

强边水油藏水侵规律研究

凌霄*, 陈 潇, 高 宇, 肖岸锋, 李超然

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2024年10月29日; 录用日期: 2025年1月22日; 发布日期: 2025年1月30日

摘 要

边底水油藏的水侵规律受水体体积、渗透率级差、地层倾角、产液速度、边水与生产井的距离等因素的影响, 不同的储层地质特征与开发方式均会对油藏的最终采收率造成重大影响, 因此明确不同因素对强边水油藏的水侵规律影响, 是合理高效开发边水油藏的基础前提。本文利用数值模拟方法, 以含水上升规律以及采出程度作为指标, 确定影响边水油藏水侵的主力因素为地层倾角、边水和生产井的距离以及渗透率级差, 主力因素显著性排序为: 生产井与边水的距离 > 地层倾角 > 渗透率级差。研究成果是合理高效开发边水油藏的基础前提。

关键词

强边水油藏, 水侵规律, 数值模拟

Study on Water Flooding Law of Strong Edge Water Oil Reservoir

Xiao Ling*, Xiao Chen, Yu Gao, Anfeng Xiao, Chaoran Li

School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Oct. 29th, 2024; accepted: Jan. 22nd, 2025; published: Jan. 30th, 2025

Abstract

The water flooding law of the edge water oil reservoir is affected by factors such as the volume of the water body, permeability gradient, inclination of the strata, production rate, and the distance between the edge water and the production well. The final recovery rate of the reservoir will be greatly affected by different geological characteristics and development methods of the reservoir, therefore, it is a fundamental prerequisite for the rational and efficient development of the edge water oil reservoir to clarify the influence of different factors on the water flooding law of the strong edge water oil reservoir. In

*第一作者。

文章引用: 凌霄, 陈潇, 高宇, 肖岸锋, 李超然. 强边水油藏水侵规律研究[J]. 矿山工程, 2025, 13(1): 208-217.
DOI: 10.12677/me.2025.131025

this paper, the authors use numerical simulation methods to determine that the main factors affecting the water flooding of edge water oil reservoirs are the inclination of the strata, the distance between the edge water and the production well, and the permeability gradient, by taking the rising water content law and the degree of recovery as the indexes, with the main factors being ranked in order of significance: the distance between the production well and the edge water > the inclination of the strata > the permeability gradient. The research findings are a fundamental prerequisite for the rational and efficient development of edge water oil reservoirs.

Keywords

Strong Edge Water Oil Reservoir, Water Flooding Law, Numerical Simulation

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

冯曦等[1]就碳酸盐岩储层非均质性对水侵的影响进行了深入剖析。他们发现,碳酸盐岩储层中的裂缝发育会促使水侵进程加快,然而均匀发育的溶洞却能够减缓水侵的步伐。同时,微裂缝的存在使得低孔储层拥有中高渗流的能力,但其水侵规律与大裂缝储层或者网状小裂缝储层有着显著的不同。Huang等[2]通过将可视化填砂管实验与数值模拟相结合的方法,对不同天然气溶解度、产气速率、含水层尺寸以及应力敏感性对气井水侵规律的影响展开了研究。研究表明,当天然气溶解度增大、产气速率提高、含水层尺寸变大以及存在应力敏感性时,都会引发较为强烈的底水锥进现象。Fang等[3]对不同参数对气藏开采的影响进行了探究。结果显示,在一定范围内,含水体积比越大,水侵就越严重,采收率也会越低;产气速率越高,水侵的速度就越快,采收率同样会减小。许轩等[4]开展了裂缝性边底水气藏治水措施物理模拟实验,以研究水体倍数与治水措施对气藏开发动态的影响规律。实验结果表明,30倍水体有利于提高气藏的采收率,而无限大水体则会降低采收率;采取排水措施能够将裂缝中的大量水排出,解除对封闭气的封锁,进而增加采收率。Guo等[5]运用岩心驱替与核磁共振(NMR)实验相结合的方式,对水侵注气过程中储层气-水两相流动以及剩余微观气体分布规律进行了探究。他们认为,裂缝岩心在不同水侵速率下的水驱采收率在所有岩心中处于最低水平,而剩余气体的分布情况及含量与岩心的性质有关。Zhou等[6]针对国内外学者在缝洞型气藏水侵方面的物理模拟实验技术和机理展开了研究。经过分析后得出,未来水侵实验的发展趋势和重点将是在精细地质描述的基础之上,结合气藏井网的部署以及生产特点,构建更加贴合实际的三维物理模型,充分考虑沿储层侧水平和垂直方向水侵的差异。Liu等[7]进行了全直径岩心水侵性能物理模拟实验,研究结果显示:在边底水裂缝孔隙型气藏中,水侵与产气同步发生,在产水之前,井底压力与储量恢复程度呈线性关系,产水之后,水侵速度加快,水气比迅速上升,最终接近较高水平的稳定水气比。Xu等[8]设计并开展了五组试验,探讨了裂缝与气井的距离、排水位置、排水时机以及含水层尺寸对气藏水侵和生产性能的影响。当裂缝规模适中时,靠近裂缝或高渗透层的气井也能够产气,实现高效排水,在含水层附近进行排水,可有效抑制采气初期的水侵。

本文利用数值模拟方法,来研究强边水油藏水侵规律的主控因素,作为合理高效开发边水油藏的基础和前提。

2. 机理模型的建立

雅克拉古近系油藏是具有强边水能量、孔渗性好的油藏。边水油藏机理模型的设计和影响因素的选择是基于雅克拉古近系油藏特征及其油藏参数。边水油藏影响因素研究中设计地层倾角是根据单井不同层位处的地层倾角不同水侵状况不同。表 1 和表 2 是建立边水油藏机理模型的油藏物性参数及网格参数。

Table 1. Reservoir physical parameters of the mechanism model

表 1. 机理模型的油藏物性参数

参数	数值
净毛比	1
孔隙度	0.17
地层水压缩系数(1/MPa)	3.0855×10^{-4}
地层水体积系数	1.0378
水黏度(mPa·s)	0.5
原油压缩系数(1/MPa)	4.6891×10^{-4}
原油体积系数	1.263
原油粘度(mPa·s)	6.02
原油密度(g/cm ³)	0.808
水密度(g/cm ³)	1.14
岩石压缩系数(1/MPa)	4.02363×10^{-4}

Table 2. Grid parameters of edge water oil reservoir mechanism model

表 2. 边水油藏机理模型的网格参数

网格数量	网格体积(m ³)	顶深(m)	油水界面位置(m)	原始地层压力(MPa)
15 × 120 × 40	10 × 10 × 0.5	3345	3397	47.1

边水油藏的基础模型中(见图 1)，各影响因素大小设置为：地层倾角 10°、渗透率级差 7、沿地层倾角方向边水与生产井的距离 400 m、垂直与水平方向渗透率比值 0.1、油水黏度比 12。

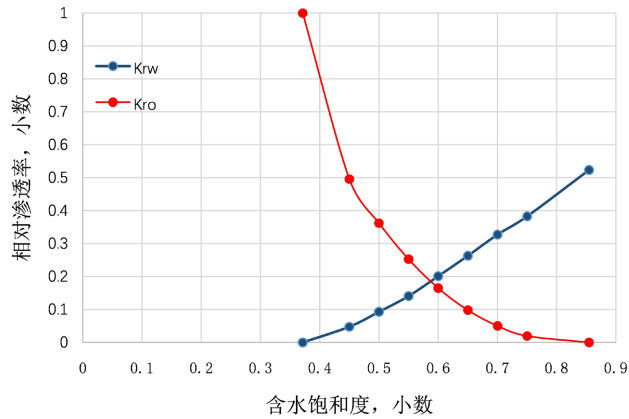


Figure 1. Phase permeability curve used in the mechanism model
图 1. 机理模型所采用的相渗曲线

3. 边水油藏水侵规律的影响因素研究

3.1. 地层倾角

在边水油藏里,地层倾角的存在使得重力变为边水流动过程中的一种阻力,进而延长了边水抵达生产井的时间。倘若处于相同的边水水体倍数条件下,地层倾角有所不同,生产井在不同层位实施开采,那么生产井与边水之间的距离便会随着地层倾角的改变而发生变化,从而改变边水到达生产井的时间。鉴于此,有必要对地层倾角在油藏水侵中产生的影响展开研究。

在边水油藏基础模型的基础上对地层倾角分别设置成 2° 、 4° 、 6° 等不同数值,研究地层倾角对边水油藏水侵规律的影响。

从图2(a)~(c)能够得知,随着地层倾角的增大,水侵范围缩小。在边水油藏中,处于相同水体倍数的情况下,当不同地层倾角的生产井在同一个层位进行开采时,地层倾角较小的油井,其射孔位置与油水界面的距离较近,这就缩短了边水到达生产井的时间,从而使得油井较早地见水。而地层倾角较大的生产井则会因受到重力的影响,延缓边水到达生产井的时间。由图3和图4可以看出,地层倾角逐渐减小时,含水率上升的速度加快,生产井能够在较短时间内达到经济极限含水率,产油量的降幅也较大。

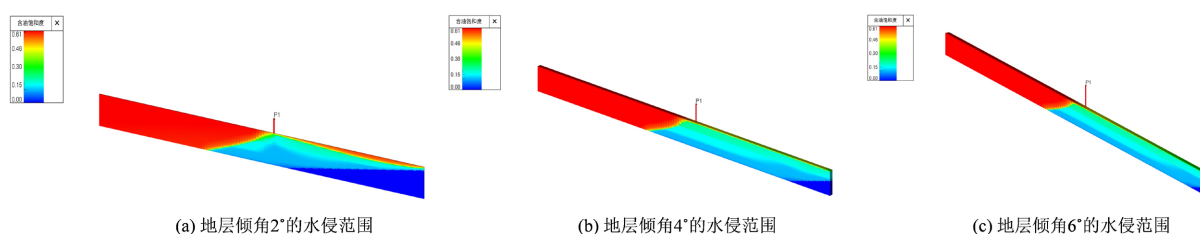


Figure 2. Water flooding range at different formation inclinations

图2. 不同地层倾角下水侵范围

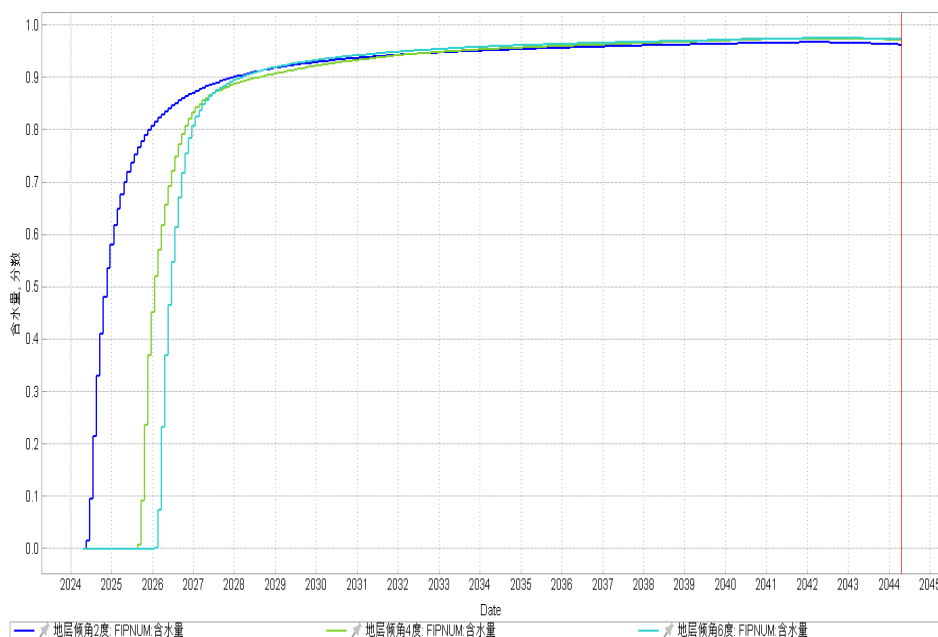


Figure 3. Water content at different inclinations

图3. 不同倾角下的含水率

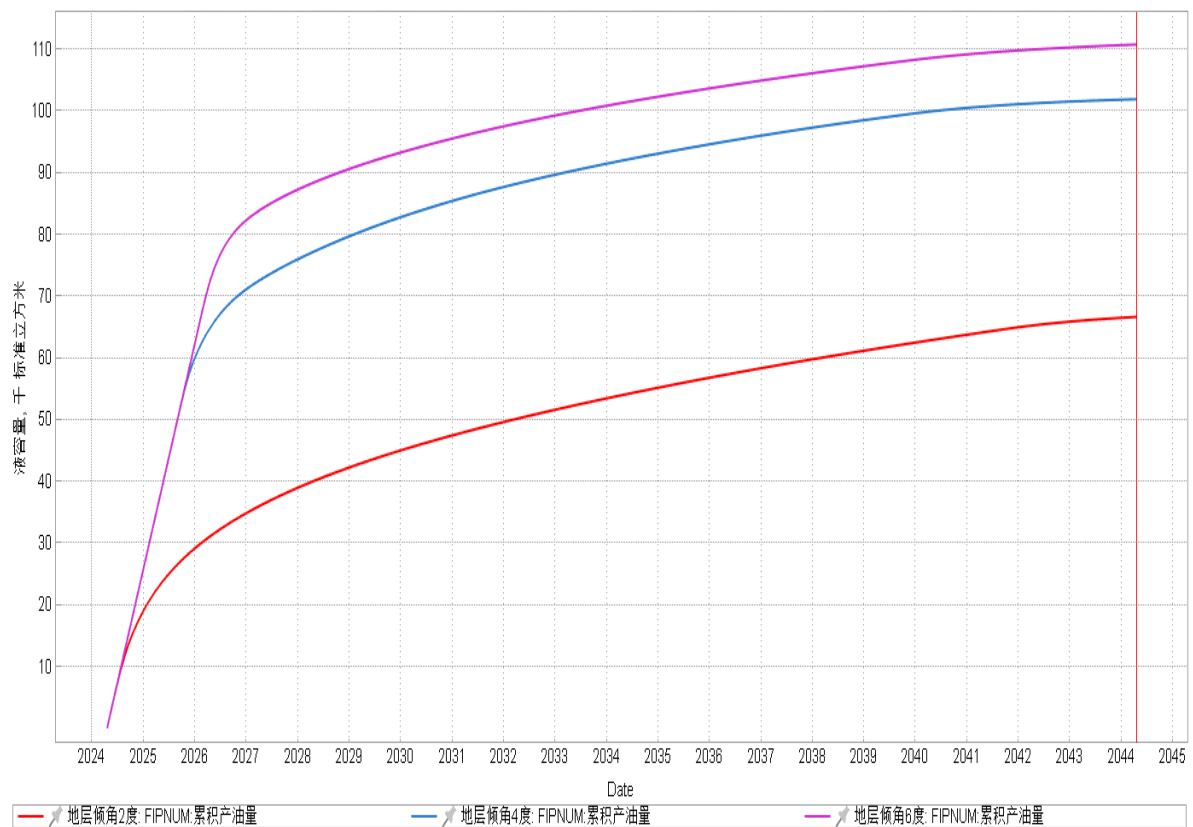


Figure 4. Oil production at different inclinations
图 4. 不同倾角下的产油量

3.2. 渗透率级差

渗透率级差指的是油藏内最大渗透率与最小渗透率之间的比值，它能够体现渗透率的分布范围以及差异程度。当渗透率级差越大时，意味着储层孔隙空间的非均质性越强；而当渗透率级差越接近 1 时，则表明储层孔隙空间的均质性越好。渗透率级差对油藏的开发效果会产生影响。鉴于此，有必要研究渗透率级差对水侵规律的影响。

在边水油藏基础模型的基础上将渗透率级差分别设置为 2、7、14 等不同数值，利用数值模拟获得不同渗透率级差的油藏水侵分布。

1) 正韵律不同级差的影响

设置正韵律储层级差为 2、7、14 对油藏水侵的影响，见图 5~7。

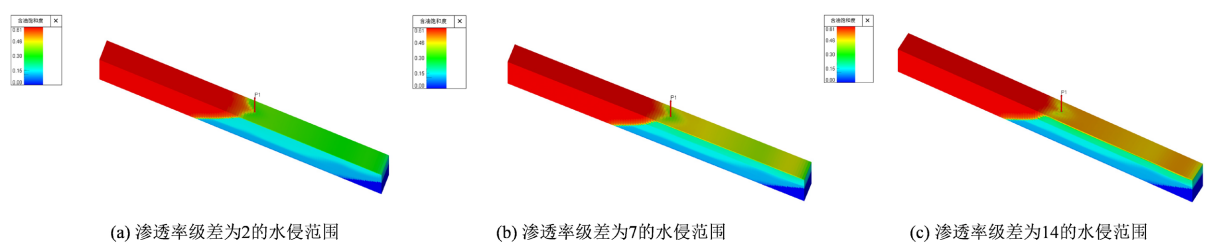


Figure 5. Water flooding at different levels of positive rhythm
图 5. 正韵律不同级差水侵情况

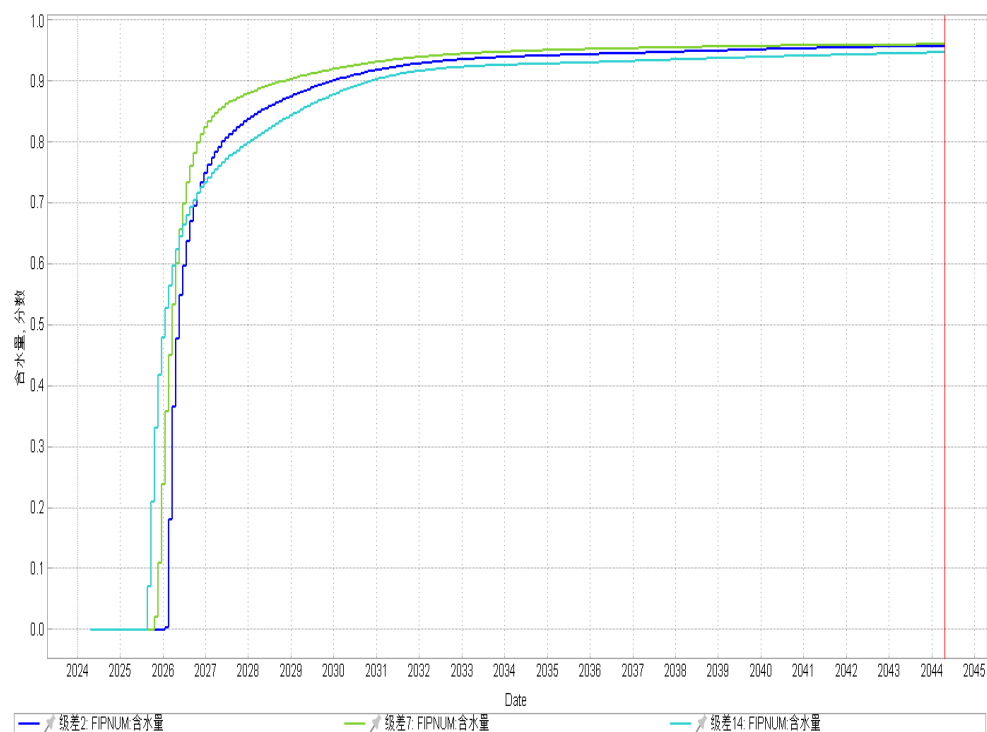


Figure 6. Water content at different levels of positive rhythm

图 6. 正韵律不同级差下含水率

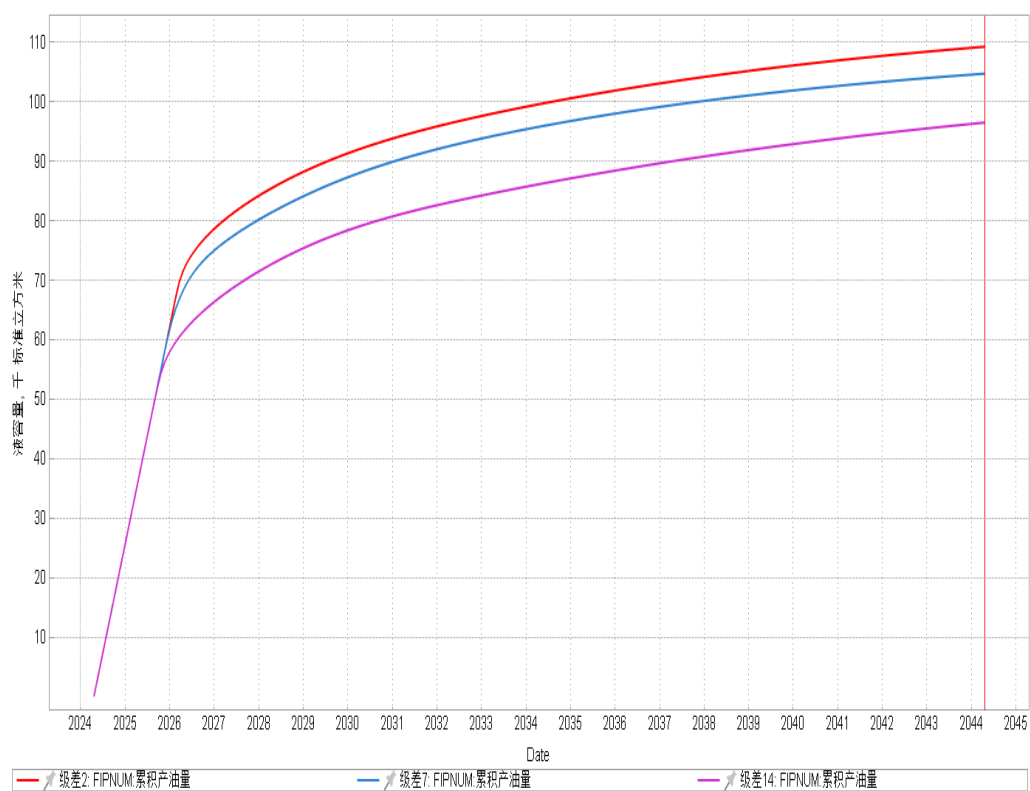


Figure 7. Oil production at different levels of positive rhythm

图 7. 正韵律不同级差下产油量

正韵律不同渗透率级差的状况下，当渗透率级差增大时，油井见水的时间会更早，无水采收率也随之降低，最终致使累产油量减少。这主要是因为：渗透率级差越大，储层内的非均匀性就越发显著。在重力以及物性级差的共同作用之下，注入的水会沿着底部高渗层的突进现象更加严重，进而导致无水采收率低下；另外，由于注入水主要在高渗层流动，使得底部形成大孔道，致使上部储层的波及程度减弱，剩余油的量增多。

2) 反韵律不同级差的影响

设置反韵律储层级差为 2、7、14 对油藏水侵的影响，见图 8~10。

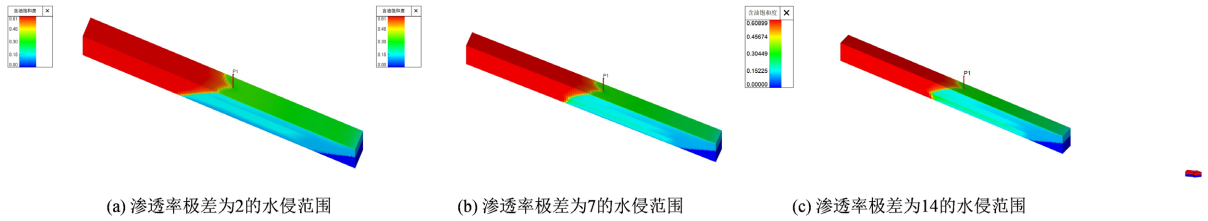


Figure 8. Water flooding at different levels of anti-rhythm
图 8. 反韵律不同级差水侵情况

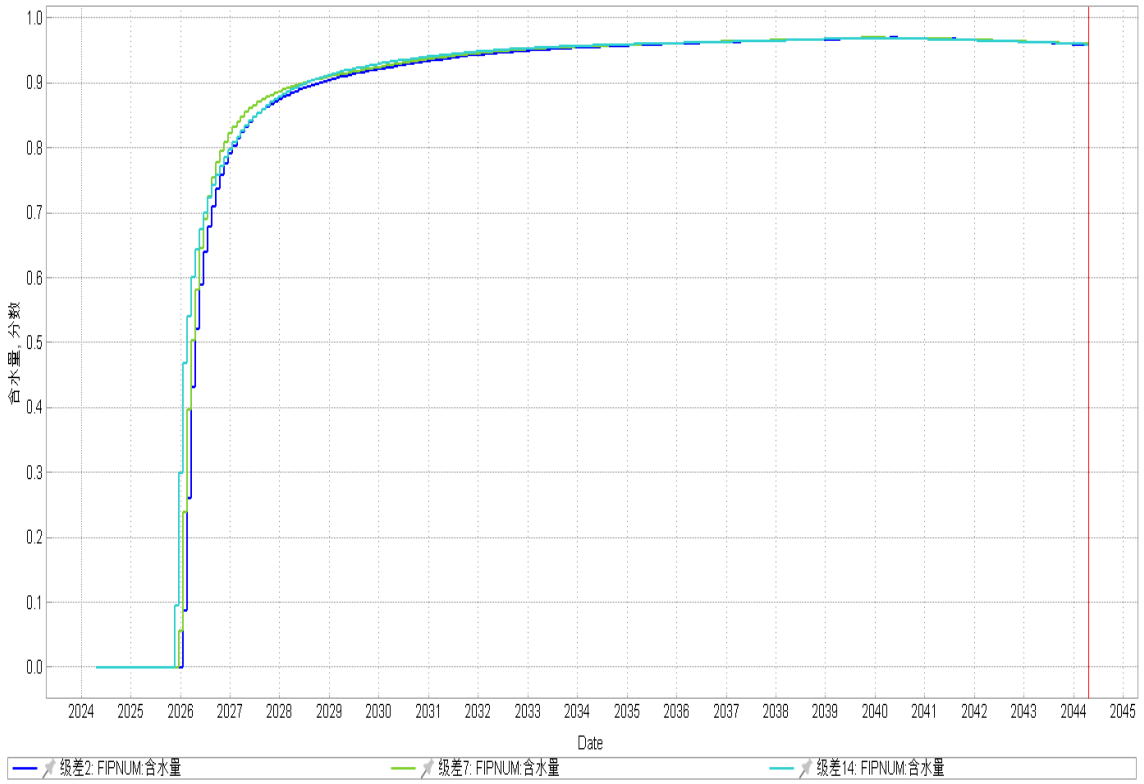


Figure 9. Water content at different levels of anti-rhythm
图 9. 反韵律不同级差下含水率

反韵律级差越大，上部渗透率越高，由于重力存在和物性级差的共同作用下，越能缓解注入水沿上部突进，边水在反韵律储层的低渗、中渗、高渗部位推进效果越好，剩余油饱和度越低，开发效果越好。

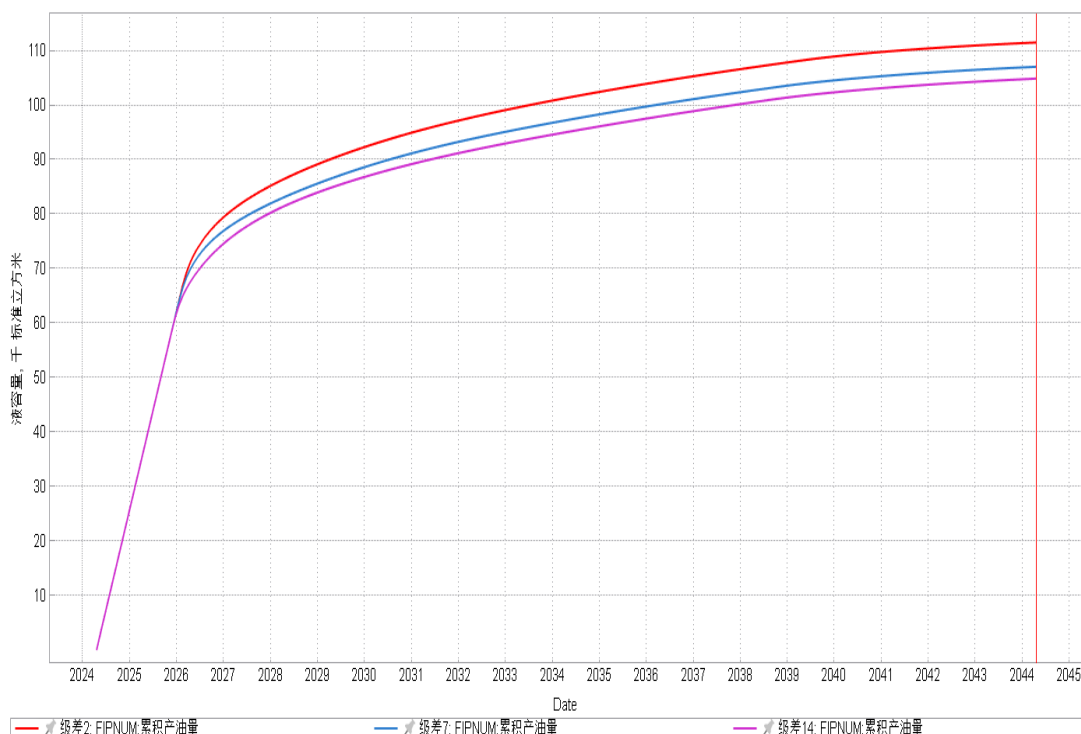


Figure 10. Oil production at different levels of anti-rhythm

图 10. 反韵律不同级差下产油量

3.3. 生产井与边水的距离

生产井与边水的距离是指沿地层倾角倾斜方向生产井与油水界面的距离。生产井位置的选择会影响油藏的开发效果。因此, 研究生产井与边水的距离对油藏开发效果(水侵规律)的影响。在边水油藏基础模型的基础上将生产井与边水距离分别设置为 200 m、400 m、600 m 等不同数值, 利用数值模拟获得不同距离的油藏水侵分布, 如图 11(a)~(c)所示。

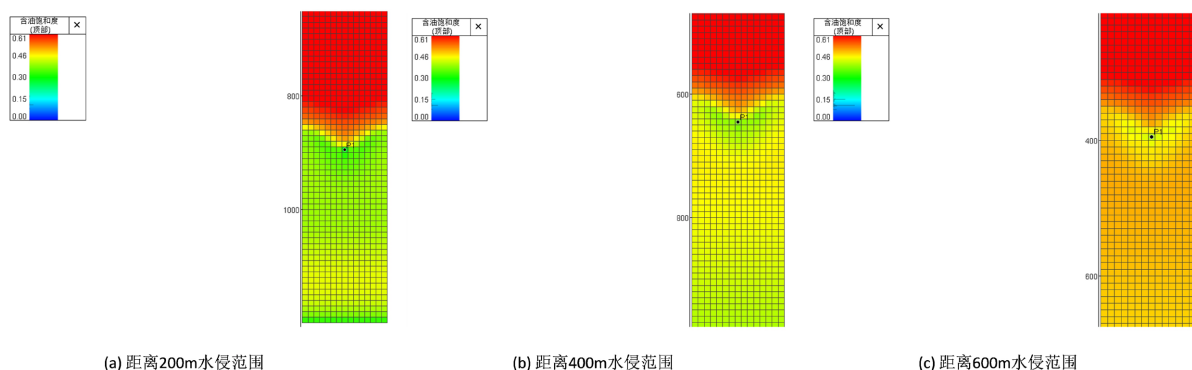


Figure 11. Water flooding range at different distances between production wells and edge water

图 11. 不同生产井与边水距离下的水侵范围

依据图 12 和图 13 所示, 当生产井与边水之间的距离增大时, 含水率的上升速度趋于缓慢, 产油量有所升高。在相同生产时长内, 距离边水较远的油井含水率更低。由图可以看出, 随着生产井与边水的距离不断增加, 水侵范围逐渐缩小。这是因为在边水油藏里, 生产井的位置对水侵范围起着重要作用。

当生产井靠近油水界面时,生产井的含水上升较快,使得边水到达生产井的时间缩短,水侵严重进而致使生产井关闭。随着生产井与油水界面的距离增大,生产井见水的时间延迟,水侵范围减小,低含水期的采油量增多,生产井的产油量也相应增加。所以,在边水油藏中,一般会在构造高部位进行钻井。

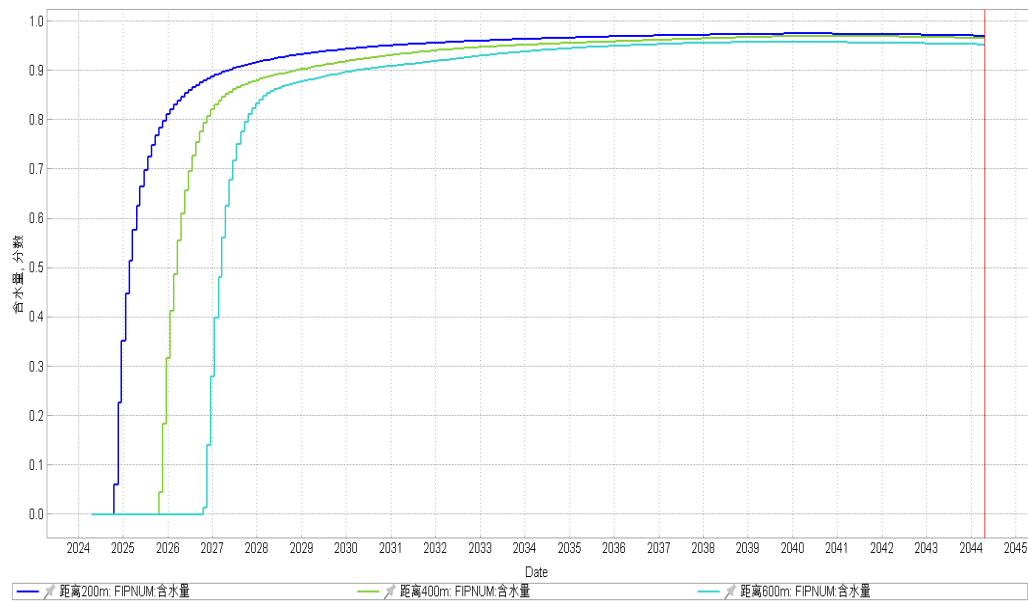


Figure 12. Water content at different distances
图 12. 不同距离下的含水率

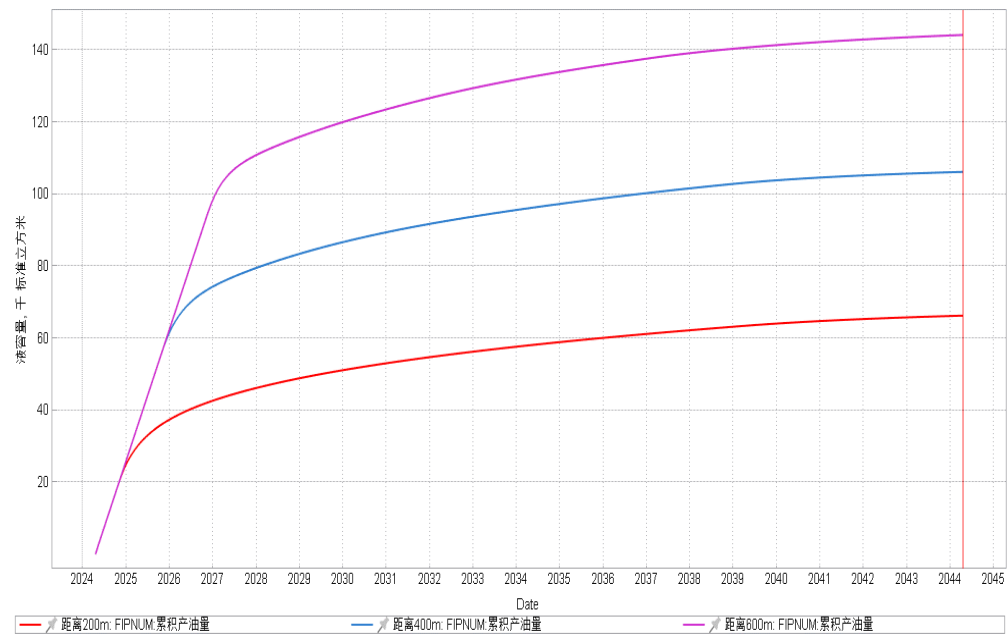


Figure 13. Oil production at different distances
图 13. 不同距离下的产油量

4. 结论

利用数值模拟方法,确定影响边水油藏水侵的主力因素为地层倾角、边水和生产井的距离以及渗透

率级差, 主力因素显著性排序为: 生产井与边水的距离 > 地层倾角 > 渗透率级差。

综上所述, 确定油井距边水距离是影响油藏水侵动态的主要影响因素, 在水体未进入井底前, 油井产量稳定, 但水体侵入井底后, 油井含水率快速上升, 严重影响油藏产量; 地层倾角对油藏水侵动态的影响次之, 渗透率级差对油藏水侵动态的影响相对较小。

基金项目

重庆科技大学研究生科技创新项目(YKJCX2320134)。

参考文献

- [1] 冯曦, 彭先, 李隆新, 等. 碳酸盐岩气藏储层非均质性对水侵差异化的影响[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 67-75.
- [2] Huang, X., Guo, X., Zhou, X., Shen, C., Lu, X., Qi, Z., *et al.* (2019) Effects of Water Invasion Law on Gas Wells in High Temperature and High Pressure Gas Reservoir with a Large Accumulation of Water-Soluble Gas. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **62**, 68-78. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.11.029>
- [3] Fang, F., Shen, W., Li, X., Gao, S., Liu, H. and Li, J. (2019) Experimental Study on Water Invasion Mechanism of Fractured Carbonate Gas Reservoirs in Longwangmiao Formation, Moxi Block, Sichuan Basin. *Environmental Earth Sciences*, **78**, Article No. 316. <https://doi.org/10.1007/s12665-019-8325-x>
- [4] 徐轩, 万玉金, 陈颖莉, 等. 裂缝性边水气藏水侵机理及治水对策实验[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(10): 1508-1518.
- [5] Guo, C., Li, H., Tao, Y., Lang, L. and Niu, Z. (2020) Water Invasion and Remaining Gas Distribution in Carbonate Gas Reservoirs Using Core Displacement and NMR. *Journal of Central South University*, **27**, 531-541. <https://doi.org/10.1007/s11771-020-4314-1>
- [6] Zhou, M., Li, X., Hu, Y., Xu, X., Jiang, L. and Li, Y. (2021) Physical Simulation Experimental Technology and Mechanism of Water Invasion in Fractured-Porous Gas Reservoir: A Review. *Energies*, **14**, Article 3918. <https://doi.org/10.3390/en14133918>
- [7] Liu, H., Gao, S., Ye, L., Zhu, W. and An, W. (2021) Change Laws of Water Invasion Performance in Fractured-Porous Water-Bearing Gas Reservoirs and Key Parameter Calculation Methods. *Natural Gas Industry B*, **8**, 57-66. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2020.06.003>
- [8] Xu, X., Li, X., Hu, Y., Mei, Q., Shi, Y. and Jiao, C. (2021) Physical Simulation for Water Invasion and Water Control Optimization in Water Drive Gas Reservoirs. *Scientific Reports*, **11**, Article No. 6301. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-85548-0>