10)$$

同理可得生产井S1的见水时间为

$$T_{21} = \frac{\phi \mu_w d_{21}^2}{2K_w \Delta p_{21}} [(1 - S_{ws} - S_{or}) + (1 - S_{ws})M] \quad (11)$$

其中

$$\Delta p_{21} = p_2 - p_1 + \rho_w g d_{21} \sin \alpha_2 \quad (12)$$

均衡驱替时,垂向上2口生产井见水时间相同,经整理可得调整后注采井距的关系为

$$\frac{d_{23}}{d_{21}} = \sqrt{\frac{\Delta p_{23} K_{23}}{\Delta p_{21} K_{21}}} \quad (13)$$

根据几何关系可得

$$d_{23} = \sqrt{L^2 + z^2} \quad (14)$$

$$d_{21} = \sqrt{L^2 + (2L - z)^2} \quad (15)$$

将式(14)、式(15)代入式(13),化简可得z为变量的一元三次方程,即

$$Az^3 + Bz^2 + Cz + D = 0 \quad (16)$$

其中

$$A = \rho_w g (K_{23} - K_{21}) \quad (17)$$

$$B = \Delta p (K_{21} - K_{23}) + \rho_w g L (4K_{21} - 2K_{23}) \quad (18)$$

$$C = 4L \Delta p K_{23} + 5L^2 \rho_w g K_{23} - L^2 \rho_w g K_{21} \quad (19)$$

$$D = L^2 \Delta p K_{21} + 2L^3 \rho_w g K_{21} - 5L^2 \Delta p K_{23} \quad (20)$$

对于渗透率各向异性油藏,可先将其等价转换为渗透率各向同性油藏,然后利用式(16)进行求解。

根据渗透率各向异性油藏研究常用方法<sup>[16-17]</sup>,作如下坐标变换

$$X = x \left( \frac{K}{K_x} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (21)$$

$$Y = y \left( \frac{K}{K_y} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (22)$$

$$Z = z \left( \frac{K}{K_z} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (23)$$

$$K = (K_x K_y K_z)^{\frac{1}{3}} \quad (24)$$

S2井的位置向上移动, z 的变化范围为 0~50 cm, 可以确定 z 的惟一解。将解出的 z 代入式(14)和式(15), 即可确定调整后的井距。

### 3 水平井立体井网井距调整

以渗透率各向异性油藏为例, 分别通过计算方法和数值模拟方法说明水平井立体井网均衡驱替井距的调整。

#### 3.1 计算结果

根据某实际油藏物理模型参数, 水的密度为 1 g/cm<sup>3</sup>, 裂缝 x, y, z 方向渗透率主值分别为 3 836×10<sup>-3</sup>, 4 027×10<sup>-3</sup> 和 5 370×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>, g 为 980 cm/s<sup>2</sup>, 立体五点井网井距为 100 cm。根据式(17)可求得 z<sub>1</sub> 为 278.2 cm, z<sub>2</sub> 为 28.1 cm。考虑 z 的变化范围, 故舍去 z<sub>1</sub>, 取 z 为 28.1 cm。根据式(21)一式(23), z 变换为各向异性油藏中对应的尺寸为 26.3 cm。考虑 S3 井所在平面之上的 1/2 网格长为 2.5 cm, 每个网格边长为 5 cm, 则实际水平井对应所在的纵向层数为 (26.3+2.5)/5=5.76≈6, 即水平井应处在第 6 层。通过计算得出, 将 S2 水平井从第 11 层上移至第 6 层可实现 S1 和 S3 这 2 口生产井同时见水, 从而实现均衡驱替。

#### 3.2 数值模拟结果

利用数值模拟方法模拟了水平井 S2 在纵向不同位置时生产井的见水时间和油藏的采出程度。选取笛卡尔坐标系、块中心网格、实验室单位建立数值模型, 其中网格边长为 5 cm, 模型尺寸为 55 cm×55 cm×105 cm, 裂缝 x, y, z 方向渗透率主值分别为 3 836×10<sup>-3</sup>, 4 027×10<sup>-3</sup>, 5 370×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>, 裂缝孔隙度为 1%, 基质的渗透率为 4.47×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>, 基质的孔隙度为 2.84%, 油相粘度为 14.48 mPa·s, 水相粘度为 1 mPa·s, 油相密度为 0.915 g/cm<sup>3</sup>。

从数值模拟结果(图 3)可以看出, 随着 S2 井从第 11 层逐层上移至第 5 层时, S1 井见水时间从 6 min 变为 9 min, 见水时间逐渐滞后; S3 井见水时间从 24 min 变为 6 min, 见水时间逐渐提前; 见水时间差从 18 min 降到 1 min 后又增大到 3 min, 呈现先减小后增大的趋势。当 S2 井上移至第 6 层时, S1 井见水时间为 8 min, S3 井的见水时间为 7 min, 2 口井见水时间相近, 基本实现了均衡驱替; 当 S2 井再继续上移至第 5 层时, 见水时间差增大, 非均衡驱替又逐渐增强。因此, 当 S2 井上移至第 6 层或第 7 层时, 见水时间差最小, 可实现均衡驱替。

从采出程度的变化可以看出, 随着 S2 井从第 11 层逐层上移, 油藏的采出程度逐渐增加, 说明 S2 井

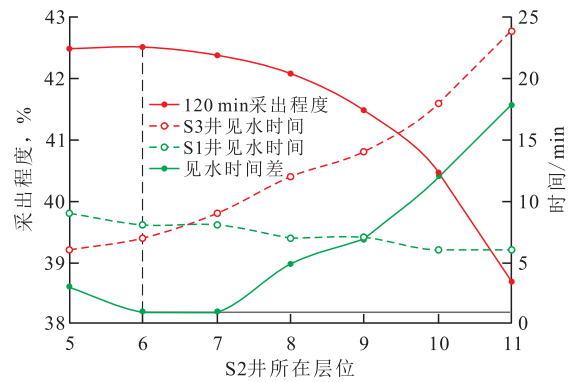


图3 S2井纵向位置与采出程度、见水时间的关系

Fig.3 Correlation among vertical position of Well S2 and degree of reserve recovery, water breakthrough time

逐层上移减弱了非均衡驱替程度, 提高了采出程度, 改善了开发效果。从图 3 可以看出, 当 S2 井位于第 6 层时采出程度最高, 达到 42.52%, 比 S2 井位于 11 层时高了 3.84%, 同时 S1 井和 S3 井见水时间差达到最小, 此时, 注水井 S2 到生产井 S1 和 S3 的距离之比为 2.95。由此可见, 调整井距实现了均衡驱替并提高了采出程度, 改善了水驱效果。

#### 3.3 误差分析

计算得到的中心注水井的位置与数值模拟得到的中心注水井有一定的误差。在数值模型中, 井位于网格的中心, 当井位于第 6 层时, 实际应位于第 6 层网格的中心, 即为 5.5, 两者的误差为 4.73%。该误差可以从驱替机理和解法 2 个方面来说明。计算公式的推导是基于模型的简化处理, 并做了近似假设, 忽略了注采井间流线在垂向上的偏移幅度, 近似为注采井连线上的一维条带微元。另外, 数值模拟方法采用的是差分方法, 得到的是数值解, 而公式是在简化的基础上得出的解析解, 数值解与解析解之间存在一定的误差。

### 4 结论

基于渗流理论, 推导并建立了考虑重力作用时水平井立体井网的注采井距公式, 通过该公式可计算出水平井立体五点井网(一注四采)实现均衡驱替时注水井的位置。

利用数值模拟方法, 对水平井立体五点井网(一注四采)中心注水井的位置进行了优化。模拟结果表明: 随着中心注水井逐层上移, 纵向上 2 口生产井见水时间差先减小后增大; 当注水井位于第 6 层时, 见水时间差最小, 采出程度最高, 从而确定中心注水井的最佳位置。

注采井距公式计算和数值模拟结果表明, 通过

井距调整减弱了重力作用造成的非均衡驱替,改善了开发效果。

#### 符号解释:

$p_2$  ——注水井S2'的井底流压,  $10^{-1}$  MPa;  $p_x$  为油水界面处的压力,  $10^{-1}$  MPa;  $\rho_w$  ——水相密度,  $g/cm^3$ ;  $g$  为重力加速度,  $cm/s^2$ ;  $x$  ——油水界面到注水井S2'的距离,  $cm$ ;  $\alpha_1$  ——注水井S2'与生产井S3之间的连线与注水井S2'水平段所在平面之间的夹角, ( $^\circ$ );  $\alpha_2$  ——注水井S2'与生产井S1之间的连线与注水井S2'水平段所在平面之间的夹角, ( $^\circ$ );  $Q_w$  ——驱替方向上水相的体积流量,  $cm^3/s$ ;  $\mu_w$  ——水相的粘度,  $mPa \cdot s$ ;  $A$  ——驱替方向上的渗流面积,  $cm^2$ ;  $K_w$  ——水相的渗透率,  $\mu m^2$ ;  $p_3$  ——生产井S3的井底流压,  $10^{-1}$  MPa;  $\rho_o$  ——油相密度,  $g/cm^3$ ;  $d_{23}$  ——注水井S2'到生产井S3之间的距离,  $cm$ ;  $Q_o$  ——驱替方向上油相的体积流量,  $cm^3/s$ ;  $\mu_o$  ——油相的粘度,  $mPa \cdot s$ ;  $K_o$  ——油相的渗透率,  $\mu m^2$ ;  $\Delta p_1$  ——注水井S2'与生产井S3的井底流压,  $10^{-1}$  MPa;  $\Delta \rho$  ——水相和油相密度差,  $g/cm^3$ ;  $\Delta p_{23}$  ——生产井S3见水之后注水井S2'和生产井S3之间的压差,  $10^{-1}$  MPa;  $V_x$  ——油水界面渗流速度,  $cm/s$ ;  $A_{ew}$ ,  $A_{eo}$  ——水相和油相有效渗流面积,  $cm^2$ ;  $S_{ws}$  ——束缚水饱和度;  $S_{or}$  ——残余油饱和度;  $\phi$  ——孔隙度, %;  $T_{23}$  ——生产井S3的见水时间,  $s$ ;  $M$  ——流度比;  $T_{21}$  ——生产井S1的见水时间,  $s$ ;  $d_{21}$  ——注水井S2'与生产井S1之间的距离,  $cm$ ;  $\Delta p_{21}$  ——生产井S1见水之后注水井S2'和生产井S1之间的压差,  $10^{-1}$  MPa;  $K_{23}$  ——注水井S2'与生产井S3之间的等效渗透率,  $10^{-3} \mu m^2$ ;  $K_{21}$  ——注水井S2'与生产井S1之间的等效渗透率,  $10^{-3} \mu m^2$ ;  $L$  ——水平井立体五点井网1/4单元的边长,  $cm$ ;  $z$  ——S2井调整后水平段所在平面与S3井水平段所在平面的垂向距离,  $cm$ ;  $\Delta p$  ——注水井与生产井井底流压之差,  $10^{-1}$  MPa;  $A, B, C, D$  ——方程式各项的系数;  $x, y, z$  ——原坐标系变量;  $X, Y, Z$  ——变换后的坐标系变量;  $K$  ——各向同性油藏的渗透率,  $10^{-3} \mu m^2$ ;  $K_x, K_y, K_z$  ——各向异性油藏各方向的渗透率主值,  $10^{-3} \mu m^2$ 。

#### 参考文献:

- [1] 张晓芹, 关文婷, 李霞, 等. 大庆油区聚合物驱矿场合理停注聚时及实施方法[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 88-92.  
Zhang Xiaoqin, Guan Wenting, Li Xia, et al. Reasonable polymer injection stopping-time and methods for polymer flooding in the field of Daqing oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 88-92.
- [2] 张官亮, 张祖波, 刘庆杰, 等. 利用CT扫描技术研究层内非均质油层聚合物驱油效果[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 78-83.  
Zhang Guanliang, Zhang Zubo, Liu Qingjie, et al. Study on effects

of polymer flooding on layered heterogeneous reservoirs using CT scanning[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 78-83.

- [3] 郭迎春. 低渗透油藏高含水期技术极限井距计算方法[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(2): 88-92.  
Guo Yingchun. A calculation method of technical limited well spacing in the low permeability reservoir at high water cut stage[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(2): 88-92.
- [4] 陆雪皎, 王友启, 魏翠华, 等. 聚合物驱后二元复合驱油藏的层系调整——以孤东油田七区西为例[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(2): 25-28.  
Lu Xuejiao, Wang Youqi, Wei Cuihua, et al. Study on layer adjustment for surfactant-polymer flooding reservoirs after polymer flooding—case of Gudong west7 area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 25-28.
- [5] 张以根, 王友启, 屈智坚, 等. 孤东油田馆陶组油藏三元复合驱油矿场试验[J]. 油田化学, 1994, 11(2): 143-148.  
Zhang Yigen, Wang Youqi, Qu Zhijian, et al. Pilot results of alkaline/co-surfactants/polymer flooding in Guantao formation, Gudong oil field[J]. Oilfield Chemistry, 1994, 11(2): 143-148.
- [6] 孙焕泉. 聚合物驱后井网调整与非均相复合驱先导试验方案及矿场应用——以孤岛油田中一区Ng3单元为例[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(2): 1-4.  
Sun Huanquan. Application of pilot test for well pattern adjusting heterogeneous combination flooding after polymer flooding—case of Zhongyiqu Ng3 block, Gudao oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 1-4.
- [7] 闫萍, 王友启, 杨仁金, 等. 永安镇油田永12断块开发后期水平井整体调整方案优化设计[J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(5): 44-46.  
Yan Ping, Wang Youqi, Yang Renjin, et al. Optimizing design of overall development plan for horizontal wells of Yong12 block in Yonganzhen oilfield in later period[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2002, 9(5): 44-46.
- [8] 尚宝兵, 廖新维, 卢宁, 等. CO<sub>2</sub>驱水气交替注采参数优化——以安塞油田王窑区块长6油藏为例[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(3): 70-72, 77.  
Shang Baobing, Liao Xinwei, Lu Ning, et al. Optimization design of injection and production parameters for water-alternating-CO<sub>2</sub> flooding: a case study of Chang6 reservoir of Wangyao block in Ansai oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(3): 70-72, 77.
- [9] 张俊法, 王友启, 汤达祯, 等. 聚合物前缘突破时间预测[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(6): 66-67, 70.  
Zhang Junfa, Wang Youqi, Tang Dazhen, et al. Prediction of the breakthrough time of polymer front[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(6): 66-67, 70.
- [10] 刘朝霞, 王强, 孙盈盈, 等. 聚合物驱矿场应用新技术界限研究与应用[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(2): 22-24, 31.  
Liu Zhaoxia, Wang Qiang, Sun Yingying, et al. Study and application of new technological limit for polymer flooding in field application[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21

- (2):22-24,31.
- [11] 周亚洲,殷代印,张承丽.大庆油区三元复合驱耐碱性调剂剂的研制与段塞组合优化[J].油气地质与采收率,2014,21(5):73-76.  
Zhou Yazhou, Yin Daiyin, Zhang Chengli. Preparation and plug optimization of profile control agent in ASP flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 73-76.
- [12] 付美龙,黄俊.低渗透油藏水驱转空气泡沫驱提高采收率物理模拟实验[J].油气地质与采收率,2014,21(5):104-106.  
Fu Meilong, Huang Jun. Physical modeling study of air foam flooding EOR technology for low permeability reservoirs based on water flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 104-106.
- [13] 刘月田.水平井整体井网渗流解析[J].石油勘探与开发,2001,28(3):57-59,66.  
Liu Yuetian. Analytic solution for flow through horizontal well network [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(3): 57-59, 66.
- [14] 刘月田,张吉昌.各向异性油藏水平井网稳定渗流与产能分析[J].石油勘探与开发,2004,31(1):94-96.  
Liu Yuetian, Zhang Jichang. Stable permeating flow and productivity analysis for anisotropic reservoirs in horizontal well networks [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1): 94-96.
- [15] 刘月田.各向异性油藏注水开发井理论与方法[J].石油勘探与开发,2005,32(5):101-104.  
Liu Yuetian. Well location in water-flooding anisotropic oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(5): 101-104.
- [16] 刘月田.各向异性油藏水平井开发井网设计方法[J].石油勘探与开发,2008,35(5):619-624.  
Liu Yuetian. Methodology for horizontal well pattern design in anisotropic oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 619-624.
- [17] 李传亮,李炼民.各向异性地层的井距设计研究[J].新疆石油地质,2003,24(6):559-561.  
Li Chuanliang, Li Lianmin. Well spacing design for anisotropic reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003, 24(6): 559-561.
- [18] 史成恩,李健,雷启鸿,等.特低渗透油田井网形式研究及实践[J].石油勘探与开发,2002,29(5):59-61.  
Shi Chengen, Li Jian, Lei Qihong, et al. Research and practice on well-pattern type of ultra-low permeability oil field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(5): 59-61.
- [19] 丁云宏,陈作,曾斌,等.渗透率各向异性的低渗透油藏开发井网研究[J].石油学报,2002,23(2):64-67.  
Ding Yunhong, Chen Zuo, Zeng Bin, et al. The development well-pattern of low and anisotropic permeability reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(2): 64-67.
- [20] 闫宝珍,许卫,陈莉,等.非均质渗透率油藏井网模型选择[J].石油勘探与开发,1998,25(6):51-53.  
Yan Baozhen, Xu Wei, Chen Li, et al. Selection of well pattern model for a permeability heterogeneous reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(6): 51-53.
- [21] 刘德华,李士伦,吴军.矢量化井网的概念及布井方法初探[J].江汉石油学院学报,2004,26(4):110-111.  
Liu Dehua, Li Shilun, Wu Jun. Concept of vector well pattern and method of well pattern arrangement [J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2004, 26(4): 110-111.
- [22] 李阳,王端平,李传亮.各向异性油藏的矢量井网[J].石油勘探与开发,2006,33(2):225-227,245.  
Li Yang, Wang Duanping, Li Chuanliang. Vectorial well arrangement in anisotropic reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(2): 225-227, 245.
- [23] 周涌沂,李阳,王端平.矢量井网改善平面非均质油藏水驱开发效果研究[J].岩土力学,2008,29(1):135-139.  
Zhou Yongyi, Li Yang, Wang Duanping. Research on water flooding effect improved by vectorial well arrangement for reservoirs with permeability heterogeneity in plane [J]. Rock and Soil Mechanics, 2008, 29(1): 135-139.

编辑 刘北羿

(上接第102页)

- [20] Yuan H H. Pore-scale heterogeneity from mercury porosimetry data [J]. SPE Formation Evaluation, 1989, 6(2): 233-240.
- [21] Pickell J J, Swanson B F, Hickman W B. Application of air-mercury and oil-air capillary pressure data in the study of pore structure and fluid distribution [J]. SPE Journal, 1966, 6(1): 55-61.
- [22] 何金钢,康毅力,游利军,等.流体损害对页岩储层应力敏感性的影响[J].天然气地球科学,2011,22(5):915-920.  
He Jingang, Kang Yili, You Lijun, et al. Influence of fluid damage on shale reservoir stress sensitivity [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(5): 915-920.
- [23] 何金钢,康毅力,游利军,等.矿物成分和微结构对泥质岩储层应力敏感性的影响[J].天然气地球科学,2012,23(2):129-134.  
He Jingang, Kang Yili, You Lijun, et al. Effects of mineral composition and microstructure on stress-sensitivity of mudrocks [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(2): 129-134.
- [24] 何金钢,康毅力,游利军,等.特低渗透砂岩油藏压裂液损害实验评价[J].油田化学,2013,30(2):173-178.  
He Jingang, Kang Yili, You Lijun, et al. Damage evaluation of fracturing fluids on sandstone reservoir with extra-low permeability [J]. Oilfield Chemistry, 2013, 30(2): 173-178.

编辑 刘北羿