

特高含水期水驱特征曲线拐点时机判别新方法

梁保红

(中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

摘要:水驱特征曲线在中、高含水开发阶段得到广泛应用。然而,油田进入特高含水开发期后,水驱特征曲线会发生上翘,出现拐点。针对这一现象,通过室内124组高注入倍数(1 000倍孔隙体积)水驱油实验,明确了水驱特征曲线出现拐点的根本原因是水相渗透率急剧增加,并指出水驱特征曲线出现拐点是客观存在的。同时,由于水驱特征曲线的累积效应,使得拐点在发生之后才能被发现,存在严重的滞后性,造成对拐点时机的误判。为了消除水驱特征曲线的累积效应对拐点出现滞后性的影响,从甲型水驱特征曲线入手,推导出了含油率与累积产油量在半对数坐标上的关系式,应用该关系式,消除了累积效应的影响,可准确判断水驱特征曲线拐点时机,及时制定开发技术对策,为矿场改善开发效果奠定基础,更好地指导油田开发生产实践。

关键词:特高含水期 水驱特征曲线 拐点时机 含油率 新方法

中图分类号:TE341

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)05-0103-04

A new method for determining the inflection point of water drive characteristic curve in extra high water cut period

Liang Baohong

(Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC,
Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: Water drive characteristic curve is widely used in the middle-high water cut development stage. However, when oilfield entered extra high water cut period, the water drive characteristic curve will slope upward and an inflection point will occur. Focusing on this phenomenon and according to 124 water flooding experiments with high multiple injection (1 000 pore volume), it was found that the fundamental reason for the upward water drive characteristic curve is due to the sharp increase in water permeability, and it was pointed out that the inflection point is an objective existence for the water drive characteristic curve. At the same time, affected by the cumulative effect of water drive characteristic curve, the inflection point can only be found after its appearance, resulting in a delayed estimation on its occurring time. In order to eliminate the influence of the cumulative effect of water flooding characteristic curve on the inflection point estimation, a $\lg f_o - N_p$ formula was derived starting from the first water drive characteristic curve. The cumulative impact of water drive characteristic curve can be overcome by application of this formula to estimate the accurate occurring time of the inflection point. The new method can help to make technical development strategies in time, which lay the foundation for the field to improve the development effect of oilfield production and to guide the practice better.

Key words: extra high water cut period; water drive characteristic curve; occurring time of inflection point; oil saturation; new method

水驱特征曲线是注水开发预测油藏动态的主要方法之一,理论研究和矿场实践均表明,水驱开发油藏在中、高含水阶段水驱特征曲线呈线性关

系,但在特高含水开发后期,水驱特征曲线不再是一条直线,而是含水率达到某一值时,实际数据点会偏离直线段而高于直线外推点,表现为上翘现

收稿日期:2015-07-21。

作者简介:梁保红(1981—),女,山东德州人,工程师,硕士,从事油田开发综合战略研究。联系电话:(0546)8715298, E-mail:83771271@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项“胜利油田特高含水期提高采收率技术”(2011ZX05011)。

象。20世纪90年代已发现水驱特征曲线在高含水期存在上翘现象^[1-11],诸多学者认为是油水相对渗透率曲线引起的^[2],并没有揭示相对渗透率曲线为什么会出现拐点,对出现拐点时机的判断方法研究也较少。笔者通过室内实验,深入分析了出现拐点的内在原因,并建立了判别拐点时机的新方法。该方法能够准确判断拐点发生时机,及时掌握油藏开发状况,制定合理的开发策略,改善油田开发效果,对指导油田开发和矿场生产具有重要的意义。

1 特高含水期水驱特征曲线出现拐点原因

对124组高注入倍数(1000倍孔隙体积)水驱油室内实验数据进行分析发现,水驱特征曲线均发生上翘现象,出现拐点。以81-5号岩心为例,其岩心长度为8.9 cm,直径为2.52 cm,孔隙体积为12 mL,孔隙度为27.0%,渗透率为 $729 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,饱和油体积为8.4 mL,原始含油饱和度为69.97%,束缚水饱和度为30.03%。实验用饱和油密度为0.853 9 g/mL,饱和油粘度为15.02 mPa·s,质量分数为3%的氯化钾溶液密度为1.021 38 g/mL,溶液粘度为1.105 mPa·s,实验温度为20℃。

由81-5号岩心高倍数水驱油实验数据(表1)可以看出,随着注水量的增加,每注入1 mL的水,产油量呈下降趋势;当注入0.5 mL的水(注入孔隙体积倍数为0.042)时,产油量为0.5 mL;当累积注入7560 mL的水(注入孔隙体积倍数为630)时,每注入1 mL的水,产油量为 0.02×10^{-3} mL。81-5号岩心水驱油实验结束时,累积注入量为12600 mL(注入孔隙体积倍数为1050),产油量为6.4 mL,采出程度为76.2%,含水率为100%。

从81-5号岩心相对渗透率比值及含水饱和度差值下水相渗透率变化曲线(图1)可知,当含水饱和度为0.75时,相对渗透率比值关系曲线出现下弯现象,此时,单位含水饱和度下水相相对渗透率曲线发生突变,急剧上升,其原因是随含水饱和度增加,油相由大片的连续相变为部分连续相,再进一步变为非连续相,致使水相相对渗透率急剧增加,从而造成 $\ln(K_{ro}/K_{rw})$ 与含水饱和度的关系曲线出现下弯。水驱特征曲线是基于相对渗透率关系式得到的,其形态同时发生改变,出现上翘现象(图2),其原因是水相相对渗透率急剧增加所造成。由于水驱油过程中,水相相对渗透率急剧增加是客观存在

表1 81-5号岩心高注入倍数水驱油实验数据
Table1 Experimental data of high multiple injection water flooding oil in No.81-5 core sample

序号	累积注水量/ mL	阶段注水量/ mL	阶段产油量/ mL	累积产油量/ mL	累积产水量/ mL	含水率,%	每注入1 mL水的产油量/ 10^{-3} mL
1	0.50	0.50	0.50	0.50	0	100	1000
2	2.75	2.25	2.00	2.50	0.25	88.76	887.57
3	2.98	0.23	0.10	2.60	0.38	44.12	441.18
4	3.43	0.45	0.20	2.80	0.63	44.12	441.18
5	3.88	0.45	0.20	3.00	0.88	44.78	447.76
6	4.71	0.83	0.20	3.20	1.51	24.10	240.96
7	5.54	0.83	0.20	3.40	2.14	24.10	240.96
8	7.39	1.85	0.20	3.60	3.79	10.81	108.11
9	9.24	1.85	0.20	3.80	5.44	10.81	108.11
10	12.90	3.66	0.20	4.00	8.90	5.46	54.64
11	18.90	6.00	0.25	4.25	14.65	4.17	41.67
12	30.40	11.50	0.25	4.50	25.90	2.17	21.74
13	44.20	13.80	0.30	4.80	39.40	2.17	21.74
14	70.00	25.80	0.15	4.95	65.05	0.58	5.81
15	110.00	40.00	0.25	5.20	104.80	0.63	6.25
16	138.00	28.00	0.10	5.30	132.70	0.36	3.57
17	274.00	136.00	0.15	5.45	268.55	0.11	1.10
18	410.00	136.00	0.15	5.60	404.40	0.11	1.10
19	580.00	170.00	0.20	5.80	574.20	0.12	1.18
20	780.00	200.00	0.10	5.90	774.10	0.05	0.50
21	950.00	170.00	0.05	5.95	944.05	0.03	0.29
22	1650.05	700.05	0.10	6.05	1644.00	0.014	0.14
23	2000.00	349.95	0.05	6.10	1993.90	0.014	0.14
24	4300.05	4020.98	0.10	6.35	4293.70	0.005	0.11
25	7560.00	3259.95	0.05	6.40	7553.60	0.002	0.02
26	9120.00	1560.00	0	6.40	9113.60	0	0
27	12600.00	3480.00	0	6.40	12593.6	0	0

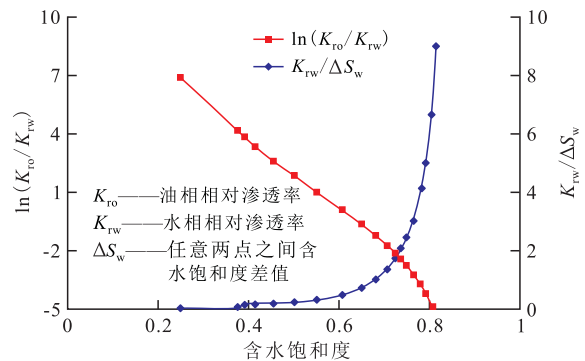


图1 81-5号岩心相对渗透率比值及含水饱和度差值下的水相渗透率变化

Fig.1 Variations of relative permeability ratio of No.81-5 core sample and water phase permeability(normalized by water saturation)with water saturation

的,因此水驱特征曲线出现拐点也是客观存在的。

同时,由表1可知,特高含水开发后期,尤其是

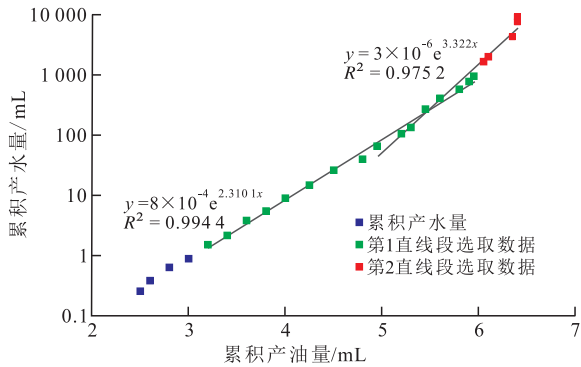


图2 81-5号岩心水驱特征曲线

Fig.2 Water drive characteristic curve of No.81-5 core sample

在拐点前后,注入水的产油量成数倍下降,耗水量急剧增加,水驱油效率大幅下降。而水驱特征曲线发生上翘是由于特高含水开发后期产水量急剧上升而导致,特高含水后期拐点出现之后,注入水进入低效循环,产出水大幅增加,注水利用率降低,导致开发效果明显变差,从而造成经济效益降低。

2 水驱特征曲线拐点时机判别新方法的提出

为了确定拐点出现时机,选取直线段进行拟合。从表1和图2可以看出,第1段直线段拟合选取实验数据序号为6~21,相关系数为0.9944;选取第2段实验数据序号为14~26进行拟合,相关系数为0.9752,2段直线拟合系数都较高,拐点出现时机不明确,应该出现在2段直线拟合的重合部分,即实验数据序号14~21(拐点时机在含水率为99.64%~99.97%)。这是由于水驱特征曲线的累积效应,使拐点发生后才能被发现,存在严重的滞后性,并且仅根据水驱特征曲线判断所得拐点时机的时间段,而无法精确到某一点,造成对拐点时机的误判。

水驱特征曲线公式为

$$\lg W_p = A + BN_p \quad (1)$$

式中: W_p 为累积产水量, 10^4 t; N_p 为累积产油量, 10^4 t; A 和 B 均为常数。

为了消除累积效应,反映水驱特征曲线的瞬时变化情况,对式(1)两边求导并整理后可得

$$\frac{dW_p}{dN_p} = 2.303BW_p \quad (2)$$

含油率表达式为

$$f_o = \frac{dN_p}{dN_p + dW_p} \quad (3)$$

式中: f_o 为含油率, %。

进一步对式(3)整理可得

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{dW_p}{dN_p}} \quad (4)$$

将式(2)代入式(4),可得

$$f_o = \frac{1}{1 + 2.303BW_p} \quad (5)$$

由式(1)可得

$$W_p = 10^{A+BN_p} \quad (6)$$

将式(6)代入式(5)并整理后可得

$$\frac{1}{f_o} - 1 = 2.303B10^{A+BN_p} \quad (7)$$

对式(7)两边取对数并整理后可得

$$\lg\left(\frac{1}{f_o} - 1\right) = A + \lg(2.303B) + BN_p \quad (8)$$

若令 $A_1 = A + \lg(2.303B)$, 则可得

$$\lg\left(\frac{1}{f_o} - 1\right) = A_1 + BN_p \quad (9)$$

式中: A_1 为常数。

由式(9)可以看出, $\frac{1}{f_o} - 1$ 与累积产油量在半对数坐标上满足线性关系,但是随着油田的开发生产,含水率不断上升,含油率随之下降,常数1的影响逐渐减小,到特高含水开发后期,其影响可忽略不计,因此,在油田开发的中后期, $\frac{1}{f_o}$ 与累积产油量

在半对数坐标上呈直线关系,即

$$\lg \frac{1}{f_o} = A_1 + BN_p \quad (10)$$

对式(10)进一步整理可得

$$\lg f_o = -A_1 - BN_p \quad (11)$$

若令 $A_2 = -A_1$, $B_2 = -B$, 则

$$\lg f_o = A_2 + B_2N_p \quad (12)$$

式中: A_2 和 B_2 均为常数。

由式(12)可以看出,含油率与累积产油量在半对数坐标上满足线性关系。含油率是瞬时值,能够反映水驱特征曲线变化率情况,及时发现拐点时机。因此,采用含油率协同判断水驱特征曲线拐点出现时机,消除累积效应,避免滞后现象对拐点时机的误判。另外,含油率为矿场应用中比较常见的指标,数据便于处理,具有普遍的适用性。

3 实例应用

以胜坨油田胜二区 Es8³⁻⁵ 为例,截至2013年底,该单元动用储量为 2296×10^4 t,技术可采储量为 875×10^4 t,采收率为38.1%,综合含水率为97.94%,

采出程度为37.4%，已进入特高含水开发后期。应用水驱特征曲线拐点时机判别新方法，绘制该单元的水驱特征曲线和含油率曲线(图3)，发现水驱特征曲线2段直线拟合系数均较高，上翘趋势不明显，存在严重的滞后现象，很难判断拐点出现时机。而含油率曲线则在累积产油量为 859×10^4 t时发生显著突变，出现明显的压头态势，可以判断该单元在此时就产生了拐点，综合含水率为96.1%，及时准确地掌握了该单元开发动态。

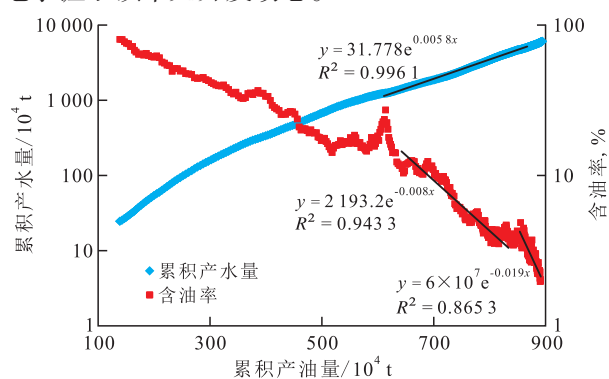


图3 胜二区Es 8^{3-5} 水驱特征曲线及含油率曲线

Fig.3 Water drive characteristic curve and oil content curve of Es 8^{3-5} , Shengtuo2 area

4 结论

通过室内实验揭示了水驱特征曲线出现拐点是水相相对渗透率的急剧增加引起的，并明确拐点是客观存在的；同时，提出一种克服水驱特征曲线累积效应导致拐点时机误判的新方法，即采用含油率协同判断，能够准确地判断水驱特征曲线拐点的出现时机。新方法简单易操作，具有普遍适用性，并能及时掌握油田开发动态，调整油田开发措施来延缓拐点的出现，同时指导矿场采取措施遏制已进入拐点后耗水急剧增加的低效循环井层，促使流场转向，改善注水效果，提高油藏整体采收率，更好地指导油田开发生产实践。

参考文献:

[1] 陈元千.水驱曲线关系式的推导[J].石油学报,1985,6(2):69-78.
Chen Yuanqian.Derivation of relationships of water drive curves [J].Acta Petrolei Sinica,1985,6(2):69-78.

[2] 杨勇.高含水期水驱特征曲线上翘现象校正方法研究[J].石油天然气学报,2008,30(1):120-123,127.
Yang Yong.Method for correcting upwarping water-flooding characteristic curve at high water-cut stage[J].Journal of Oil and Gas Technology,2008,30(1):120-123,127.

[3] 张超,郑川江,肖武,等.特高含水期提液效果影响因素及提高采收率机理——以胜坨二区沙二段7⁴-8¹单元为例[J].油气地质与采收率,2013,20(5):88-91.
Zhang Chao,Zheng Chuanjiang,Xiao Wu, et al.Research on the influencing factors and functional mechanism of enhanced liquid result in ultra-high water cut stage-case of 7⁴-8¹ unit of Es₂ in the block No.2 of Shengtuo oilfield[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2013,20(5):88-91.

[4] 周鹏,陈小凡,乐平,等.引入系数的新型水驱特征曲线的建立[J].油气地质与采收率,2012,19(4):99-102.
Zhou Peng,Chen Xiaofan,Yue Ping, et al.Establishment of a new type of water drive characteristic curve [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2012,19(4):99-102.

[5] 林志芳,俞启泰,李文兴.水驱特征曲线计算可采储量方法[J].石油勘探与开发,1990,17(6):64-71.
Lin Zhifang,Yu Qitai,Li Wenxing.A method for estimating recoverable reserves of an oil field by using the displacement characteristic curves[J].Petroleum Exploration and Development,1990,17(6):64-71.

[6] 王华.改进型水驱特征曲线计算技术可采储量的公式推导及其应用[J].油气地质与采收率,2012,19(4):84-86.
Wang Hua.Application of improved water drive curve in recoverable reserves [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2012,19(4):84-86.

[7] 邵绍献.油田单井可采储量定量预测模型[J].油气地质与采收率,2013,20(1):85-88.
Bing Shaoxian.Quantitative forecasting model for recoverable reserves of single well [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2013,20(1):85-88.

[8] 王文环.水驱特征曲线在特高含水油藏提高采收率研究中的应用[J].断块油气田,2003,10(1):33-36.
Wang Wenhuan.The application of the displacement curve in the study of high water cut reservoir for EOR [J].Fault-Block Oil & Gas Field,2003,10(1):33-36.

[9] 冯其红,王相,王波,等.非均质水驱油藏开发指标预测方法[J].油气地质与采收率,2014,21(1):36-39.
Feng Qihong,Wang Xiang,Wang Bo, et al.A new method for prediction of heterogeneous reservoir development index by water-flooding[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2014,21(1):36-39.

[10] 张金庆.一种简单实用的水驱特征曲线[J].石油勘探与开发,1998,25(3):56-57.
Zhang Jinqing.A new practical water displacement curve [J].Petroleum Exploration and Development,1998,25(3):56-57.

[11] 宋兆杰,李治平,赖枫鹏,等.高含水期油田水驱特征曲线关系式的理论推导[J].石油勘探与开发,2013,40(2):201-208.
Song Zhaojie,Li Zhiping,Lai Fengpeng, et al.Derivation of water flooding characteristic curve for high water-cut oilfields [J].Petroleum Exploration and Development,2013,40(2):201-208.