

Analysis of Key Geological Factors of High Pressure Water Injection in Fractured Reservoir

Yuan Lv, Zhenhua Guo, Xiaofan Chen, Dongchen Liu, Bingyan Zhang, Zeyuan Wang

Southwest Petroleum University, Chengdu Sichuan
Email: 3198165769@qq.com

Received: Oct. 24th, 2019; accepted: Nov. 6th, 2019; published: Nov. 13th, 2019

Abstract

High-pressure water injection is an effective way to develop fractured-vuggy carbonate reservoirs. By establishing the mechanism model of high-pressure water injection with different geological characteristics and adopting the method of numerical simulation, this paper systematically analyzes the influence of two key geological control factors (the distribution position between reservoir groups and fracture location) on the effect of high-pressure water injection. The results are compared with those of conventional water injection to provide guidance on how to locate the geology of high-pressure water injection in fractured-vuggy carbonate rocks. According to the simulation results, the high-pressure water injection is invalid when the two reservoirs are distributed on the upper side. The closer the second reservoir is to the lower part of the first reservoir, the better the effect of high-pressure water injection will have. And when the two reservoirs are distributed horizontally, the position of fractures has an impact on high-pressure water injection. When the fracture is in the high and low position, high-pressure water injection gets little effect. When the fracture is in the middle position, the effect of high-pressure water injection is better.

Keywords

Fractured Reservoirs, High-Pressure Water Injection, Geological Factors

缝洞型油藏高压注水关键地质因素剖析

吕 远, 郭振华, 陈小凡, 刘东晨, 张冰岩, 王泽原

西南石油大学, 四川 成都
Email: 3198165769@qq.com

收稿日期: 2019年10月24日; 录用日期: 2019年11月6日; 发布日期: 2019年11月13日

摘要

对于缝洞油藏的开发, 高压注水是一种较为有效的开发方式。本文通过建立不同地质特征的高压注水机理模型, 采用数值模拟的方法, 系统的剖析了两种关键地质控制因素(储集体之间的分布位置、裂缝部位)对高压注水效果的影响; 并与常规注水效果进行对比, 以此来指导缝洞型碳酸盐岩高压注水地质条件的选择, 根据模拟结果可知, 当两套储集体分布为侧上分布时, 高压注水无效; 第二套储集体越接近第一套储集体下部, 高压注水效果越好。当两套储集体为水平分布时, 裂缝的位置对高压注水效果有影响。当裂缝处于高部位和低部位时, 高压注水效果一般; 当裂缝处于中部位时, 高压注水效果较好。

关键词

缝洞型油藏, 高压注水, 地质因素

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

塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞油藏是多期构造运动与古风化岩溶共同作用形成的, 缝洞油藏主要的储集空间是溶洞, 流动空间是裂缝, 裂缝主要起连通作用[1], 其中裂缝的长度可由几米到几公里, 裂缝的开度则从微米级跨越到毫米级[2]。一般而言, 缝洞型油藏初期充分利用天然能量进行开发, 当地层能量衰竭到一定程度后, 根据储层类型适时选择转机采或注水替油[3][4]。单井缝洞单元在注水替油开发过程中发现注水指示曲线和注水压降试井曲线出现拐点等特殊现象[5]。这一特殊现象的原因为多套储集体参与了流动, 而致使多套储集体流动的主要因素为多套储集体之间裂缝的应力敏感效应[6]。在初期开发过程中, 随着地层能量的下降, 裂缝导流能力降低或闭合[7]。随着注入压力与注水量的增加, 使得天然裂缝开启, 致使远井储集体通过裂缝流入近井储集体[8]。

有效应力的变化是引起裂缝开启和闭合的主要原因[9]; 随地层压力升高, 有效应力降低, 裂缝逐渐开启[10]。本文针对地质因素对高压注水效果影响, 建立溶洞 - 裂缝 - 溶洞模型, 通过控制变量法来分析单因素变化时高压注水效果, 并与常规注水进行效果对比。

2. 模型的建立

根据文献调研与现场资料得出当地层压力达到 85 Mpa 时, 裂缝渗透率发生明显变化, 处于开启状态。设置第一套储集体已进行多轮次注水, 油水界面抬升, 第二套储集体为未采出状态。

Table 1. Model basic parameters

表 1. 模型基本参数

参数	数值	参数	数值	
			溶洞	裂缝
网格步长(m)	$10 \times 10 \times 3$	孔隙度(%)	50	0.1
网格数	$25 \times 5 \times 30$	渗透率(mD)	3000	5
网格总数	3750	有效网格		3025
一套储集体储量(m^3)	53,205	二套储集体储量(m^3)		538,835

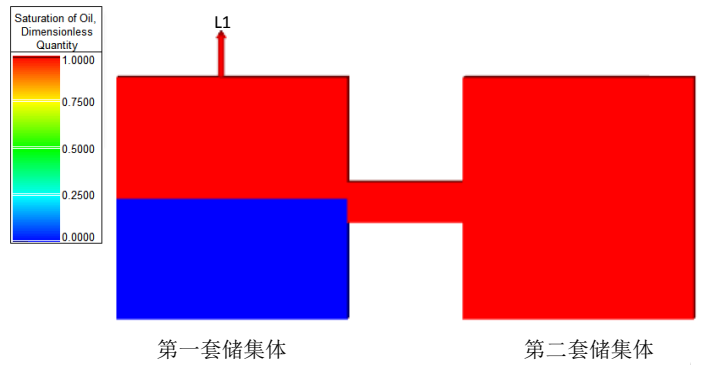


Figure 1. Mechanism model
图 1. 机理模型

根据所建典型单井缝洞单元模型，可以发现该模型是由裂缝将两套储集体沟通而成(表 1、图 1)。从所建模型可以发现该模型主要地质因素为两套储集体的相对位置(第二套储集体位于第一套储集体侧上方、平行位置、侧下方与正下方)、裂缝位置(高部位、中部位、低部位)。

3. 储集体位置分布模式对高压注水的影响

针对第二套储集体与第一套储集体的相对位置，如图 2 (第二套储集体位于第一套储集体侧上方、平行位置、侧下方与正下方)进行高压注水模拟及效果分析。

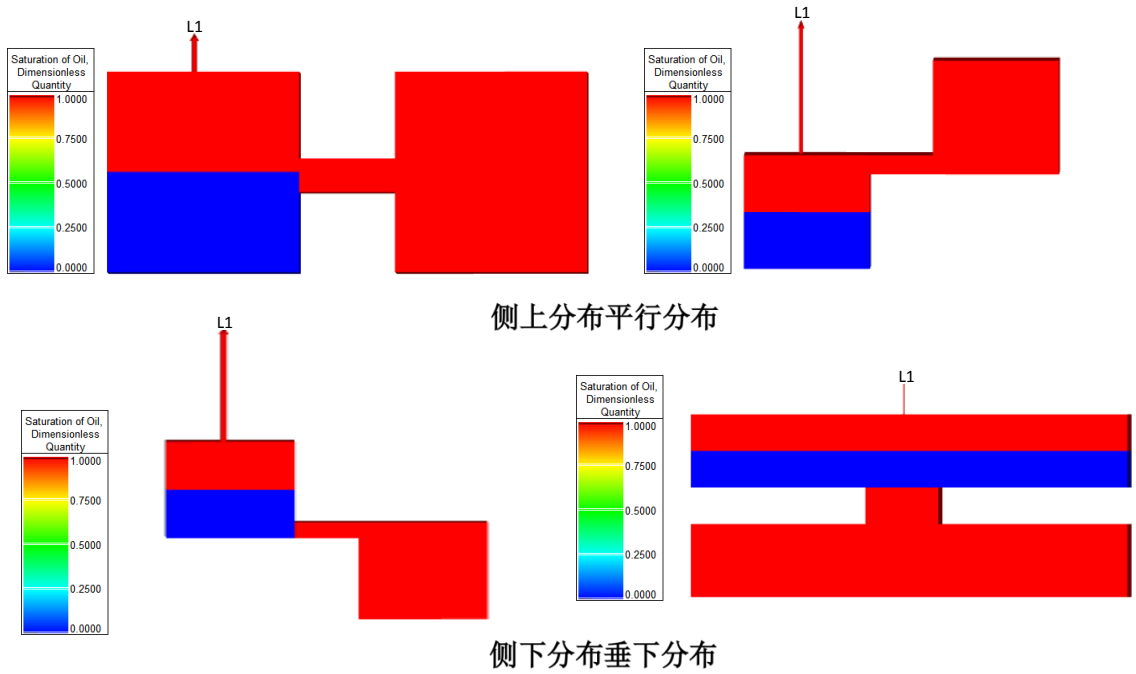


Figure 2. The distribution position between reservoir groups
图 2. 储集体位置分布

结果分析：高压注水效果根据图 3 可知，当两套储集体分布模式为侧上分布时，注水过程中会将第一套储集体内的油驱入第二套储集体中，当注入水波及至第二套储集体底部时，由于油水密度差异，注入水无法将第二套储集体内的油置换出来，并且在再次生产时，流入第二套储集体底部的水会占据裂缝

通道,阻碍第二套储集体中的油流出,因此第二套储集体采出油量为负值。当两套储集体为平行分布时,注水过程中第一套储集体中的水会占据部分裂缝空间,减少第一套储集体的油流入第二套储集体,所以平行分布模式较侧上分布模式采出的第二套储集体的油量多。当两套储集体分布模式为侧下分布及正下分布时,第二套储集体采出量也逐渐增加。当第二套储集体位于第一套储集体正下部时,第二套储集体采出量最多。

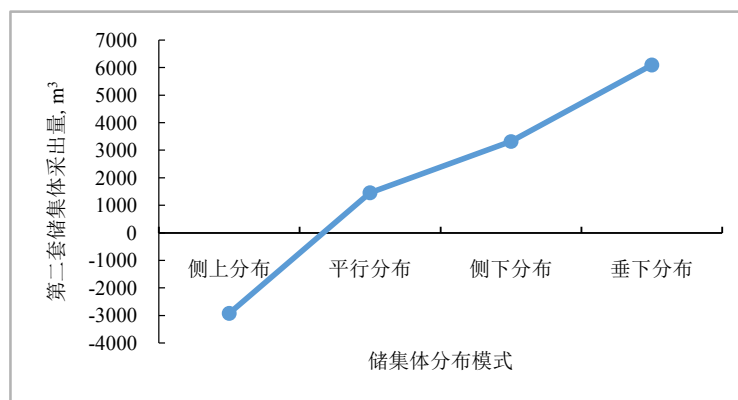


Figure 3. Production of reserves at different locations

图 3. 储集体不同位置采储量

根据图 4 可知,当第二套储集体位于第一套储集体侧上方时,注水失效,且高压注水较常规注水会将更多的第一套储集体的油驱入第二套储集体;当分布模式为平行分布、侧下分布和正下分布时,高压注水第二套储集体采出量高于常规注水,高压注水有效。

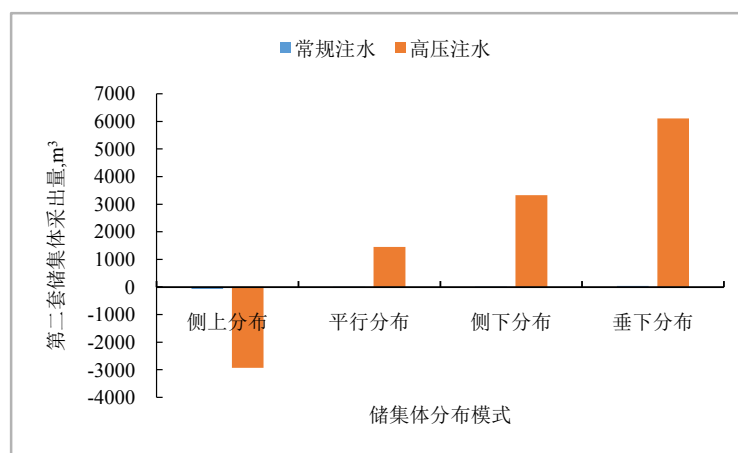


Figure 4. The comparison between conventional water injection and high-pressure water injection at different locations of the reservoir

图 4. 不同储集体位置下, 常规注水与高压注水效果对比

4. 裂缝位置对高压注水的影响

当两套储集体位置处于平行分布时,两套储集体之间沟通的裂缝的位置对高压注水动用第二套储集体有影响。两套储集体之间沟通的裂缝可分为高部位、中部位和低部位三种位置,如图 5。针对裂缝位置进行高压注水模拟及效果分析。

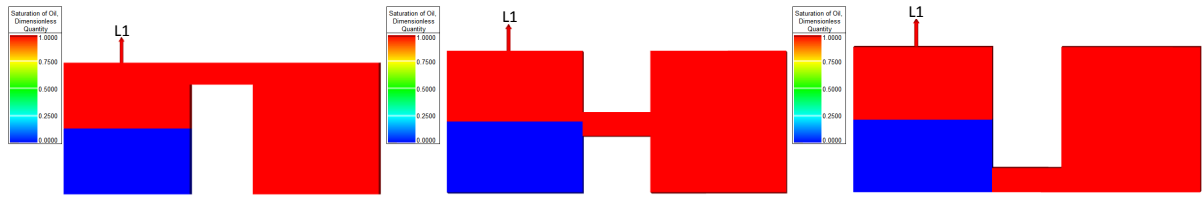


Figure 5. Fracture location
图 5. 裂缝位置

结果分析：根据图 6 可知，当裂缝处于高部位时，在进行高压注水时将第一套储集体内高部位的油驱入第二套，高压注水出现负效。而裂缝处于中部位时，由于裂缝处于第一套储集体油水界面附近，在进行高压注水时，第一套储集体内油水界面的水流入裂缝，阻碍了高压注水时第一套储集体内的油流入第二套储集体，再次生产过程中，第二套储集体的油流入第二套储集体，高压注水呈正效。

低部位波及水量最多，注入水及第一套储集体内的水通过裂缝低部位进入第二套储集体，由于油水密度差，波及的水量保持在第二套储集体的低部位，无法产生有效的替油效果，而且在再次生产过程中，波及水占据裂缝通道，阻碍第二套储集体中的原油流入第一套储集体，所以裂缝位于低部位时，第二套储集体采出量少于裂缝位于。

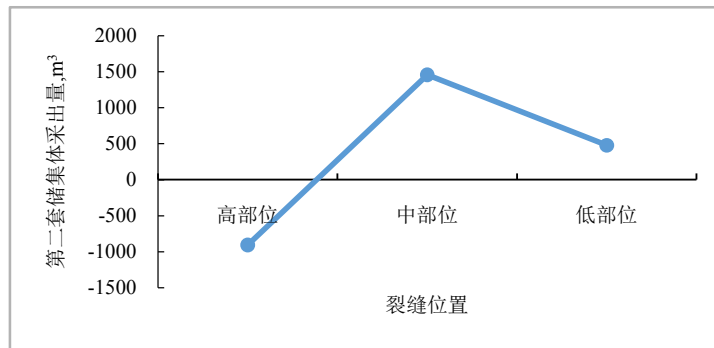


Figure 6. The comparison of different fracture location
图 6. 不同裂缝位置效果对比

由图 7 可知，裂缝处于高部位时，注水呈现负效，且高压注水较常规注水会将更多第一套储集体的油驱入第二套储集体。当裂缝位于中低部位时，高压注水有效，且中部位较低部位效果好。

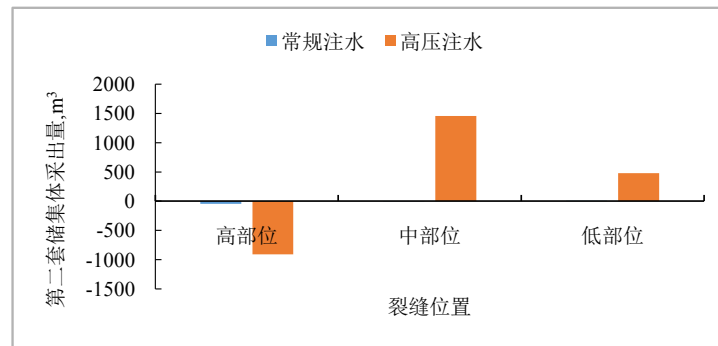


Figure 7. The comparison between conventional water injection and high-pressure water injection
图 7. 常规注水与高压注水效果对比

5. 结论

1) 当两套储集体分布为侧上分布时, 高压注水无效; 第二套储集体越接近第一套储集体下部, 高压注水效果越好。

2) 当两套储集体为水平分布时, 裂缝的位置对高压注水效果有影响。当裂缝处于高部位和低部位时, 高压注水效果一般; 当裂缝处于中部位时, 高压注水效果较好。

参考文献

- [1] 焦方正, 窦之林, 刘学利, 等. 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
- [2] 张冬丽, 崔书岳, 张允. 缝洞型油藏多尺度裂缝模拟方法[J]. 水动力学研究与进展(A辑), 2019, 34(1): 13-20.
- [3] 张孙玄琦, 张海明. 碳酸盐岩油气藏注水开发技术分析[J]. 化工设计通讯, 2018, 44(11): 66.
- [4] 朱轶, 程汉列, 王连山, 罗慎超, 王宏, 牛阁. 缝洞型碳酸盐岩注水替油选井试井方法研究[J]. 油气井测试, 2016, 25(3): 4-6+11+75.
- [5] 任文博, 陈小凡. 缝洞型碳酸盐岩油藏非对称不稳定注水研究[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(27): 8120-8125.
- [6] 唐潮. 缝洞型油藏注水压降试井解释方法研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2015.
- [7] 袁飞宇, 杜春晖, 李柏颖, 李璐, 张乐. 一种适合于塔河缝洞型油藏的综合流动方程[J]. 中外能源, 2018, 23(9): 31-35.
- [8] 房明. 塔河油田碳酸盐岩裂缝启动条件研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 成都理工大学, 2018.
- [9] 李宁, 张清秀. 裂缝型碳酸盐岩应力敏感性评价室内实验方法研究[J]. 天然气工业, 2000, 20(3): 30-34.
- [10] 付静, 周晓君, 孙宝江, 等. 低渗裂缝性油藏渗透率的影响因素研究[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(2): 69-71+89.