

文章编号: 1001-6112(2011)S1-0102-03

塔河油田六区奥陶系油藏综合治理对策研究

邱振军, 刘秀梅, 张 倩

(中国石化 西北油田分公司 塔河采油二厂, 新疆 轮台 841604)

摘要:塔河油田六区奥陶系油藏自 2007 年底以来因含水上升导致递减加大, 开发效果明显变差; 2009 年 5 月开始进行油田综合治理, 因含水上升是影响开发效果变差的主要因素, 治理目标为稳油控水, 确保油田稳产。针对塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏以缝洞为储集体的特点, 通过对不同多井缝洞单元储层发育特征、油藏开发特征研究, 根据不同缝洞单元含水上升特点, 理清治理思路, 制定了不同的治理对策。文中主要介绍典型堵水单元 S66 单元和典型注水单元 S74 单元的实施效果。

关键词:堵水; 单元注水; 奥陶系; 碳酸盐岩油藏; 塔河油田

中图分类号: TE345

文献标识码: A

Comprehensive management of Ordovician reservoir in 6th block of Tahe Oil Field

Qiu Zhenjun, Liu Xiumei, Zhang Qian

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

Abstract: Since the end of 2007, production has been decreasing due to the increase of water content in Ordovician reservoir in the 6th block of the Tahe Oil Field. Since May of 2009, comprehensive management has been carried out, aiming at water control and production stabilization. As to Ordovician carbonate accumulation in the Tahe Oil Field, pores and fractures work as reservoir. Characteristics of pore-and-fracture reservoir generation and exploration in different wells were studied, and the corresponding treatments were put forward. In units S66 (water shutoff) and S74 (water injected), the management was practiced.

Key words: water plugging; water-injected unit; Ordovician; carbonate reservoir; Tahe Oil Field

塔河油田六区奥陶系油藏位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部艾协克 2 号构造上, 奥陶系顶面埋藏深度 5 440~5 580 m; 构造整体呈北东高、南西低的鼻凸形态, 由北向南呈现出岩溶残丘—斜坡—缓坡形态, 由东向西可划分为冲蚀沟谷区、构造轴部、构造斜坡。1999 年 10 月油藏投入开发, 2004 年 12 月进入递减阶段, 2007 年底含水上升加快递减加大, 开发效果明显变差。针对含水上升加快导致递减加大、以高含水井为主的低产低效井比重大的两大开发矛盾, 开展了油藏综合挖潜研究。通过对油藏地质特征再认识、水体分布及含水上升特征研究、剩余油潜力研究, 根据不同缝洞单元的储层发育特征、含水上升特征及剩余油分布特点, 制定了以单元注水横向驱油纵向控制水锥挖潜、堵水储层层内精细挖潜、上返酸压储层层间挖潜为主导的综合治理挖潜技术对策, 综合治理效果显著。

1 治理前油藏存在主要问题

治理前油藏存在两大主要问题: (1) 含水上升加快导致递减加大, 2009 年 3 月与 2007 年 12 月相比, 含水上升影响递减占总递减的 63.9%; (2) 停产井、低产低效井增加, 2009 年 3 月与 2007 年 12 月相比总井数稳定, 但停产井由 2 口上升至 4 口, 日产油 10 t 以下低产井由 20 口上升至 37 口, 其中含水大于 60% 的井数由 18 口上升至 29 口。

2 综合治理对策及实施效果

2.1 治理对策

因含水上升是影响开发效果变差的主要因素, 治理目标为稳油控水, 确保老区稳产。针对塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏以缝洞为储集体的油藏特点^[1], 通过对油藏地质特征再认识, 根据不同单元的储层发育特征^[2]、含水上升特征及剩余油分布特

点,针对性的进行治理,其主要对策为:(1)针对油井产层已在高部位、措施潜力小的高含水单元以单元注水为主,通过注水横向上驱替井间剩余油使邻井受效,纵向上抑制水锥释放产能挖掘纵向剩余油,典型单元为区块北部 S74 单元和区块南部 T606,TK634 单元;(2)针对产层段较长,具有隔层条件的高含水单元进行整体堵水储层层内挖潜,典型单元为区块北部 S66 单元;(3)针对停产井、低产低效井存在的不同问题,进行潜力分析,制定扶停及措施方案进行措施挖潜。

2.2 治理实施效果

根据综合治理对策,综合治理部署注水、措施、常规调参等各类工作量 56 井次。综合治理方案采取“紧密实施,密切跟踪,及时调整”的原则实施,到 2009 年 12 月底共完成各类工作量 71 井次,单井日增油能力 7 t,累增油 5.79×10^4 t。通过综合治理方案的实施,实现了老区稳产,日产油由治理前 506 t 上升到 2009 年 12 月的 535 t,也为 2010 年奠定了稳产基础;采收率得到提高,实施综合治理后采收率提高 0.12 个百分点;含水明显下降,治理前后对比,含水由 51.4% 下降到 42.9%;产量递减有效减缓,治理前后对比,总产月均递减由 4.34% 下降到 2.83%,自然月均递减由 4.77% 下降到 2.66%,综合月均递减由 3.52% 下降到 1.37%。

2.2.1 S66 单元整体堵水效果

S66 单元位于塔河油田六区西北部岩溶发育的构造轴部上,研究认为 S66 单元油井无水期长短主要受采油强度影响,含水上升主要受储层发育模式影响^[3]。单元发育上下 2 套较为致密隔层,结合油井投产部位高低、无水期长短、含水上升特征(表 1),认为 2 套致密隔层之间发育 3 层缝洞发育带,3 层缝洞发育带应具有相对独立的油水界面,油井无

水期长短受各自产层段采油强度影响;而含水上升因单元储层属洞一缝型,因生产层段之间致密隔层的存在导致有一定的层间干扰,含水上升以台阶式为主。

通过对 TK653,S66 两口井先后进行堵水,单元产量由堵水前的 130 t 逐渐上升到 160 t 并保持稳定,含水由 50% 左右下降至 25% 左右,单元开发效果明显变好。如 S66 井产剖显示分 4 段产出(图 1),主产水段在第一套致密隔层以下;2009 年 7 月化学堵水后自喷生产,日增油 22 t,截止 2010 年 9 月仍有效,日增油 5 吨,累增油 5 860 t。

2.2.2 S74 单元单元注水

S74 单元各井投产初期均有较高产能,后期均因水体锥进导致含水上升采速下降,累产油 81.74×10^4 t,仍有 49.52×10^4 t 剩余可采储量。治理前单元稳产仅 TK605CH 井 1 口井,高含水低产低效井 6 口,但因在奥陶系顶部生产,储层措施挖潜潜力小,因此必须开展单元注水挖潜剩余油^[4]。TK652 井 2009 年 9 月实施单元注水,2010 年 1 月累注 2×10^4 m³ 后 TK605CH 井见效,日产油由 27 t 上升至最高 45 t,但含水出现较大波动,TK652 吸水剖面显示主吸水段与 TK605CH 垂深同一深度。为防止继续注水发生水窜,2010 年 3 月底累注水 2.93×10^4 m³ 停注,TK605CH 井产液逐渐下降至见效前水平,TK652 井 5 月份开井评价生产时效低,因此在 2010 年 8 月底恢复注水,注水后 TK605CH 井产液上升,逐渐不含水,效果明显(图 2)。通过 TK652 井注水实践证实,选取该井实施单元注水的认识是合理的,注水已形成了优势通道。

3 结论

1)从 S66 单元整体堵水的效果来看,对单元储

表 1 塔河油田六区 S66 单元油井无水期与采油强度关系

Table 1 Relationship between water-free stage and oil production intensity in well S66, 6th block, Tahe Oil Field

井名	投产时间	投产方式	生产井段/m	鹰山组顶深/m	产层距鹰山组顶/m	产层所处位置	无水期			含水上 升类型
							天数/d	采油量/t	日均 产油/t	
S66	1999-10-25	酸压	5 490~5 560	5 490	0~70	高	244	20 912	86	台阶
TK604	2000-12-12	酸压	5 505~5 550	5 505	0~45	高	110	16 143	147	台阶
TK628	2001-12-23	酸压	5 509~5 569	5 509	0~60	高	320	25 811	81	台阶
TK627H	2002-03-17	常规	5 596~5 881 斜 5 508~5 538 垂	5 596 斜 5 508 垂	0~30 垂	高	467	66 084	142	台阶
TK671	2006-04-03	酸压	5 517~5 580	5 517	0~63	高	1599	75 036	46	未见水
TK653	2003-07-24	常规	5 507~5 762	5 507	0~255	高一低	58	9 794	169	台阶
S88CH	2007-05-21	常规	5 896~5 910 斜 5 738~5 746 垂	5 463	275~283 垂	低		投产见水		低含水

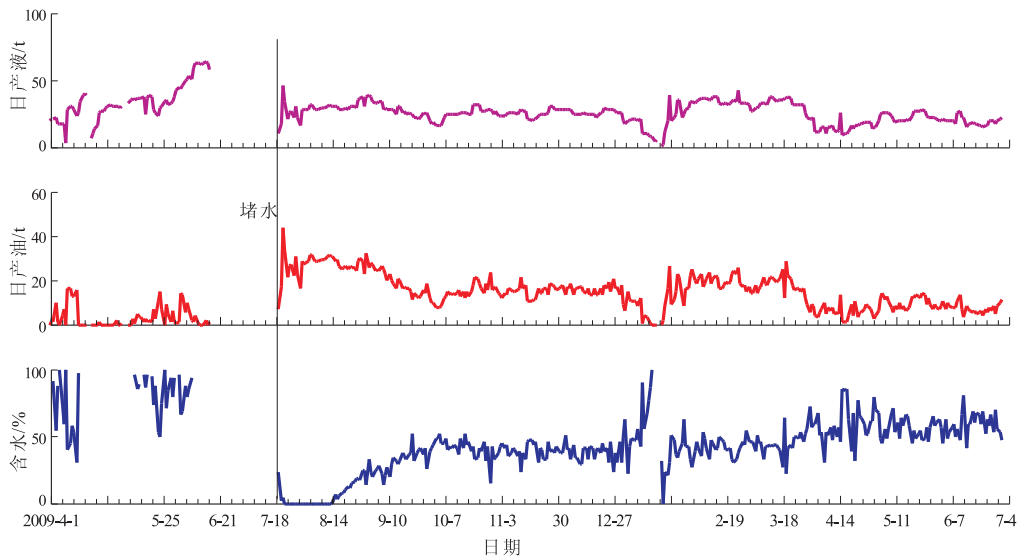


图 1 塔河油田六区 S66 井堵水效果曲线

Fig. 1 Water plugging effects in well S66, 6th block, Tahe Oil Field

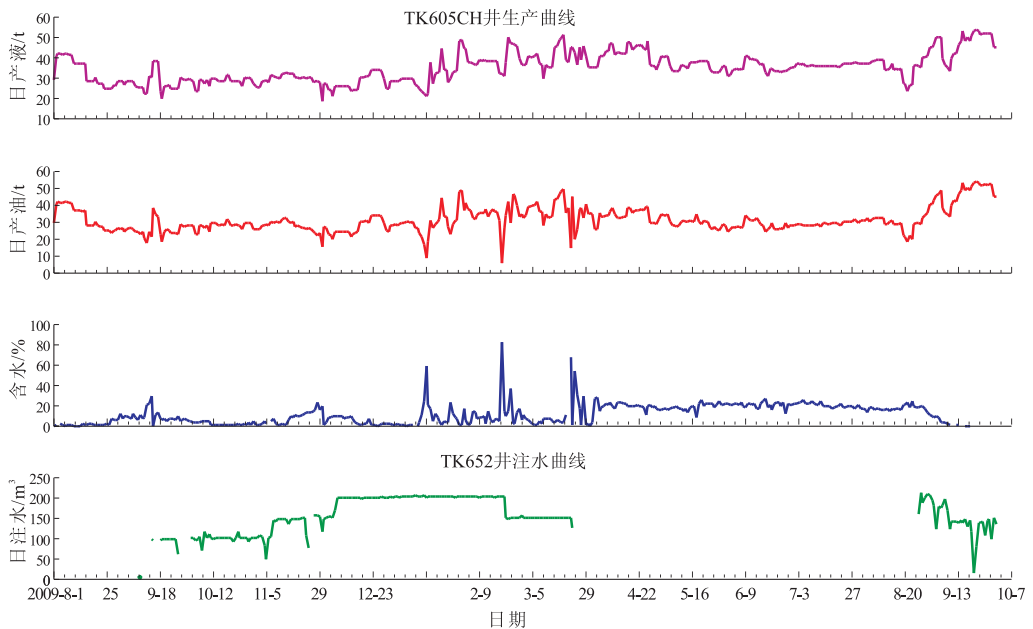


图 2 塔河油田六区 S74 单元 TK652—TK605CH 注采对应曲线

Fig. 2 Water injected effects in wells TK652 and TK605CH, unit S74, 6th block, Tahe Oil Field

层发育、油井见水机理及含水上升特征认识是正确的；但由于碳酸盐岩油藏油水关系的复杂性，目前对剩余油的认识不清，后期对该类井堵水效果变差后油藏的继续治理存在一定困难。

2)单元注水机理主要为通过注水横向上驱替井间剩余油，纵向上抑制水锥释放层间剩余油；但对地质模型及纵向剩余油的分布认识不清，给后期单元注水的优化和调整带来了困难。

参考文献：

[1] 焦方正. 塔河油田开发研究文集[M]. 北京:石油工业出版社,2006.
 [2] 李培廉,张希明,陈志海. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发[M]. 北京:石油工业出版社,2005.
 [3] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 北京:石油工业出版社,2005.
 [4] 荣元帅,刘学利,罗娟. 塔河油田多井缝洞单元注水开发试验研究[J]. 石油钻采工艺,2008(4):83-85.