

注水指示曲线在塔河 碳酸盐岩油藏深抽中的应用及认识

丁磊, 张世亮, 海涛, 姚俊波

(中国石化西北油田分公司塔河采油二厂, 新疆轮台 841604)

摘要:塔河缝洞型碳酸盐岩油藏单井注水替油技术已成为塔河油田减缓产量递减的最为经济有效的手段。以注水指示曲线特征分析为突破口, 解析不同的注水指示曲线特征所代表的物理意义。同时根据低渗储层的渗流公式推导出第2套储集体开始供液的条件, 结合现有机采工艺技术条件, 通过深抽把动液面抽到注水拐点压力代表的动液面以下, 达到放大生产压差, 让远井第2套储集体供液的目的。通过现场实践应用, 取得了较好的增油效果。

关键词:碳酸盐岩; 注水指示曲线; 拐点压力; 深抽

中图分类号: TE349

文献标识码: A

Application of water injection indicative curves in deep pumping of carbonate reservoirs in Tahe Oilfield

Ding Lei, Zhang Shiliang, Hai Tao, Yao Junbo

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

Abstract: The technique which injects water to replace oil in single well is an effective and economic way to slowdown production decline in the carbonate fractured-vuggy reservoirs in the Tahe Oilfield. The physical meanings of the different characteristics of water injection indicative curves were analyzed. According to the seepage formula of low-permeability reservoirs, the fluid-supplying condition of the 2nd set of reservoir was calculated. Combined with present pumping techniques, we used deep pumping to drawdown dynamic liquid level to the height which had smaller pressure than the inflecting point of water injection. In this way, production pressure difference was enlarged, which caused the liquid supplying of the 2nd set of reservoir in far wells. The technique was applied in field works and had achieved good effects.

Key words: carbonate rock; water injection indicative curve; inflecting point pressure; deep pumping

塔河油田碳酸盐岩注水替油经数年的发展, 在注水替油机理研究、选井原则等方面的认识逐渐加深, 技术政策日趋成熟^[1]。在对前期注水指示曲线特征进行分类总结时发现, 部分油井在加大注水量或提高注水压力后, 在注水过程中达到某一压力时出现走平现象, 后期持续注水压力不变。但开井生产过程中却又出现注水量增加但周期产油量并没有增加的现象。结合注水指示曲线斜率、截距等代表的含义分析认为, 此类注水指示曲线代表远井存在第2套储集体^[2], 注水过程中注水压力达到第1套储集体和第2套储集体之间压差的时候, 持续注水井口压力不变, 表现为注水压力出现走平, 但生产过程中, 因为生产方式问题, 生产压差小于第1套储集体和第2套储集体之间的生产压差, 第2

套储集体无法供液, 采出来的油仍为第1套储集体的油, 所以周期产油量和前期相比无明显增加。依托注水指示曲线, 根据第2套储集体启动压力研究油藏深抽可行性以及指导下泵深度。通过深抽把动液面抽到注水拐点压力代表的动液面以下, 达到放大生产压差, 启动第2套储集体供液的目的。通过现场的实践应用, 取得了较好的增油效果。

1 注水指示曲线类型

对不同注水指示曲线进行统计分类, 并结合具体油井地质生产资料进行综合分析, 总结出了3大类6小类典型指示曲线, 分别代表了5种不同类型的储集体结构和地层流体流动状态^[3](表1)。

本文主要针对第3大类的第2小类即注水过程

表 1 注水指示曲线特征分类
Table 1 Classification of features of water injection indicative curves

类型	小类	特点	代表的意义
杂乱散点型	整体杂乱	一注即起压, 停注压力下降, 周期注水量小	井筒砂埋
	初期杂乱	一注即起压, 但以一定压力能持续注入, 停注压降明显	储层污染
直线型	机抽直线型	在 15 MPa 下为直线, 高压注水可能会有拐点	远井可能存在第 2 套储集体, 通道启动压差大
	自喷直线型	高压条件下仍为直线, 定容特征明显	定容体
拐点型	初期走平	一注压力很快上升到一个较高的值, 后维持不变	近井生产压差大
	后期走平	前期有一定的累计注水量, 后期压力上升到一个较高的值后维持不变	近井储集体有一定的规模, 远井存在第 2 套储集体, 通道启动压差大

中表现拐点型(后期走平)的油井进行分析, 根据第 2 套储集体启动压力研究油藏深抽可行性以及指导下泵深度, 寻找拐点压力和深抽泵挂深度的关系。

2 拐点压力与泵挂深度关系

根据低渗储层诱、渗流产量公式估算启动压力^[2]:

$$Q = \frac{2\pi h K (P_e - P_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \left[1 - \frac{\sqrt{\frac{\Phi}{2K} T_o} (r_e - r_w)}{P_e - P_w} \right] \quad (1)$$

式中: P_e 为供油边界压力, MPa; r_e 为供油半径, m; P_w 为井底压力, MPa; r_w 为井筒半径, m; T_o 为流体屈服应力, Pa; h 为油层厚度, m; K 为渗透率, μm^2 ; μ 为流体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; Φ 为孔隙度; Q 为产量, $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 。

由公式(1)可知, 令 $Q=0$, 则有

$$1 - \frac{\sqrt{\frac{\Phi}{2K} T_o} (r_e - r_w)}{P_e - P_w} = 0 \quad (2)$$

进而得到

$$\sqrt{\frac{\Phi}{2K} T_o} (r_e - r_w) = P_e - P_w = C \quad (3)$$

C 为供油边界压力与井底压力间的压差, 即在此压差下生产, 该层不能动用, 当 $P_e - P_w > C$ 时, 才能动用。

因为注水和采油是一个相反的过程, 假设注水

时的启动压差等于生产时的启动压差, 即忽略不同流动介质的摩阻影响。

注水过程中非水端压力上升到一定压力 P 后出现拐点的曲线形态, 斜率变小或走平现象, 反映了注入水波及至第 2 套储集体(图 1)。由于近井储集体需要消耗启动压力 P , 因此 $P_e - P_w \geq \Delta P$ 才能启动第 2 套储集体供液。

同时考虑机采井的沉没度、泵漏失因素, 启动第 2 套储集体下泵深度估算为: $(100 \times \Delta P + 1\,000) \text{m}$ 。

若为机采井注水, 因为泵下均为水柱影响, 非水端走平压力 P 小于第 2 套储集体实际启动压力, 应加上一个附加压力 ΔP_1 (约为 7 MPa), 如 TH12135CH 井(图 2)。启动第 2 套储集体下泵深度估算为: $(100 \times (\Delta P + \Delta P_1) + 1\,000) \text{m}$ 。

目前机抽工艺条件下泵挂下深一般小于 3 500 m, 因此主要选择走平压力 $P \leq 25 \text{ MPa}$ 油井实施深抽。

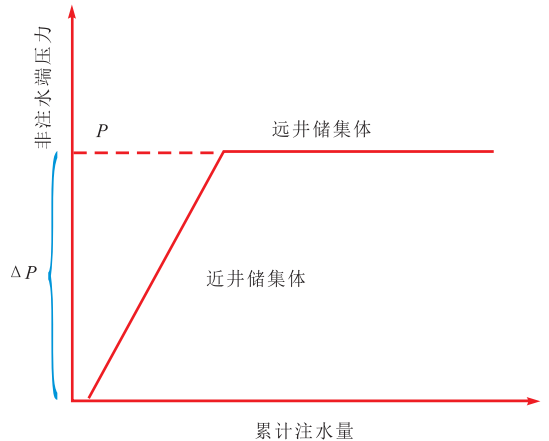


图 1 拐点型注水指示曲线

Fig.1 Water injection indicative curve of inflecting point type

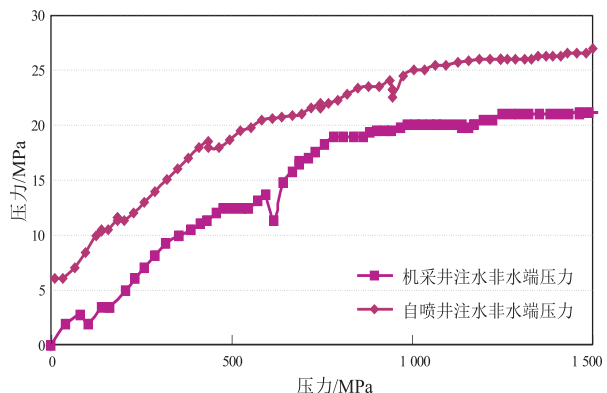


图 2 TH12135CH 井机采、自喷注水走平压力对比曲线

Fig.2 Flat pressure curves of water injection in well TH12135CH under pumping and auto-flow conditions

3 应用效果分析

3.1 效果分析

对近 3 年注水压力走平井深抽效果进行统计分析:注水走平压力 $P \leq 21$ MPa 效果均较好,注水走平压力在 $21 \text{ MPa} < P \leq 25$ MPa 范围内大部分较好,而注水走平压力 $P > 25$ MPa 的油井,深抽基本无效(表 2,3)。

3.1.1 典型井——TH12306 井分析

2008 年 9 月该井酸化投产,很快停喷转抽,12 月转 80/2500 电泵生产,2010 年 1 月 6-7 日试注水 416 m^3 ,注水过程中最高油压 12 MPa,注水困难。4 月修井处理井筒,期间钻磨处理至 6 219.5 m(井底位置 6 223 m),后配合酸化,酸化效果一般,后组下 100/2800 型电泵,泵深 2 829.25 m,开井后产液逐渐下降,且注水困难。2010 年 11 月上修水力扩容,探底冲

砂至 6 178.24 m 后打捞井内落鱼,并将井内所有落物全部打捞出。后组下冲砂管柱,冲砂至 6 212.27 m。2011 年 2 月 13 日对 6 152.00~6 219.10 m 井段进行酸压作业,注入井筒总液量 $1 900 \text{ m}^3$ 。从酸压曲线上看,酸压效果一般,排液 105.5 m^3 见油 30%。自喷生产快速停喷,进行注水配合自喷生产。从注水指示曲线看,在累计注水达到 $1 600 \text{ m}^3$,套压 17 MPa 时,压力出现拐点,之后压力呈现缓慢上升趋势,累计注水 $6 000 \text{ m}^3$,套压 24 MPa(图 3)。2011 年 12 月上修转抽,组下 70/44 抽稠泵完井,泵挂 2 502 m,漏失 111 m^3 。生产期间液量较稳定,日产液 12 t 左右。2013 年 7 月进行下电泵深抽,电泵下深 3 034 m,初期日产油 45 t,目前日产油 31 t,当年累计增油 2 932 t,目前仍然有效。

3.1.2 深抽无效原因分析

2 口井无效。一口是 TH10231 井,走平压力

表 2 近 3 年注水压力走平井深抽效果统计

Table 2 Effects of deep pumping in wells with flat pressure of water injection in recent 3 years

压力分级 (油端)/MPa	平均泵挂 深度/m	平均动液 面深度/m	有效	待评价	无效	合计	有效率/%
$P \leq 15$	3 106	1 780	4		1	5	80.0
$15 < P \leq 18$	3 262	1 156	1			1	100.0
$18 < P \leq 21$	3 264	2 819	2			2	100.0
$21 < P \leq 25$	2 933	1 806	5	2		7	100.0
$P > 25$	2 900	1 692		2	1	3	0.0
小计			12	4	2	18	85.7

表 3 近 3 年注水压力走平井深抽效果明细

Table 3 Effects of deep pumping in wells with flat pressure of water injection in recent 3 years

序号	井号	拐点压力 分级/ MPa	拐点 压力/ MPa	措施前						措施后						当年 累增 油/t	效果
				泵型	泵挂/ m	液面/ m	日液/ t	日油/ t	含水/ %	泵径/ mm	泵挂/ m	液面/ m	日液/ t	日油/ t	含水/ %		
1	TH12307		12	70/44	2 527	-2	11.8	11.8	0.0	100	3 238		21.3	21.3	0	4 626	效果好
2	TH10227		14	120	2 811		54	53	1.9	120	3 526		66	66	0	1 500	效果好
3	TH12408	$P \leq 15$	14	150	2 826		23	23	0.0	150	3 527	200	41	41	0	5 868	效果好
4	TH12107		15				31	13	58.1	100	3 500	1 408	38	38	0	7 495	效果好
5	TH10231		15	150	2 507		14.8	10.8	27.0	80	2 814	1 913	23.2	15	35.3	287	效果差
6	TH12223	$15 < P \leq 18$	17	70/44	2 417	-2	14.2	12.9	9.2	150	2 822	885	31.3	25	20.1	597	效果好
7	TK7-619CH	$18 < P \leq 21$	19				5.6	5	10.7	38	3 008	2 735	33	17	49	1 107	效果好
8	TH10323X		20	56/38	2 810	1 600	12	9	25.0	100	3 528	2 902	46.5	20.6	55.7	1 198	效果好
9	TH12304X		23				21	12	42.9	70/44	2 614	2 000	14	13	7.1	1 842	效果好
10	TH10116		24				15	0	100.0	80	3 500	2 026	30.9	30.9	0.0	866	效果好
11	TH12306		24	70/44	2 503		14.9	13.1	12.1	120	3 034		16	15	6.3	2 932	效果好
12	TH12212	$21 < P \leq 25$	25	120	3 014		27	27	0.0	100	3 512	2 320	35	35	0.0	2 571	效果好
13	TH12159		25	70/44	2 497	2 052	26	19	26.9	100	3 224	632	26	26	0.0	4 599	待评价
14	TH12227H		25	70/32	2 624		17	11	35.3	120	3 225	520	44	28	36.4	2 452	待评价
15	TH12145		25	100	2 800	560	20	3	85.0	100	3 511	1 720	70	37	47.1	1 652	效果好
16	TH12303		27	70/32	2 604	1 939	16.4	12.3	25.0	120	3 508	2 154	20.1	20.1	0.0	618	效果差
17	TH12334	$P > 25$	27	70/44	2 412	-2	5.9	5.9	0.0	120	2 806		36.2	36.2	0.0	3 699	待评价
18	TH12236		28				25	10	60.0	100	3 195	2 267	25	25	0.0	1 217	待评价

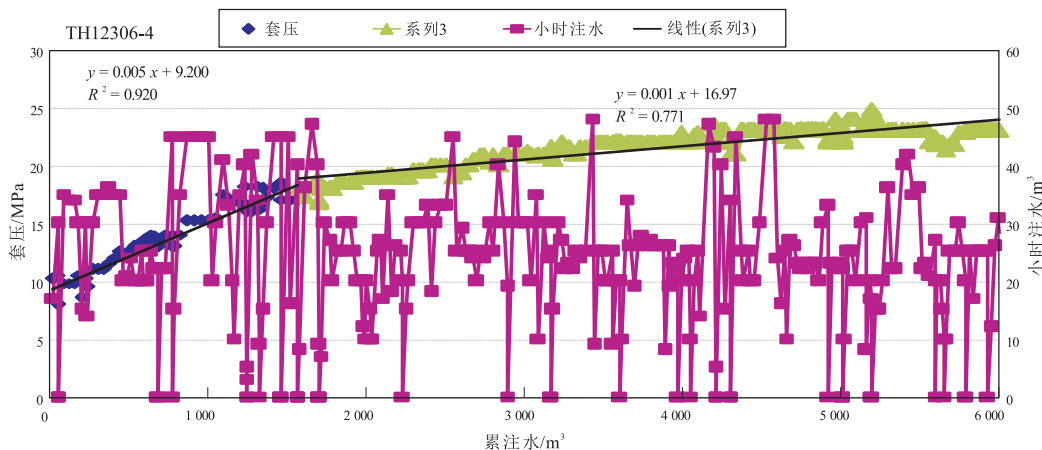


图 3 TH12306 注水指示曲线

Fig.3 Water injection indicative curves of well TH12306

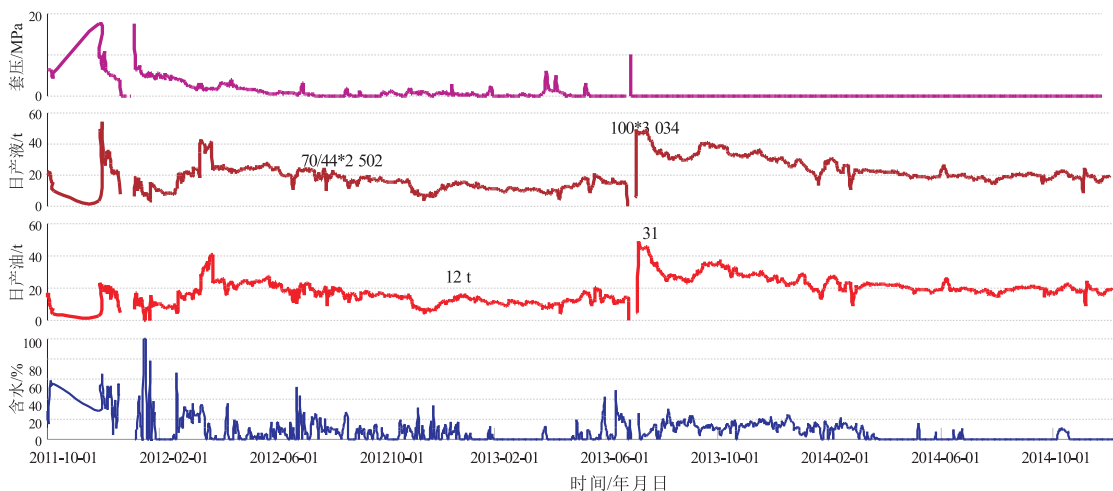


图 4 TH12306 日度生产曲线

Fig.4 Daily production curves of well TH12306

15 MPa,深抽泵型 80 * 2 814 m,动液面抽到 1 913 m 仍供液不足,间开生产,但关井期间液面恢复较快。分析认为该井无效可能原因为井筒存在砂埋(深抽作业期间没有探底,生产过程中供液不足,但关井液面恢复较快)。另外一口是 TH12303 井,该井走平压力高达 27 MPa,深抽后仍供液不足,间开生产,关井后静液面恢复较慢,这部分井目前机采工艺条件深抽无法达到,需要储层改造与深抽相结合。

3.2 深抽泵挂建议

根据近 3 年注水走平井深抽效果,制定下步选井及下泵标准:

- (1) 注水走平压力 $P \leq 15$ MPa 油井,建议下泵深度 2 800 m,除了能有效启动第 2 套储集体外,后期有放大压差的潜力;
- (2) $15 \text{ MPa} < P \leq 18$ MPa 油井,建议下泵深度 2 800~3 000 m;
- (3) $18 \text{ MPa} < P \leq 21$ MPa 油井,建议下泵深度 3 000~3 300 m;

(4) $21 \text{ MPa} < P \leq 25$ MPa 油井,建议下泵深度 3 300~3 500 mm;

(5) $P > 25$ MPa 油井,不建议深抽,需要储层改造和深抽相结合。首先进行储层改造,把走平压力降到 25 MPa 以下,再配合进行深抽。

建议深抽井在作业期间尽量明确井底状况,且做好深抽前静液面测试工作,为后期深抽效果分析做好铺垫。

4 结论及认识

(1) 依托注水指示曲线,对注水过程中压力出现走平的井,根据第 2 套储集体启动压力进行深抽以及指导下泵深度是可行的,且在目前的机采工艺条件下即可实施,简单易操作。

(2) 注水走平压力的大小,决定着下泵深度,对 $P > 25$ MPa 的油井,不建议深抽。

表 7 化学清防蜡技术
Table 7 Chemical paraffin removal & control techniques

序号	名称	作用	技术概况	缺点
1	油基清蜡剂	清蜡解堵	清蜡剂主流方向	有毒有害,可燃,安全性差
2	水基清蜡剂	清蜡解堵	将油基清蜡剂水包油乳化,并筒破乳释放,安全环保	清蜡效果差
3	聚合物型防蜡剂	长期防蜡	防蜡剂主流方向共晶和分散作用防蜡	配方需与蜡结构匹配
4	稠环芳香烃型防蜡剂	长期防蜡	煤焦油副产品早期重要的防蜡剂	效果有限,应用越来越少
5	表面活性剂防蜡剂	长期防蜡	油溶性通过吸附作用防蜡水溶性在管壁形成水膜	防蜡效果有限

蒸馏、能谱分析、红外光谱、DSC 测试、模拟蒸馏)来研究塔河九区凝析气井沉积堵塞物的物化性质、物质组成等特性的技术;研究表明沉积物中含大量高熔点、高析蜡点微晶蜡,一定量胶质、沥青质和极少矿物质,熔点在 82 ℃ 以上,有别于一般凝析油沉积蜡特征,加大了该区块的清防蜡作业难度。

(2) 针对塔河九区沉积物的性质,结合凝析气井的实际生产情况进行清防蜡适应性研究。研究表明该区块应采用油溶性化学清蜡剂辅助加热清蜡技术,以及细管加注防蜡剂的防蜡技术,以经济高效解决该区块井筒蜡堵问题。

参考文献:

[1] 李鸿英,黄启玉,张帆,等.用差示扫描量热法确定原油的含蜡量[J].石油大学学报:自然科学版,2003,27(1):60-62.
 [2] Pedersen K S.Prediction cloud point temperatures and a mount of wax precipitation ,SPE 27629 [R].SPE Production & Facilities, 1995:48-51.
 [3] 张琪,万仁溥.采油工程方案设计[M].北京:石油工业出版社,2005:120-130.
 [4] 余燕,刘建仪,白杨,等.托甫台磁防蜡动态实验研究[J].天然气勘探与开发,2011,34(2):46-49.
 [5] 王静,高光军,徐德福,等.清防蜡菌种的评价及现场试验[J].石油钻采工艺,2006,28(1):52-55.

(编辑 黄娟)

(上接第 80 页)

(3) 部分油井如 TH12159、TH12227H 井动液面目前仍较高,未完全抽下去,后期需继续跟踪动液面的变化情况,继续评价。

(4) 对于深抽无效的井,如 TH10231 井,目前还未完全认识清楚,有待进一步的分析评价。

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,2008:19-21.

[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,2005:46-50.
 [3] 罗娟,陈小凡,涂兴万,等.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.
 [4] 陶自强,吕中锋,李红平.水驱特征曲线在可采储量标定中的应用探讨[J].新疆地质,2006,12,24(4):447-449.

(编辑 叶德燎)