石油与天然气地质
第33卷 第5期 OIL & GAS GEOLOGY 2012年10月

文章编号:0253－9985(2012)05－0791－05

缝洞型底水油藏油井底水突破时间预测方法
——以塔河油田4区S48井为例

陈朝晖[1],邓 勇[2],许 博[3],董建新[4]

(1.西南石油大学 石油工程学院,四川 成都 610500;
2.中国石化 西南油气分公司 勘探开发研究院,四川 成都 610081;
3.中国石油 新疆油田分公司 陆梁油田作业区,新疆 克拉玛依 834000;
4.中国石油 西部钻探工程有限公司 井下作业公司,新疆 克拉玛依 834000)

摘要:底水锥进是降低底水油藏单井产量和采收率的重要原因。塔河油田奥陶系发育缝洞型底水油藏,该类型油藏与孔隙型和裂缝性油气藏具有较大的差别,储层中孔、缝、洞共存,其中大型的古溶洞系统是其主要的储集空间。由于储层尺度在空间上变化较大,储集空间分布不连续,该类型底水油藏的底水锥进机理与常规底水油藏存在明显差异。考虑塔河油田储层缝洞分布不均、非均质性较强的特点,将该类型储层抽象成为渗透率变异的概念地质模型,定义渗透率变异系数和泄油半径比来表征储层缝洞的发育程度,在此基础上推导出缝洞型底水油藏油井底水突破时间的预测公式。以塔河油田4区S48井为例开展实例计算,对比预测效果并分析缝洞发育程度(渗透率变异系数和泄油半径比)、单井产量和射孔程度对该类型底水油藏油井底水突破时间的影响。

关键词:渗透率变异系数;泄油半径比;缝洞型;底水突破时间;底水油藏;塔河油田
中图分类号:TE312 **文献标识码**:A

Bottom water breakthrough prediction in fractured-vuggy reservoirs with bottom water
—an example from the well S48 in Block 4 of Tahe oilfield

Chen Zhaohui[1], Deng Yong[2], Xu Bo[3] and Dong Jianxin[4]

(1. *Petroluem Engineering Institute of SWPU*, *Chengdu*, *Sichuan* 610500, *China*;
2. *SINOPEC Exploration and Production Research Institute of Southwest Branch*, *Chengdu*, *Sichuan* 610081, *China*;
3. *PetroChina Xinjiang Oil Company*, *Karamay*, *Xinjiang* 834000, *China*;
4. *PetroChina West Drilling and Engineering Company*, *Karamay*, *Xinjiang* 834000, *China*)

Abstract: Bottom water coning is a major reason reducing production and recovery factor of single well in reservoirs with bottom water. The Ordovician of the Tahe oilfield has well-developed fractured-vuggy reservoirs with bottom water, which are different from conventional porous reservoirs and fractured reservoirs in many ways. Pores, fractures and vugs coexist and large cavern system dominates the reservoir spaces in this type of reservoirs. Due to spatial diversification of reservoir scale and discontinuous distribution of reservoir space, the fractured-vuggy reservoirs have a water coning mechanism significantly different from that of a regular reservoir with bottom water. Considering its uneven distribution of vugs and strong heterogeneity, we established a conceptual geological model with permeability variation to describe the reservoirs and derived a prediction formula for the bottom water breakthrough by defining permeability variation coefficient and the drainage radius ratio to characterize the development of fractures and vugs. We applied the formula to the calculation of bottom water break-

收稿日期:2012－02－17;**修订日期**:2012－07－20。
第一作者简介:陈朝晖(1970—),男,讲师,油气藏工程。
基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05024－003－01);国家自然科学基金项目(10902093)。

through time in the well S48 in Block 4 of the Tahe oilfield. Through the comparison of the results with the actual data, we tried to determine the effectiveness of the formula and analyze the influences of fracture and vug development (represented by permeability variation coefficient and drainage radius ratio), single well production and perforation upon the time of bottom-water breakthrough.

Key words: permeability variation coefficient, drainage radius ratio, fractured-vuggy, water breakthrough time, reservoir with bottom water, Tahe oilfield

缝洞型底水油藏由于储层的特殊性[1-3]，其开采机理和渗流特征与其他常规油气藏具有明显区别[4-6]。常规油气藏油井底水突破时间预测方法的研究众多[7-15]，但关于缝洞型底水油藏的底水突破时间研究较少[16]。对于塔河油田缝洞型底水油藏而言，由于缝洞系统发育，底水通常是沿着渗透性更好的缝洞向油井底部锥进，在前人研究的基础上[16-17]，本文利用渗透率变异系数和泄油半径比来表征缝洞型储层缝洞发育程度及分布范围，将该类储层抽象为渗透率变异的概念地质模型，在此基础上推导出缝洞型底水油藏油井底水突破时间的预测公式。

1 地质模型

为便于研究，将缝洞型储层抽象为渗透率变异的概念地质模型[16-17]（图1）。

将其划分为近井均质带以及外围均质带储层，依次为 V_1，V_2，其内边界分别为 r_w，r_1，外边界分别为 r_1，r_e，内边界油柱高度分别为 h_p，h_1，外边界油柱高度分别为 h_1，h_o，渗透率分别为 K_1，K_2。定义渗透率变异系数 $\alpha = K_1/K_2$，表征缝洞系统导流能力；泄油半径比 $\beta = r_1/r_e$，表征缝洞分布范围大小。若 $\alpha > 1$，则说明油井近井带发育缝洞；若 $\alpha < 1$，则说明油井近井带为基质；若 $\alpha = 1$，则说明油井钻遇均质储层。

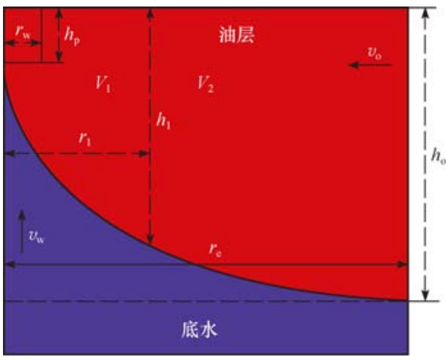

图 1 缝洞型底水油藏渗透率变异概念地质模型

Fig. 1 Conceptual geological model with permeability variation for fracture-vuggy reservoirs with bottom water

2 数学模型

为简化分析过程，假设如下：①油、水流动符合达西稳定径向流；②忽略毛管压力，油、水间存在明显界面；③油、水的密度及粘度为常数。如图1所示，若忽略毛管压力，则油、水界面处两侧的油、水相压力应相等，即在油、水界面处：

$$p_w(z) = p_o(z) = p \tag{1}$$

界面处水的运动速度为：

$$v_w = \frac{\eta K_1}{\mu_w} \nabla p \tag{2}$$

由于 $v_w = \Phi \mathrm{d}z/\mathrm{d}t$，满足达西定律，将 v_w 代入公式(2)，整理并积分得到：

$$\mathrm{d}p = \frac{\Phi \mu_w (h_o - h_p)}{\eta K_1 t_{BT}} \mathrm{d}z \tag{3}$$

假设油井以定产量 q 生产，根据稳定渗流理论，其油井产量计算公式为：

$$q = \frac{2\pi K h r}{\mu_o B_o} \frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}r} \tag{4}$$

对于内区 V_1 及外区 V_2，根据(4)可以得到：

$$q = \frac{2\pi K_1 (h_o - z) r}{\mu_o B_o} \frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}r} \tag{5}$$

$$q = \frac{2\pi K_2 (h_o - z) r}{\mu_o B_o} \frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}r} \tag{6}$$

将(3)分别代入(5)及(6)，整理积分得到：

$$\int_{r_w}^{r_1} \frac{1}{r} \mathrm{d}r = \frac{2\pi \Phi \mu_w (h_o - h_p)}{\mu_o B_o q \eta t_{BT}} \int_{h_o - h_1}^{h_o - h_p} (h_o - z) \mathrm{d}z \tag{7}$$

$$\int_{r_1}^{r_e} \frac{1}{r} \mathrm{d}r = \frac{K_2}{K_1} \frac{2\pi \Phi \mu_w (h_o - h_p)}{\mu_o B_o q \eta t_{BT}} \int_{0}^{h_o - h_1} (h_o - z) \mathrm{d}z \tag{8}$$

对(7)及(8)两端积分并相加得到：

$$t_{BT}=\frac{\pi\Phi\mu_w(h_o-h_p)^2(h_o+h_p)}{q\eta\mu_oB_o\left(\ln\frac{r_1}{r_w}+\frac{k_1}{k_2}\ln\frac{r_e}{r_1}\right)} \tag{9}$$

设 $\lambda=\mu_w/\mu_o$ 为水、油粘度比,将 α,β 及 λ 代入(9)式得到底水突破时间预测公式:

$$t_{BT}=\frac{\pi\Phi\lambda(h_o-h_p)^2(h_o+h_p)}{q\eta B_o[\ln(\beta r_e/r_w)+\ln\beta^{-\alpha}]} \tag{10}$$

3　实例分析

塔河油田 S48 油井钻遇大型溶洞,其油藏参数取值如表 1[16-17]。该井于 1997 年 10 月投产,2000 年 9 月见水,无水生产近 3 年,达到 1 045 天,见水前平均产量 498.8 t/d,将油藏参数代入公式可以得到其底水突破时间的预测值为 1 042 天,与实际值仅相差 3 天,预测效果良好(图 2)。

利用预测公式分别就缝洞系统发育程度及分布范围(渗透率变异系数及泄油半径比)、单井产量及油层打开程度对底水突破时间的影响进行了对比分析。从计算结果看出:①随着 α 及 β 的增大,缝洞越发育,分布范围越广,其导流能力越强,油井底水突破时间越早;随着 α 及 β 的减小,则外

表 1　塔河油田 4 区 S48 油藏参数

Table 1　Reservoir parameters of the well S48 in Block 4 of Tahe oilfield

参数	取值
原油体积系数 B_o,无因次	1.16
平均孔隙度 Φ,%	17.00
泄油半径 r_e,m	1 000.00
油井半径 r_w,m	0.075
外围带水平渗透率 K_2,μm^2	0.12
地面原油密度 ρ_o,kg/m^3	948.20
油层厚度 h_o,m	100.00
地下原油粘度 μ_o,mPa·s	21.70
地层水粘度 μ_w,mPa·s	0.60
各向异性系数 η,无因次	0.50
近井带水平渗透率 K_1,μm^2	3.55
泄油半径比 β,无因次	0.20
见水前平均产量 q,t/d	498.80
打开厚度 h_p,m	7.00

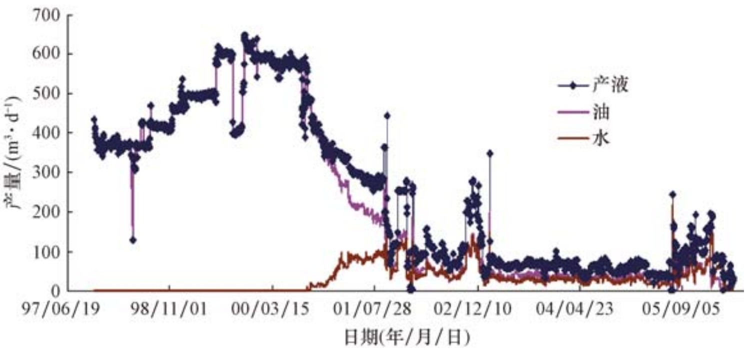

图 2　塔河油田 4 区 S48 井油、水日产量

Fig. 2　Daily oil and water production of the well S48 in Block 4 of Tahe oilfield

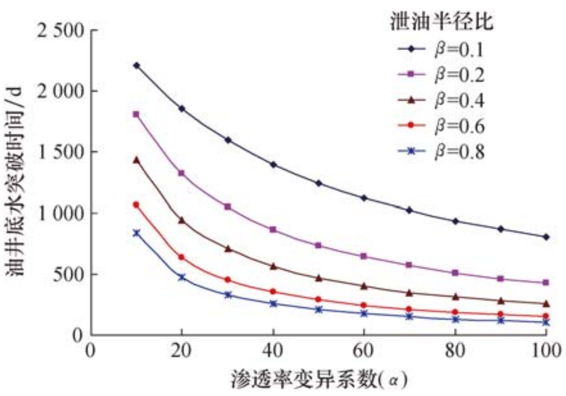

图 3　缝洞系统发育程度对底水突破时间的影响

Fig. 3　Effect of fracture and vug development upon bottom water breakthrough time

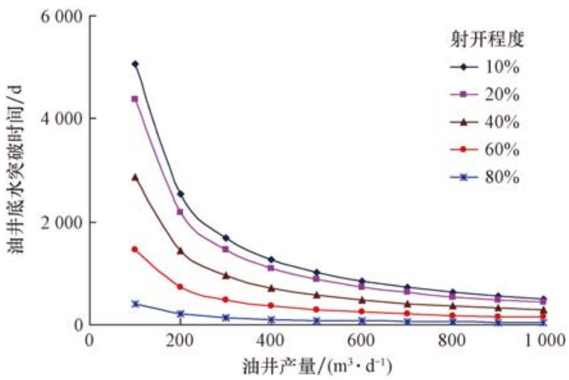

图 4　产量及射开程度对底水突破时间的影响

Fig. 4　Influence of production and perforation upon bottom water breakthrough time

区缝洞系统越发育,分布越为广泛,而内区未有缝洞系统与底水沟通,底水突破时间就相对较晚(图3);②随着产量及射开程度的增大,突破时间减小。因此要根据临界产量来确定合理的产量,同时尽量远离油水界面,留足避水高度,在满足经济极限产量的情况下,尽量延长油井的无水开采期(图4)。

4 结论

1)利用渗透率变异系数及泄油半径比表征储层缝洞系统发育程度及分布范围,在建立缝洞型底水油藏渗透率变异概念地质模型的基础上,推导出了缝洞型底水油藏油井底水突破时间预测数学模型,实例计算其预测精度较高,为该类型底水油藏单井底水突破时间预测提供了一种实用方法。

2)塔河油田以缝洞型储层为主,当油井钻遇大型溶洞或缝洞发育区获得较高产量的同时,也容易导致底水的迅速推进并突破。因此应利用油井底水突破临界产量来确定油井产量,再通过该产量预测底水突破时间,结合经济极限产量,综合确定油井的合理产量,尽量延长油井的无水采油期。

参 考 文 献

[1] 鲁新便,蔡贤忠.缝洞型碳酸盐岩油藏古溶洞系统与油气开发——以塔河碳酸盐岩溶洞型油藏为例[J].石油与天然气地质,2010,31(1):22-27.

Lu Xinbian,Cai Zhongxian. A study of the paleo-cavern system in fractured-vuggy carbonate reservoir and oil/gas development—taking the reservoirs in Tahe oilfield as an example[J]. Oil & Gas Geology,2010,31(1):22-27.

[2] 黎玉战,徐传会.塔里木盆地塔河油田发现历程及其意义[J].石油实验地质,2004,26(2):180-186.

Li Yuzhan,Xu Chuanhui. Significance and discovery history of Tahe oilfield of the Tarim basin[J]. Petroleum Geology & Experiment,2004,26(2):180-186.

[3] 饶丹,马绪杰,贾存善..塔河油田主体区奥陶系缝洞系统与油气分布[J].石油实验地质,2007,29(6):589-592.

Rao Dan,Ma Xujie,Jia Cunshan. Fracture-cave system and petroleum distribution in Ordovician in main region of Tahe oil field[J]. Petroleum Geology & Experiment,2007,29(6):589-592.

[4] 陈青,易小燕,闫常辉,等.缝洞型碳酸盐岩油藏水驱曲线特征—以塔河油田奥陶系油藏为例[J].石油与天然气地质,2010,31(1):33-37.

Chen Qing,Yi Xiaoyan,Yan Changhui,et al. Water drive curves of fractured-vauggy carbonate rock reservoirs—taking the Ordovician carbonate reservoirs in Tahe oilfield as an example[J]. Oil & Gas Geology,2010,31(1):33-37.

[5] 杨坚,程倩,李江龙,等.塔里木盆地塔河源区缝洞型油藏井间连通程度[J].石油与天然气质,2012,33(3):484-496.

Yang Jian,Cheng Qian,Li Jianglong,et al. Interwell-connectivity analysis for fracture-vug reservoirs in the block-4 of Tahe oilfield,Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology,2012,33(3):484-496.

[6] 康志江,李江龙,张冬丽.塔河缝洞型碳酸盐岩油藏渗流特征[J].石油与天然气地质,2005,26(5):634-640,673

Kang Zhijiang,Li Jianglong,Zhang Dongli. Percolation characteristics of fractured-vuggy carbonate reservoir in Tahe oilfield[J]. Oil & Gas Geology,2005,26(5):634-640,673

[7] 李传亮.带隔板底水油藏油井见水时间预报公式[J].大庆石油地质与开发,1997,16(4):49-50.

Li Chuanliang. The prediction of well's water breakthrough time in bottom water reservoir with impermeable layer[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,1997,16(4):49-50.

[8] 朱圣举.低渗透无隔板底水油藏油井见水时间预测[J].新疆石油地质,2001,22(2):153-154.

Zhu Shengju. The prediction of well's water breakthrough time in low permeability and bottom water reservoir without impermeable layer[J]. Xinjiang Petroleum Geology,2001,22(2):153-154.

[9] 李传亮.半渗透隔板底水油藏油井见水时间预报公式[J].大庆石油地质与开发,2001,20(4):32-33.

Li Chuanlinag. The prediction of well's water breakthrough time in bottom water reservoir with half-permeable layer[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2001,20(4):32-33.

[10] 刘振宇,程博.水平井开发研究——底水油藏的水脊变化及见水时间预测[J].大庆石油学院学报,2002,26(4):100-103.

Liu Zhenyu,Cheng Bo. The study of horizontal well development—The change of water ridge and the prediction of well's water breakthrough time in bottom water reservoir[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute,2002,26(4):100-103.

[11] 唐人选.底水油藏水锥动态模拟及见水时间预测[J].新疆石油地质,2003,24(6):572-573.

Tang Renxuan. Simulation of water coning performance and prediction of water breakthrough time in bottom water reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Geology,2003,24(6):572-573.

[12] 卜凌梅,韩洪宝,程林松.底水油藏油井合理射开程度研究[J].油气地质与采收率,2004,11(5):44-45.

Pu Lingmei,Han Hongbao,Cheng Linsong. The study of well's reasonable perforation degree in bottom water reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2004,11(5):44-45.

[13] 陈伟，段永刚，张小玲. 底水油藏水平井水脊突破时间预测[J]. 试采技术，2005，26(1)：8－9，12.
Chen Wei，Duan Yonggang，Zhang Xiaoling. The prediction of horizontal well's water breakthrough time in bottom water[J]. Well Testing and Production Technology，2005，26(1)：8－9，12.

[14] 蒋平，张贵才，葛际江，等. 采用供给边界压力预测底水突破前水锥参数[J]. 油气地质与采收率，2006，13(6)：76－78.
Jiang Ping，Zhang Guicai，Ge Jijiang. Making use of supply boundary's pressure to predict the water cone's parameters before water breakthrough[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency，2006，13(6)：76－78.

[15] 蒋平，张贵才，何小娟. 底水锥进的动态预测方法[J]. 钻采工艺，2007，30(2)：71－73.
Jiang Ping，Zhang Guicai，He Xiaojuan，A dynamic prediction method for bottom water coning[J]. Drilling & Production Technology，2007，30(2)：71－73.

[16] 刘昱，魏宏让. 缝洞型底水油藏见水时间预测方法研究[J]. 内蒙古石油与化工，2010，3：13－14.
Liu Yu，Wei Hongrang. Calculation Method of Water Breakthrough Time in Fractured-Vuggy Reservoir With Bottom Water[J]. Inner Mongulia Petrochemical Industry，2010，3：13－14.

[17] 吕爱民，姚军. 缝洞型底水油藏含水率变化规律研究[J]. 新疆石油地质，2007，28(3)：343－347.
Lv Aimin，Yao Jun. The Variation of water cut in fractured-vuggy reservoir with bottom water[J]. Xinjiang Petroleum Geology，2007，28(3)：343－347.

符号注释

B_o 为原油体积系数，m^3/m^3；

h_o，h_p 为油井钻遇储层厚度、储层打开厚度，m；

K_1，K_2 为近井带、外围带平均渗透率，$10^{-3}\mu m^2$；

$p_w(z)$，$p_o(z)$ 为油水界面处油、水相压力，MPa；

q 为油井日产量，m^3/d；

r_e，r_w，r_1 分别为泄流半径、井筒半径及近井带分布半径，m；

t_{BT}为底水突破时间，d；

v_w 为油、水界面处水的运动速度，m/s；

V_1，V_2 分别为近井均质带及外围均质带储层；

α 为渗透率变异系数，无量纲；

β 为泄油半径比，无量纲；

Φ 为储层平均孔隙度，%；

μ_w，μ_o 分别为地层水及地下原油粘度，mPa·s；

λ 为地下原油与地层水粘度比，无量纲；

η 为各向异性系数，无量纲；

z 为油水界面的深度，m。

（编辑　董　立）

（上接第 790 页）

Wei Shuijian，Feng Qiong，Feng Yin，et al. Prediction of Triassic gypsum cap rocks in Tongnanba region of Northeast Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment，2011，33(1)：81－86.

[16] 吴世祥，李宏涛，龙胜祥，等. 川西雷口坡组碳酸盐岩储层特征及成岩作用[J]. 石油与天然气地质，2011，32(4)：542－550，559.
Wu Shixiang，Li Hongtao，Long Shengxiang，et al. A study on characteristics and diagenesis of carbonate reservoirs in the Middle Triassic Leikoupo Formation in western Sichuan Depression[J]. Oil & Gas Geology，2011，32(4)：542－550，559.

[17] 魏国齐，刘德来，张林，等. 四川盆地天然气分布规律与有利勘探领域[J]. 天然气地球科学，2005，16(4)：437－442.
Wei Guoqi，Liu Delai，Zhang Lin，et al. The exploration region and natural gas accmulation in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience，2005，16(4)：437－442.

[18] 秦建中，王杰，邱楠生，等. 反演南方海相层系热史动态演化的新温标——磷灰石、锆石(U－Th)/He 年龄和封闭温度[J]. 石油与天然气地质，2010，31(3)：277－287.
Qin Jianzhong，Wang Jie，Qiu Nansheng，et al. New paleo-geothermometers for the inversion of dynamic thermal evolution history of marine sequences in South China—(U－Th)/He age and closure temperature of apatite and zircon[J]. Oil & Gas Geology，2010，31(3)：277－287.

[19] 魏国齐，杨威，朱永刚，等. 川西地区中二叠统栖霞组沉积体系[J]. 石油与天然气地质，2010，31(4)：442－448.
Wei Guoqi，Yang Wei，Zhu Yonggang，et al. Depositional system of the Middle Permian Qixia Formation in the western Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology，2010，31(4)：442－448.

[20] 雷雪，李忠，翟中华，等. 川中地区中三叠统雷口坡组构造特征及解释方法探讨[J]. 石油物探，2005，44(2)：137－141.
Lei Xue，Li Zhong，Zhai Zhonghua，et al. Structure styles analysis of Leikoupo formation in Mid-Triassic in central Sichuan Basin[J]. Geophysical Prospecting for Petrolem，2005，44(2)：137－141.

（编辑　李　军）