

低渗透油藏高含水期技术极限井距计算方法

郭迎春

(中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:低渗透油藏开发到高含水期阶段,钻加密井和调整井距是挖潜剩余油、提高原油采收率的重要措施。技术极限井距是挖潜剩余油的一个重要指标。针对低渗透油藏存在启动压力梯度的特征,以油水两相稳定渗流理论为基础,通过引入视粘度和拟势的概念,采用势的叠加原理推导建立了低渗透油藏技术极限井距计算公式,并以实际油藏参数为例,分析了储层渗透率、含水饱和度和注采压差等技术极限井距的影响因素。结果表明,技术极限井距随着储层渗透率、含水饱和度和注采压差的增加而增大。将计算结果应用到实际油藏井网部署中,储层物性较好、剩余油饱和度较低的区域,技术极限井距最大约为350 m;储层物性较差、剩余油饱和度较高的区域,技术极限井距最小约为250 m。调整后的井网对剩余可采储量的控制能力增强,预测提高采收率4.1%。

关键词:低渗透油藏 高含水期 拟势 叠加原理 技术极限井距 提高采收率

中国分类号:TE348

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)02-0088-05

A calculation method of technical limited well spacing in the low permeability reservoir at high water cut stage

Guo Yingchun

(Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: When the development of low permeability reservoir reaches the high water-cut stage, infill well or well spacing adjustment is needed to exploit the remaining oil and enhance the oil recovery efficiency. The technical limited well spacing is an important factor of tapping the potential of the remaining oil. Based on the feature of start-up pressure gradient in the low permeability reservoir and the theory of the oil-water two-phase flow, concepts of pseudo-viscosity and pseudo-potential were introduced. A calculation formula of the technical limited well spacing in the low permeability reservoir was established based on the potential superposition principle. The influencing factors such as the reservoir permeability, water saturation and the inject-production pressure difference were analyzed with the actual reservoir parameters. The results show that the technical limited well spacing increases with the reservoir permeability, water saturation and the inject-production pressure difference. The calculation results were applied into the actual well pattern arrangement. The maximum well spacing is about 350 m in the areas with better physical properties and low remaining oil saturation and the minimum one is about 250 m in the areas with poor physical properties and high remaining oil saturation. Adjusted well pattern has stronger control ability on remaining recoverable reserves and the oil recovery efficiency will be enhanced by 4.1 percent.

Key words: low permeability reservoir; high water cut stage; pseudo potential; potential superposition principle; technical limited well spacing; enhanced oil recovery

低渗透油藏具有渗透率低、孔隙度小、孔隙结构复杂和固液表面分子力作用强烈^[1-4]等特点,在流体渗流过程中,只有当驱替压力梯度超过某一临界

压力梯度时,流体才能够流动,并呈现出非达西渗流特征^[5-10],这一临界压力梯度即为启动压力梯度。启动压力梯度影响注采井间流体渗流,当注采

收稿日期:2015-01-26。

作者简介:郭迎春(1964—),男,湖北英山人,高级工程师,博士,从事油气田开发研究。联系电话:(0546)8715275, E-mail:guoyeslof@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“胜利油田薄互层低渗透油田开发示范工程”(2011ZX05051)。

压差一定时,存在一个最大的井距能使注采井间的流体充分流动,这一井距即为技术极限井距,因此低渗透油藏井网部署时必须确定技术极限井距^[11]。

中外学者对低渗透油藏技术极限井距的研究较多,谷维成等推导出主流线中点处的压力梯度,通过使其大于该点处的启动压力梯度计算得到了给定注采压差和油层渗透率条件下的技术极限井距^[12];熊敏基于均质地层等产量一源一汇稳定渗流时源汇连线中点处的压力,给出了由启动压力梯度计算极限注采井距的公式,并推导了定井底压力和定注水量2种情况下的极限注采井距公式^[13];陈家晓等通过一源一汇注采系统稳定渗流速度的推导,结合产量公式,确定了低渗透油藏极限注采井距^[14];汪全林等考虑油水两相非活塞式驱替以及启动压力梯度,分别以油相区、油水两相区和水相区的渗流力学表达式为基础,得出了基于两相渗流的低渗透油藏合理注采井距的计算方法^[15]。目前低渗透油藏技术极限井距的计算大多是在单相流动条件下推导建立的^[16-17],这与地层中同时存在油水两相渗流的条件不符,计算出的技术极限井距与实际情况有一定的差别。有的虽然基于油水两相渗流,但是推导以及计算过程复杂繁琐,适用性较差。笔者基于油水两相渗流理论和油水两相渗流时的启动压力梯度,通过引入视粘度和拟势的概念,利用势的叠加原理推导出任意含水饱和度条件下的技术极限井距公式,计算并绘制了不同地层渗透率、注采压差和地层含水饱和度条件下的技术极限井距图版,并对实际油藏进行了井网井距调整,取得了较好效果。

1 油水两相稳定渗流时地层中一点的势

对于低渗透油藏,考虑启动压力梯度,油水两相的运动方程分别为

$$v_o = -\frac{K_o}{\mu_o} \left(\frac{dp}{dr} - G \right) \quad (1)$$

$$v_w = -\frac{K_w}{\mu_w} \left(\frac{dp}{dr} - G \right) \quad (2)$$

油水两相稳定渗流时的连续性方程分别为

$$-\left(\frac{\partial v_{ox}}{\partial x} + \frac{\partial v_{oy}}{\partial y} + \frac{\partial v_{oz}}{\partial z} \right) = 0 \quad (3)$$

$$-\left(\frac{\partial v_{wx}}{\partial x} + \frac{\partial v_{wy}}{\partial y} + \frac{\partial v_{wz}}{\partial z} \right) = 0 \quad (4)$$

将式(1)和式(2)分别代入式(3)和式(4),得到油水两相稳定渗流时的基本微分方程为

$$\nabla \left[\frac{KK_{ro}(S_w)}{\mu_o} \nabla(p - Gr) \right] = 0 \quad (5)$$

$$\nabla \left[\frac{KK_{rw}(S_w)}{\mu_w} \nabla(p - Gr) \right] = 0 \quad (6)$$

将式(5)和式(6)相加,整理后得

$$\nabla \left[K \left(\frac{K_{rw}(S_w)}{\mu_w} + \frac{K_{ro}(S_w)}{\mu_o} \right) \nabla(p - Gr) \right] = 0 \quad (7)$$

令

$$\mu_a = \left(\frac{K_{rw}(S_w)}{\mu_w} + \frac{K_{ro}(S_w)}{\mu_o} \right)^{-1} \quad (8)$$

$$\Phi = \frac{K}{\mu_a} (p - Gr) \quad (9)$$

将式(8)、式(9)代入式(7),整理后得

$$\nabla^2 \Phi = 0 \quad (10)$$

新的变量 Φ 满足拉普拉斯方程,方程的解即为势函数。设在平面上有一点汇 M ,流体做平面径向流时地层中任意一点的势为

$$\Phi_M = \frac{q}{2\pi} \ln r + c \quad (11)$$

2 技术极限井距

通过引入视粘度和拟势的概念,并运用势的叠加原理求解低渗透油藏油水两相稳定渗流时的技术极限井距。

以低渗透油藏一源一汇注采系统为研究对象,根据叠加原理,地层中任意一点 M 的势为

$$\Phi_M = \frac{q}{2\pi} \ln \frac{r_1}{r_2} + c \quad (12)$$

将 M 点分别取在生产井和注水井井壁上,则生产井和注水井处的势分别为

$$\Phi_{pro} = \frac{K}{\mu_a} (p_{pro} - Gr_w) + c \quad (13)$$

$$\Phi_{inj} = \frac{K}{\mu_a} (p_{inj} - GR) + c \quad (14)$$

式(13)和式(14)相减并整理后得

$$q = \frac{\pi K [p_{inj} - p_{pro} - G(R - r_w)]}{\mu_a \ln \frac{R}{r_w}} \quad (15)$$

当等产量的一源一汇系统满足产液强度大于等于0时,该注采井距即为技术极限井距,其表达式为

$$R = \frac{(p_{inj} - p_{pro})}{G} + r_w \quad (16)$$

根据室内渗流实验,测定出岩心油水两相渗流时的启动压力梯度,对油水混合流体粘度进行饱和度加权,建立了适用于油水两相渗流时的启动压力梯度计算公式^[18]

$$G = a \times \left(\frac{K}{\mu_w^{S_{wn}} \mu_o^{1-S_{wn}}} \right)^{-n} \quad (17)$$

其中

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \quad (18)$$

3 实例应用分析

以胜利油区某油藏沙三段9砂层组为研究对象,该油藏为深层低渗透油藏,平均地层深度为3 200 m,其中9砂组中间主体部位厚度大,边部厚度小,平均有效厚度为21.8 m,平面上渗透率为 $8.6 \times 10^{-3} \sim 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原油粘度为 $2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,水的粘度为 $0.5 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。1973年投入开发,初期采用四点法井网注水,井距为 $250 \text{ m} \times 300 \text{ m}$,由于没有考虑储层非均质性而采用相对均匀的井网部署,导致平面上动用不均衡,采出程度较低,截止到2012年1月,中间主体部位采出程度为38.3%,边部采出程度为20.1%,综合含水率为91%,地层平均含水饱和度为0.5。为改善该油藏的开发效果,采用技术极限井距计算方法计算了不同区域的技术极限井距,并根据计算结果来调整井网井距。技术极限井距计算中需要用到不同地层含水饱和度条件下的油水相对渗透率(图1)。根据该油藏取心井启动压力梯度实验结果,回归出式(17)中的系数 a 为1.437 8, n 为0.9。

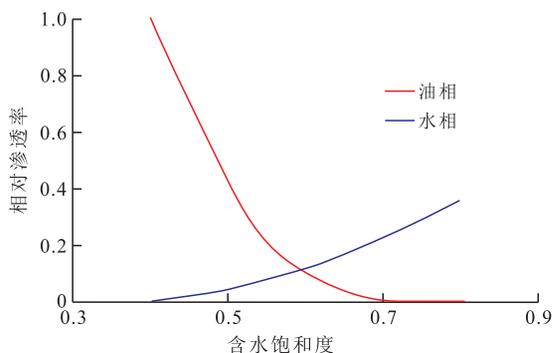


图1 胜利油区某油藏沙三段9砂层组油水相对渗透率曲线
Fig.1 Oil and water relative permeability curve of reservoir Es₃₉ in Shengli oilfield

根据式(16)计算出地层平均含水饱和度为0.5时,不同注采压差下的技术极限井距与储层渗透率的关系(图2)。从图2可以看出,在一定的注采压差和地层平均含水饱和度条件下,技术极限井距随着

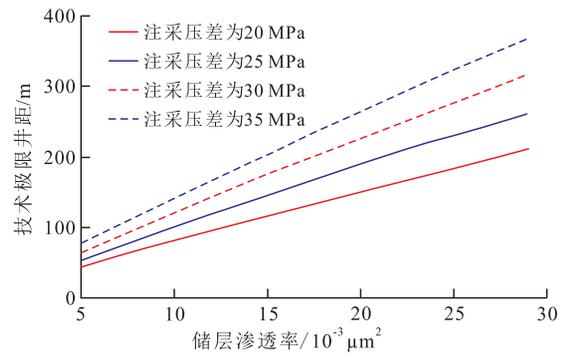


图2 不同注采压差下技术极限井距与储层渗透率的关系
Fig.2 Relationship between the formation permeability and the technical limited well spacing under different injection-production pressure differences

储层渗透率的增大而增大,主要是因为储层渗透率增大,启动压力梯度减小,技术极限井距增大;在相同的储层渗透率和地层含水饱和度条件下,技术极限井距随着注采压差的增大而增大,主要是因为随着注采压差的增加,注采井间的流体流动能力增强,技术极限井距增大。

当储层渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,计算得到不同注采压差下技术极限井距与地层平均含水饱和度的关系(图3)。从图3可见,在一定的注采压差和储层渗透率条件下,技术极限井距随着地层含水饱和度的增大而增大,这是由于地层平均含水饱和度增大,启动压力梯度减小,技术极限井距则随之增大。

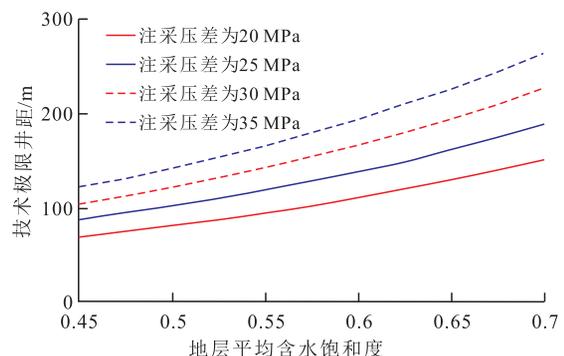


图3 不同注采压差下技术极限井距与地层平均含水饱和度关系

Fig.3 Relationship between the formation water saturation and the technical limited well spacing under different injection-production pressure differences

根据研究区剩余油和渗透率分布特征,计算出不同区域的技术极限井距,储层物性较好的油层中部,剩余油饱和度较低,所需的技术极限井距较大,最大为350 m;储层物性较差的边部,剩余油饱和度较高,所需的技术极限井距较小,最小为250 m,调整后井网由四点法变为五点法(图4),该油藏的剩余可采储量控制能力有所增加,通过数值模拟方法预测水驱采收率可提高4.1%。

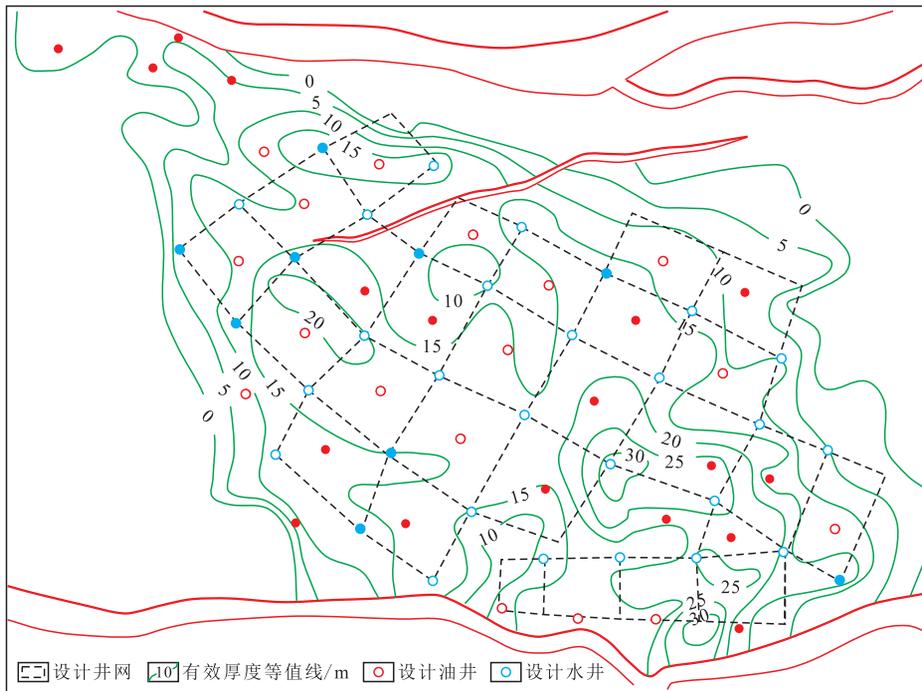


图4 胜利油区某油藏沙三段9砂层组调整后的井网

Fig.4 Adjusted well pattern of reservoir Es₃9 in Shengli oilfield

4 结论

低渗透油藏中流体的流动存在启动压力梯度,在油水两相稳定渗流状态下,引入视粘度和拟势的概念,由于拟势满足拉普拉斯方程,从而根据势的叠加原理,推导建立了低渗透油藏油水两相稳定渗流时技术极限井距的计算公式。储层渗透率、流体粘度、含水饱和度、注采压差等都会影响技术极限井距,技术极限井距随着地层含水饱和度、储层渗透率、注采压差的增加而增大。

根据实际油藏储层物性参数,建立了不同渗透率、地层平均含水饱和度、注采压差下的技术极限井距图版,并应用到实际油藏的井网调整部署中,将四点法井网调整为五点法井网,对于主体剩余油分布较少区域,井距调整为350 m,边部剩余油较多区域,井距调整为250 m,调整后的井网对剩余油的控制程度增加,通过数值模拟方法预测水驱采收率提高约4.1%。

符号解释:

v_o ——油相渗流速度, cm/s; K_o ——油相有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_o ——油相粘度, mPa·s; p ——地层压力, 10^{-1} MPa; r ——任一点到汇或源的距离, cm; G ——启动压力梯度, 10^{-1} MPa/cm; v_w ——水相渗流速度, cm/s; K_w ——水相有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_w ——水相粘度, mPa·s; v_{ox} ——油相

在 x 方向上的流速, cm/s; v_{oy} ——油相在 y 方向上的流速, cm/s; v_{oz} ——油相在 z 方向上的流速, cm/s; v_{wx} ——水相在 x 方向上的流速, cm/s; v_{wy} ——水相在 y 方向上的流速, cm/s; v_{wz} ——水相在 z 方向上的流速, cm/s; K ——地层绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_o ——油相相对渗透率; K_w ——水相相对渗透率; S_w ——地层平均含水饱和度; μ_a ——视粘度, mPa·s; Φ ——拟势, cm^2/s ; Φ_M ——距井半径 r 处地层中的势, cm^2/s ; q ——油井单位厚度的产液量, $\text{cm}^3/(\text{s}\cdot\text{cm})$; c ——常数; r_1 ——地层中任意一点 M 到生产井的距离, cm; r_2 ——地层中任意一点 M 到注水井的距离, cm; Φ_{po} ——生产井井壁处的势, cm^2/s ; p_{po} ——生产井处压力, 10^{-1} MPa; r_w ——井筒半径, cm; Φ_{inj} ——注水井井壁处的势, cm^2/s ; p_{inj} ——注水井处压力, 10^{-1} MPa; R ——技术极限井距, cm; q ——生产井产量, cm^3/s ; r_w ——井筒半径, m; a ——综合回归关系式系数, 对于不同的油田取值不同; n ——综合回归关系式系数, 对于不同的油田取值不同; S_{wn} ——归一化含水饱和度; S_{wc} ——束缚水饱和度; S_{or} ——残余油饱和度。

参考文献:

[1] 李道品.低渗透油田高效开发决策论[M].北京:石油工业出版社,2003.
Li Daopin.Effective development decision theory of low permeability oilfield[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2003.
[2] 胡志明,把智波,熊伟,等.低渗透油藏微观孔隙结构分析[J].大庆石油学院学报,2006,30(3):51-53.
Hu Zhiming, Ba Zhibo, Xiong Wei, et al.Analysis of micro pore structure in low permeability reservoirs [J].Journal of Daqing Petroleum Institute,2006,30(3):51-53.

- [3] 赵益忠,程远方,刘钰川,等.启动压力梯度对低渗透油藏微观渗流及开发动态的影响[J].油气地质与采收率,2013,20(1):67-69,73.
Zhao Yizhong, Cheng Yuanfang, Liu Yuchuan, et al. Study on influence of start-up pressure gradient to micro-seepage in low permeability reservoirs and development trends [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(1): 67-69, 73.
- [4] 李海燕,徐樟有.新立油田低渗透储层微观孔隙结构特征及分类评价[J].油气地质与采收率,2009,16(1):17-21.
Li Haiyan, Xu Zhangyou. Microscopic characteristics of pore structure and classification evaluation of low permeability reservoir in Xinli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(1): 17-21.
- [5] 冯文光.非达西低速渗流的研究现状与展望[J].石油勘探与开发,1986,13(4):76-80.
Feng Wenguang. Research status and prospect of non-Darcy low-velocity percolation [J]. Petroleum Exploration and Development, 1986, 13(4): 76-80.
- [6] 姜瑞忠,于成超,孔垂显,等.低渗透油藏优势渗流通道模型的建立及应用[J].特种油气藏,2014,21(5):85-88.
Jiang Ruizhong, Yu Chengchao, Kong Chuixian, et al. Establishment and application of dominant seepage path model of low-permeability oil reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(5): 85-88.
- [7] 肖鲁川,甄力,郑岩,等.特低渗透储层非达西渗流特征研究[J].大庆石油地质与开发,2000,19(5):27-28,30.
Xiao Luchuan, Zhen Li, Zheng Yan, et al. Non-Darcy seepage flow characteristic in ultra-low permeable reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2000, 19(5): 27-28, 30.
- [8] 贾振岐,王延峰,付俊林,等.低渗低速下非达西渗流特征及影响因素[J].大庆石油学院院报,2001,25(3):73-76.
Jia Zhenqi, Wang Yanfeng, Fu Junlin, et al. Characteristics of non-Darcy percolation and under the condition of low-permeability and low-velocity [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2001, 25(3): 73-76.
- [9] 张贤松,谢晓庆,陈民锋.低渗透断块油藏合理注采井距研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):94-96.
Zhang Xiansong, Xie Xiaoqing, Chen Minfeng. Study on reasonable spacing in low permeability and fault block reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(6): 94-96.
- [10] 黄金山.宝浪油田宝北区块I-II油组合理注采井距研究[J].油气地质与采收率,2014,21(2):38-40.
Huang Jinshan. Study on reasonable producer-injector spacing about I-II oil group in Baobei block [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 38-40.
- [11] 王端平,时佃海,李相远,等.低渗透砂岩油藏开发主要矛盾机理及合理井距分析[J].石油勘探与开发,2003,30(1):87-89.
Wang Duanping, Shi Dianhai, Li Xiangyuan, et al. The main challenges and the reasonable well spacing for the development of low-permeability sandstone reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(1): 87-89.
- [12] 谷维成,莫小国,朱学谦,等.文留油田低渗透油藏合理注采井距研究[J].油气地质与采收率,2004,11(5):54-56.
Gu Weicheng, Mo Xiaoguo, Zhu Xueqian, et al. Research on reasonable injection-production well spacing in Wenliu oil reservoir with low permeability [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(5): 54-56.
- [13] 熊敏.利用启动压力梯度计算低渗油藏极限注采井距的新模型及应用[J].石油天然气学报,2006,28(6):146-151.
Xiong Min. A new model for calculating ultimate injection-production well spacing in low permeability reservoirs with starting pressure gradient and its application [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(6): 146-151.
- [14] 陈家晓,黄全华.低(特低)渗透油藏极限注采井距确定的新方法探索[J].钻采工艺,2008,31(5):47-48.
Chen Jiaxiao, Huang Quanhua. Research on limited producer-injector spacing in low (ultralow) permeability reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(5): 47-48.
- [15] 汪全林,柴世超,程自力,等.基于两相流低渗油藏合理注采井距确定方法[J].东北石油大学学报,2012,36(4):45-48.
Wang Quanlin, Chai Shichao, Cheng Zili, et al. Determination of reasonable well spacing in low permeability reservoir based on two phase flow [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2012, 36(4): 45-48.
- [16] 贾振岐,赵辉,汶锋刚.低渗透油藏极限井距的确定[J].大庆石油学院院报,2006,30(1):104-105.
Jia Zhenqi, Zhao Hui, Wen Fenggang. Determination of critical well spacing in low permeability oil reservoirs [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2006, 30(1): 104-105.
- [17] 唐伏平,唐海,余贝贝,等.存在启动压力梯度时的合理注采井距确定[J].西南石油大学学报,2007,29(4):89-91.
Tang Fuping, Tang Hai, Yu Beibei, et al. The determination of the injection-production well spacing with the consideration of the start-up pressure gradient [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(4): 89-91.
- [18] 邓玉珍,刘慧卿.低渗透岩心中油水两相渗流启动压力梯度试验[J].石油钻采工艺,2006,28(3):37-40.
Deng Yuzhen, Liu Huiqing. Experiment on starting pressure gradient of oil and water two phases flow in low permeability core [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28(3): 37-40.

编辑 王星