

排601北区边底水治理优化研究

李加祥

中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营

收稿日期: 2024年5月16日; 录用日期: 2024年6月19日; 发布日期: 2024年6月30日

摘要

边底水稠油油藏在我国稠油油藏中占有很大比例。在稠油热采过程中, 边底水在提供能量的同时, 也会带来一些不利的影响。在蒸汽吞吐过程中, 如何对边水侵入、底水锥进进行有效的治理, 是边底水稠油油藏开发中需要解决的一个关键问题。本论文对排601北区的地质特征、开发特征与水体来源进行了分析, 并得出高含水井主要分布在靠近断层处且水体来源主要为断层外侧边水。通过数值模拟方法, 建立了排601北区的概念模型, 对水平井边水入侵的影响因素进行了分析, 得到了水平井距边水距离、边水能量大小、水平渗透率等因素对水平井边水入侵的影响程度。建立了排601北区的三维地质模型, 对边部生产井的生产动态进行了历史拟合, 并对原开发方式进行了效果预测, 分析出如果不采取封堵措施, 边部井将整体水淹严重, 必须采取有效的封堵措施。通过数值模拟模型设计一系列方案, 对封堵措施的堵剂注入时间以及各井的堵剂注入量进行了优化, 通过封堵效果评价, 可以发现优化后的措施堵水增油效果明显, 为区块后续转驱创造了比较好的条件。

关键词

稠油油藏, 边底水, 数值模拟, 方案优选

Study on Technique for Shutting Off the Edge and Bottom Water of the North of Pai601 Block

Jiexiang Li

Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oil Field Company, SINOPEC, Dongying Shandong

Received: May 16th, 2024; accepted: Jun. 19th, 2024; published: Jun. 30th, 2024

Abstract

Edge and bottom water heavy oil reservoirs account for a large proportion of heavy oil reservoirs in China. In the process of heavy oil thermal recovery, edge and bottom water not only provide energy, but also bring some adverse effects. Effective management of edge water intrusion and bottom water coning during steam stimulation is a key issue that needs to be addressed in the development of edge and bottom water heavy oil reservoirs. This paper analyzes the geological characteristics, development characteristics, and water source of the north area of Pai601, and concludes that high water content wells are mainly distributed near the fault and the water source is mainly from the outer edge of the fault. By using numerical simulation methods, a conceptual model of the north area of Pai601 was established, and the influencing factors of horizontal well edge water intrusion were analyzed. The degree of influence of factors such as the distance between horizontal wells and edge water, edge water energy, and horizontal permeability on horizontal well edge water intrusion was obtained. A three-dimensional geological model was established for the north area of Pai601, and the production dynamics of the edge production wells were historically fitted. The effectiveness of the original development method was predicted, and it was analyzed that if no sealing measures were taken, the edge wells would be severely flooded and effective sealing measures must be taken. A series of schemes were designed through numerical simulation models to optimize the injection time of plugging agents and the injection amount of plugging agents in each well. Through the evaluation of the plugging effect, it can be found that the optimized measures have a significant effect on water plugging and oil increase, creating favorable conditions for the subsequent conversion of the block.

Keywords

Heavy Oil, Bottom/Edge Water, Numerical Simulation, Plan Optimization

Copyright © 2024 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

在世界稠油资源储量中,我国稠油将近占其五分之一的份额,储量丰富[1]。而稠油油藏的开发利用也是世界各国不断研究的一个重要方向。目前主要利用蒸汽吞吐技术进行稠油油藏的开发,随着各国研究的不断深入,开发难度逐渐降低,但依然较大[2]。在稠油热采过程中,边底水在提供能量的同时[3],也会带来一些不利的影 响,比如边水侵入以及底水锥进[4],从而导致油井生产过程中见水时间过早,含水率升高较快,直至发生水淹,进而对蒸汽吞吐产生较大的影响。在蒸汽吞吐过程中,如何对边水侵入、底水锥进进行有效的治理,是边底水稠油油藏开发中需要解决的一个关键问题[5]。

2. 排 601 北区概况

2.1. 地质特征

排 601 块位于春风油田中部,含油层系为白垩系吐谷鲁群组。排 601 块白垩系吐谷鲁群组油藏具油藏埋藏浅(340~600 m);油层厚度薄(有效厚度 2~8 m,平均 4.9 m);油藏温度低(28℃~34℃);原油粘度高(油藏温度时,原油粘度 50,000~90,000 mPa·s)的特征。该区块储层岩性主要为棕灰色砂泥质充填砾岩、

棕褐色富含油细砂岩、含砾不等砾细砂岩，浅灰色油斑灰质细砂岩。根据排 601 块北区测试资料，吐谷鲁群组油藏地层压力为 4.2~5.1 MPa，压力系数为 1.0，地层温度 28℃左右。

2.2. 开发特征

排 601 北区投产井数 58 口，开井数 39 口，单井日产油能力 7.4 t/d，综合含 63.9%，累积产油 16.7×10^4 t，累积注汽 32.9×10^4 t，累积油汽比 0.51 t/t，采出程度 5.1%。该块北部油层厚度薄，储层物性差，断层附近井受水侵影响，这部分井产量较低，在 0.1×10^4 t 以下。主体部位单井累油一般在 $0.12 \sim 0.72 \times 10^4$ t，平均单井累油 0.37×10^4 t。靠近断层的部分生产井回采水率较高，达 100%~500%；中部排 601-P24 井受邻井注汽热干扰影响，周期生产时间较长，回采水率 146%；主体部位回采水率一般在 30%~90%。靠近断层部分井受水侵影响，含水高达 95%以上；中部排 601-P39 井受邻井注汽热干扰影响，含水 97%；排 601-P25 井受钻井轨迹影响，供液困难，光杆遇阻，含水 99%；主体部位含水一般在 30%~70%。

2.3. 水侵特征分析

排 601 区块方案设计总井数为 158 口，其中完井后由于高含水未投入生产的井 10 口，生产过程中由于含水上升快，高含水关井 32 口。通过分析排 601 边部高含水井的特征可知，越靠近断层的生产井受水侵的影响越大，含水率越高。判断排 601 边部高含水井发生的水体来源为断层右侧边水(如图 1)，且断层不封闭(如图 2)，导致右侧边水侵入，影响了边部的开发。

3. 水平井边水侵入影响因素分析

利用 CMG 软件建立排 601 北区的概念模型，对不同可能对水平井边水侵入造成影响的因素进行研究。

3.1. 水平井距边水距离

设计水平井到边水的距离分别为 50、75、100、125、175 m，模拟结果表明：随着时间的增加，在曲线的后期，含水率上升，说明了此时井底已经见边水。而通过各方案的对比可以发现，随着边水与水平井距离的不断增加，水平井的见水时间不断增加，并且最终含水率也逐渐减小(如图 3)。从而也可以得到结论，在边水存在的水平井蒸汽吞吐油藏中，边水与水平井距离对边水的水侵具有很大影响。

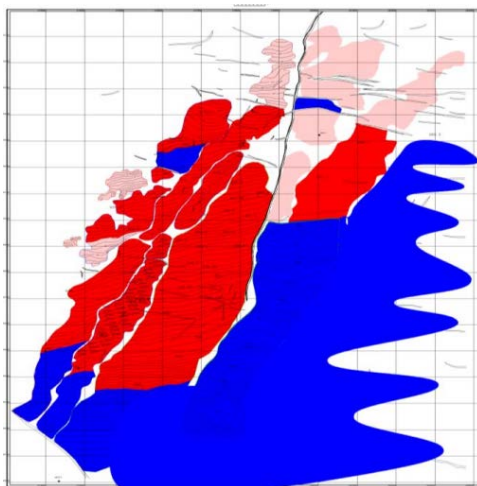


Figure 1. The distribution map of water of Pai601 block
图 1. 排 601 区块周围水体分布平面示意图

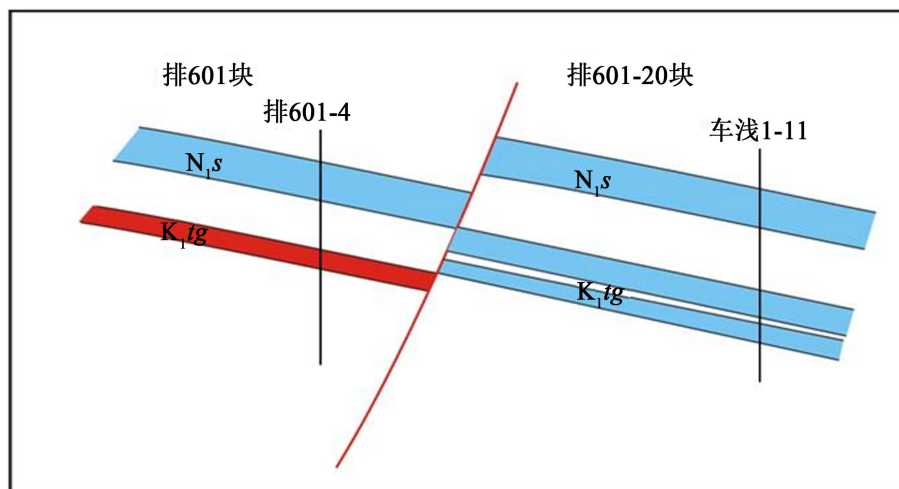


Figure 2. The longitudinal section map of faults of Pai601 block

图 2. 排 601 断层两侧纵向剖面图

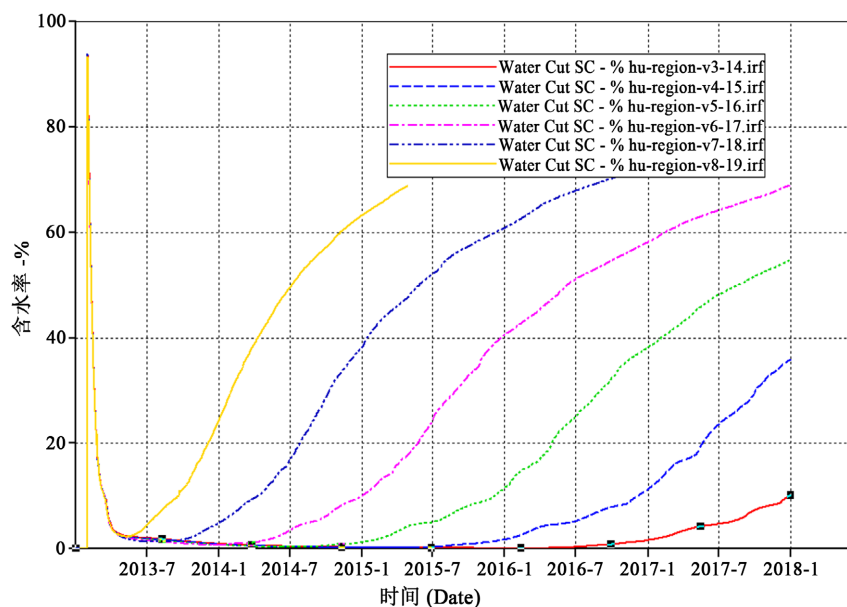


Figure 3. Diagram of the impact of distance between horizontal wells and edge water on water breakthrough time

图 3. 水平井与边水距离对见水时间影响图

3.2. 水体能量大小

在模型边部添加解析水体，对解析水体设计不同能量大小。模拟结果表明：在边水能量不是很充足的情况下，随着边水能量的增加，水体能量越大，见水时间越早，且最终含水率越高。但是，当边水能量达到一定值，足够充足时，此时随着边水能量的增加，水平井的见水时间不再发生变化(如图 4)。

3.3. 水平渗透率

在概念模型中，设计水平渗透率分别为 2000、3000、4000、5000、6000、7000 mD，模拟结果表明：随着水平渗透率的提高，井底见水时间变短，且最终含水率越高(如图 5)。这是因为水平渗透率较高时，流动能力增加，大大缩短了边水推进到井底的时间。

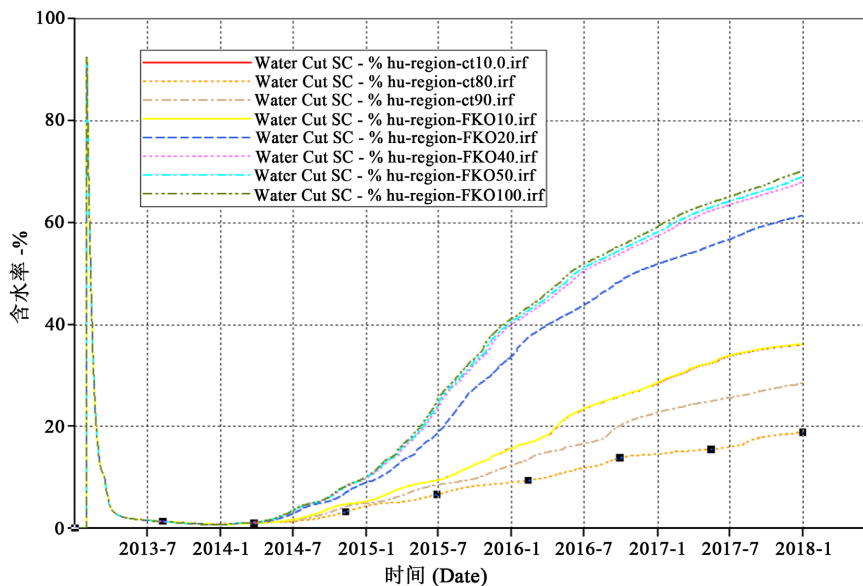


Figure 4. Effect of water energy on water breakthrough time
图 4. 边水能量对见水时间影响图

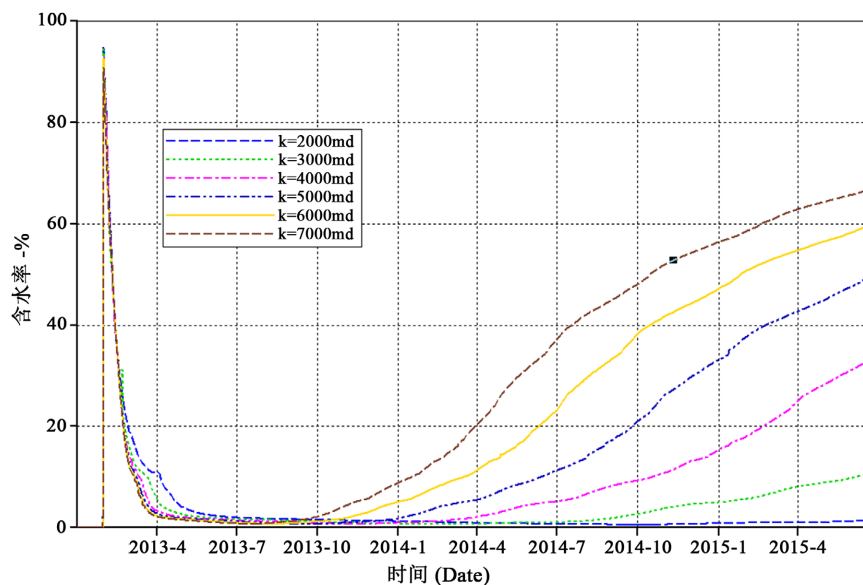


Figure 5. Effect of permeability on water breakthrough time of horizontal well
图 5. 渗透率大小对水平井见水时间影响图

4. 排 601 北区边部油藏历史拟合及预测

4.1. 数值模拟模型的建立

模拟区域的井距为 100 米左右，水平井的水平段长度为 200 m。网格划分过程中，采用角点网格，且平面网格大小为 8~10 m。排 601 边部所建模型纵向上共分为 5 个小层，最终模型网格体系的网格节点数为 $93 \times 153 \times 5$ ，共 71,145 个节点(如图 6)。该网格系统足够精确以满足油藏数值模拟需要。结合现场生产资料进行统计分析对该区块的开发历程进行了历史拟合。区块中所有单井均采用定液量生产模式，拟合含水率和产油量等生产动态参数。

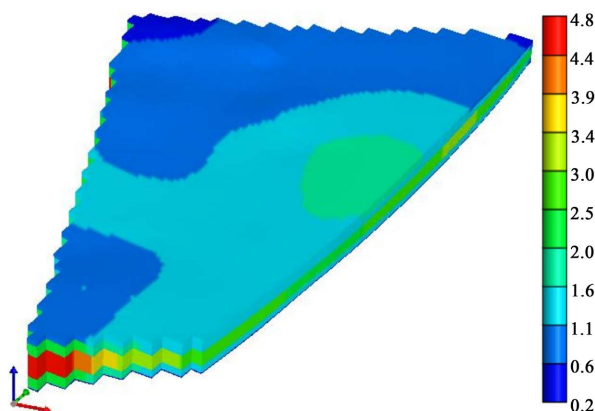


Figure 6. 3D map of the thickness of geological model of numerical simulation pilot
图 6. 排 60 北区数值模拟模型三维厚度图

4.2. 生产动态历史拟合

结合现场生产资料进行统计分析对该区块的开发历程进行了历史拟合。区块中所有单井均采用定液量生产模式，拟合含水率(如图 7)和产油量(如图 8)等生产动态参数，最终拟合效果较好。

4.3. 原开发方式效果预测

对该区块的每口井的降粘剂注入量、氮气注入量、蒸汽干度等参数进行统计，然后在开发方式效果预测的数值模拟过程中，根据各参数的平均值来进行模拟。所有生产井都是定液生产，日产液量为 50 m^3 ，每口井的产液量和周期长度取前几个周期的平均值，区块上所有井进行 10 个周期的吞吐生产。

综合分析该模拟区域中各生产井的 10 个预测周期中的含水变化情况可知，该区域中大多数井受边部水体的影响较大，含水已经接近或者远远高于 90%。如果不进行堵水治理措施，该区域内水淹情况严重，生产效果较差。故有必要对该区域高含水井进行边水入侵治理，即进行堵水治理，以降低该区块的含水率值，提高采油量。

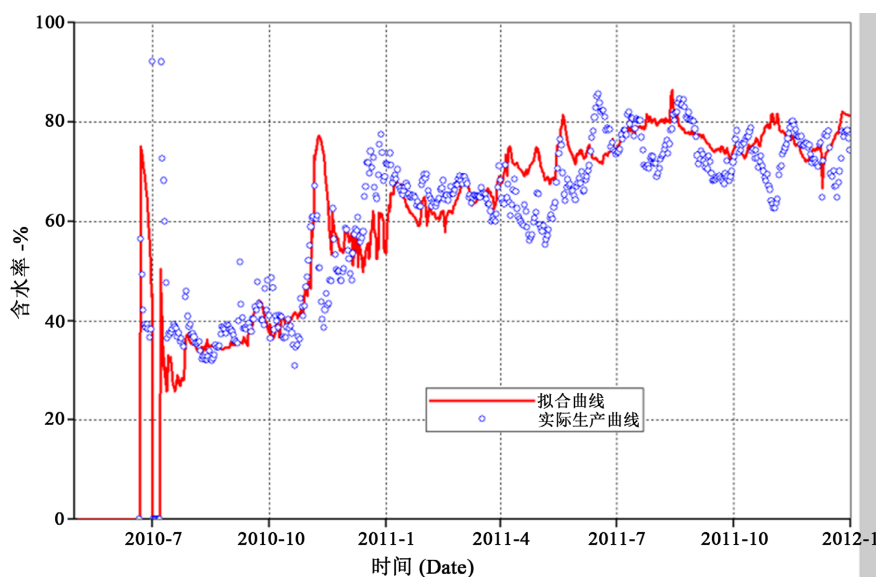


Figure 7. The water cut fitting curve of the block
图 7. 区块综合含水率拟合曲线

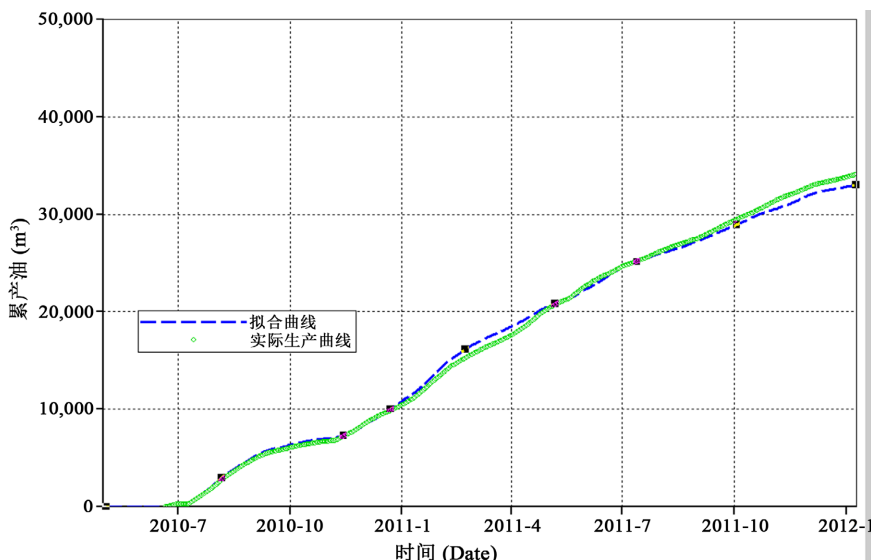


Figure 8. The cumulative oil fitting curve of the block
图 8. 区块累积产油量拟合曲线

5. 排 601 北区边部封堵方案优选

针对堵剂的注入时机、不同措施井的堵剂注入量进行优化，并对最终得到的最优封堵方案进行可行性分析。

5.1. 堵剂注入时机确定

需要封堵井为 P601-P14 井、P601-P15 井、P601-P16 井、P601-P17 井、P601-P30 井、P601-P31 井、P601-P32 井、P601-P33 井，这些井在后续生产过程中会出现含水率升高，经过预测可得会逐步导致水淹，需要进行封堵(如表 1)。

5.2. 堵剂注入量确定

对于需要封堵的 P601-P14 井、P601-P15 井、P601-P16 井、P601-P17 井、P601-P30 井、P601-P31 井、P601-P33 井，堵剂注入量级别设置了 7 个级别，分别为 50、100、150、200、250、300、350 m³。

最终运算得到每口井的最优注入时机和注入量(如表 2)。

Table 1. The plugging injection cycle of different wells

表 1. 各井堵剂注入时机设计

| 井号 | 已生产周期 | 堵剂注入周期 |
|-----|-------|-------------|
| P14 | 3 | 4、5、6、7、8、9 |
| P15 | 2 | 3、4、5、6、7、8 |
| P16 | 2 | 3、4、5、6、7、8 |
| P17 | 1 | 2、3、4、5、6、7 |
| P30 | 3 | 4、5、6、7、8、9 |
| P31 | 2 | 3、4、5、6、7、8 |
| P33 | 1 | 2、3、4、5、6、7 |

Table 2. The optimal timing and amount of plugging agent injection
表 2. 最优堵剂注入时机与注入量

| 井号 | 堵剂注入量, m ³ | 堵剂注入时机 | 4 周期累增油量, t |
|----------|-----------------------|--------|-------------|
| P601-P14 | 300 | 5 | 1497 |
| P601-P15 | 300 | 6 | 1403 |
| P601-P16 | 300 | 6 | 1132 |
| P601-P17 | 300 | 2 | 989 |
| P601-P30 | 300 | 6 | 1708 |
| P601-P31 | 300 | 6 | 1595 |
| P601-P33 | 300 | 5 | 642 |

采用数值模拟方法, 通过对比累积产油量, 得到每口井的最佳的封堵周期(如表 3)。

Table 3. The statistical data of plugging injection cycle of different wells
表 3. 最优堵剂注入时机结果

| 井号 | P601-P14 | P601-P15 | P601-P16 | P601-P17 | P601-P30 | P601-P31 | P601-P33 |
|------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 最优周期 | 5 | 6 | 6 | 2 | 6 | 6 | 5 |

5.3. 封堵效果评价

模拟结果表明, 堵剂注入后, 各生产井的周期含水率都有不同程度的降低, 说明注入堵剂对水窜位置的封堵起到了效果, 达到了降水增油的目的。各井实施封堵措施后, 与措施前相比模拟区块累产油量增加 9231 t (如图 9), 水侵量明显降低(如图 10)。

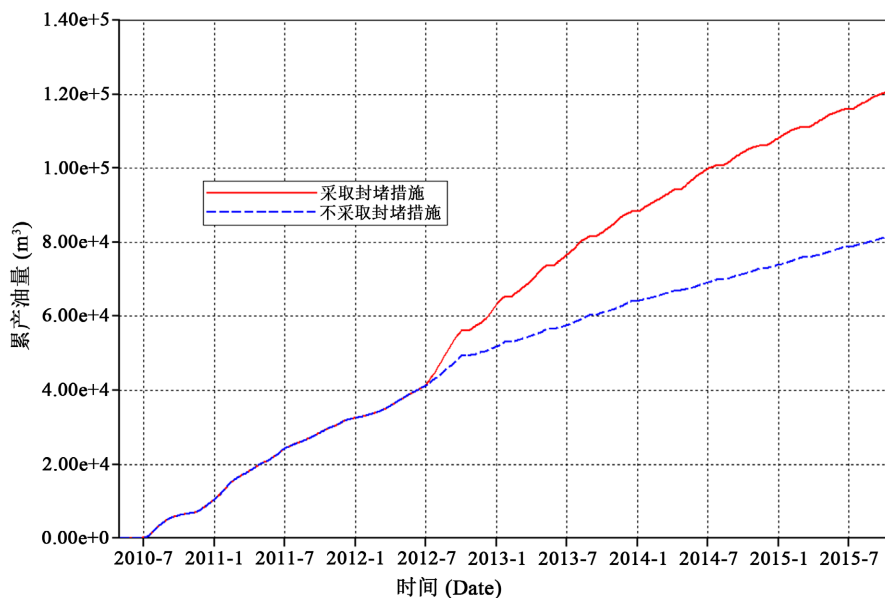


Figure 9. The cumulative oil production-time curve of the block with plugging agent and without plugging agent
图 9. 排 601 模拟区域封堵前后增油对比曲线

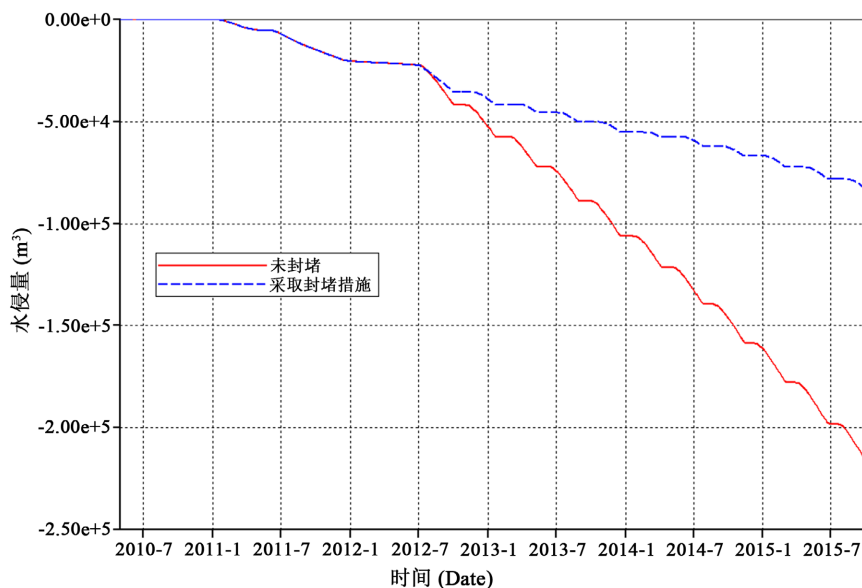


Figure 10. The comparison of water influx curve between the measure with plugging agent and the measure without plugging agent of the Pai601 block

图 10. 排 601 模拟区域封堵前后水侵量对比曲线

6. 结论

(1) 水平井与边水距离、边水能量大小、水平渗透率等因素对水平井见水时间具有较大的影响。随着水平井与边水距离增加，水平井见水时间增加。随着边水能量增加，水平井见水时间变短。随着水平渗透率增加，对水平井见水时间变短。

(2) 水淹情况不严重的生产井，堵剂最优注入时机为第 5~6 周期。对于水淹特别严重的井，堵剂越早注入效果越好。对高含水井进行封堵，能够较好的对边水入侵进行治理。堵剂注入时机和堵剂注入量的优化堵水增油效果明显，能够为区块后续转驱创造了比较好的条件并能取得较好的经济效益。

参考文献

- [1] 朝晖. 国内外稠油开发现状及稠油开发技术发展趋势[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2005: 5-6.
- [2] 孙来喜, 王洪辉, 朱绍鹏, 等. 边水断块油藏蒸汽吞吐开发效果分析[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2007, 34(2): 162-165.
- [3] 王文, 周旭, 蔡玉川, 等. 欢 2-7-13 块边底水油藏二次开发技术[J]. 特种油气藏, 2008, 14(6): 44-47.
- [4] 曾祥平. 边底水稠油油藏水侵预警分析与治理——以孤岛油田中二北 Ng5 为例[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(1): 80-83.
- [5] 张传举. 边底水稠油油藏整体堵调技术研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2011.