

Study on Characteristics and Mechanism of Seepage Barrier in Donghe Sandstone Oilfield, Tarim Basin

Ping Yue^{1,2}, Bingyi Jia¹, Chao Wang³, Bo Su², Yanlong Xu³, Mingyu Lu^{1,2}

¹State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation of Southwest Petroleum University, Chengdu Sichuan

²Tarim Business Department of CNPC Logging, Korla Xinjiang

³Tarim Oilfield Company, CNPC, Korla Xinjiang

Email: jiaby1125@qq.com

Received: Jun. 19th, 2019; accepted: Jul. 2nd, 2019; published: Jul. 9th, 2019

Abstract

The study of reservoir seepage barrier is an indispensable part of revealing the heterogeneous of reservoir [1]. The reservoir can be separate into several connected or disconnected flow units by interbed, which can control the movement of oil and water at varying degrees [2]. According to coring data and observing lithology of interbed, the corresponding electrical and physical properties are studied. The interbeds of reservoir in target area are divided into three types: calcareous, argillaceous, calcareous argillaceous. Seepage barrier has great influence on water injection and gas injection development of the reservoir, especially on the control of fluid migration and remaining oil distribution. The distribution of remaining oil is more complex in the later stage of development, and the research results of seepage barrier are more important to guide the development and adjustment of the reservoir. Because of the development of interbed in Donghe sandstone oilfield and abundant energy of bottom water on the whole, the study of seepage barrier mechanism provides important theoretical support for understanding reservoir water invasion hazards and formulating water control countermeasures in the follow-up development process. In this paper, numerical simulation software and mechanism simulation are used to analyze the influence of different types of interlayer on water injection, gas injection and other development effects.

Keywords

Seepage Barrier, Fluid Migration, Water Invasion, Development Adjustment

塔里木盆地东河砂岩油藏渗流屏障的渗流特征机理研究

乐平^{1,2}, 贾冰懿¹, 王超³, 苏波², 徐彦龙³, 鲁明宇^{1,2}

¹西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都

²中国石油集团测井有限公司塔里木事业部, 新疆 库尔勒

³中国石油天然气股份有限公司塔里木油田公司, 新疆 库尔勒

Email: jiaby1125@qq.com

收稿日期: 2019年6月19日; 录用日期: 2019年7月2日; 发布日期: 2019年7月9日

摘要

储层的渗流屏障研究, 是揭示油藏非均质性的不可缺少的组成部分[1]。隔夹层能够将油层分隔成多个连通或者不连通的流动单元, 在不同程度上控制着油水的运动[2]。根据取心资料观察夹层的岩性, 研究对应的电性及物性特征, 目标区油藏的夹层分为钙质、泥质、钙泥质3类。渗流屏障对油藏注水注气开发影响很大, 尤其对流体运移和剩余油分布有明显的控制作用。开发后期剩余油分布更加复杂, 渗流屏障研究成果对油藏开发调整的指导意义更为重要。由于东河砂岩油藏隔夹层发育, 整体上底水能量充足, 因此研究渗流屏障机理对认识油藏水侵危害及为后续开发过程中治水对策的制定提供重要的理论支撑。本文主要利用数值模拟软件并通过机理模拟, 开展不同类型隔夹层对注水、注气等开发效果的影响分析。

关键词

渗流屏障, 流体运移, 水侵, 开发调整

Copyright © 2019 by author(s) and Hans Publishers Inc.

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

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



Open Access

1. 引言

隔夹层是岩层内部阻挡流体渗透运移的非渗透层和极低渗透层, 厚度从几十厘米到几十米, 一般位于单元层与单元层之间[3]。国内学者将底水油藏水侵模式归纳为4类: 水锥型、纵窜型、横侵型及复合型[4]。储层非均质性强弱和水体能量大小决定了底水水侵活跃程度。对于均质的孔隙型油藏, 由于储层裂缝发育程度较低, 水侵活跃程度较低, 对于油藏开发影响较小[5]。然而对非均质性较强的底水油藏, 底水严重影响油气藏的开采, 它是造成油藏水侵的主要原因。结合东河砂岩段的储层特征, 工区研究的主要是油井的水锥水脊问题。油井开井生产后, 井筒下方由于压力降及物质平衡关系, 油水界面发生形变并逐步上升, 通常在直井下方形成水锥, 在水平井下方形成水脊[6], 如图1所示。由之前调研的文献可知[7]-[12], 渗流屏障厚度越大, 分布范围越广, 渗透率越低对底水的阻隔和延缓水脊水锥的形成能起

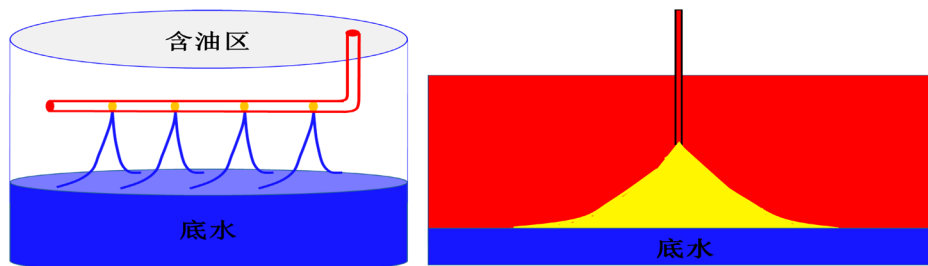


Figure 1. Schematic diagram of water ridge and water cone in horizontal and vertical wells

图1. 水平井水脊与直井水锥示意图

到更好的效果。有关学者对单井的水脊水锥规律研究较多,但对井组中的机理模拟研究还有待完善,因此笔者结合前述研究的不同渗流屏障类型、不同注入介质等方面对开发效果进行模拟研究。

2. 机理模型建立

为了更深入研究油藏渗流屏障机理,根据哈德逊东河砂岩油田储层及流体参数,利用 ECLIPSE 数值模拟软件设计了渗流屏障机理。模拟不同类型渗流屏障模式下,油气藏开发过程中受到哪些因素影响,认清单井出水机理,为油藏防水、治水提供一定的理论依据。依照区块资料和该区块岩心实验结果,机理模型的建立如下所示:

1) 模型网格系统数据

模型网格基础数据如表 1 所示:

Table 1. Basic grid data for mechanism model

表 1. 机理模型的网格基本数据

D_x/m	D_y/m	D_z/m	X 方向	Y 方向	Z 方向	渗流屏障 D_z/m	底水层 D_z/m
20	20	3	50	50	12	1	25

2) 模型孔隙度及渗透率参数

模型孔隙度及渗透率如表 2 所示:

Table 2. Porosity and permeability parameters in mechanism model

表 2. 机理模型中的孔渗参数

参数	储层	钙质隔夹层	泥质隔夹层	钙泥质隔夹层
孔隙度(%)	0.151	0.0682	0.0247	0.0291
X、Y 方向渗透率(mD)	234	2.3976	0.024	0.5906
Z 方向渗透率(mD)	46.8	0.3719	0.06	0.1527

3) 模型其他参数

模型的深度、油水界面、流体基本性质等基本参数如表 3 所示:

Table 3. Other parameters of the mechanism model

表 3. 机理模型的其他参数

参数	数值
顶深/m	4110
油水界面深度/m	4141
原始地层压力/MPa	45.9
地层水体积系数	1.0332
地面水密度/kg/m ³	1000
地层水压缩系数/MPa ⁻¹	2.818×10^{-5}
地层水粘度/mPa·s	0.35
岩石压缩系数 1/MPa	5×10^{-5}

隔夹层位于模型的中部,分为连续、中间断开、透镜状、非连续(九宫格状)4类,其示意图如图 2 所示。

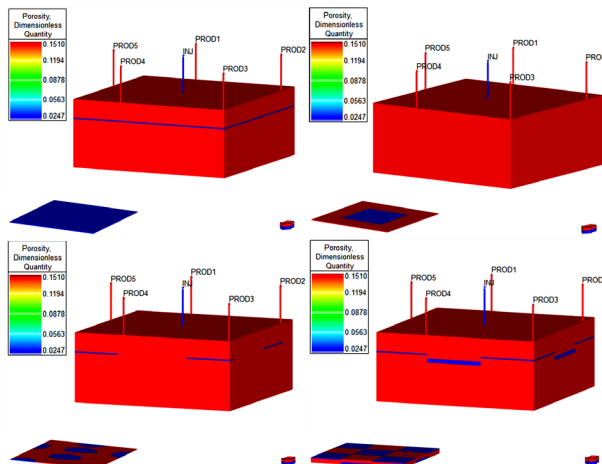


Figure 2. Schematic diagram of four types of interbed
图 2. 四类隔夹层示意图

3. 机理模拟方案对比

3.1. 直井机理模拟方案

3.1.1. 不同渗流屏障半射孔方案对比

不同渗流屏障分布在生产井为直井、泥质隔夹层、半射孔(隔层上射孔, 如图 3 所示)条件下注水方案对比, 其累产油预测结果见图 4。

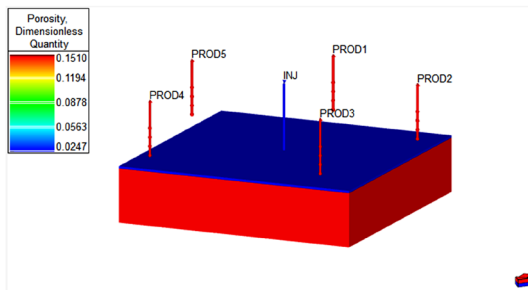


Figure 3. Schematic diagram of semi-perforation
图 3. 半射孔示意图

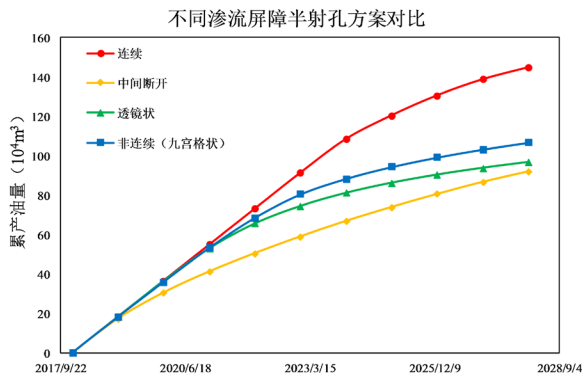


Figure 4. Prediction of cumulative oil production with different seepage barrier semi-perforation schemes
图 4. 不同渗流屏障半射孔方案累产油

由上图可知,采出程度:连续分布 > 非连续(九宫格状) > 透镜状 > 中间断开。因为连续渗流屏障能更有效的延缓底水的上升,当隔夹层面积较大时,油井见水和含水率上升就会得到延缓。隔夹层的范围越大,发育程度越好,则对底水的遮挡效果也会更明显。

3.1.2. 不同渗流屏障全射孔方案对比

不同渗流屏障分布在生产井为直井、泥质隔夹层、全射孔(隔层上部 and 下部都有射孔,如图 5 所示)条件下注水方案对比,其累产油预测结果见图 6。

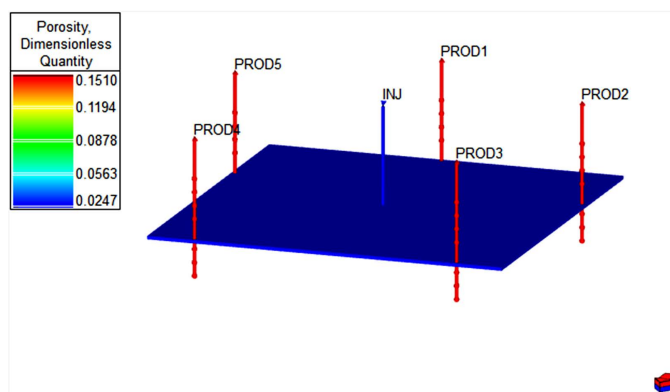


Figure 5. Schematic diagram of full perforation
图 5. 全射孔示意图

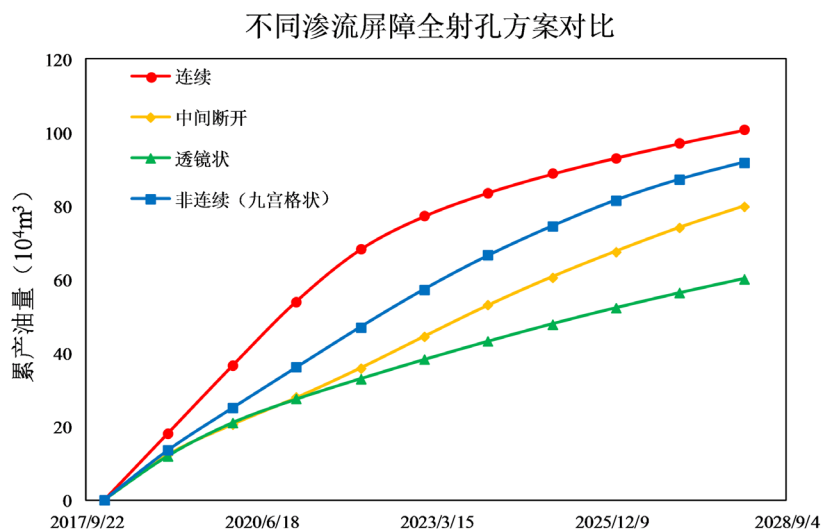


Figure 6. Prediction of cumulative oil production with different seepage barrier full perforation schemes
图 6. 不同渗流屏障全射孔方案累产油

由上图可知,采出程度:连续分布 > 非连续(九宫格状) > 中间断开 > 透镜状。虽然连续分布的采出程度最好,但是这四种隔夹层在全射孔条件下的累产油要远小于半射孔条件下的累产油,同时也表明全射孔并不利于发挥渗流屏障的阻水作用。

3.1.3. 连续分布渗流屏障的不同方案对比

钙质、泥质、钙泥质三种渗流屏障在生产井为直井、连续分布状隔夹层、半射孔条件下注水方案对比,其累产油预测结果见图 7。

连续分布渗流屏障方案对比

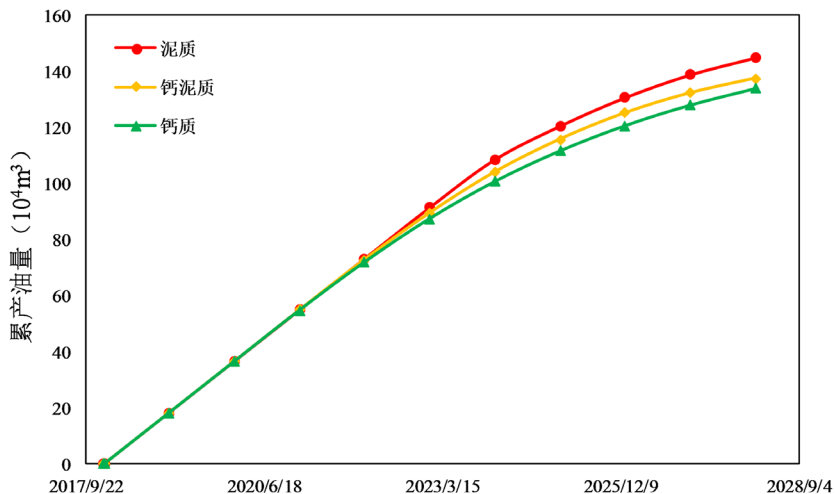


Figure 7. Cumulative oil production prediction of three interbeds under continuous distribution
图 7. 连续分布下三种隔夹层累产油

在连续分布的隔夹层下，采出程度：泥质 > 钙泥质 > 钙质。直井半射孔条件下，不论为何种连续渗流屏障，渗透率越低，开发效果越好。连续渗流屏障+上部注入介质，有利于加强上部平面驱替，降低下方底水水锥强度，连续性隔层物性越差，约有利于提高该类增强上部驱替的开发效果。连续的渗流屏障，阻水效果：泥质 > 钙质 > 钙泥质。不连续分散分布的渗流屏障，阻水效果规律性不强。连续渗流屏障下：泥质渗透率最低，阻水效果最好，钙质最差。

3.2. 水平井机理模拟方案

3.2.1. 不同类型渗流屏障对比

不同渗流屏障分布在生产井为水平井(见图 8)、泥质、钙质、钙泥质隔夹层条件下注水方案对比，其累产油预测结果见图 9~11。

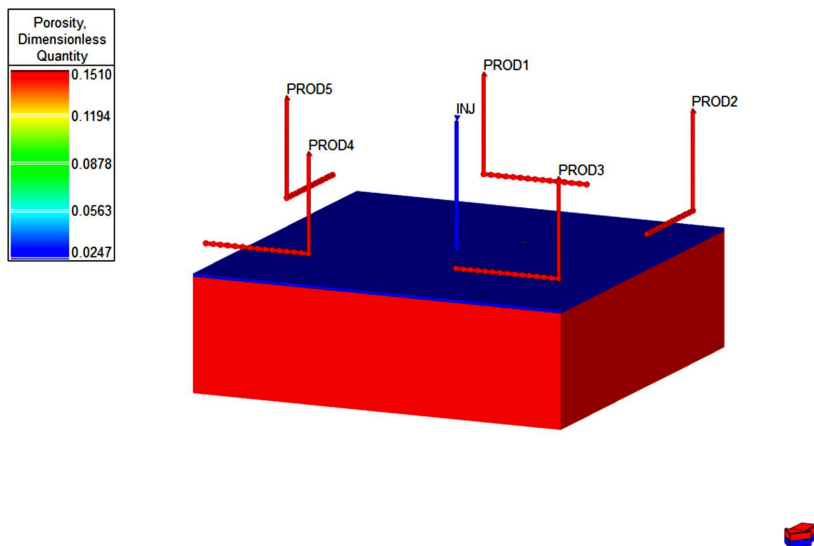


Figure 8. Schematic diagram of horizontal well
图 8. 水平井示意图

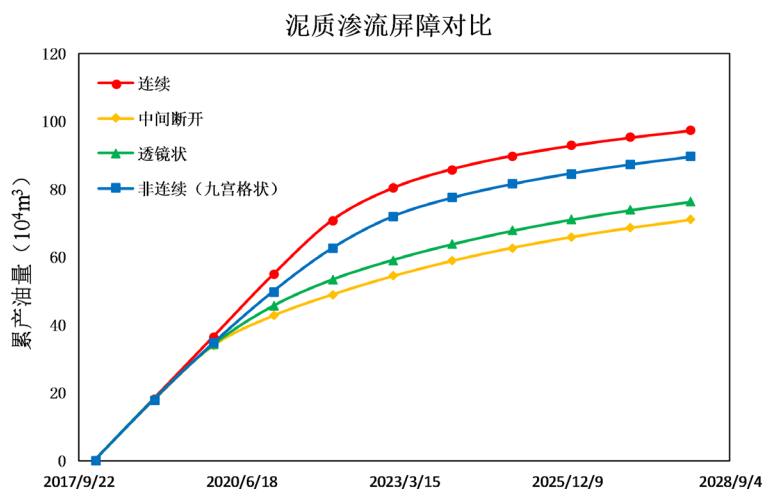


Figure 9. Cumulative oil production results of argillaceous interbeds under different distribution conditions
图 9. 泥质隔夹层在不同分布状态下累产油结果

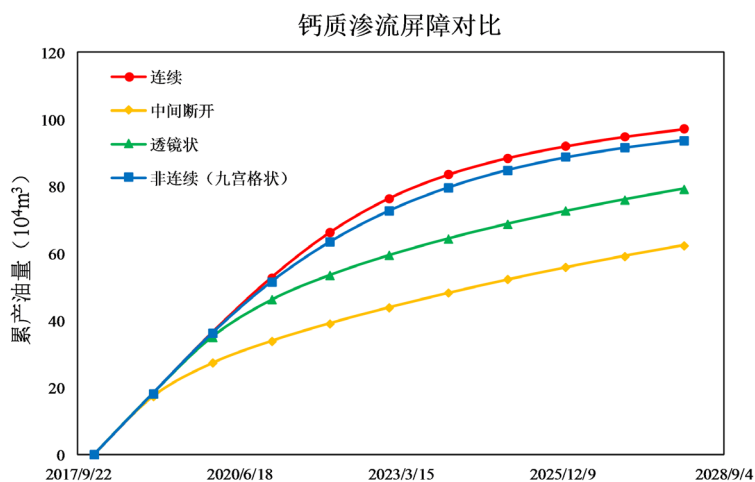


Figure 10. Cumulative oil production results of calcareous interbeds under different distribution conditions
图 10. 钙质隔夹层在不同分布状态下累产油结果

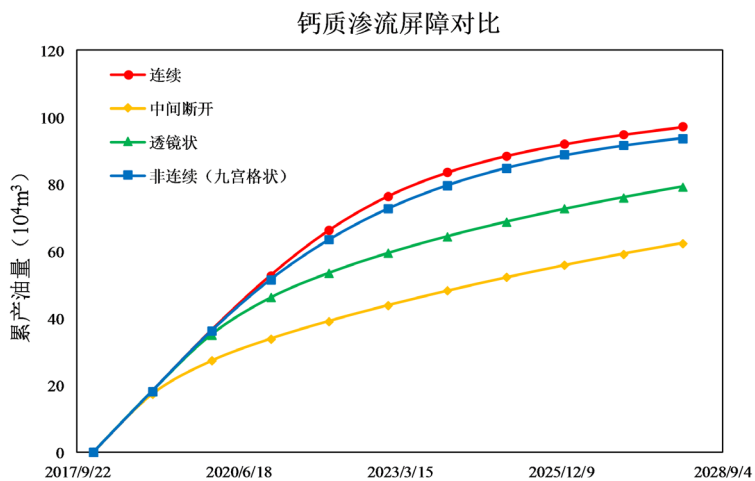


Figure 11. Cumulative oil production results of calcareous argillaceous interbeds under different distribution conditions
图 11. 钙泥质隔夹层在不同分布状态下累产油结果

由上图可知, 泥质、钙质、钙泥质三种渗流屏障下产量都是: 连续分布 > 隔层不连续 > 透镜状 > 中间断开。水平井采油开发效果: 连续分布 > 隔层不连续 > 透镜状 > 中间断开。水平井下方渗流屏障越连续, 分布范围越大, 越有利于延缓底水的上升。注入井下方存在渗流屏障, 可延缓注入水向下部底水运移, 增强上部平面驱替效果。

3.2.2. 不同注入方式模拟分析

非连续(九宫格状)泥质渗流屏障在生产井为水平井时, 不同注入方式(见表 4)对比, 其累产油预测结果见图 12。

Table 4. Comparison of different injection medium

表 4. 不同注入介质方案对比

方案编号	注入量	注入方式
F1	300 m ³ /d	连续注水
F2	90,000 m ³ /d	连续注气
F3	90,000 m ³ /d、300 m ³ /d	水气交替

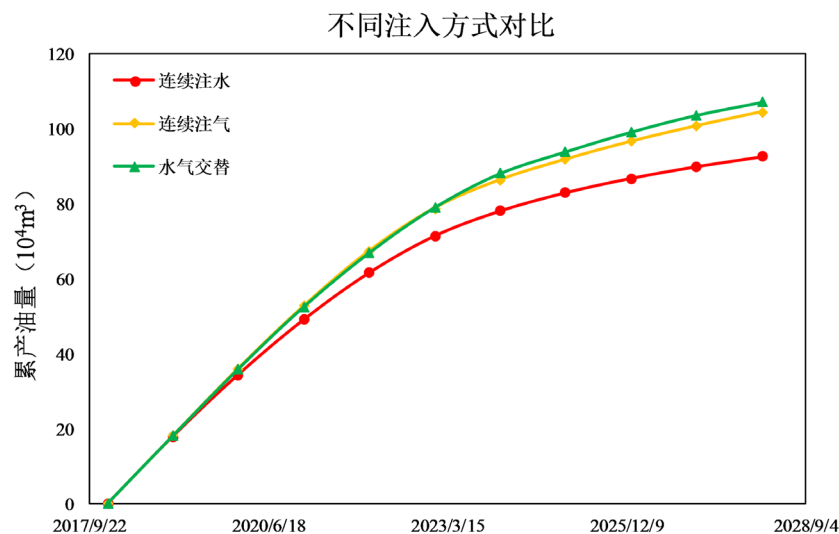


Figure 12. Cumulative oil production results of discontinuous (nine-palace lattice) argillaceous seepage barrier under different injection modes

图 12. 非连续(九宫格状)泥质渗流屏障在不同注入方式下累产油结果

在不同注入方式开发效果: 水气交替 > 连续注气 > 连续注水。水气交替累产油量最高, 达到了 107.02 万方, 高于连续注气的 104.26 万方和连续注水的 92.38 万方。注气加强了上部驱替, 有利于动用油藏顶部难动用的剩余油。机理模拟显示水气交替方案在注气后期可以减缓气窜的幅度, 能一定程度提高特高含水期的原油采收率。

连续注水、连续注气这两种注入方式的含油饱和度第三年、第七年、第十年变化如图 13 所示。其流线图见图 14, A 为连续注水流线图, B 为连续注气流线图。

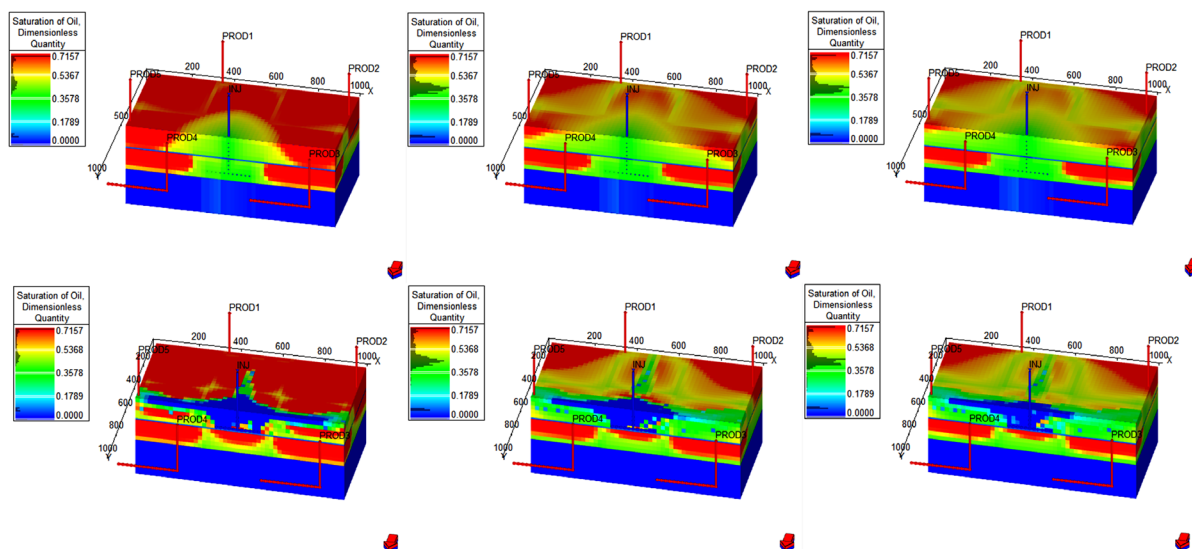


Figure 13. Variation of oil saturation in two injection modes of continuous water injection and continuous gas injection
图 13. 连续注水、连续注气两种注入方式的含油饱和度变化

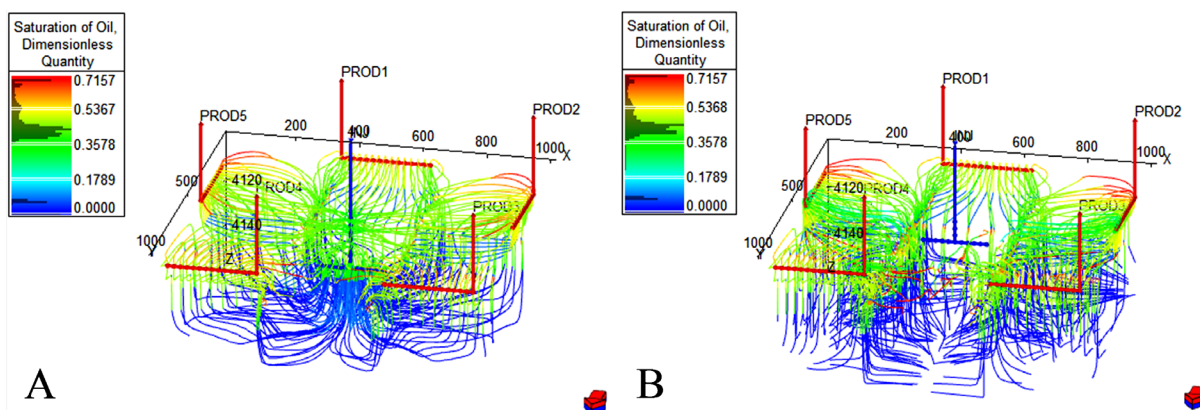


Figure 14. Streamline diagram comparison of continuous water injection and continuous gas injection
图 14. 连续注水、连续注气两种注入方式流线图对比

油田在开采过程中使用水气交替混注的方式，油层中先注入一定的水，然后再注入气体。注入气注入油层后，随着压力升高，注入气的溶解度增大，原油的黏度随之降低，流动性增强。并且在水气混注时，油层中的含水量也会增加，这就会进一步提高油层中气体的溶解度，这就会使原油的流动性变得更好。气驱也可将地层流体压力维持在一定的水平上，有效补充地层的压力。注入气的一部分气体溶解在油中，另一部分则呈游离态，气体的重力超覆作用可显著扩大油层中的垂向波及系数，将水驱时难以动用的顶部油层剩余油驱替出来[13]。因此在气和水的共同作用下可以进一步提高油田的采收率。

4. 结论

1) 含油储层薄，水体较大时，连续分布型渗流屏障阻水能力相对于中间断开、透镜状、隔层不连续状最好，能有效防止水淹过早发生，采收率相对较高。

2) 中间断开型渗流屏障并不能阻止水体锥进，底水会从渗流屏障边缘向上层流动，使生产井过早见水，井底流压下降过快，产水量迅速增加，阻水能力最弱，所以产油量最少。

3) 泥质渗流屏障孔隙度最低, 垂向渗透率最差, 所以相对钙泥质和钙质渗流屏障来说物性最差, 所以最能阻隔水的垂向运移, 见水时间较晚, 钙质渗流屏障物性最好, 隔水能力较差, 钙泥质居中。

4) 注气和注水都能加强平面驱替、减缓纵向上水锥强度, 改变水动力场, 动用上部剩余油, 但直井注气容易气窜, 导致地层压力难以保持开发效果变差; 水平井注气可加强井筒上部驱替, 有利于动用水平井顶部难动用的剩余油, 注气效果优于注水效果。

5) 水平井组注气要取得较好的效果前提是: 注入气能够在上部形成平面驱替作用, 最好能够在局部形成顶部次生气顶, 此外还需要论证优选合理的注采参数(注入时机, 日注量等)。

参考文献

- [1] 王学昌. 大安油田大 45 区扶余油藏储层分布特征及有利区预测[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2014: 3.
- [2] 束青林. 孤岛油田河流相储层结构与剩余油分布规律研究[D]: [博士学位论文]. 广州: 中国科学院研究生院, 2005: 7.
- [3] 陈之贺, 刘登丽, 孔令辉, 等. 文昌 C 油田海相储层隔夹层类型、分布及其对油田开发的影响[J]. 石油地质与工程, 2014, 28(3): 62-65.
- [4] 张李, 张晓东, 冷有恒. 扬古伊气田出水分析及对策研究[J]. 天然气勘探与开发, 2016, 39(2): 41-44.
- [5] 刘欣颖, 胡平. 非均质底水油藏水平井三维物理模拟实验[J]. 石油学报, 2011, 32(6): 1012-1016.
- [6] 侯君, 程林松. 常规底水油藏水锥高度计算方法研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2006, 21(3): 23-26.
- [7] 李根, 郑海妮, 李雪, 等. 底水砂岩油藏夹层抑制水平井底水锥进作用研究——以塔河油田三叠系砂岩底水油藏的水平井为例[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(8): 127-138.
- [8] 章威, 李廷礼, 刘超, 等. 底水油藏直井水锥形态的定量描述新方法[J]. 天然气与石油, 2014, 32(3): 34-37.
- [9] 彭得兵, 唐海, 吕栋梁, 等. 隔夹层对薄层底水油藏排水采油动态影响研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2009, 24(4): 36-38.
- [10] 聂彬, 刘月田, 杨海宁. 欢 17 块底水油藏水锥起降规律影响因素研究[J]. 特种油气藏, 2012, 19(4): 84-87.
- [11] 郑海妮, 李雪, 李根, 等. 夹层抑制砂岩油藏底水锥进影响因素分析[J]. 新疆地质, 2013(z2): 44-49.
- [12] 王洋, 刘婧, 汪建国, 等. 塔里木盆地东河 1 油藏东河砂岩隔夹层形成的主控因素及流体来源[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 174-181.
- [13] 李斌, 翟波, 李凤新, 等. 气驱提高原油采收率技术研究应用进展[J]. 广州化工, 2016, 44(12): 47-49.

知网检索的两种方式:

1. 打开知网首页: <http://cnki.net/>, 点击页面中“外文资源总库 CNKI SCHOLAR”, 跳转至: <http://scholar.cnki.net/new>, 搜索框内直接输入文章标题, 即可查询; 或点击“高级检索”, 下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2330-1724, 即可查询。
2. 通过知网首页 <http://cnki.net/>顶部“旧版入口”进入知网旧版: <http://www.cnki.net/old/>, 左侧选择“国际文献总库”进入, 搜索框直接输入文章标题, 即可查询。

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: ojs@hanspub.org