

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2019122

# 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏量化注水开发技术

刘利清, 刘培亮, 蒋 林

(中国石化西北油田分公司采油三厂, 新疆库车 842000)

**摘 要:** 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏进入注水开发阶段中期后, 面临着注水效率低、有效期短等一系列问题。为解决这些问题, 研究应用了以物质平衡方程为理论基础的量化注水开发技术。从注水时机量化、单井注水参数量化和单元注水参数量化等方面, 分析、阐述了量化注水开发技术的理论依据、技术方法和应用效果。研究发现, 量化注水技术可很好地将注水开发从定性判断转为定量分析, 解决前期开发过程中定性注水带来的问题。该技术已应用 142 井次, 累计增油  $10.95 \times 10^4$  t, 注水有效率高达 84.3%。研究表明, 量化注水开发技术在塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发中效果良好, 具有很好的推广应用价值。

**关键词:** 碳酸盐岩; 缝洞型油藏; 量化注水; 注水时机; 分水率; 塔河油田

中图分类号: TE357.6 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2020)02-0104-04

## Quantitative Water Injection Technology for Cavernous Fractured Karst Carbonate Reservoirs in the Tahe Oilfield

LIU Liqing, LIU Peiliang, JIANG Lin

(The 3rd Oil Production Plant, Northwest Oilfield Branch, Sinopec, Kuqa, Xinjiang, 842000, China)

**Abstract:** In order to resolve a series of problems such as low water injection efficiency and short longevity that faced in the development period of water injection for cavernous fractured karst carbonate reservoirs in Tahe Oilfield, a quantitative water injection technology was studied and applied on the basis of material balance equations. The theoretical basis, technical method and application effect of quantitative water injection development technology have been analyzed and expounded in three aspects, including the quantification of water injection timing, water injection parameters in single well and unit water injection parameters. The quantitative water injection technology can avoid the problems caused by qualitative water injection in the early development process, and it has been applied in 142 wells, with a cumulative oil increment of  $10.95 \times 10^4$  t, and the water injection efficiency higher than 84.3%. The results showed that the quantitative water injection technology had a great effect in the development of cavernous fractured karst carbonate reservoirs in the Tahe Oilfield, with good value of promotion and application as a best practice for similar reservoirs.

**Key words:** carbonate rock; karst reservoir; quantitative waterflood; water injection timing; division ratio; Tahe Oilfield

塔河油田位于塔里木盆地北部沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部, 构造上呈现北东高、南西低的格局, 油藏埋藏深度 5 500~7 000 m, 是以奥陶系碳酸盐岩储层为主产层的大型油气田<sup>[1]</sup>。奥陶系碳酸盐岩储层非均质性极强, 具有孔、缝和洞共存等现象, 储集体空间尺度具有变化大、分布不连续等特征。由于油藏埋藏较深, 目前的地球物理勘探技术无法对储集体内部结构进行精细刻画描述, 严重制约了该类油藏的高效开发。

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏的开发, 先后经

历了天然能量弹性开采和注水开采 2 个阶段, 目前处于注水开采阶段的中期, 部分注水井面临着效果变差和失效的风险, 急需探索改善注水开发效果和

收稿日期: 2019-01-23; 改回日期: 2019-10-19。

**作者简介:** 刘利清 (1985—), 男, 湖北麻城人, 2007 年毕业于长江大学化学专业, 2010 年获长江大学油气田开发工程专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事碳酸盐岩缝洞型油藏开发方面的研究工作。E-mail: 362365906@qq.com。

**基金项目:** 国家科技重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术” (编号: 2016ZX05053) 和中国石化重大科技攻关项目“塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏降低自然递减技术” (编号: ZDP17003) 联合资助。

调整治理失效注水井的技术措施。为此,不断探索缝洞型油藏定量化精细注水开发技术,重点研究了不同类型的井储关系、不同缝洞结构的注水压力变化关系、注水量与动用储集体距离及动用储量的关系等。经过多年的定量化精细注水开发研究及实践,初步形成了以物质平衡方程为理论基础的量化注水开发技术,完成了由定性判断向定量分析的转变。笔者从注水时机量化、单井注水参数量化和单元注水参数量化等方面,分析、阐述了量化注水开发技术的理论依据、技术方法和应用效果,以期为其他碳酸盐岩缝洞型油藏注水开发提供借鉴。

## 1 注水时机量化

随着油气不断采出,储层内流体压力逐渐降低,作用在裂缝及基质岩块上的有效作用应力随之增大,导致裂缝闭合,造成导流能力变差<sup>[2]</sup>。通过计算油井裂缝闭合临界压力,可以折算出临界动液面,然后根据油井生产过程中动液面变化趋势确定合理的注水时机<sup>[3]</sup>。

研究油气藏压力衰竭过程中裂缝的临界闭合规律,应分析其表面微凸体的受力情况。分析得出,作用在裂缝表面的有效正应力取决于原地应力、裂缝产状(裂缝倾角、裂缝走向与最大水平主应力的夹角)以及裂缝内流体压力<sup>[2]</sup>,其数学表达式为<sup>[4]</sup>:

$$\sigma_{ne} = \sigma_v \cos \alpha + (\sigma_H \sin \beta + \sigma_h \cos \beta) \sin \alpha - p_p \quad (1)$$

式中:  $\sigma_{ne}$  为作用在裂缝表面的有效正应力, MPa;  $\sigma_v$  为垂向应力, MPa;  $\sigma_H$  为最大水平主应力, MPa;  $\sigma_h$  为最小水平主应力, MPa;  $\alpha$  为裂缝倾角, ( $^\circ$ );  $\beta$  为裂缝走向与最大水平主应力的夹角, ( $^\circ$ );  $p_p$  为裂缝内流体的压力, MPa。

假设裂缝闭合过程中相邻微凸体间无相互作用力,且微凸体具有各向同性,则:

$$\sigma_x = \sigma_y = \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_z \quad (2)$$

式中:  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  和  $\sigma_z$  分别为微凸体在三维坐标系下  $x$ ,  $y$  和  $z$  方向的有效应力, MPa;  $\mu$  为岩石的泊松比。

将裂缝微凸体的屈服极限(裂缝面发生塑性屈服的屈服强度)表示为  $\sigma_s$ , 有:

$$\sigma_z = \sigma_{ne} = \sigma_s \quad (3)$$

则 Drucker-Prager 屈服破坏准则可表示为<sup>[4]</sup>:

$$F(\sigma) = mI_1 - \frac{\sqrt{3}}{3} \left( \sigma_{ne} - \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_{ne} \right) - K \quad (4)$$

式中:  $m$  为材料参数;  $I_1$  为第一应力不变量, MPa;  $K$  为岩石材料的屈服应力, MPa。

当  $F(\sigma)=0$  时,  $\sigma_s$  可表示为:

$$\sigma_s = \sqrt{3}(K - mI_1)(1 - \mu) \quad (5)$$

则裂缝闭合微凸体发生塑性屈服的临界流体压力  $p_{ps}$  为:

$$\begin{aligned} p_{ps} &= \sigma_v \cos \alpha + (\sigma_H \sin \beta + \sigma_h \cos \beta) \sin \alpha - \\ &\quad \sqrt{3}(K - mI_1)(1 - \mu) \\ &= \sigma_v \cos \alpha + (\sigma_H \sin \beta + \sigma_h \cos \beta) \sin \alpha - \sigma_s \end{aligned} \quad (6)$$

由  $p_{ps}$  推算出油井的临界动液面为:

$$h = H - \frac{p_{ps} - p_1}{\rho g} \quad (7)$$

式中:  $h$  为临界动液面, m;  $H$  为井深, m;  $p_1$  为井口压力, MPa;  $\rho$  为井筒流体密度,  $\text{kg/m}^3$ ;  $g$  为重力加速度,  $\text{m/s}^2$ 。

当生产井的动液面下降到接近计算的临界动液面时,即可实施注水<sup>[4]</sup>。

## 2 单井注水参数量化

碳酸盐岩缝洞型油藏可近似认为是大底水未饱和油藏,初期开发以弹性能量开采为主。根据未饱和和弹性驱动油藏物质平衡方程<sup>[5]</sup>可以得出:

$$N_p B_o = N B_{oi} C_t \Delta p = k_o \Delta p \quad (8)$$

$$k_o = \frac{N_p B_o}{\Delta p} \quad (9)$$

式中:  $N_p$  为累计采油量,  $\text{m}^3$ ;  $N$  为原始储油量,  $\text{m}^3$ ;  $B_o$  为压力降至  $p$  时地层油的体积系数;  $B_{oi}$  为原始条件下地层油的体积系数;  $\Delta p$  为油藏压力下降值, MPa;  $k_o$  为弹性能量开采时单位压降采油量,  $\text{m}^3/\text{MPa}$ ;  $C_t$  为总压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ 。

随着原油开采的进行,地层能量逐渐减少,注水补充地层能量后,根据未饱和油藏的天然底水和人工注水的弹性水压驱动物质平衡方程可以得出<sup>[6-7]</sup>:

$$W_i B_w = (N - N_p B_o) B_{oi} C_t \Delta p = k_w \Delta p \quad (10)$$

$$k_w = \frac{W_i B_w}{\Delta p} \quad (11)$$

式中:  $W_i$  为累计注水体积,  $\text{m}^3$ ;  $B_w$  为压力降至  $p$  时地层水的体积系数;  $k_w$  为单位压力恢复耗水量,  $\text{m}^3/\text{MPa}$ 。

利用  $k_o$  和  $k_w$  定性描述油井生产过程中的能量

变化趋势和注水后的能量恢复状态,理论定容条件下,流压与累计采油量呈线性关系,流压随着累计采油量增大而降低;注水过程中,流压与累计注水量呈线性关系,流压随着累计注水量增大而升高<sup>[8]</sup>。

注水设计过程中,可以根据油井所需要恢复的压力  $\Delta p$ , 计算出所需的累计注水体积:

$$W_i = \frac{k_o \Delta p}{B_o B_w} \quad (12)$$

### 3 单元注水参数量化

#### 3.1 注采压差计算

对于已经建立连通的注采井组,控制合理的注采压差,可以有效防止水窜<sup>[9]</sup>。注采压差为注水井与采油井的井底流压之差,表达式为:

$$\Delta p_{wo} = p_w - p_o \quad (13)$$

式中:  $\Delta p_{wo}$  为注采压差, MPa;  $p_w$  为注水井井底流压, MPa;  $p_o$  为采油井井底流压, MPa。

注采压差稳定时,流入受效井的流量与采出流量相等,受效井压力不发生变化,注采压差的变化关系如图1所示。

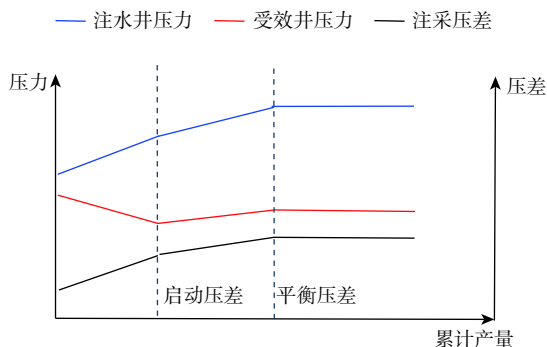


图1 注采井组压差曲线

Fig.1 Differential pressure curve of injection-production well group

#### 3.2 受效井组分水率计算

碳酸盐岩缝洞型油藏储层为无规则的立体网状缝洞结构,井间注采对应关系复杂,井组间存在着“一对一”和“一对多”注采对应关系。对于一注多采的井组,需要进行分水率计算,通过合理量化调整注采参数实现均衡波及,保证最佳注水效果<sup>[10]</sup>。

可近似认为注入水的波及作用为水驱弹性驱动,由弹性驱油藏物质平衡方程得出弹性采收率:

$$\eta_{pb} = \frac{N_{pb}}{N} = \frac{B_{oi}}{B_o} C_e (p_i - p) = \frac{B_{oi}}{B_o} C_t \Delta p_e \quad (14)$$

式中:  $\eta_{pb}$  为弹性采收率;  $N_{pb}$  为弹性采油量,  $m^3$ ;  $C_e$  为有效压缩系数,  $MPa^{-1}$ ;  $p_i$  为注水前受效油井地层压力, MPa;  $\Delta p_e$  为受效油井压力变化值, MPa。

理论模型条件下,一注多采井组的分水率主要受水驱弹性产率的影响,两者之间呈线性关系。因此,可近似认为不同受效井之间的分水率为  $\Delta p_e$  的比值。

井组注水过程中,受效井的  $\Delta p_e$  主要受井间裂缝通道导流能力和采油井采液强度的影响<sup>[11]</sup>。

### 4 现场应用

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏量化注水开发技术已累计应用 142 井次,增油量  $10.95 \times 10^4 t$ ,注水有效率大于 84.3%,增产效果显著,有较好的推广应用价值(总体应用效果见表1)。下面以典型井为例,具体说明其应用情况。

表1 量化注水开发技术现场应用效果

Table 1 Field application effect of quantitative water injection development technology

| 计算参数   | 应用井次 | 增油量/ $10^4 t$ | 注水有效率, % |
|--------|------|---------------|----------|
| 单井注水时机 | 45   | 1.84          | 86.5     |
| 单井注水参数 | 63   | 5.03          | 91.3     |
| 井组注采压差 | 25   | 2.33          | 84.3     |
| 井组分水率  | 9    | 1.75          | 85.2     |
| 合计     | 142  | 10.95         |          |

1) 注水时机计算。位于塔河油田托甫台区块的 TP38X 井是一口注水替油生产井,目的层为裂缝性油藏,根据式(6)计算出裂缝闭合临界压力  $p_{ps}$  为 31.93 MPa,根据式(7)计算出临界动液面  $h$  为 2 868.81 m。该井动液面接近 2 868.81 m 后,为避免地层裂缝闭合,采取了注水补压措施,以恢复供液能力。该井先后进行了 7 轮次注水替油生产,累计注水 20 170  $m^3$ ,累计增油量  $1.43 \times 10^4 t$ ,效果明显。

2) 单井注水量计算。位于塔河油田托甫台区块的 TP68X 井常规完井后投产,自喷期间累计产油量 2 164 t,单位压降产油量为 213  $m^3/MPa$ ;转抽后供液迅速变差,动液面降至 2 778.00 m 时开始注水替油生产。设计时发现,动液面需恢复到 800.00 m,所需压差为 16.62 MPa,按式(12)计算出累计注水体积  $W_i$  为 3 025.69  $m^3$ 。通过量化注水量,TP68X 井累计进行了 3 轮次注水替油生产,累计增油量 5 086 t,效

果显著。

3) 注采压差计算。托甫台区块 TP56-TP225 井组的井间连通程度较好, 注水水窜时井间压差为 6.0 MPa, 通过下调注水量, 控制井间压差小于水窜临界压差后, 井组生产效果较好, 日均增油 9.0 t。

4) 受效井组分水率计算。托甫台区块的 TP53X-TP12-TP58X-TP29CH 井组为典型的一注多采井组, 其中 TP53X 井为注水井, TP12 井、TP58X 井和 TP29CH 井为受效井。注水开采前, 计算了该井组的分水率。分水原则是在保证井组注水效果最大化的前提下, 当前注水量必须小于最小水窜注水量。通过计算, 受效阶段的压力变化值分别为 2.7、3.7 和 3.3 MPa, 分水率依次为 0.28、0.38 和 0.34。该井组按此分水率注水生产后, 延长了注水有效期。

## 5 结论与建议

1) 以物质平衡方程为理论基础, 结合岩石力学, 从注水时机量化、单井注水参数量化、单元注水参数量化 3 方面, 介绍了量化注水开发的技术方法, 分析了应用效果。

2) 通过计算油井裂缝闭合的临界压力, 求得油井生产临界动液面后, 可以确定油井合理的注水时机; 利用能量指示曲线和注水指示曲线, 可定量描述油井注水开发的能量变化过程, 通过判断油井所需压力恢复水平, 可以精确设计注水参数; 量化计算及合理控制注水井组井间压差, 可以有效防止注入水的水窜, 其中一注多采井组通过计算受效井分水率, 确定主次井间通道, 为合理调整配注量提供科学依据。

3) 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏注水后期, 可以通过高压、大排量注水波及动用远井地带储集体, 通过调流道改善井间水驱效果。对于注水失效或者无效油井, 可以尝试采用注气来动用储层高部位封存的剩余油, 不过, 这有待于进一步研究、验证。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 窦之林. 论碳酸盐岩缝洞型油藏的滚动开发[J]. 新疆石油地质, 2013, 34(3): 300-302.  
DOU Zhilin. On rolling development of fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(3): 300-302.
- [2] 郑浩, 苏彦春, 张迎春, 等. 应力敏感对裂缝性油藏合理注水时机及压力保持的影响[J]. 科技导报, 2015, 33(1): 22-27.  
ZHENG Hao, SU Yanchun, ZHANG Yingchun, et al. Effects of stress sensitivity on reasonable water-flooding time and pressure level in fractured reservoir[J]. Science & Technology Review, 2015, 33(1): 22-27.
- [3] 张旭东, 薛承瑾, 张焱. 塔河油田托甫台地区岩石力学参数和地应力试验研究及其应用[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(6): 132-134, 138.  
ZHANG Xudong, XUE Chengjin, ZHANG Ye. Research and application of rock mechanical parameters and in-situ stress in Tofutai Area of Tahe Oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(6): 132-134, 138.
- [4] 刘向君, 梁利喜, 成竹, 等. 裂缝闭合临界流体压力对油气田开发的影响[J]. 天然气工业, 2005, 25(10): 89-90.  
LIU Xiangjun, LIANG Lixi, CHENG Zhu, et al. Effects of critical fluid pressure of fracture closure on oil/gas exploitation[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(10): 89-90.
- [5] 李江龙, 张宏方. 物质平衡方法在缝洞型碳酸盐岩油藏能量评价中的应用[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(6): 773-778, 785.  
LI Jianglong, ZHANG Hongfang. Application of the material balance method to the energy evaluation of fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(6): 773-778, 785.
- [6] 荣元帅, 黄咏梅, 刘学利, 等. 塔河油田缝洞型油藏单井注水替油技术研究[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(4): 57-60.  
RONG Yuanshuai, HUANG Yongmei, LIU Xueli, et al. Single well water injection production in Tahe fracture-vuggy reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(4): 57-60.
- [7] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 133-159.  
LI Chuanliang. Fundamentals of reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 133-159.
- [8] 李传亮. 油藏生产指示曲线[J]. 新疆石油地质, 2001, 22(4): 333-334.  
LI Chuanliang. Production index curves of reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2001, 22(4): 333-334.
- [9] 荣元帅, 刘学利, 杨敏. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发方式[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 28-32.  
RONG Yuanshuai, LIU Xueli, YANG min. A discussion on water flooding in the multi-well fractured-vuggy units of carbonate reservoirs in the Tahe Oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1): 28-32.
- [10] 孙玉平, 修乃岭, 熊伟, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏流动数学模型初探[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(1): 65-68.  
SUN Yuping, XIU Nailong, XIONG Wei, et al. Flow model for fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(1): 65-68.
- [11] 张宏方. 碳酸盐岩油藏缝洞单元离散数值模拟方法研究[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(2): 71-77.  
ZHANG Hongfang. Research on discrete numerical simulation of fracture-cave unit in carbonate reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(2): 71-77.

[编辑 令文学]