

塔河油田缝洞型油藏下返酸压实践

郭忠良

(中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河采油二厂,新疆轮台 841604)

摘要:塔河油田缝洞型油藏底水能量强,高角度裂缝发育,前期一直采取笼统酸压整体开发的方式,油井水淹后挖潜余地小。通过对致密段的识别及划分,借用砂岩油藏水驱曲线进行油藏剩余潜力评价,充分利用致密段隔挡作用,在现场成功开展了下返酸压实践,获得了很好的增油效果。

关键词:致密段;水驱曲线;下返酸压;缝洞型油藏;塔河油田

中图分类号:TE357.2

文献标识码:A

Practice of return acidification in vuggy reservoirs, Tahe Oil Field

Guo Zhongliang

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

Abstract: In the Tahe Oil Field, vuggy reservoirs with active bottom water and well-developed high-angle fractures are explored by means of overall acidification. There is little potential after flooding. Through the identification and classification of dense segment, the remaining potential of reservoir is evaluated by means of the water drive curve of sandstone reservoir. Taking use of the barrier effect of dense segment, return acidification practice is carried out successfully in the field, and succeeds in increasing oil production.

Key words: dense segment; water drive curve; return acidification; vuggy reservoir; Tahe Oil Field

塔河油田奥陶系缝洞型油藏受多期构造岩溶作用控制,储集空间以裂缝、溶蚀孔洞为主,高角度裂缝发育,前期一直坚持笼统酸压整体开发原则,目前老区80%油井生产层段位于风化壳下40 m以内,产层段纵向调整余地越来越小^[1]。通过建立致密段测井划分标准,选择主力单元致密段发育、分布稳定、底部未动用、具有剩余潜力的油井开展下返酸压现场实践,获得了成功。

1 致密段识别及划分标准

通过对裸眼综合测井、生产测井及动态生产资料进行综合分析,同时参考微电阻率成像测井、录井资料,对能起到有效隔挡作用的致密段的测井曲线特征进行归纳分析,建立致密段测井划分标准^[2]。

研究区奥陶系致密段岩性以致密泥微晶灰岩为主,孔洞、裂缝均不发育,测井曲线响应特征(表1)表现为:①自然伽马值极低,为纯灰岩特征,值多小于等于10 API;②双侧向电阻率值大于等于2 000 $\Omega \cdot m$,幅差小;③非渗透性明显,测井解释的渗透率很低,解释为Ⅲ类储层或非储层;④三孔隙度测

井反映的孔隙度值低,密度在2.65~2.75 g/cm^3 之间,中子孔隙度小于等于0.5%,声波时差值小于等于49 $\mu s/ft$;⑤FMI图像则显示,裂缝欠发育或溶蚀孔、洞不发育,平均视裂缝孔隙度及裂缝密度值小或为零。

通过对研究区测井资料进行统计分析,S67、S80主力单元均发育2套稳定的致密段,致密段厚度在4~44 m之间,平均厚度16 m,电阻率在2 000 $\Omega \cdot m$ 以上。

通过对致密段测井数据进行统计归纳,建立了研究区致密段测井划分标准:钻井显示为无放空漏失,钻时大于20 min/m;井径不扩径;自然伽马小于10 API;双侧向电阻率大于2 000 $\Omega \cdot m$;密度大于2.7 g/cm^3 ;声波时差小于50 $\mu s/ft$;中子孔隙度小于1%;FMI成像测井为无裂缝或溶蚀孔、洞,呈均匀浅色背景。

参考致密段划分标准,对研究区内各油井致密段进行划分,根据“曲线相似性”、“地震相位连续性”原则对8个开发单元33口油井测井曲线、地震剖面进行对比分析,S67、S74、S66、TK634等4个主

表1 致密段测井数据统计
Table 1 Logging data of dense segment

样本井	致密段深度/m	致密段厚度/m	电阻率/ ($\Omega \cdot m$)	密度/ ($g \cdot cm^{-3}$)	中子/%	声波/ ($\mu s \cdot ft^{-1}$)	自然伽马/API
S67	5 513.5 ~ 5 517.5	4	1 500 ~ 3 000	2.75	0.15	49	8
	5 597 ~ 5 622	25	2 000 ~ 5 000	2.71 ~ 2.76	0.49	46 ~ 49	8
	5 677 ~ 5 691.5	14.5	1 500 ~ 3 000	2.71	0.2 ~ 0.4	48	8
S80	5 565 ~ 5 580	15	1 500 ~ 3 000	2.71	0.4 ~ 0.6	49	8
	5 664.5 ~ 5 683	19	1 000 ~ 2 000	2.72	0.5 ~ 0.6	49	8
	5 736.5 ~ 5 752	15.5	1 500 ~ 2 000	2.71	0.7	49	8
S71	5 510 ~ 5 554	44	2 000 ~ 10 000	2.75	0.15	49	5
	5 608 ~ 5 616	8	2 000 ~ 10 000	2.75	0.15	50	8
TK642	5 601 ~ 5 629	28	2 000 ~ 6 000	2.69	0.11	49	10
	5 694.5 ~ 5 700	5.5	1 500 ~ 2 500	2.68	0.13	49	10
TK643	5 555.5 ~ 5 567.5	12	2 000 ~ 5 000	2.71	0.5	50	5
	5 651 ~ 5 658.5	7.5	1 000 ~ 2 000	2.74	0.5	50	4
TK714	5 533 ~ 5 561	28	2 000 ~ 13 000	2.65 ~ 2.71	1.0 ~ 1.3	48	8
	5 631.5 ~ 5 640	8.5	8 000 ~ 30 000	2.71	1.03	47	8
TK715	5 590.5 ~ 5 604	13.5	1 500 ~ 6 000	2.65	0.5	51	5
测井曲线标准		10	$\geq 2 000$	2.65 ~ 2.75	≤ 0.5	≤ 49	< 10

力单元2套致密段横向分布比较稳定。结合单元内油井前期上返酸压、堵水效果进行综合评价,4个单元致密段隔挡作用明显,2套致密段将奥陶系储层分为上中下3段,自上而下分别称之为 YS_1 、 YS_2 、 YS_3 ;2套致密段电阻率较高,自上而下称之为 Z_1 、 Z_2 。连续稳定分布的有效致密段为下返酸压作业提供了基本条件。

2 剩余油分布研究

将单元油井累产油量、累产水量对应各油井历年生产层段,按 YS_1 、 YS_2 、 YS_3 进行分段统计,借鉴砂岩油藏水驱曲线计算单元不同层段剩余可采储量,评价各层段剩余潜力大小。

通过对主力单元各层段生产数据进行水驱曲线拟合计算,其中S67、S74单元 YS_2 、 YS_3 段目前生产效果较差,具备较大的可挖潜剩余潜力(表2)。

3 现场试验效果

通过优选5口致密段发育好、剩余潜力大的井开展下返酸压试验,5口井均获得了成功,初期日增油能力达到了116 t,截至发稿累增油28 346 t,其中TK604、TK608、TK7-632等3口井下返酸压后基本无水生产(表3)。

对5口油井进行综合对比分析,致密层隔挡效果、原顶部产层段生产情况、底部储层发育程度、挤堵、酸压施工过程是影响下返酸压增油效果的主要

表2 主力单元各层段剩余可采储量计算

Table 2 Calculation of remaining recoverable reserves of each segment of main unit

单元名称	层段	水驱曲线预测		2012年3月			剩余可采储量/ $10^4 t$
		曲线类型	可采储量/ $10^4 t$	日产油/t	含水/%	累计产油/ $10^4 t$	
S67	YS_1	甲型	87.76	90	42.9	37.95	49.81
	YS_2	丙型	119.04	11	63.8	71.11	47.93
	YS_3	丙型	47.81	停产	停产	35.1	12.71
	小计		254.61				110.45
	$YS_1+YS_2+YS_3$	甲型	257.29	101	45.9	144.16	113.13
S74	YS_1	甲型	93.38	54	45.2	48	45.38
	YS_2	丙型	57.6	7	15.3	31.98	25.62
	YS_3	甲型	4.53	停产	停产	1.82	2.71
	小计		155.51				73.71
	$YS_1+YS_2+YS_3$	甲型	167.63	61	44.9	81.8	85.83

表 3 下返酸压实施效果统计
Table 3 Practice effect of return acidification

序号	井号	下返酸压前生产情况			下返酸压后生产情况			日增油/t	累增油/t	备注		
		生产层段	日液/t	日油/t	含水/%	生产层段	日液/t				日油/t	含水/%
1	TK604	YS ₁	33	2	94.5	YS ₃	39	38	2.6	36.2	7 389	YS ₃ 未动用
2	TK608	YS ₁	76	1	98.7	YS ₂	44	44	0.0	43	5 259	
3	TK7-632	YS ₁	6	5	16.7	YS ₂	34	31	8.8	26	9 890	YS ₂ 未动用
4	TK634	YS ₁	30	2	92.7	YS ₂	33	5	84.8	2.8	1 720	YS ₃ 未动用
5	TK668	YS ₁	39	0	100	YS ₂	29	8	72.4	8	4 088	
合计			184	10	94.6		179	126	29.6	116	28 346	

因素。

4 结论与建议

1) 由于致密段的低渗透性,对地层油水的运移能起到很好的隔挡作用,平面上连续发育的致密段将使油藏在纵向上产生分割性。因此,致密段的识别及划分对下返酸压选井选层起到了至关重要的作用。

2) 中深部 YS₂、YS₃ 未动用剩余可采储量的大小是决定下返酸压能否成功的物质基础。

3) 虽然下返酸压工艺初步取得了成功,但是

在施工过程中仍存在挤堵困难、酸压规模不易控制等难题,需要在施工工艺上进一步攻关改进。

4) 下返酸压实践获得成功,为塔河油田及类似缝洞型油藏后期剩余油挖潜、分层注水及提高采收率提供了新的思路。

参考文献:

- [1] 焦方正. 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究与实践[M]. 北京:石油工业出版社,2008.
- [2] 赵敏,侯朝晖,刘莉. 缝洞型碳酸盐岩油藏致密隔层分布研究[J]. 新疆石油地质,2010,31(4):379-381.

(编辑 徐文明)

(上接第 88 页)

5 结论和建议

1) 由于大涝坝气田高含蜡的特点,加上原料气分离级数少,分子筛前重力式分离器分离效果有限,造成分子筛系统结蜡。

2) 蜡的存在造成分子筛结块,是分子筛过快失效的重要因素。大涝坝分子筛在分子筛吸附脱水时,蜡以及芳烃等重烃组成会吸附在分子筛孔道内,再生温度下裂解和结焦炭化,导致了分子筛比表面积下降,平均孔径减小,分子筛粉化和结块,降低了分子筛的吸附效果。

3) 由于分子筛系统阀门内漏的影响,充、泄压速度难以保证,同时处理量过大在一定程度上造成了分子筛的粉化,是分子筛过快失效的另一重要因素。

4) 建议更换有关内漏阀门,严格控制充、泄压速度和装置处理量,尽量延长吸附周期;在目前原

料气流程的基础上增加一台旋流式分离器;可以进一步考虑分子筛活性氧化铝复合床层除蜡工艺。

参考文献:

- [1] 江玉发,张玉蕾,梁根生,等. 大涝坝集气处理站分子筛脱水工艺优化研究[J]. 石油与天然气化工,2011(10):15.
- [2] 赵建彬,艾国生,陈青海,等. 英买力凝析气田分子筛脱水工艺的优化[J]. 天然气工业,2008(10):87-89.
- [3] 陶北平,黄伟民,张汇霞. 气体的吸附干燥[J]. 低温与特气,2003(1):35.
- [4] 罗小军,刘晓天,万书华. 分子筛吸附法在高酸性天然气脱水中的应用[J]. 石油与天然气化工,2007(2):15-16.
- [5] 张正玲. 天然气处理厂分子筛脱水单元设计要点[J]. 油气田地面工程,2007(3):8.
- [6] 郭洲,曾朝兵,陈文峰. 分子筛脱水装置在珠海天然气液化项目中的应用[J]. 石油与天然气化工,2008(2):76-78.
- [7] 罗辉. Micrologix 1500 PLC 在大涝坝站天然气增压系统中的应用[J]. 自动化仪表,2011,32(12):83-86.

(编辑 徐文明)