

文章编号:0253-9985(2012)04-0655-06

塔河油田缝洞型油藏开发模式及提高采收率

詹俊阳¹, 马旭杰², 何长江²

(1. 西南石油大学, 四川 成都 610059; 2. 中国石化西北油田分公司 采油一厂, 新疆 轮台 841604)

摘要:塔河油田A区碳酸盐岩岩溶缝洞型油藏是由多个压力系统和油水关系的缝洞单元在空间上叠合连片形成的复杂油气藏。不同缝洞单元的驱动方式和开发特征差异较大:I类单元主要为水驱;II类单元水驱和弹性驱交替起作用;III类单元以弹性驱为主。根据油藏地质特征,提出了以“缝洞单元为油藏管理的基本单元,实施差异性开发”的开发模式,形成了“以单井注水驱油、多井单元注水开发为主导”的提高采收率技术。现场应用实践表明,该类油藏采收率提高幅度在3.7%以上。

关键词:缝洞型油藏;碳酸盐岩;开发模式;塔河油田;塔里木盆地

中图分类号:TE359 **文献标识码:**A

Development scheme and EOR technique of fracture-vug reservoirs in Tahe oilfield

Zhan Junyang¹, Ma Xujie² and He Changjiang²

(1. Southwest Petroleum University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China;

2. The First Oil Plant of Tahe Oilfield, Northwest Oilfield Branch, SINOPEC, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: The fracture-vug carbonate reservoir of A area in Tahe oilfield is a complex oil reservoir consisting of various spatially superimposed and connected fracture-vug units with multiple pressure systems and complex water-oil contacts. These fracture-vug units differ greatly in driving mechanism and production characteristics. The type-I unit is dominated by water drive, the type-II unit features in alternating water drive and elastic drive, while the type-III unit is predominantly of elastic drive is for. According to the geological features of the reservoirs, this paper proposes a development scheme, i. e. taking the fracture-vug unit as the basic development blocks and implementing differential development, and presents an EOR method that is single well water injection to drive oil and multi-wells unite water injection for development. An additional recovery efficiency of 3.7% is obtained after field application of this method.

Key words: fracture-vug reservoir, carbonate rock, development scheme, Tahe oilfield, Tarim Basin

塔河油田奥陶系油藏是受裂缝以及在其基础上的多期岩溶控制的、多套缝洞体系在三维空间上叠合形成的碳酸盐岩岩溶缝-洞型复合油气藏。储层主要在以泥微晶灰岩类、颗粒灰岩类为主的中下奥陶统一间房组和鹰山组,呈巨厚块状,基质不具备储渗能力。储集空间除高角度风化裂缝和构造裂缝、溶蚀孔洞外,发育大型溶洞。钻井已揭

示的最大未充填溶洞纵深9.81 m,横宽13 m,全充填的最大溶洞纵深达75 m,统计油田内155口井,在115口井发现大中型洞穴,出现频率达74%。储层渗透率一般大于 $5.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,甚至达到 $2\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

油藏油水关系复杂。钻井目前未直接揭示水层,受不同缝洞系统的控制,局部存在封存水,同

收稿日期:2012-08-14。

第一作者简介:詹俊阳(1990—),男,石油工程。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目(2006CB202400)。

时存在活跃的底水。原油物理性质平面上从凝析油—轻质油—重质油均有分布,原油密度由东南向西北变重、含硫量增大,且在局部出现轻质、重质油相间出现;纵向上分异严重,主力区块主要为密度大于 0.95 g/cm^3 的重油。地层水为 CaCl_2 型高矿化度卤水,总矿化度达 $219\,467\text{ mg/L}$ 。油藏原始压力系数为 1.11 ,属正常压力。地层静温为 $125\sim128\text{ }^\circ\text{C}$,平均地温梯度为 $21.8\text{ }^\circ\text{C/km}$ 。

1 油藏开发特征

1.1 缝洞单元分类

通过综合研究把塔河 A 区奥陶系油藏划分为 28 个缝洞单元^[1],不同类型缝洞单元的差异主要体现在缝洞单元的储集规模和天然驱动能量,特别是底水能量的大小,能量的大小主导了不同缝洞单元的开发特征。

按能量大小、储量规模两级分类,天然能量作为一级分类的主要依据,储量规模作为二级分类的主要依据,建立了分类指标体系,缝洞单元共分为 3 大类、11 个亚类^[2](表 1)。

依据分类标准,塔河油田 A 区缝洞型油藏 28 个缝洞单元划分为 3 大类 8 个亚类。Ⅰ类缝洞单元具有油藏天然能量较充足,水体发育,开发过程中油井含水上升快,产量递减大等特点。Ⅱ类缝

洞单元具有一定天然能量,油井含水上升,同时能量下降,导致产量下降较快。Ⅲ类缝洞单元天然能量不足,油井表现出衰竭式递减,产量下降较快,开发效果比Ⅰ类、Ⅱ类缝洞单元差。

能量大小与缝洞的储量规模具有一致性,15 个Ⅰ类和Ⅱ类缝洞单元属于天然能量比较充足或具有一定天然能量的单元,储量合计为 $5\,060\times10^4\text{ t}$,占 A 区地质储量的 96.5% ,累积采油量为 $570\times10^4\text{ t}$,占全区的 97.7% 。

1.2 不同缝洞单元开发特征

1.2.1 不同能量的缝洞单元驱动方式变化特征差异大

塔河油田 A 区天然能量的来源有两种:即弹性能量和天然水驱能量,但不同能量的缝洞单元天然能量驱动方式差异大。能量较充足的Ⅰ类单元在开发过程中水驱起主要作用;具有一定能量的Ⅱ类单元开发过程中弹性驱动和水驱交替起作用;能量不足的Ⅲ类缝洞单元以弹性驱为主,压力下降快。但都表现出油层埋深大,易停喷特点。

1.2.2 油井含水具有突变性,表现出底水锥进特征

根据油井含水变化特征,可以划分为“厂”型、“S”型和“波动”型 3 种类型^[3](表 2)。

表 1 塔河油田 A 区缝洞单元分类
Table 1 Classification of fracture-vug units of A area in Tahe oilfield

综合分类	能 量	储量/(10^4 t)	单元名称	单元数/个
Ⅰ类	Ⅰ ₁ 类	$\geq 2\,500$	S48	1
	Ⅰ ₂ 类	$0.2\leq D_{\text{pr}}<0.8$ $N_{\text{pr}}=10\sim30$	TK409,TK407	2
	Ⅰ ₃ 类	$25\sim250$	TK403,TK404,TK427,TK462H	4
Ⅱ类	Ⅱ ₁ 类	$\geq 2\,500$		
	Ⅱ ₂ 类	$250\sim2\,500$	S65	1
	Ⅱ ₃ 类	$25\sim250$	TK471X,TK469,TK413,TK473,TK472CH,TK417CH	6
	Ⅱ ₄ 类	<25	TK458H	1
Ⅲ类	Ⅲ ₁ 类	$\geq 2\,500$		
	Ⅲ ₂ 类	$250\sim2\,500$		
	Ⅲ ₃ 类	$D_{\text{pr}}\geq 2.5$ $N_{\text{pr}}<2$	T416,TK405CH,TK457H	3
	Ⅲ ₄ 类	<25	TK437,T415,TK431,TK418,TK470C,S64,TK478,TK482,TK484,TK485	10

注: D_{pr} 指每采出 1%地质储量的平均地层压降, 10^{-4} MPa/t ; N_{pr} 是无因次弹性产量比,即累积产油量与地下原油弹性产出油量的比,无量纲。

表2 塔河油田A区各类缝洞单元不同含水阶段特征指标

Table 2 Characteristic index of different fracutre-vug units with different water-cut of A area in Tahe oilfield

类别	单元数/个	单元名称	不同含水阶段含水率/%					
			<20	20~80	<20	20~80	<20	20~80
			含水上率/%	采油期/mon	采油期/mon	采油期/mon	采出程度/%	采出程度/%
“厂”型	11	S48,TK413,TK469,TK409,TK471X,T416,TK404,TK418,TK473,TK458H,TK427	9.8	11.9	31	18	7.5	4.8
“S”型	7	T403,TK407,S64,TK457H,TK462H,TK472,S65	2.3	6.6	38	14	5	4.5
“波动”型	9	T415,T417CH,TK405CH,TK437CH,TK470CH,TK478,TK482,TK484,TK485	15.2	8.5	3	9	2.96	3.36

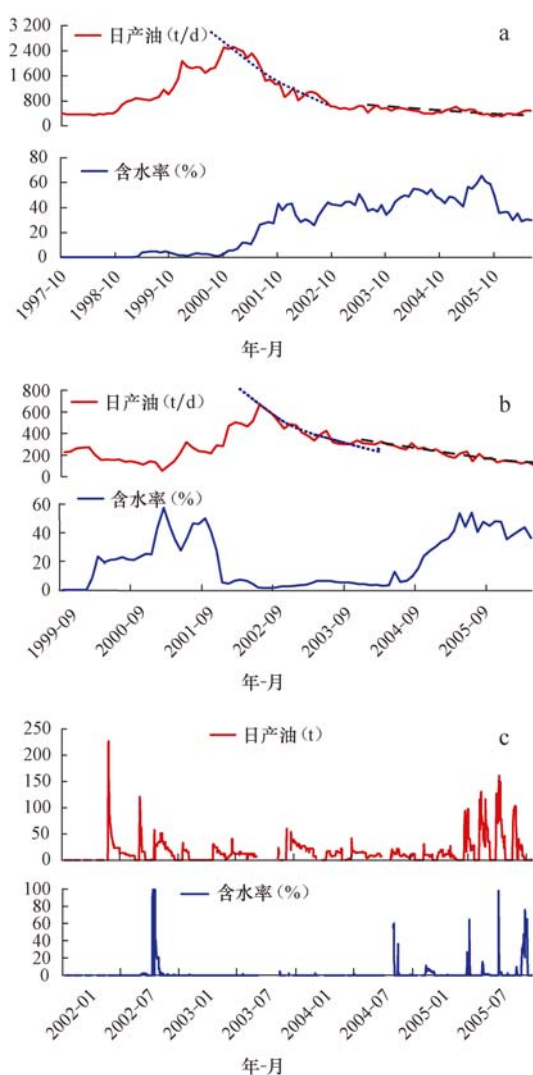


图1 塔河油田A区单元产量变化特征

Fig. 1 Unit production changes of A area in Tahe oilfield
a. 稳定型(S48); b. 一般递减型(S65); c. 快速递减型(TK405)

“厂”型没有中含水期或中含水期很短,由低含水直接突变到高含水,表现出典型的活跃底水锥进特征。这种含水上升类型在A区27个单元

中有11个,且主要为I类缝洞单元。

“S”型含水变化过程与碎屑岩油藏基本相似,以II类缝洞单元为主,表现出底水活跃程度较低。

“波动”型单元含水变化规律是含水特征变化频繁,无明显规律,以III类缝洞单元为主,表现为与水体沟通的复杂性。

1.2.3 单元产量递减特征与单元能量、含水变化特征具有一致性

受不同缝洞单元的天然能量、储层发育程度以及开采方式等因素的影响,根据产量变化也对应的表现可分为3种基本类型^[4](图1)。

1) 稳定型

主要为I类单元,能量较充足,递减主要受含水控制。具有较长的稳产期,见水后递减大,产量递减具有突变特征,为A区产量变化的主要类型,11个此类型单元储量占A区总储量的78%。不同含水阶段总体呈现指数递减形式,无水、低含水阶段是相对稳产阶段,中含水阶段是快速递减阶段,递减率平均达到44%;高含水阶段产量递减趋于平缓,递减率平均为22%(图1a)。

2) 一般递减型

主要为II类单元,递减受能量与含水双重控制,稳产期短,递减较大,平均递减达到35%以上(图1b)。

3) 快速递减型

主要为III类单元,单元储集体规模小,递减主要受能量控制,无稳产期,递减非常大,机抽后液面可达到机抽工艺极限深度,单元合计储量只占A区总储量的3.89%(图1c)。

2 缝洞单元差异化开发模式

上述研究表明,“缝洞单元”是油藏研究、开发部署和开发管理的基本单元,由于不同缝洞单元开发特征的差异,因此,必须对缝洞单元进行差异化开发^[5]。

1) 按缝洞单元认识油藏

不同类型的“缝洞单元”差异主要体现在单元的天然能量的大小(特别是水体的大小)和储集体规模,以天然能量大小把缝洞单元划分为3大类,分类认识开发规律。

2) 按缝洞单元进行井网部署

井网部署应该以缝洞单元为开发单元,根据缝洞单元的展布方向,同时考虑与裂缝发育方向的配套关系,采取不规则布井方式。

3) 按缝洞单元确定开发方式

I和II类缝洞单元实施精细单井管理为主的稳油控水政策,适时开展注水开发;III类定容型缝洞单元实施单井注采“注水驱油”补充能量开发。

4) 以单元开发为原则制定单井开发技术政策

缝洞体储层发育非均质性极强,同时油水关系复杂,即使在同一缝洞单元内,井与井之间的差异也大,单井的管理必须以缝洞单元均衡开发为

基础,同时要掌握油井本身的差异性(井区储集体发育和与水体的连通关系),实施“一井一策”的开发原则。

3 缝洞单元注水提高采收率技术

塔河油田缝洞型油藏采收率平均只达到12%,通过项目研究和现场试验,III类单元注水驱油技术取得显著效果,提高III类缝洞单元采收率达8%,同时I和II类多井缝洞单元注水开发技术试验取得一定效果,目前提高采收率达到2.5%。

3.1 注水驱油开发技术

3.1.1 注水驱油开发机理

对定容性单井缝洞单元,依靠天然能量开发,采收率只有5%左右。由于储量规模小,建立注采井网注水开发在经济上可行性差。在洞穴占主要渗流通道的油藏中,流体的流动更接近于管流,在静态下重力分异作用十分明显。单井注水驱油机理主要根据物质平衡原理和油水重力分异原理,通过注水快速补充地层能量,恢复油井产能和通过不断产生次生底水类似活塞式向上驱油,达到提高采收率目的(图2)。

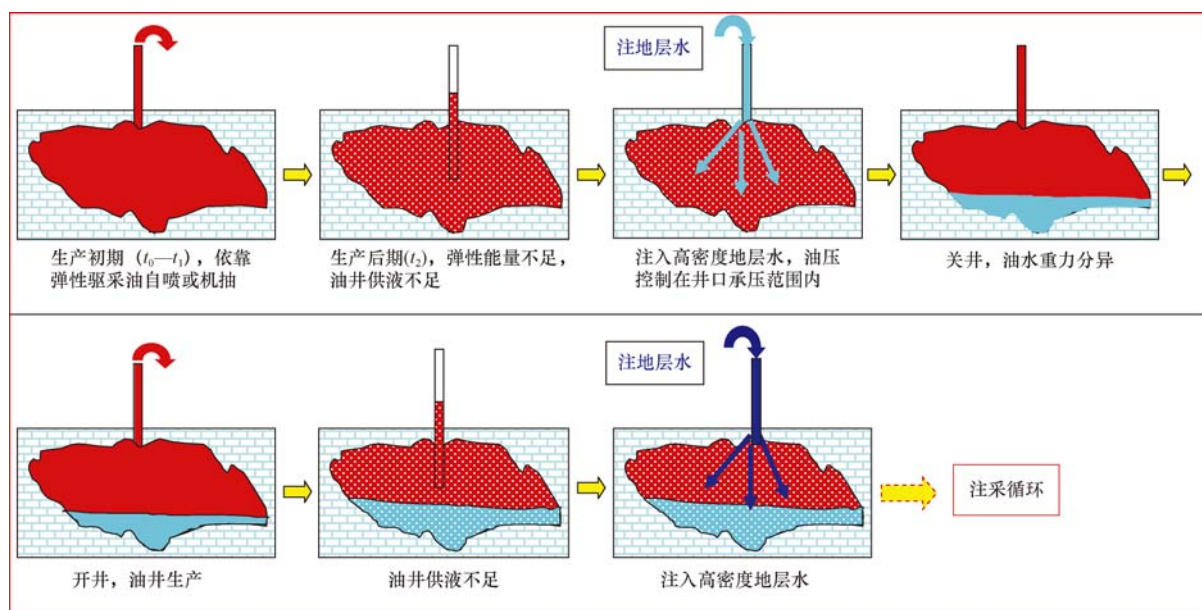


图2 塔河油田A区单井无底水定容缝洞体油藏注水机理模式

Fig. 2 Water injection mechanism of single well in unconnected fracture-vug units without bottom water of A area in Tahe oilfield

3.1.2 注水驱油井的选择

应选择:①油井生产后期表现能量不足,产量递减快,为定容单元;②油井钻遇储集体类型以溶洞型储层为优,注入水易通过重力分异实现油水置换;③生产后期油井表现为低含水或不含水为优。因为该类型井控制的缝洞单元中剩余饱和度高,挖潜条件好。

3.1.3 注水驱油技术政策

影响注水驱油效果的注采参数包括注入时机、周期注入量、注入速度、注入压力、焖井时间、开井工作制度等。其中主要为周期注入量,通过注水驱油的现场实践,对注采参数影响注水驱油效果进行了敏感性分析,最后得出关键的注采参数指标^[6]。

1) 注水时机

为了充分利用原始地层能量,注水时间应选在停喷转抽并尽量利用目前机采技术进行生产后可进行注水驱油开采。

2) 注入压力和周期注水量的选择

根据物质平衡原理,在没有微裂隙补充流体的情况下,实现注采平衡,缝洞单元内达到原始压力状况;在有微裂隙流体侵入的情况下,实现(注+侵)与采的平衡,同样在短期内缝洞单元内达到原始压力状况,一般这种情况出现在长期关井的第一周期注采驱油井中。根据物质平衡原理和注水驱油机理研究,注入压力越高,注入污水的量越大,地层能量越高,油井生产能力越强,但如果压力过大(破裂压力大于60 MPa),压开地层,水驱油进入压开裂缝,可能会造成最终采收率的损失,因此取注水驱油注入压力 ≤ 18 MPa,注采比为0.4~1.2。

3) 闷井时间

焖井期间,油水进一步发生重力分异,焖井时间越长,越有利于油水的充分置换。当油水重力分异完成后,继续关井就无效益可言了。缝洞单元内油水重力分异完成后,井口压力恢复表现为平稳,及时开井可提高油井的生产时效。直接钻遇溶洞的井一般关井置换时间2~4 d,甚至1 d左右。非直接钻遇溶洞,可适当延长关井置换时间。

4) 开井工作制度

太小的工作制度会造成生产周期时间的延长,但是油嘴过大会造成生产压差过大,注入水将可能

形成水锥,故应根据不同井驱油前的生产过程来确定驱油井的合理工作制度,原则上多周期后应逐渐缩小工作制度,如自喷效果差,宜机抽生产。

2006年以来,A区13个Ⅲ类单元进行了472个注采周期的注水驱油开采,累计注入 135×10^4 m³,增油 47.55×10^4 t,提高采出程度6.5%。

3.2 I和II类多井缝洞单元注水开发技术

3.2.1 注水开发机理

在溶洞储集体内,注入水依靠重力作用形成次生底水,补充能量,抑制大底水,使水锥回落,抬升油水界面纵向上驱油。

3.2.2 注水技术政策

1) 注水开发方式

依据不同储集体发育类型在平面、剖面上的分布特征,以同层缝洞体注采对应采取低注高采、缝注洞采为方式,减小高导裂缝纵横向水窜为目的。

2) 注水开发程序

初期以明确注采井组连通性为目的的试注阶段;之后以补充地层能量为核心的温和注水方式;在注水一定程度后(地层压力恢复较好),依据受效井含水率上升变化特征,动态调整为进一步扩大波及面积、防止水窜的周期注水和整注整压方式。

3) 注水开发政策

单元整体温和注水,注水受效井组差异化的注水开发政策,注采比0.8~1.1,最终实施周期注水,通过不断改变液流方向,减缓水窜,提高注入水的波及体积^[7-8]。

塔河油田A区先后对该区6个单元进行注水,累计注水 234×10^4 m³,累计增油 35×10^4 t,4个单元采收率均明显提高,平均提高采收率3.7%以上(表3)。

4 结论

1) 塔河油田碳酸盐岩岩溶缝洞型油藏,是由不同压力系统和油水关系的缝洞单元体在空间上相互叠合连片而形成的复杂油气藏,以“缝洞单元”为油藏管理的基本单元,实施“差异性开发”的开发模式,符合塔河油田缝洞型油藏地质实际,可实现油田科学高效开发。

表3 塔河油田A区缝洞单元注水前和注水后效果对比

Table 3 Comparison of performance of fracture-vug units of A area in Tahe oilfield before and after water injection

单元名称	地质储量/(10 ⁴ t)	累计注水量/ (10 ⁴ m ³)	水驱可采储量/(10 ⁴ t)		增加可采储量/(10 ⁴ t)	提高采收率/%
			注水前	注水后		
S48	3 069	132	437	571	134	4.4
S64	148	8	42	56	14	9.5
S65	561	57	92	113	21	3.7
TK407	318	12	37	59	22	6.9

2) 以单井注水驱油和多井单元注水开发为主导的提高采收率技术在实践中取得显著效果,现场应用实践表明该类油藏采收率提高幅度在3.7%以上。

参 考 文 献

- [1] 秦同洛. 实用油藏工程方法[M]. 北京:石油工业出版社, 1989:176-178.
Qing Tongluo. The applied methodology of reservoir engineering [M]. Beijing: The Petroleum Industry Press, 1989:176-178.
- [2] 李斌,袁俊香. 影响产量递减率的因素与减缓递减的途径[J]. 石油学报, 1997, 18(3): 89-97.
Li Bin, Yuan Junxiang. The affecting factors of production decline rate and the method of reducing decline [J]. The Journal of Petroleum, 1997, 18(3): 89-97.
- [3] 俞启泰. 论提高油田采收率的战略与方法[J]. 石油学报, 1996, 17(2): 53-61.
Yu Qitai. The discussion of strategy and method of enhancing the oil recovery [J]. The Journal of Petroleum, 1996, 17(2): 53-61.
- [4] 王志武. 喇、萨、杏油田高含水后期稳油控水的理论与实践[C]//大庆油田勘探开发研究论文集. 北京:石油工业出版社, 1995:197-203.
Wang Zhiwu. The theory and practice of stabilizing the production and controlling the water in the high water cut later stage like La, Sa, Xing oilfield [C]//The Treatises of Institute of Exploration and Development in Da Qing Oilfield. Beijing: The Petroleum Industry Press, 1995: 197-203.
- [5] 柏松章. 碳酸盐岩潜山油田开发[M]. 北京:石油工业出版社, 1996.
Bo Songzhang. The development of carbonate buried ridge oil-field [M]. Beijing: The Petroleum Industry Press, 1996.
- [6] 鲁新便. 塔里木盆地塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地质研究中的若干问题[J]. 石油实验地质, 2003, 25(5): 508-511.
Lu Xinbian. Some questions of the development geologic study in Ordovician carbonate of Tahe oilfield in Tarim basin [J]. The Petroleum Experiment Geology, 2003, 25(5): 508-511.
- [7] 谭承军. 塔河油田碳酸盐岩油藏产能特征与储集层类型的相关性[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(3): 41-45.
Tan Chengjun. The correlation of productivity characteristic and reservoir type in carbonate of Tahe oilfield [J]. The Geology of Hydrocarbon and Recovery, 2001, 8(3): 41-45.
- [8] 涂兴万. 碳酸盐岩缝洞型油藏单井注水替油开采的成功实践[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(6): 56-58.
Xu Xingwan. The successful practice of single well injection for producing oil in fractured-vuggy carbonate reservoir [J]. The Petroleum Geology of Xinjiang, 2008, 29(6): 56-58.

(编辑 高岩)

《石油与天然气地质》荣获中国石化第四届期刊评比一等奖

近期,由“关于中国石化第四届期刊质量考核及优秀期刊、优秀编辑评选结果的通报”获悉,《石油与天然气地质》在中国石化第四届期刊评比中荣获一等奖,李军获优秀编辑称号。

为了认真贯彻落实科学发展观,促进中国石化期刊水平和编辑出版质量的进一步提高,推动期刊创新发展,推进科技创新与交流,中国石化开展了第四届期刊质量考核及优秀期刊、优秀编辑评选活动。这次参评的期刊有47家,一等奖获得者有5家。《石油与天然气地质》是上游唯一获一等奖的期刊,并且在中国石化期刊评选中已经连续4届获一等奖。

(高岩 供稿)