

文章编号:0253-9985(2010)01-0028-05

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

荣元帅,刘学利,杨敏

(中国石油化工股份有限公司西北油田分公司石油勘探开发研究院,新疆乌鲁木齐830011)

摘要:利用油藏数值模拟手段,通过对前期试注阶段注水效果的系统评价,探讨了塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元的注水开发方式,包括注水时机、注采井网、注采井的储集体类型、注采井高低部位等。研究表明,碳酸盐岩缝洞型油藏不同类型储集体应在不同地层压力保持水平下注水,溶洞型储集体压力水平为80%~90%,孔洞型储集体压力水平在90%以前,裂缝型储集体要更早开始注水效果较好;注采井网应采用不规则面积井网;注采井储集体类型和高低部位以缝注洞采、缝注孔洞采、低注高采较好。

关键词:注水开发;开发效果;多井缝洞单元;缝洞型油藏;塔河油田

中图分类号:TE344

文献标识码:A

A discussion on water flooding in the multi-well fractured-vuggy units of carbonate reservoirs in Tahe oilfield

Rong Yuanshuai, Liu Xueli, and Yang Min

(Petroleum Exploration & Production Research Institute of SINOPEC Northwest Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: Based on a systematic evaluation of the effects of the early-stage water injection test, we studied water flooding schemes for multi-well fracture-cavern units of carbonate reservoirs in the Tahe oilfield through numerical stimulation. These schemes include the optimal timing of water injection, injection-production well network, the types of reservoirs and the relative vertical locations of injection and producing intervals, etc. For a specific type of reservoir, the optimal time to begin water injection should be determined according to its pressure maintenance levels. For cavernous reservoirs, water injection should begin at a pressure maintenance level in the range of 80% to 90%; for vuggy reservoirs, it should begin at a pressure maintenance level over 90%; while for fractured reservoirs, it should begin at a higher pressure maintenance level. An areal well pattern is preferable in water flooding. It is favorable to inject water in fractured reservoir interval and produce oil from cavernous reservoir intervals or from vuggy reservoir intervals, or to inject water in lower reservoir intervals and produce oil from higher reservoir intervals.

Keywords: water flooding, development effect, multi-well fracture-cavern unit, fractured-vuggy reservoir, Tahe oilfield

塔河油田奥陶系油藏是塔河油田最主要的油藏,它既不同于中东地区的碳酸盐岩裂缝型油藏,也不同于我国东部典型的碳酸盐岩裂缝性油藏,更不同于常规的孔隙性砂岩油藏^[1]。它是经过多期构造运动和古岩溶共同作用形成的岩溶缝洞型

碳酸盐岩油藏。油藏储集体以构造变形产生的构造裂缝与岩溶作用形成的孔、洞、缝为主,其中大型洞穴是最主要的储集空间,裂缝既是主要的储集空间,也是主要的连通通道。碳酸盐岩基质基本不具有储渗意义,储集空间形态多样、大小悬

收稿日期:2009-09-27。

第一作者简介:荣元帅(1978—),男,工程师,油藏开发。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)项目“碳酸盐岩缝洞型油藏开发基础研究”(2006CB202400)。

殊、分布不均,具有很强的非均质性^[2~7]。目前,碎屑岩油藏和东部碳酸盐岩裂缝型油藏注水开发技术已经相对成熟^[8,9]。但对于这类缝洞型碳酸盐岩油藏该以何种注水开发方式开发,如何提高原油采收率,这是开发工作者探索研究的一个难题。2005年以来,开发工作者尝试在个别多井缝洞单元^[10,11]的注采井组进行注水试验的试注工作^[12],并见到良好的效果。前期试注阶段注水开发结果表明,单元注水能在大部分油井见到驱油效果,注水能补充能量、降低油藏含水率和延缓含水上升速度,同时能减缓油产量递减、提高采收率^[13]。但在试注阶段只是利用了一些低产、低效或停产井进行试注,没有完全考虑油藏特征进行注水部署,没有论证缝洞型油藏注水开发方式,以至于部分注水效果较好的注采井组目前注水效果变差,油藏含水率上升加快。本文利用油藏数值模拟手段,通过对前期试注阶段注水效果的系统评价,探讨了碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发方式,初步为碳酸盐岩缝洞型油藏注水开发提供了理论支持。

1 注水时机

利用数值模拟方法研究不同储集体类型的缝洞单元在不同地层压力保持水平进行注水开发的效果,优化注水时机。在塔河油田4区S48单元(井位见图1)建模和油藏历史拟合的基础之上,选该单元TK411-S48井组、TK425CH-TK410井组和TK428CH-TK405CH井组分别作为溶洞型储集体、孔洞型储集体和裂缝型储集体的典型井组模型,进行不同地层压力保持程度下开始注水后采出程度与含水关系对比研究,优化其注水压力保持水平。3种储集体日产液量分别为100,

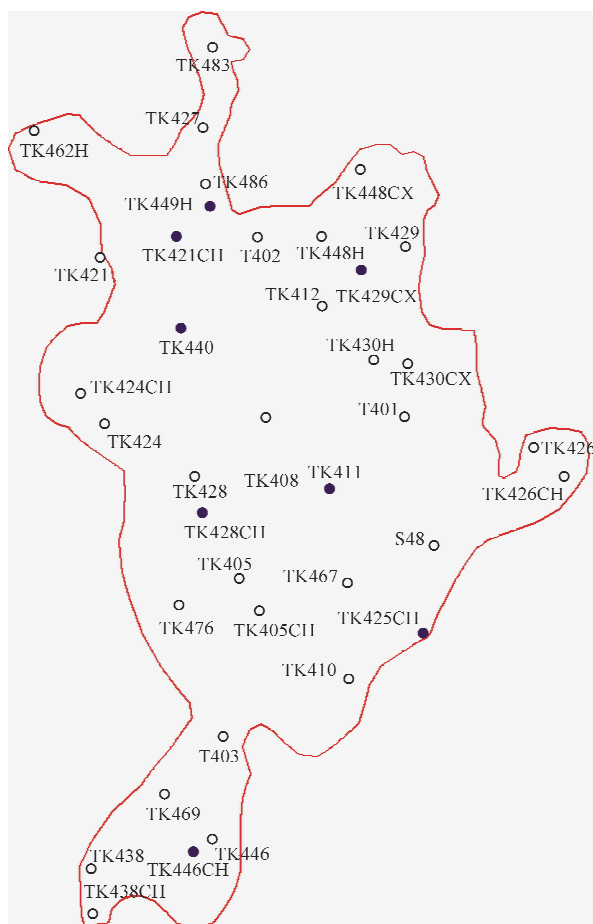


图1 塔河油田4区S48单元井位分布

Fig. 1 Location of wells in the unit S48 of block 4 in Tahe oilfield

70,50 m³/d,注采比为0.8。

从各类储集体井组不同压力保持水平与累积产油量关系(图2)分析出:①对于溶洞型储集体,压力水平为80%~90%时开始注水开发效果最好;②对于孔洞型储集体,压力水平为90%以前开始注水开发效果最好;③对于裂缝型储集体,要防止压力下降,注水时间可较其他类型储集体早。

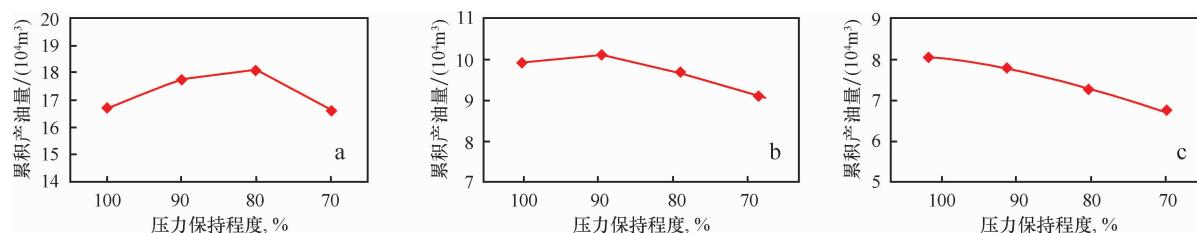


图2 不同类型储集体井组不同压力保持水平下累积产油量对比

Fig. 2 Comparison of cumulative oil production from wells in different types of reservoirs under different pressure maintenance levels

a. 溶洞型储集体; b. 孔洞型储集体; c. 裂缝型储集体

2 注采井网

塔河油田奥陶系储层非均质性突出,井位部署时在合理井距范围内优先考虑钻遇有效储集体,基础井网不规则。同时,由于储集体的非均质性^[14],任意两口井之间的连通性^[15]与储集体的发育程度、展布方向以及充填情况、断裂发育方向等密切相关。因此,注水井网也应根据油藏储集体发育和展布特征,采用不规则面积井网,尽量让注水井和生产井均匀分布,形成完善的注采关系,最大程度提高注入水的水驱动用程度。

对 S48 缝洞单元利用了数值模拟对比不同井网的注采效果。方案一部署采油井 19 口、注水井 9 口,形成不规则面积井网;方案二部署采油井 17 口、注水井 15 口,行成较好的行列井网;方案三部署采油井 19 口、注水井 14 口,形成规则的面积井网。数值模拟结果表明,方案一不规则面积井网注水方案的开发效果最好,采收率达到 27.5%;方案二行列式的开发效果次之,采收率达到 25.7%;方案三规则面积注水的开发效果最差,采收率仅为 24.6%。因此,不规则面积井网充分考虑了油藏地质特征,开发效果更好;而且减小了总井数,降低了钻井投资,经济效益也更好(图 3)。

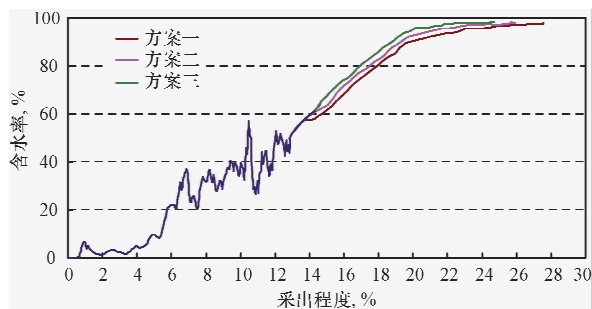


图 3 3 个不同井网方案采出程度-含水率对比

Fig. 3 Recovery percentage vs. water cut of three different well patterns

3 注采井储集体类型

碳酸盐岩油藏主要由溶洞型储集体、孔洞型储集体和裂缝型储集体组成。在相互连通的不同储集体中,究竟采用何种储集体的井进行注水,用何种储集体的井生产,需要对比优化论证。在塔河油田 4 区 S48 单元建模和油藏历史拟合的基础之上,截取了缝-洞组合、缝-孔洞组合、洞-洞组合模型(表 1),利用数值模拟研究对比裂缝、孔洞、溶洞不同储集体类型下不同注采方式的注水效果,优化了注采井储集体类型。

模拟对比过程中,同一个井区采用相同的油水井工作制度,注采比都采用 1.0。从图 4 所示的各种缝洞组合模型含水率-采出程度关系分析,缝注洞采优于洞注缝采,缝注孔洞采优于孔洞注缝采,小洞注大洞采优于大洞注小洞采。

从表 2 所示塔河 4 区有连通关系的油井不同注采方式的增油效果可以看出,增油效果最好的是缝注洞采型,注采井次为 13 井组,注水有效率为 100%,累积增油达到 18.85×10^4 t,占单井累积增油量的 68.9%;其次,缝注孔洞采、孔洞注洞采有效率都在 100%,有效率较高;而洞注洞采虽然增油量达到 6.13×10^4 t,占总增油量的 22.4%,但其连通性强,注水容易窜进,含水上升快,注水起负面作用,因此有效率为 50%。因此现场注水实际表明,储集体发育程度相对较低的油井注水、储集体发育程度较高的油井生产效果较好,即缝注洞采、缝注孔洞采效果好于洞注缝采、孔洞注缝采,或者储集体规模较小的溶洞向储集体规模较大的溶洞注水效果较好。

因此,在不同储集体井的注采方式上,应选择储集体发育程度较差的井注水、储集体发育程度较好的井生产的注水方式,要形成以缝注洞采、缝注孔洞采、小洞注大洞采为主的不同储集体类型的注采方式。

表 1 各裂缝、孔洞、溶洞型储集体注采井组井名

Table 1 Injection-production well names and well groups of each fractured reservoir, vuggy reservoir and cavernous reservoir

储集体	缝-洞组合		缝-孔洞组合		洞-洞组合	
	裂缝型	溶洞型	裂缝型	孔洞型	小洞	大洞
井名	TK421CH	TK449H	TK425CH	TK410	TK446CH	TK438CH

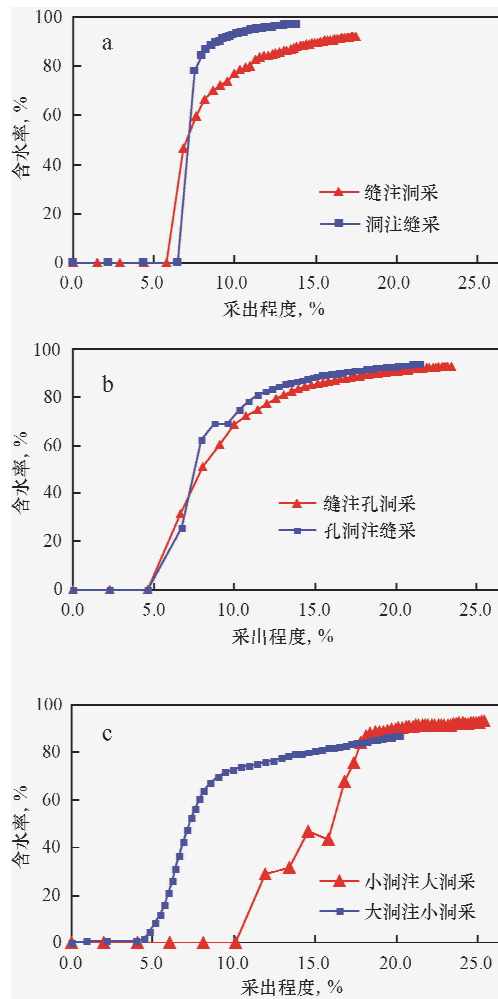


图 4 不同储集体类型注采方式采出程度-含水率关系

Fig. 4 Recovery percentage vs. water cut of different types of reservoirs
a. 缝-洞井组; b. 缝-孔洞井组; c. 洞-洞井组

4 注采井高低部位

根据塔河油田 4 区注采对应井组中注水井注水层段和采油井生产层段垂直深度的高低,将对应井组注采方式分为低注高采、等高注采和高注低采 3 种类型。选用 TK411-S48 井组模型研究 3 种组合方式的开采效果。注采比选用 0.8, 日产液为 $200 \text{ m}^3/\text{d}$, 日注水量为 $160 \text{ m}^3/\text{d}$ 。各高、低注采部位模拟的含水率-采出程度关系曲线如图 5 所示。模拟结果表明,低注高采的开发效果最好,其次是等高注采,高注低采的开发效果最差。

从表 3 所示塔河油田 4 区试注井不同高低部位增油效果的对比分析,低注高采注水方式井组

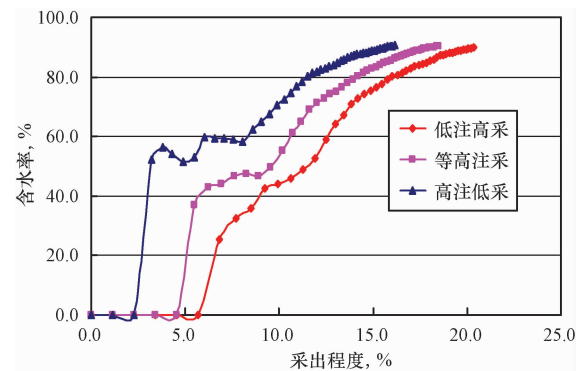


图 5 不同注采部位采出程度-含水率对比

Fig. 5 Recovery percentage vs. water cut at different injection and producing intervals

表 2 塔河 4 区不同储集体类型注采方式效果统计

Table 2 Statistics of water injection effects of different injection-production schemes in different types of reservoirs in Block 4 of the Tahe oilfield

缝洞注采关系	井组	有效井次	有效率, %	平均单井次增油/t	累积增油/t
缝注洞采	13	13	100	13 360	173 683
缝注孔洞采	1	1	100	4 974	4 974
缝注缝采	1	1	100	1 992	1 992
孔洞注洞采	1	1	100	4 600	4 600
孔洞注孔洞采	1	1	100	14 910	14 910
洞注洞采	11	6	54.5	10 246	61 475
洞注孔洞采	1	1	100	4 276	4 276
洞注缝采	4	1	25.0	7 800	7 800
合计	33	25	75.8	10 948	273 709

表 3 塔河油田 4 区不同注采高低部位效果统计

Table 3 Statistics of water injection effects of different injection interval and producing interval combinations in Block 4 of the Tahe oilfield

注采部位高低	井组	有效井次	有效率, %	平均单井次 增油/t	累积增油/t	增油比例, %
低注高采	23	19	82. 6	11 866	225 460	82. 4
等高注采	5	3	60	6 104	18 311	6. 7
高注低采	5	3	60	9 979	29 938	10. 9
合计	33	25	75. 8	27 949. 4	273 709	100. 0

有效率为 82.6%,占注采总井组 69.7%的井组增油量占总增油量的 82.4%,效果最好;等高注采和高注低采效果次之。因此从整体上分析,低注高采的井组效果明显;虽然部分井高注低采也有效,但含水上升较快,有效期短,如 TK405CH – TK476 井组。

因此,在注水井高低部位注采方式上,选择以低注高采为主的注采方式。

5 结论

- 1) 溶洞型储集体注水时机为压力水平在 80%~90%时,孔洞型储集体注水时机为压力水平在 90%以前,裂缝型储集体注水时间相对于其他两类储集体要早。
- 2) 注水井网应根据油藏储集体发育及展布特征,采用不规则面积井网,尽量让注水井和生产井均匀分布,形成完善的注采关系,最大程度提高注入水的水驱动用程度。
- 3) 在不同储集体井注采方式上,应选择储集体发育程度较差的井注水、储集体发育程度较好的井生产的注水方式,要形成以缝注洞采、缝注孔洞采、小洞注大洞采为主的不同储集体类型的注采方式。
- 4) 在注水高低部位注采方式上,选择以低注高采为主的注采方式。
- 5) 由于碳酸盐岩缝洞型油藏的复杂非均质性,其注水开发方式还有待于进一步深化研究。

参 考 文 献

1 柏松章. 碳酸盐岩潜山油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,

1996. 1~120

2 张希明,杨坚. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏描述及储量评估技术[J]. 石油学报,2004,25(1):13~18

3 任玉林,李江龙,黄孝特. 塔河油田碳酸盐岩油藏开发技术政策研究[J]. 油气地质与采收率,2004,11(5):57~59

4 林忠民. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征及成藏条件[J]. 石油学报,2002,23(3):23~26

5 肖玉茹,何峰煜. 古洞穴型碳酸盐岩储层特征研究——以塔河油田奥陶系古洞穴为例[J]. 石油与天然气地质,2003,24(1):75~86

6 鲁新便. 岩溶缝洞型碳酸盐岩储集层的非均质性[J]. 新疆石油地质,2003,24(4):360~362

7 张希明. 新疆塔河油田下奥陶统碳酸盐岩缝洞型油气藏特征[J]. 石油勘探与开发,2001,28(5):17~22

8 彭长水,高文君. 注采井网对水驱采收率的影响[J]. 新疆石油地质,2001,21(4):315~317

9 齐与峰. 砂岩油田注水开发合理井网研究中的几个理论问题[J]. 石油学报,1990,11(4):51~60

10 李峰,鲁新便. 塔河油田奥陶系油藏碳酸盐岩油藏缝洞单元划分及分类评价[A]. 见:焦方正,编. 塔河油气田开发研究文集[C]. 北京:石油工业出版社,2006. 234~243

11 陈志海,马旭杰. 缝洞型碳酸盐岩油藏缝洞单元划分方法研究——以塔河油田奥陶系油藏主力开发区为例[J]. 石油与天然气地质,2007,28(6):847~855

12 李宗宇. 塔河奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏开发对策探讨[J]. 石油与天然气地质,2007,28(6):856~862

13 荣元帅,刘学利. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发试验研究[J]. 石油钻采工艺,2008,30(4):83~87

14 谭承军,周英杰. 塔河油田 4 区奥陶系储集层非均质性[J]. 新疆石油地质,2001,22(6):509~510

15 杨敏. 塔河油田 4 区岩溶缝洞型碳酸盐岩油藏储层井间连通性研究[J]. 新疆地质,2004,22(2):196~199

(编辑 李 军)