

文章编号:1001-6112(2012)S1-0073-03

# 塔河油田十区北注水替油技术分析及其认识

朱莲花,刘洪光

(中国石化西北油田分公司塔河采油二厂,新疆轮台 841604)

**摘要:**塔河油田10区北奥陶系油藏属于碳酸盐岩缝洞型油藏。自从2002年5月进入试采阶段以来,油藏地层压力下降快,部分油井出现供液不足。为了补充地层能量,2005年5月开始尝试注水替油生产,注水替油开采效果明显,采收率得到显著提高。该文总结了适合碳酸盐岩缝洞型油藏注水替油的技术,并对塔河油田10区北现场实际数据和目前技术进行分析,得出了一些认识,为进一步实施注水替油措施提供借鉴。

**关键词:**采收率;注水替油;缝洞型油藏;塔河油田

**中图分类号:**TE357.6

**文献标识码:**A

## Technique of water injection for oil applied in northern block 10 of Tahe Oil Field

Zhu Lianhua, Liu Hongguang

(Tahe No. 2 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841604, China)

**Abstract:** The Ordovician reservoir in the north of block 10 of the Tahe Oil Field is a carbonate fracture and vug reservoir. Trial mining started in May of year 2002. Formation pressure kept decreasing rapidly, and in some wells fluid was insufficient. Water injection was carried out in May of year 2005 in order to complement formation energy. This measure has gained good effect and improved recovery rate. The technique of water injection for oil applied in carbonate fracture and vug reservoir was summarized in this paper. The field data and current technology of block 10 were analyzed and concluded, which might guide the future water injection for oil.

**Key words:** recovery rate; water injection for oil; fracture and vug reservoir; Tahe Oil Field

塔河油田十区北奥陶系油藏属于碳酸盐岩缝洞型油藏,油藏埋深一般在5 500~6 200 m之间<sup>[1]</sup>。由于油藏成藏期次多,10区北奥陶系油藏发育地表岩溶、埋藏岩溶等多种岩溶类型,不同井区储集体发育主控因素不同,受深大断裂,地表水系,地下暗河等因素的影响,缝洞型储集体的非均质性强。自从2002年5月进入试采阶段以来,油井地层压力下降快,部分油井出现供液不足。为了补充地层能量,2005年5月2日开始实施十区北第一口注水井S81井,截止到2010年底共有35口井实施注水替油补充地层能量。但由于缝洞型碳酸盐岩油藏储集体特征的认识难度大,以及注水效果的多因素影响性,因此对注水替油井的综合治理有待于继续摸索。

### 1 注水替油原理

注水替油工艺在提高非均质性强的碳酸盐岩

缝洞型油藏采收率中起重要作用,在塔河油田已得到推广<sup>[2-3]</sup>。注水替油原理是向储集体中注入水,利用油水密度差异,提高油水界面位置;通过注入水,补充地层亏空能量,防止地层裂缝闭合,减缓因供液能力下降造成的产量递减;使油藏驱动类型由天然弹性驱动和底水锥近驱动转化为天然弹性驱动和底水锥近驱动和注入水驱动。在关井过程中,通过油水充分置换,将远井地带原油置换到近井地带。注水替油工艺经历注水—关井置换—开采3个阶段的反复循环。

### 2 十区北注水情况

塔河油田十区北奥陶系油藏自从2002年5月进入试采阶段以来,油井地层压力下降快,部分油井出现供液不足,2005年5月2日十区北第一口注水井S81井开始注水,截止到2010年底共有35口井实施注水替油,其中注水效果好的注水井13口,

多周期注水效果变差的典型井有4口,注水效果中等或中等偏差的18口。日注水量由初期的 $400\text{ m}^3/\text{d}$ 增加到 $1\ 600\text{ m}^3/\text{d}$ ,日产油量由30 t上升到550 t。十区累计注水 $44.85\times 10^4\text{ t}$ ,累计产油 $25.1\times 10^4\text{ t}$ ,注水井产油占十区累计产油( $355.76\times 10^4\text{ t}$ )的7.06%,注水开发效果较好,有效提高了油田采收率。但是随着注水轮次增加,及油井自身储集体因素的影响,部分油井出现注水效果变差,或注水失效。

### 3 注水替油技术政策认识

#### 3.1 选井原则

从塔河十区前期注水替油开采实践中,总结出以下几点注水替油井的选井原则,通过这些原则可更好的判断注水替油井的增油潜力,具体描述如下:

(1) 优选常规完井或酸压效果好的油井。该类油井储集体通常为溶洞或缝洞型储集体,该类储集体注水后,油水置换快,容易形成底水向上托油,油水界面稳定,可实现快注快采。酸压效果差的油井,其储集体为裂缝型储集体,渗透性较差,该类油井注水起压快,注水后油水置换慢,焖井时间长,没有统一的油水界面,开井后通常会油水同出,注水效果较差。对塔河十区历年注水油井统计得出,溶洞型、缝洞型、裂缝型油藏注水效果好的油井所占比例分别为:48.6%,31.4%,20.0%,可见溶洞型油藏注水效果好于缝洞型,缝洞型油藏注水效果好于裂缝型。

(2) 优选初期高产、缓慢递减的油井;其次是初期高产、递减快和初期中低产、缓慢递减的油井;而初期中低产、递减快的油井注水效果差(表1)。

(3) 优选不含水或低含水的油井,中高含水的油井注水效果较差。统计得出:注水效果好的油井中不含水或低含水的油井与中高含水的油井占各自油井比例分别为48%,14%;注水效果差的油井中不含水或低含水的油井与中高含水的油井占各自油井比例分别为14%,52%。因此不含水或低含水的油井注水效果好于中高含水的油井。

表1 塔河采油二厂十区北分因素注水效果统计

Table 1 Water injection effects controlled by different elements, north of block 10, Tahe No.2 Oil Production Plant

原因1	原因2	油井注水效果比例/%		
		好	中	差
初期高产	递减快	36.4	45.5	18.2
	递减慢	100	0.0	0.0
初期中低产	递减快	28.1	36.8	35.1
	递减慢	36.4	54.5	9.1

(4) 优选油井高含水前累计产液多、水油比小的井。累计产液多、水油比小说明井控油体较大,注入水进入油体下部后能快速补充油体能量,恢复油井产能<sup>[4]</sup>。截止2010年底十区北共有5口这样的油井注水,效果好的有4口,所占比例为80%,1口注入困难,目前已上返酸压。

实例:TH10343井,注水前累计产液21 482 t,产水13 t,该井注水后效果较好,截止到2010年10月底该井累计注水7轮次,累计注水11 573 m<sup>3</sup>,累计产液27 352 t,产油27 275 t,产水77 t。

#### 3.2 注水量确定

(1) 首轮注水井注水量的确定。从理论上讲,可由以下两点来确定首轮注水的注水量:①地层的亏空程度:可初步设计注水量为转抽后的产液量,即弹性能量耗尽后机械采油的产液量;②注水过程中的起压情况:注水量除了受地层亏空程度影响外,还受油层连通性的影响,若近井地带油层受污染,连通性变差,注水起压快。

以TH10330X井为例。该井转抽时油压1.4 MPa,套压3.5 MPa,泵挂深度2 398.77 m,转抽后累计产液1 635 t后地层严重供液不足,进行首轮注水替油生产。

首先,根据地层亏空程度,该井首轮注水可初步设计注水量为1 600 m<sup>3</sup>左右;其次,该井注入1 210 m<sup>3</sup>后开始起压,累计注水1 315 m<sup>3</sup>时起压到3 MPa(表2),根据起压后前4点的压力—累注水量散点图(图1)得出: $y=0.013\ 1x-14.293$ 。

根据井口的承压能力(目前塔河油田机抽井通用安全压力为12 MPa以内)以及注稀油后压涨情况(根据稀油密度与水的密度之差,计算出环空中水替换成稀油后压力将上涨5.8 MPa),推算出注水最高压力控制在6.2 MPa以内较安全。根据上次可推算出压力涨到6.2 MPa时,可注水1 560 m<sup>3</sup>(表2)。

首轮实际累计注水1 500 m<sup>3</sup>,注水最高压力5.5 MPa。焖井8 d后开井初期日产油60 t,零星含水。

(2) 多周期注水井注水量的确定。①借鉴前期注水量与周期注采比,若周期注采比小于1,应该适当加大注水量;②注水过程中的起压情况。

#### 3.3 焖井时间及开井工作制度确定

(1) 焖井时间<sup>[4]</sup>。合理的开关井时间是油田高效开发的重要指标,注水替油关井时间的确定与多方面的因素有关,主要取决于储集体的类型、地层压力的恢复情况以及注水替油周期数。矿场实践表明,对于溶洞型油藏,注水初期关井时间为4~7 d,开井生产替油效果好;对于裂隙型油藏由于置

表 2 塔河十区北 TH10330CX 井注水数据

Table 2 Water injection data from well TH10330CX, north of block 10, Tahe Oil Field

序号	时间/h	实际数据			预测数据		
		注入压力/MPa	小时注入/m <sup>3</sup>	累计注入/m <sup>3</sup>	注入压力/MPa	小时注入/m <sup>3</sup>	累计注入/m <sup>3</sup>
1	13:00	1.6	35	1 210			
2	14:00	2.1	35	1 245			
3	15:00	2.5	35	1 280			
4	16:00	3	35	1 315			
5	17:00	3.2	35	1 350	3.5	35	1 350
6	18:00	3.4	35	1 385	3.9	35	1 385
7	19:00	4.2	35	1 420	4.4	35	1 420
8	20:00	5	35	1 455	4.8	35	1 455
9	21:00	5.5	45	1 500	5.3	35	1 490
10	22:00				5.8	35	1 525
11	23:00				6.2	35	1 560

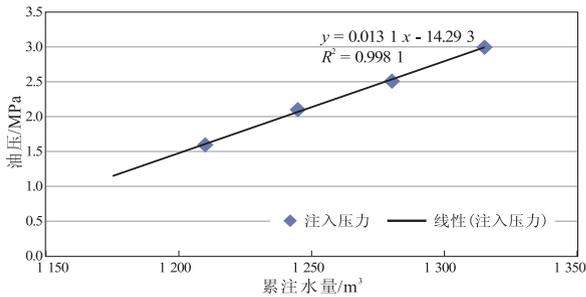


图 1 塔河十区北 TH10330CX 井注水起压后前 4 点的压力—累注散点图

Fig. 1 Pressure vs. cumulative water injection of the first 4 points after water injection, well TH10330CX, north of block 10, Tahe Oil Field

换速度较慢,应根据井口压力恢复情况确定具体开井时间。在注水开发后期,溶洞型油藏关井时间为 10~20 d,而裂隙型油藏关井时间一般大于 30 d,且建议采用间开井制度,开井生产效果好。

(2) 开井工作制度<sup>[4]</sup>。对于裂隙型油藏,由于置换速度较慢宜采用较慢的工作制度,一般采用小工作制度生产,控水。对于溶洞型油藏,在注水初期,宜采用较大的工作制度,提高生产效率。在注水后期,采出液含水上升的情况下,宜采用较低的工作制度或者间开井,防止底水锥井,过早水淹。

#### 4 中后期注水效果变差的治理对策

随着注水轮次增加,及油井自身储集体因素的影响,部分油井出现注水效果变差,或注水失效。根据十区北注水经验,对于中后期注水效果变差或失效的对策,具体如下:

(1) 对于中、后期注水过程中裂缝型油藏应该适当加大注水量,而溶洞型油藏则需要控制注水量。因为在经过多轮注水替油后,溶洞型油藏油水

界面逐渐升高,剩余油体积变小,产液量含水率高,通过控制注水,减少剩余油体积积累到难以开采的高部位。而裂隙型油藏应通过加大注入量扩大注水波及范围,增加油水置换空间和面积<sup>[4]</sup>,并延长焖井时间;(2) 对于中后期注水溶洞型油藏油水界面逐渐升高后,可打水泥塞,封堵底部水层,防止生产过程中低水锥进;(3) 对于多周期注水后储层污染,或井底砂埋的油井可通过酸化、处理井筒等措施,恢复近井地层通道;(4) 注水失效后可小泵深抽,配合注水及间开。

#### 5 结论与认识

1) 注水替油工艺的实施有效提高了碳酸盐岩缝洞型油藏采收率。

2) 优选溶洞型/缝洞型、初期高产且缓慢递减、累产效大以及在生产过程中低含水或不含水的油井注水效果较好。

3) 合理的量化注水量,可提高油田注水替油的总体注水效果。

4) 对注水替油失效的油井,采取封堵水层、酸化、深抽配合间开等手段,进一步挖潜油层剩余油,提高油田采收率。

#### 参考文献:

- [1] 张林艳. 塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏的储层连通性及其油(气)水分布关系[J]. 中外能源, 2006, 11(5): 32-35.
- [2] 钟伟, 陆正元. 单井注水替油过程中缝洞单元内的油水关系[J]. 断块油气田, 2008, 15(4): 80-82.
- [3] 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.
- [4] 姜许健, 肖铁, 石希天, 等. 超深井稠油注水替油工艺研究[J]. 钻采工艺, 2010, 33(5): 75-76.