

Study on Calculation Method of Dynamic Reserves of Fracture-Cavity Carbonate Reservoir

Ran Yang, Yuting Wang

Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan
Email: 1134338124@qq.com

Received: Nov. 20th, 2019; accepted: Dec. 3rd, 2019; published: Dec. 10th, 2019

Abstract

Due to the diversity of reservoir distribution and the complexity of internal fracture-cavity structures, fracture-cavity carbonate reservoirs are different from conventional sandstone layered reservoirs. The reserve calculation method of conventional reservoirs is not suitable for fracture-cavity reservoirs. This is due to the difficulty in selecting the parameters of conventional methods due to the complex structure inside the reservoirs. Therefore, it is necessary to screen the dynamic reserve method suitable for the calculation of fracture-cavity reservoirs, which is of great guiding significance for guiding oil well production and exploiting the remaining potential of reservoirs.

Keywords

Fracture-Cavity Reservoirs, Carbonate Reservoirs, Reserve Calculation

缝洞型碳酸盐岩油藏动态储量计算方法研究

杨 冉, 王玉婷

成都理工大学, 四川 成都
Email: 1134338124@qq.com

收稿日期: 2019年11月20日; 录用日期: 2019年12月3日; 发布日期: 2019年12月10日

摘 要

缝洞型碳酸盐岩油藏由于储集体空间展布多样性和内部缝洞结构的复杂性, 导致该类型油藏不同于常规

砂岩的层状油藏。常规油藏的储量计算方法并不适用于缝洞型油藏,这是由于储集体内部复杂的结构导致常规方法的参数选取存在一定困难。因此,有必要筛选适合缝洞型油藏计算的动态储量方法,对于指导油井生产,挖掘油藏剩余潜力,有很重要的指导意义。

关键词

缝洞型油藏, 碳酸盐岩, 储量计算

Copyright © 2020 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 缝洞型油藏储量计算研究现状

缝洞型碳酸盐岩油藏储集体的形成和分布主要受岩溶作用控制,加上其断裂的发育规模以及表面风化剥蚀的差异,使得油藏内部的空间结构十分复杂。缝洞结构的特殊性,即缝洞的排列以及组合的不同方式,是缝洞型油藏与常规砂岩层状油藏的主要差异。以塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏为例,储集体类型主要分为裂缝型、裂缝-溶洞型和裂缝-孔洞型。复杂的内部结构使得缝洞型油藏的生产特征与砂岩油藏差别较大,油井在生产过程中,经常会突然出现水窜和水淹,含水率变化也是极不稳定。

目前缝洞型油藏储量计算大部分还是常规油藏的储量计算方法,但是常规油藏的储量计算方法,只适用于砂岩油藏,要求储层均质,生产动态稳定。因此,常规油藏的储量计算方法并不适用于缝洞型碳酸盐岩油藏储量的计算。

2. 缝洞型油藏储量计算方法

利用油藏工程方法可以对缝洞型油藏储量进行相关的计算,按所需资料的不同,可以分为静态法、动态法储量计算。静态法主要包括类比法、容积法、缝洞雕刻体积法、数值模拟、概率法等;动态法主要包括物质平衡法、水驱法、递减法、注水指示曲线、能量指示曲线等。

2.1. 静态法储量计算

静态容积法一般在油田勘探开发的早期或初步评价阶段,首先确定构造图上的含油气面积,然后再计算油层有效厚度、有效孔隙度、含油饱和度等参数[1]。容积法计算储量的参数主要通过采集地震、钻井与地质分析研究成果、井下电测、PVT 测量取样、试井及采油等数据[2]。静态法计算储量的公式为

$$N = 100Ah\phi S_{oi}\rho_o/B_{oi} \quad (1)$$

式中: N ——石油地质储量, 10^4 t; A ——含油面积, km^2 ; h ——有效厚度, m; ϕ ——有效孔隙度; S_{oi} ——原始含油饱和度; ρ_o ——地面原油密度, t/m^3 ; B_{oi} ——原油体积系数。

在分析缝洞型碳酸盐岩储层连续性特征尺度基础上,刘学利等[3]通过引入连续性特征尺度[4]和溶洞孔隙体积比的概念。针对缝洞型油藏单元展布特征改进了容积法储量计算公式:

$$N = A_1h_1R_vS_{oi}\rho_o/B_{oi} \quad (2)$$

式中: A_1 ——缝洞带面积, m^2 ; h_1 ——缝洞带厚度, m; 孔隙体积比, 一般情况下 R_v 小于 1, 在未被充填的溶洞中 R_v 等于 1。

赵裕辉等[5]利用三维缝洞雕刻技术, 清晰地显示出储层的分布特征, 同时利用拓扑算法快速估算出储集体体积, 为钻井部署及储量计算提供了依据。

尽管改进的静态储量计算法的准确度有所提高, 但几何参数的取值仍然是一个难题, 而且由于缝洞型油藏内部较强的非均质性和复杂的缝洞结构, 部分地质参数难以获取, 使得计算结果与实际值存在较大误差。

2.2. 常规油藏动态储量计算方法

在油田进入开发中期和后期阶段, 随着油井的不断生产, 大量的动态生产数据的取得, 油藏的认识也进一步加深, 这时可以采用物质平衡法、递减法、水驱法等动态法来计算动态储量。

物质平衡法不仅适用于均质油藏储量计算, 也适用于非均质油藏储量。基于物质平衡的原理, 得到含封存水和水侵的缝洞单元物质平衡方程如下:

$$N_p B_o = (NB_{oi} C_t + WB_{wi} C_{wi})(P_i - P) + (W_e - W_p) B_w \quad (3)$$

式中: N_p ——累积产油量, 10^4 m^3 ; N ——动用储量, 10^4 m^3 ; P_i ——原始缝洞单元压力, MPa; P ——目前缝洞单元压力, MPa; B_{oi} ——原始地层原油体积系数, 无量纲; B_o ——目前地层原油体积系数, 无量纲; C_t ——油藏总压缩系数, 由原油与岩石的压缩系数组成, MPa^{-1} ; C_{wi} ——水体压缩系数, 由水与岩石压缩系数组成, MPa^{-1} ; W ——封存水体的大小, 10^4 m^3 ; B_{wi} ——原始压力下地层水体体积系数, 无量纲; W_e ——累积水侵量; W_p ——累计产水量。

郑松青等[6]根据缝洞型油藏地质特征及水体特征, 简化底水处理, 运用以原油地质储量为基数的油区综合压缩系数及以底水水体体积为基数的水区综合压缩系数, 建立了物质平衡方程。常规物质平衡方程处理边底水问题过于复杂, 且水侵渗透率为定值, 但缝洞型油藏为离散介质, 水侵通道复杂多变, 导致渗透率具有时变性, 使其在缝洞油藏应用过程中存在很多问题。

水驱曲线法适合于高含水油田开发中后期动态储量计算, 可用于单井、井组、单元动态储量的计算, 但是要求生产状况平稳且曲线出现直线段。郑松青等[7]从油水相对渗透率比与含水饱和度的关系出发, 对丁型水驱曲线进行了推导, 理论上证明了丁型水驱特征曲线直线段斜率的倒数同地质储量呈线性关系, 从而可以计算出缝洞型油藏单井井控储量。缝洞型油藏含水率波动较大, 很难出现稳定水驱阶段, 且油井容易发生水窜, 含水率急剧上升。因此, 很难利用水驱曲线来对缝洞型油藏储量进行计算。

产量递减法适用于开发中后期可采储量计算, 目前常用的几种产量递减法: Arps、Fetcovich、Blasingame 等方法, 但是这种方法不适合不稳定生产阶段的产量预测, 在缝洞型油藏的应用中也存在诸多问题。

2.3. 缝洞型油藏动态储量计算方法

在塔河油田缝洞型油藏开发过程中, 中石化西北局利用现场生产井动态资料, 初步建立了利用能量指示曲线和注水指示曲线识别缝洞结构和计算动态储量的方法。

能量指示曲线是指累积产量与井底流压或者液面的关系曲线, 见图 1, 它可以直接反映动用范围内的地层能量变化情况, 也可反映井筒沟通储集体的情况、储层物性及开采过程中油井能量变化情况等。结合物质平衡方程, 利用自喷阶段的能量指示曲线斜率, 可以进行储量的计算。张文学[8]考虑了底层水体能量, 得到了溶洞型一定容体油藏模型的能量指示曲线通用表达式。

$$p = -\frac{L_p}{NB_{oi}(C_o + R_i C_w)} + p_e \quad (4)$$

式中: L_p ——累产液体积; P_e ——地层目前压力; B_{oi} ——原油的体积系数; C_o ——油的压缩系数; C_w ——在地层压力 p 条件下地层水的压缩系数。

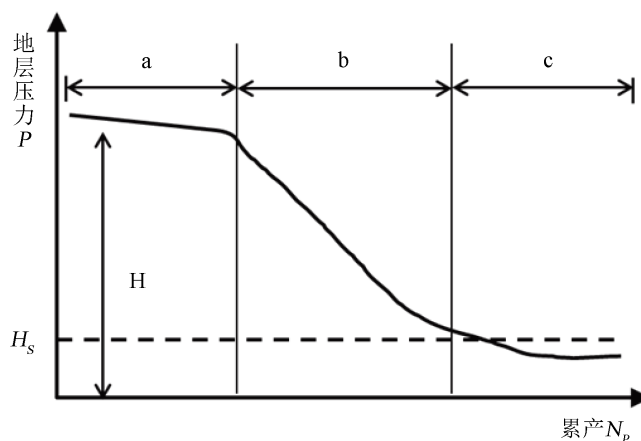


Figure 1. Ideal energy indicator curve shape (according to the Research Institute of the Third Oil Production Plant of the Northwest Bureau of Sinopec)

图 1. 理想能量指示曲线形态(据中石化西北局采油三厂研究所)

缝洞型油藏的注水指示曲线为累计注水量与注入压力的关系曲线, 见图 2。这种方法适用于封闭定容油藏, 即适合进行单井替油的缝洞型油藏。根据不同轮次注水指示曲线的斜率, 可以计算出目前油藏的剩余可采储量。注水指示曲线的表达式为:

$$p = \frac{N_{wi} B_w}{N B_{oi} (R C_w + C_o)} + p_0 \quad (5)$$

式中: N_{wi} ——累计注水量; B_w ——水的体积系数; N ——油的储量; R ——地下溶洞水油比; C_w ——水的压缩系数; p_0 ——注水前压力。

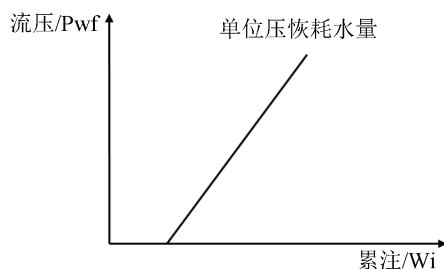


Figure 2. Ideal water injection curve shape (according to the Research Institute of the Third Oil Production Plant of the Northwest Bureau of Sinopec)

图 2. 理想注水指示曲线形态(据中石化西北局采油三厂研究所)

3. 缝洞型油藏动态储量计算示例

3.1. 能量指示曲线储量计算示例

根据塔河托甫台区 XX 井生产资料绘制能量指示曲线, 见图 3, 根据该区块其他井相关资料, 取该井流体压缩系数为 $7.85 \times 10^{-4} \text{ Mpa}^{-1}$, 自喷阶段能量指示曲线斜率为 -0.0004 , 按照含水饱和度 35% 计算,

$$\frac{1}{NC_i} = 0.0004 \tag{6}$$

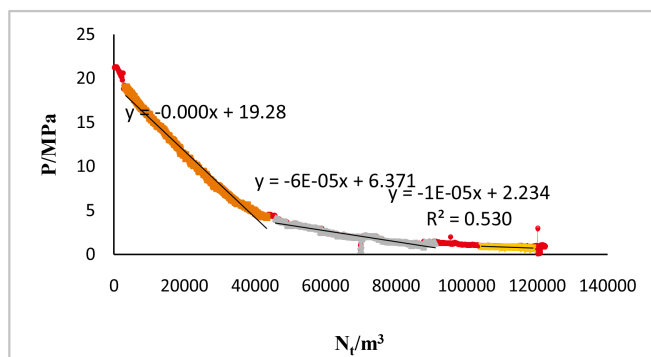


Figure 3. Energy indicator curve of XX well
图 3. XX 井能量指示曲线

计算得到 $N = 318.47 \times 10^4 \text{ m}^3$, 则该井的动态储量为 $114.46 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。由油井实际生产资料可知, 该井目前累计采油量为 $12.79 \times 10^4 \text{ m}^3$, 采出程度为 11.17%。

3.2. 注水指示曲线储量计算示例

根据塔河油田 12 区 XX 井生产数据绘制注水指示曲线, 见图 4。

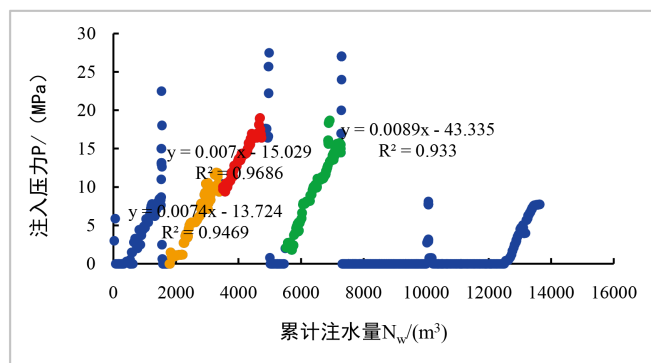


Figure 4. Water injection curve of XX well
图 4. XX 井注水指示曲线

从上图中可以看出, 压力与累计注水量呈比较好的线性关系, 且注水无启动压力, 说明油井直接钻遇溶洞。第二轮注水直线斜率为两段, 但是两段斜率很接近, 可以近似为一条, 第二轮注水的斜率近似取 0.0072。用直接钻遇溶洞的模型公式(5)进行试算第二轮至第三轮地下动态储量, 公式如下:

$$\begin{cases} \frac{B_w}{N_{2\text{轮}} B_{oi} (RC_w + C_o)} = 0.0072 \\ \frac{B_w}{N_{3\text{轮}} B_{oi} (RC_w + C_o)} = 0.0089 \end{cases} \tag{7}$$

对应的参数取经验值和估值进行试算: $B_w = 0.98, B_{oi} = 1.04, C_w = 4 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}, C_o = 10 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}, R = 15$ 。将参数的值代入上式可得:

$$\begin{cases} N_{2\text{轮}} = 1.869 \times 10^4 \text{ m}^3 \\ N_{3\text{轮}} = 1.512 \times 10^4 \text{ m}^3 \end{cases} \quad (8)$$

第二轮和第三轮注水之间井底原油减少了 3570 m^3 , 即 3712.8 t , 根据生产数据我们知道两个轮次之间实际的采出原油量为 3878 t , 误差为 4.2% 。所以选取的模型较为合适。根据最新一轮的注水指示曲线, 求解可知 XX 井剩余动态储量为 $1.512 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

4. 结论

1) 根据所需资料不同, 缝洞型油藏储量计算方法可以分为静态法和动态法。在开发早中期往往因为开发动态资料的不足而应用静态法进行储量计算, 在开发中后期可以用动态储量计算方法进行计算和校正。

2) 缝洞型碳酸盐岩油藏具有较强的非均质性, 储量参数和储量计算需要利用多种信息、多种方法, 计算结果的精度取决对油藏的认识程度以及生产资料的多少。

3) 没有任何一种储量方法可以准确地计算出缝洞型油藏的储量, 需要多种方法进行互相验证, 综合分析, 得出最接近油藏实际的结果。

参考文献

- [1] 陈元千. 油气藏工程实用方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
- [2] 李珂, 李允, 刘明. 缝洞型碳酸盐岩油藏储量计算方法研究[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(2): 12+116-117+120.
- [3] 刘学利, 焦方正, 翟晓先, 等. 塔河油田奥陶系缝洞型油藏储量计算方法[J]. 特种油气藏, 2005, 12(6): 22-24.
- [4] 李传亮. 储层岩石连续性特征尺度研究[J]. 中国海上油气, 2004, 16(1): 63-64.
- [5] 赵裕辉, 胡建中, 鲁新便, 等. 碳酸盐岩缝洞型储集体识别与体积估算[J]. 石油地球物理勘探, 2010(5): 10-11+110-114+182.
- [6] 郑松青, 崔书岳, 牟雷. 缝洞型油藏物质平衡方程及驱动能量分析[J]. 特种油气藏, 2018(1): 64-67.
- [7] 郑松青, 刘东, 刘中春, 等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏井控储量计算[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(1): 78-81.
- [8] 张文学, 王勇. 塔河油田碳酸盐岩油藏能量指示曲线模型建立与应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(1): 97-102.