

文章编号:1001-6112(2012)S1-0061-03

碳酸盐岩缝洞型油藏注水替油参数研究新进展

——以塔河油田缝洞型油藏为例

刘秀梅,熊艳梅

(中国石化西北油田分公司塔河采油二厂,新疆轮台 841604)

摘要:单井注水替油技术是目前塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏减缓产量递减的最经济有效的手段,但随着新区上产步伐的加快,因能量不足递减的油井逐渐增加,注水规模逐步扩大,尤其是2009年以后注水井数及注水量呈台阶状上升,前期的注采参数标准不能完全指导当前的注水开发。该文通过对单井注水替油现场实践的研究,在注水井选井标准、注水时机、周期注水量、关井时间等方面取得了一些新的认识,逐步完善了注水替油技术政策,进一步提高了注水替油的开发效果。

关键词:选井标准;注水时机;周期注水量;关井时间;注水替油;碳酸盐岩油藏;塔河油田

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Progress in studies of water injection parameters in carbonate fracture and vug reservoirs:

a case study in Tahe Oil Field

Liu Xiumei, Xiong Yanmei

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

Abstract: The technique of water injection to displace oil in single well is the most economic and effective measure to slowdown the decrease of yielding rate in carbonate fracture and vug reservoirs in the Tahe Oil Field; however, with the accelerated pace of new areas, the decrease of yielding rate takes place in more and more wells due to energy decrease. Water injection scale gradually increases. Especially since 2009, the well number and scale of water injection has been increasing like steps. The former water injection parameters fail to guide the present development. Based on field practices, we have gained some new understandings of well selection standard, water injection time, water injection cycle and shut-in time. The technique of water injection to displace oil has been improved gradually and the development effect has increased.

Key words: well selection criteria; water injection time; cycle of water injection; shut-in time; water injection to displace oil; carbonate reservoir; Tahe Oil Field

2005年3月塔河油田在TK741井尝试单井注水替油试验获得成功,开始对放空、漏失的溶洞型油井尝试注水,形成一批高效注水井,同时开展注水替油机理的研究,形成初步的注水替油技术政策,在注水时机、注入量、注入速度、关井时间、开井工作制度等5个方面制定了参考标准^[1],一定程度上指导了注水替油工作的开展。前期技术政策形成时,注水井较少,且主要集中在老区实施,很多参考标准存在一定的局限性及定性不定量的现象。随着注水规模的扩大,仅2010年即实施注水115口,注水量 $62.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,产油量 $41.3 \times 10^4 \text{ t}$ 。

本文通过对现场注水参数的分析研究,对前期

注水替油技术政策进行了补充完善,以便更好地指导后期注水工作的开展。

1 细化选井原则

前期注水替油选井标准强调了地质因素,目前4/5的注水井位于十区、十二区等新区,地质认识还不全面。在开发实践中发现生产特征对选井也起着重要的作用。通过对注水效果较好的45口井地质及开发特征统计分析发现:储集体特征、产能特征、含水特征、作业漏失后开井生产特征等对注水效果的影响较大,后期选井时作为重点参考项;进山深度、注水前累产液、修井期间漏失情况对注水

表1 塔河采油二厂生产特征与注水效果统计

Table 1 Production characteristics and water injection effects in Tahe No. 2 Oil Production Plant

因素1	因素2	详细情况	所占比例/%
地质特征	储集体特征	溶洞型	48.6
		缝洞型	31.4
		裂缝型	20
地质特征	进山深度	进山深度 60 m 以内	42.4
		进山深度 60 m 以下	57.6
开发特征	产能特征	初期高产、递减快	29.5
		初期高产、缓慢递减	18.5
		初期中低产、递减快	35.2
		初期中低产、缓慢递减	16.8
		注水前累产量大于 5 000 t	51.4
		注水前累产量小于 5 000 t	48.6
		含水特征	不含水
低含水	32.5		
中高含水	0		
作业情况		漏失严重	41
		漏失一般	59
		开井生产不含水	80
		开井生产含水	20

效果影响较小(表1)。

在前期注水替油选井标准基础上结合动态生产特征,形成了结合地质特征和生产特征的注水替油选井标准。分析认为:储集体发育,生产期间递减较快的不含水或低含水油井,注水效果普遍偏好;储集体欠发育,生产期间中高含水油井,注水效果普遍较差;介于两者中间的油井注水效果一般。

2 优化注水时机

前期注水替油技术政策强调自喷→转抽→深抽生产模式,即油井停喷后先转机抽生产,直至供液不足,再实施注水替油补充地层能量,先充分利用地层弹性能量,再利用注水替油的增产机理,最大限度地提高采收率,同时减少注水替油不可预见风险带来的损失^[2]。从前期现场应用情况来看,该注水开发模式在绝大多数油井应用效果较好,但对于十二区超稠油井停喷后直接转抽受泵排量限制不能正常生产,如 TH12215 井。对于十二区特稠油井停喷后先注水后转抽方式是可行的。截止目前,共有 15 口井因油稠停喷后实施注水替油生产,自喷期间平均日产油 52 t,注水后平均日产油 60 t,注水期间平均周期注采比仅 1.37,注水效果较好。

对于稠油井,自喷生产能解决并温拐点低的问题。在现有机采工艺技术条件下,对于超稠油井停

喷后直接注水替油生产,既能保证油井正常生产,还能提高阶段产油量,且现场更易于管理。

3 周期注水量量化认识

3.1 第一周期注水量与注水前累计产液量关系

在储集体规模、储层类型及油水分布关系认识不是十分清楚的情况下,“试注”尤为重要。通过“试注”可大大降低注水风险,第一周期注水量的确定主要结合典型井的生产情况。通过现场摸索,确定第一周期注水量/注水前产液量的比值,但范围较大,现场操作起来很难准确掌握。通过对历年注水效果较好的注水替油井第一周期注水量与注水前产液量进行统计,发现第一周期注水量与注水前累计产液量呈对数关系(图1)。

根据图1拟合结果,可以将第一周期注水量与注水前累计产液量的关系用下面公式表示:

$$y = 1\,418.1 \ln x - 8\,994.9 \quad (1)$$

采用式(1),计算出不同累计产液量所对应的第一周期注水量(表2)。

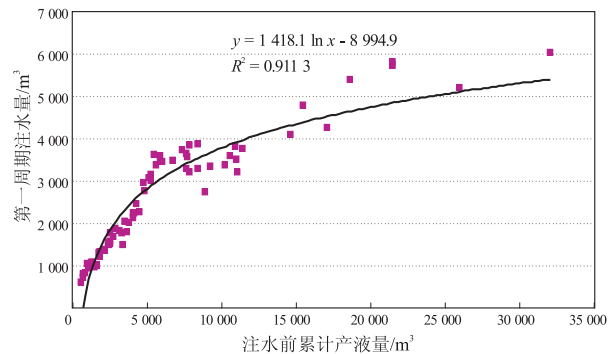


图1 塔河采油二厂首轮注水量与注水前累计产液量关系

Fig. 1 Water injection of first round vs. accumulative production volume before injection, Tahe No. 2 Oil Production Plant

表2 塔河采油二厂不同产液量对应的首轮注水量

Table 2 Water injection of first round corresponding to different accumulative production volumes, Tahe No. 2 Oil Production Plant

根据拟合公式计算			前期注水替油技术政策	
注水前累计产液量/m ³	第一周期注水量/m ³	第一周期注水量/注水前产液量	注水前累计产液量/m ³	第一周期注水量/注水前产液量
2 000	1 784	0.89	<2 000	0.6~0.8
6 000	3 342	0.56	2 000~6 000	0.5~0.8
10 000	4 066	0.41	6 000~10 000	0.4~0.6
20 000	5 049	0.25	10 000~20 000	0.4~0.5
30 000	5 624	0.19	>20 000	0.2~0.4

需要说明的是,以上结论是对注水效果较好油井统计归纳得出的,结论仅对注水效果较好井有借鉴意义,目前通过油井生产特征预测注水效果准确率在80%左右。

3.2 裂缝型储层油井

裂缝型储层油井可适当控制周期注水量。前期注水替油技术政策强调裂缝型储层油井加大注水量,旨在扩大注入水波及范围,溶洞型储层油井适当控制注水量,防止人工油水界面快速抬升^[1]。通过后期的不断实践、总结,认为塔河奥陶系缝洞型油藏裂缝型储层油井扩大注水量不但达不到扩大波及范围、提高产油量的目的,相反会增加驱油的作用,最终形成无法采出的“死油”或“阁楼油”。对10口注水替油效果较好的裂缝型油井周期注水量及注采比进行统计,发现裂缝型油井周期产油量与周期注水量不成正比关系;当累计注采比小于1.1,周期注水量控制在上周期产液量的1.0~1.1倍间,当累计注采比大于1.1,周期注水量控制在上周期产液量的0.9~1.0倍之间。如TH12303井,调大注水量后注水效果变差,将注水量调回,效果好转(图2)。

3.3 溶洞型储层油井

溶洞型储层油井在注水初期适当加大周期注水量,后期控制注水量。溶洞型储层油井自喷期间主要驱动能量为原油弹性膨胀能量,注入水在重力分异作用下占据储集体底部空间,同时起到压缩地层原油的作用,在开采过程中再次利用原油的弹性膨胀能量将原油举升到地面。根据注采平衡方程及注水开发实践^[2],周期注水量小,周期产油量低,周期注水量大,产油量高。如TH12323CH井,前三周期注水量在1500 m³,注水效果较差,第四周期将注水量上调至3000 m³,注水效果好转(图3)。

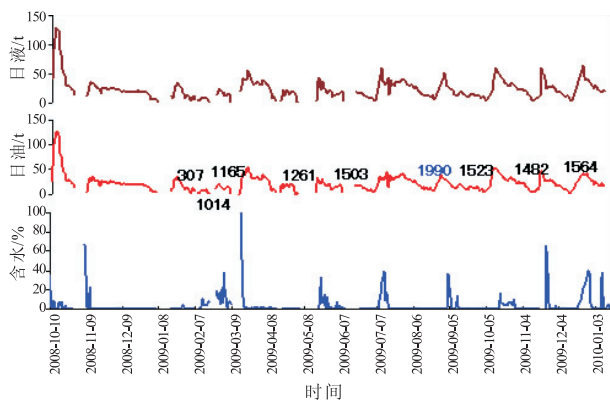


图2 塔河油田 TH12303 井注水生产曲线

Fig. 2 Injection production curves of well TH12303 in Tahe Oil Field

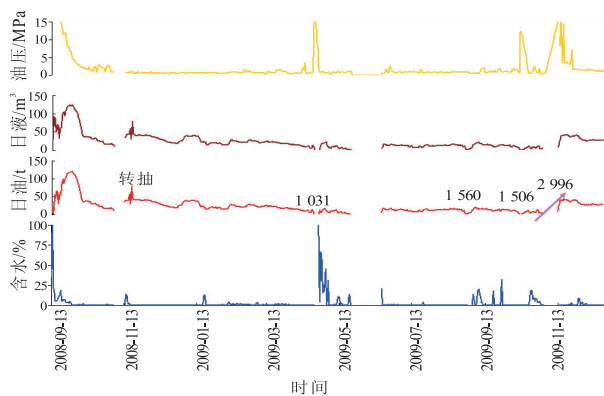


图3 塔河油田 TH12323CH 井注水生产曲线

Fig. 3 Injection production curves of well TH12323CH in Tahe Oil Field

通过对23口溶洞型多周期注水替油井各周期注采参数进行统计,发现当累积注采比在1.1以下,地层仍处于亏空状态;周期注水量越大,周期产油量越高,周期注水量大致在上周期产液量的1.5~2.0倍之间效果好;当累积注采比达到1.1即注采平衡后,应适当控制周期注水量,周期注水量大致控制在上周期产液量的1.0~1.5倍之间。

4 关井时间双重界定

目前采取计划与实际相结合的方式,注水后初步制定关井时间,具体开井时间再根据油井压力或液面变化确定,初定关井时间的方法是:第一周期:参考地质特征、生产特征相类似油井关井时间。后续周期:若上周期开井后含水,则本周期关井时间 $T_i = (W_i/W_{i-1})T_{i-1} + T'$;若上周期开井后不含水,则本周期关井时间 $T_i = (W_i/W_{i-1})T_{i-1}$;式中: W_i 为第 i 周期注水量; T_i 为第 i 周期关井时间; T' 为第 $i-1$ 周期开井后高含水天数。

通过对一部分溶洞型油井开井前压力变化趋势分析(如TH12310井),经过不断摸索,发现当压力下降幅度在5%之内开井,注水效果仍较好(图4),

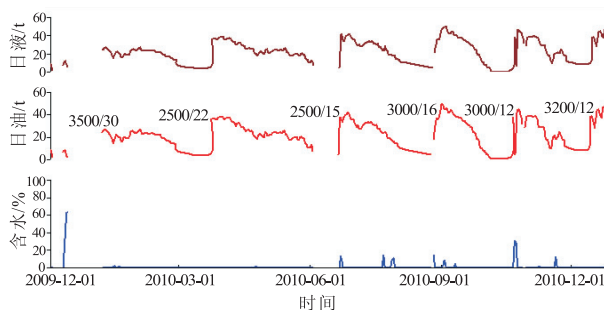


图4 塔河油田 TH12310 井生产曲线

Fig. 4 Production curves of well TH12310 in Tahe Oil Field (下转第67页)

表 1 塔河油田气井改进后井下油嘴应用推广效果

Table 1 Application effect of well beans in improved wells, Tahe Oil Field

井名	项目	油嘴/mm	油压/MPa	温度/℃	日产液/t	日产油/t	日产气/m ³
AT11-3	节流前	2.4	28.2	9	10.9	10.9	20 978
	节流后	2.4	8.5	13	10.9	10.9	20 978
S3-1	节流前	4	13.7	25	5	5	19 548
	节流后	4	4.8	24	6.2	6.1	26 109
AT11	节流前	5	26.8	10	11.9	11.5	20 570
	节流后	2.2	8.5	11	11.8	11.8	21 001
AT11-5H	节流前	3	26.8	2	3.4	3.4	6 343
	节流后	1.8	8	9	3.9	3.9	11 833
AT12	节流前	3	20.8	7	20.9	20.9	27 024
	节流后	2.4	9	6	19.2	19.2	24 642
YK13	节流前	8	21.35	29	18	17.9	36 765
	节流后	4	8	25	24.2	23.9	42 720

的应用,实现深层高压凝析气井井口不加热、不注醇、集气管线不保温的集气模式。可以简化地面流程、降低开发成本,是实现气田经济有效开发的关键技术之一,对于同类凝析气藏开发具有良好的借鉴价值和推广意义。

参考文献:

[1] 杨川东. 采气工程[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
 [2] 王惠清,谢建勇,王国先,等. 马庄气田气井水合物形成原因

分析与对策[J]. 天然气勘探与开发,2005,28(1):39-40.

[3] 纪宝君. 气井水合物防治技术研究与应用[J]. 大庆石油地质与开发,2004,23(3):72-74.
 [4] 倪行宇,王德金,刘志焕,等. 气井水合物冻堵防治技术[J]. 大庆石油地质与开发,2005,24(4):62-64.
 [5] 曾中强,王春生,谭刻明. 井下节流技术应用[J]. 油气井测试,2007(12):78-80.
 [6] 刘鸿文. 井下油嘴节流机理研究及应用[J]. 天然气工业,1990,10(5):57-62.

(编辑 徐文明)

(上接第 63 页)

此时可认为油水置换已达到开井状态。目前根据注水量—关井时间线性公式及井口压力变化双重界定关井时间。

5 结论与认识

1)形成地质特征与生产特征相结合的选井标准,首选储集体发育、生产期间递减较快的不含水或低含水油井注水。

2)首轮注水量可按照 $y = 1\ 418.11 \ln x - 8\ 994.9$ 公式初步确定。

3)溶洞型油井可适当加大周期注水量,裂缝

型储层油井适当控制周期注水量。

4)目前根据注水量—关井时间线性公式及井口压力变化双重界定关井时间。

5)自喷注水能解决井温拐点低的问题,在现有有机采工艺技术条件下,对于超稠油井停喷后直接注水替油生产是可行的。

参考文献:

[1] 陈小凡,涂兴万. 塔河缝洞型油藏单井注水替油机理研究[J]. 石油地质与工程,2007,21(2):52-55.
 [2] 涂兴万,王世洁,林江. 塔河油田碳酸盐岩油藏注水吞吐的物质平衡计算[M]. 北京:中国石化出版社,2005:46-85.

(编辑 徐文明)