

The Variation Law of Dynamic Stress Field in the Production of Carbonate Reservoirs

——By Taking Well TP326CH in Tahe Area as an Example

Junjiang Zhang, Hailin Ying

Research Institute of Engineering and Technology, Northwest Petroleum Company, SINOPEC, Urumqi Xinjiang
Email: 278519388@qq.com

Received: Feb. 5th, 2018; accepted: Jun. 7th, 2018; published: Aug. 15th, 2018

Abstract

In the production process, the *in-situ* stress distribution affected the distribution of “dessert area” in secondary stimulation and the breakdown pressure changes in peripheral well region, which was for guiding the implementation of stimulation in the late period. By using a pore elastic mechanics theory, a random coupling model of natural fracture and acid fracturing is established, and the finite element method is used for obtaining the change of stress field in the production process. By comparing the production data from model calculation and the actual well production, it proves that the model is consistent with the actual situation.

Keywords

Carbonate Rock, Dynamic Stress Field, Random Fracture, Repeated Fracturing

碳酸盐岩油藏生产过程中的动态应力场变化规律

——以塔河地区TP326CH井为例

张俊江, 应海林

中石化西北石油分公司工程技术研究院, 新疆 乌鲁木齐

作者简介: 张俊江(1985-), 男, 工程师, 现主要从事酸化压裂方面的科研与管理工

Email: 278519388@qq.com

收稿日期: 2018年2月5日; 录用日期: 2018年6月7日; 发布日期: 2018年8月15日

摘要

生产过程中的地应力分布影响着二次增产措施“甜点区”的分布及井周区域的破裂压力变化, 可以指导后期增产措施实施。采用孔隙弹性力学理论, 建立随机天然裂缝与酸压裂缝的耦合模型, 使用有限元方法求解生产过程中的应力场变化, 通过模型计算的产量与实际井的生产数据进行对比。实践证明, 建立的模型与实际情况相符。

关键词

碳酸盐岩, 动态应力场, 随机裂缝, 重复压裂

Copyright © 2018 by authors, Yangtze University 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

天然裂缝发育的碳酸盐岩油气藏, 虽采用酸压方式进行增产, 但只能在开采初期短时间内得到较高产量, 随着时间的推移, 油井产量迅速降低, 后期增产措施必须考虑生产过程中的地应力场变化。刘洪林等[1]分析了泌水盆地南部地区现代构造应力场对煤储层物性的控制机理, 发现随着主应力差增大, 地层渗透率呈指数形式急剧增高。李春林等[2]研究了应力场与油气运聚的关系, 发现油气从地应力场的高值区向低值区运移聚集。因此, 明确碳酸盐岩油藏生产过程中的动态应力场变化规律, 有利于二次酸压等增产措施的制定。

笔者使用孔隙弹性力学理论, 求解的应力场为变化量[3], 当坐标系建立在原始主应力空间时, 可以将原始地应力边界换成固定约束边界, 该时可使用有限的地层模型来模拟无限大地层。

2. 仿真建模

选用 Comsol 软件可方便处理任意角度裂缝及裂缝相交的问题。根据统计学特征, 建立天然裂缝随机

分布的地层模型，表 1 为模拟井的天然裂缝统计特征。选取塔河地区的 TP326CH 井，其地层基础参数见表 2。

Table 1. The statistical characteristics of natural fractures (replacing wells)

表 1. 模拟井的天然裂缝统计特征(换井)

天然裂缝密度/(条·m ⁻¹)	天然裂缝长度/m	天然裂缝倾角	天然裂缝走向
1~2	10	高倾角(取平均值为 60°, 随机生成)	主体是沿北东向

Table 2. The data list for modeling

表 2. TP326CH 井建模所需数据

储层厚度/m	地层整体孔隙度/%	基质渗透率/mD	弹性模量/GPa	泊松比/1	有效应力系数/1	初始地层压力/MPa
100	0.1	0.01	51	0.3	0.8	69.96
水平段长度/m	一级酸压裂缝长度/m	二级酸压裂缝长度/m	地层流体密度/(g·cm ⁻³)	地层流体黏度/(mPa·s)	酸压裂缝导流能力/(mD·m)	天然裂缝导流能力/(mD·m)
400	100	60	0.95	7.6	300	1

选定最大水平主应力方向为 Y 轴，则天然裂缝走向为 15~45°，采用均匀分布得到天然裂缝的走向和中心点坐标。设天然裂缝长度满足正态分布，其均值为 10 m，平方差为 0.7 m。地质模型长度为 500 m，天然裂缝密度为 1 条/m，因此，天然裂缝条数设置为 500 条。

由于在二级裂缝形成过程中受到第一级裂缝应力阴影的干扰[4] [5]，二级裂缝的长度和空间形状均发生改变，因此设置第二级裂缝长度和倾角小于第一级。图 1 是 TP326CH 井的生产情况，其生产制度可大概归纳为 5 个阶段，分别为：2015-11-3~2015-12-19，静水压力为 50 MPa；2015-12-19~2016-1-20，静水压力为 70 MPa；2016-01-20~2016-9-2，静水压力为 60 MPa；2016-9-2~2016-12-1，静水压力为 50 MPa；2016-12-1~2017-2-14，静水压力为 60 MPa。

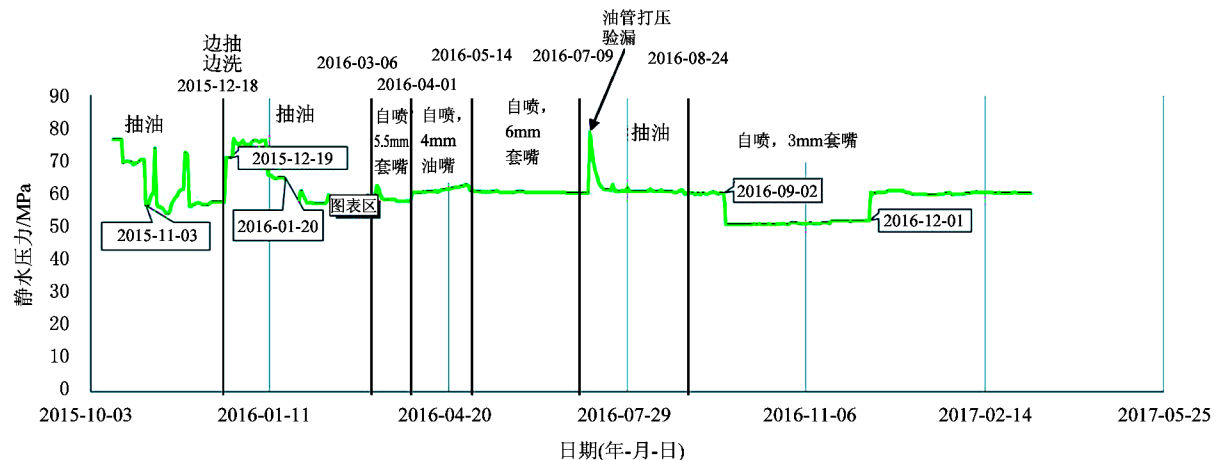


Figure 1. The production in Well TP326CH

图 1. TP326CH 井生产情况

3. 动态应力场的变化规律

在生产过程中，随着地层流体的排出，孔隙压力发生变化，因而有效地应力也发生变化。考虑应力阴影效应，第二级裂缝长度设为 60 m，倾角 60°。

3.1. 孔隙压力的变化规律

根据李大奇, 杨枝等人[6] [7] [8]的试验, 碳酸盐岩的渗透率变化主要为裂缝的渗透率变化, 且高围压下(大于 40 MPa)碳酸盐岩的渗透率变化很小, 因此模型中不考虑生产过程中的基质渗透率变化。为了避免酸压裂缝尖端出现奇异值[9], 对裂缝尖端区域进行网格加密。

由图 2 可知, 酸压裂缝根部的孔隙压力最先降低, 随时间推移, 酸压裂缝周围的孔隙压力明显降低。与酸压裂缝连接的天然裂缝周围的孔隙压力也明显降低, 未与酸压裂缝连接的天然裂缝对于孔隙压力的分布几乎没有影响。孔隙压力分布有 2 个很明显的分界面, 分别为包裹两级酸压裂缝的扇形区域和区域外围的 40 m 区域。

随着时间推移, 两级酸压裂缝之间渐渐连通, 有利于产液剖面的平衡, 降低地层水锥进的风险, 提高采收率。同时, 孔隙压力降低区域向外扩展, 压力边界也由初始的两个驼峰形状变为扇形。

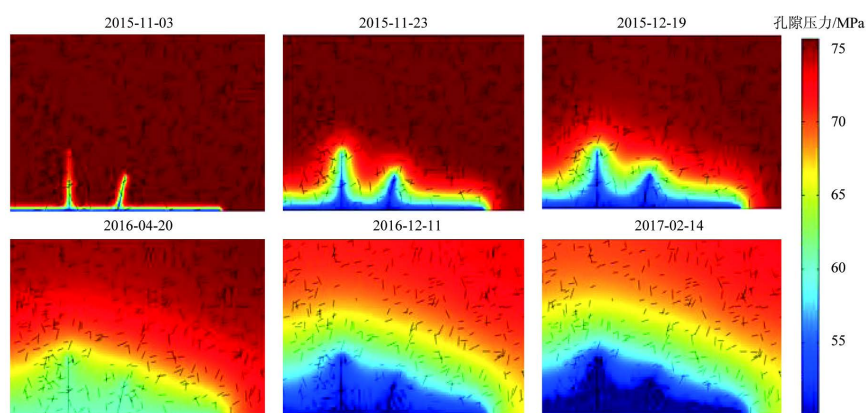


Figure 2. The pore pressure distribution after 1d production
图 2. 生产 1 d 后的孔隙压力分布

3.2. 垂直裂缝方向正应力变化规律

X 轴方向正应力, 即垂直裂缝方向正应力。由图 3 可知, 垂直裂缝方向正应力的扩展规律与孔隙压力相同, 其最大值区域始终分布在酸压裂缝周围。随着时间推移, 酸压裂缝根部的垂直裂缝方向正应力渐渐减小, 最大值区域向酸压裂缝前端集中, 最终酸压裂缝周围没有明显的极值区域。

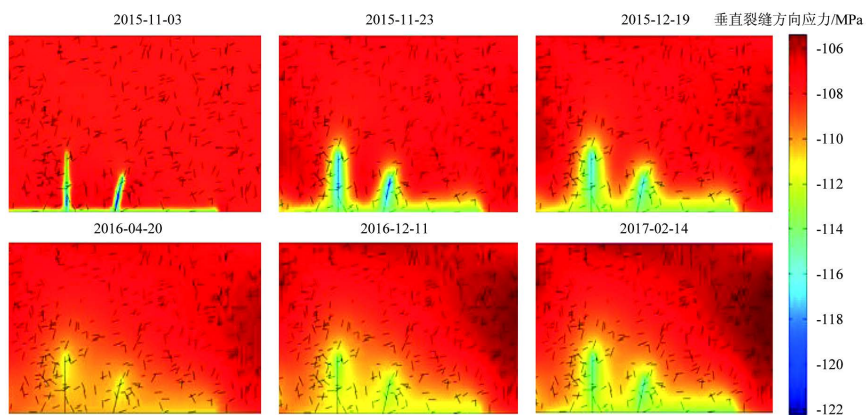


Figure 3. The normal stress distribution in vertical fracturing direction during the production process
图 3. 生产过程中的垂直裂缝方向正应力分布

在生产初期, 整个酸压裂缝面受到的闭合压力明显大于初始地应力。在整个生产过程中, 裂缝前端处的流量最大, 孔隙压力也最小, 导致裂缝前端的闭合应力始终最大, 也最先发生裂缝闭合。随着生产进行, 远离酸压裂缝区域的垂直裂缝方向正应力减小, 油气储量会有所增加, 是实施二次增产措施的可利区域。

3.3. 沿裂缝方向正应力的变化规律

Y轴方向正应力, 即沿裂缝方向的正应力。由图4可知, 沿裂缝方向正应力有2个较为明显的分界面, 分别为水平井筒附近和包裹两级酸压裂缝的扇形区域。在生产初期, 水平井筒和酸压裂缝周围的沿裂缝方向正应力最先开始增大; 随生产进行, 区域慢慢扩大, 但纵向上始终在酸压裂缝尖端附近, 纵向上远离酸压裂缝的区域, 油气储量会有所增加, 也是实施二次增产措施的可利区域。

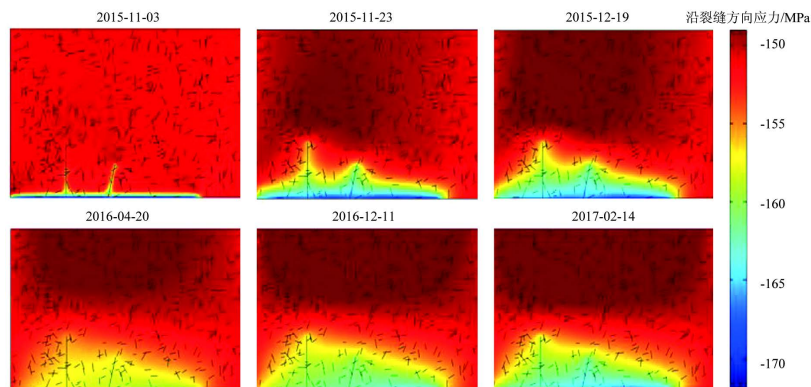


Figure 4. The normal stress distribution in vertical fracturing direction after production for 60 d
图4. 生产60 d后的沿裂缝方向正应力分布

4. 模型验证

在模拟的时间范围内, 压力波传播始终在所建模型内部, 应力场发生变化的区域也没有超出所建模型范围, 因此可对地层孔隙度变化量进行面积分, 求得水平井的产量, 与实际产量进行对比, 如果二者较为接近, 则说明所建模型合理、准确。为排除生产初期的一些不确定性因素的影响, 取模拟的第10 d至第60 d的产量与实际产量进行对比, 得到对比结果如图5所示。对比结果表明, 模拟的日产量与实际日产量较为接近, 说明所建模型与实际情况较为符合。

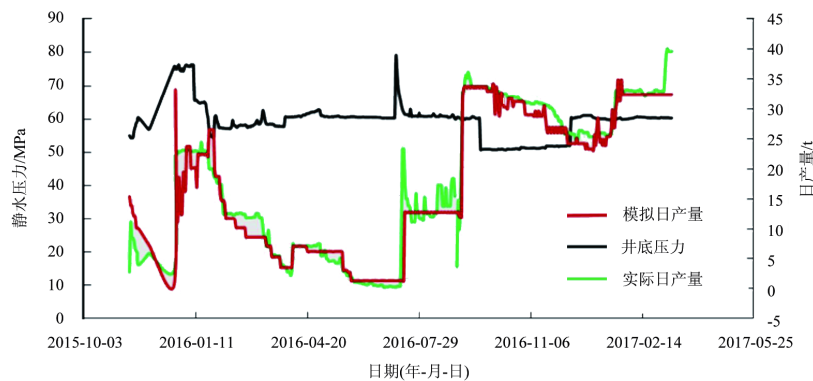


Figure 5. The production simulation results
图5. 生产模拟结果

5. 结论

- 1) 人工裂缝前端的闭合应力始终最大, 也最先发生裂缝闭合。
- 2) 随着生产进行, 远离酸压裂缝区域的垂直裂缝方向正应力减小, 油气储量会有所增加, 是实施二次增产措施的有利区域。
- 3) 纵向上远离酸压裂缝的区域, 油气储量也会有所增加, 同样也是实施二次增产措施的有利区域。

参考文献

- [1] 刘洪林, 王勃, 王烽, 等. 沁水盆地南部地应力特征及高产区带预测[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(6): 885-890.
- [2] 李春林, 郭鹏, 任德生. 大民屯凹陷构造应力场及其与油气运聚关系[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 47-49+114.
- [3] 郭鹏, 李春林, 哈文雷, 等. 构造应力场与油气运聚规律探讨——以鄂尔多斯盆地苏 10 区块为例[J]. 特种油气藏, 2011, 18(5): 64-66+138.
- [4] 曾顺鹏, 张国强, 韩家新, 等. 多裂缝应力阴影效应模型及水平井分段压裂优化设计[J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 55-59.
- [5] 才博, 唐邦忠, 丁云宏, 等. 应力阴影效应对水平井压裂的影响[J]. 天然气工业, 2014, 34(7): 55-59.
- [6] 李大奇, 康毅力, 游利军. 碳酸盐岩储层渗透率应力敏感性实验研究[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(3): 409-413.
- [7] 杨枝, 孙金声, 张洁, 等. 裂缝性碳酸盐岩储层应力敏感性实验研究[J]. 钻井液与完井液, 2009, 26(6): 5-6+9+91.
- [8] 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): 30-33+8.
- [9] Yang, X. and Yan, J. (2017) Poroelastodynamic Response of a Borehole in a Non-hydrostatic Stress Field. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, **93**, 82-93. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.01.008>

[编辑] 邓磊

知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2471-7185, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入, 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: jogt@hanspub.org