



中國石油大學 (华东)  
CHINA UNIVERSITY OF PETROLEUM

# 缝洞型碳酸盐岩油藏之油藏工程方法研究



# 缝洞型碳酸盐岩油藏之油藏工程方法研究——目录

**一 油藏开发描述及评价**

**二 地质（动用）储量计算**

**三 注水机理及注水方法研究**

**四 开发指标计算方法研究**

**五 开发技术政策研究**

**六 剩余油分布模式及挖潜对策**



# 一、油藏开发描述及评价

## 1、储层特征

### 储集空间

- ◆ 溶蚀孔洞
- ◆ 裂缝
- ◆ 大型洞穴

### 储集类型

- ◆ 溶洞型（裂缝溶洞型）
- ◆ 裂缝孔洞型
- ◆ 裂缝孔隙型（裂缝型）

- (1) 有效储渗空间以**裂缝和溶洞为主**，且溶洞型储层占绝对优势。
- (2) 碳酸盐岩缝洞型油藏没有**统一的压力系统、油水界面**，更没有**统一的开发动态特点**。
- (3) **不能形成连续分布的缝洞网络系统**，缝洞单元是油田开发的基本单元。



# 一、油藏开发描述及评价

## 2、储层单元划分

### 划分原则

- ①不同的缝洞单元的**产出液性质**和**生产特征**在纵向不同层段具有明显差异。
- ②不同缝洞单元之间相互分隔或储渗分布差异明显。
- ③不同缝洞单元具有不同的流体动力系统。

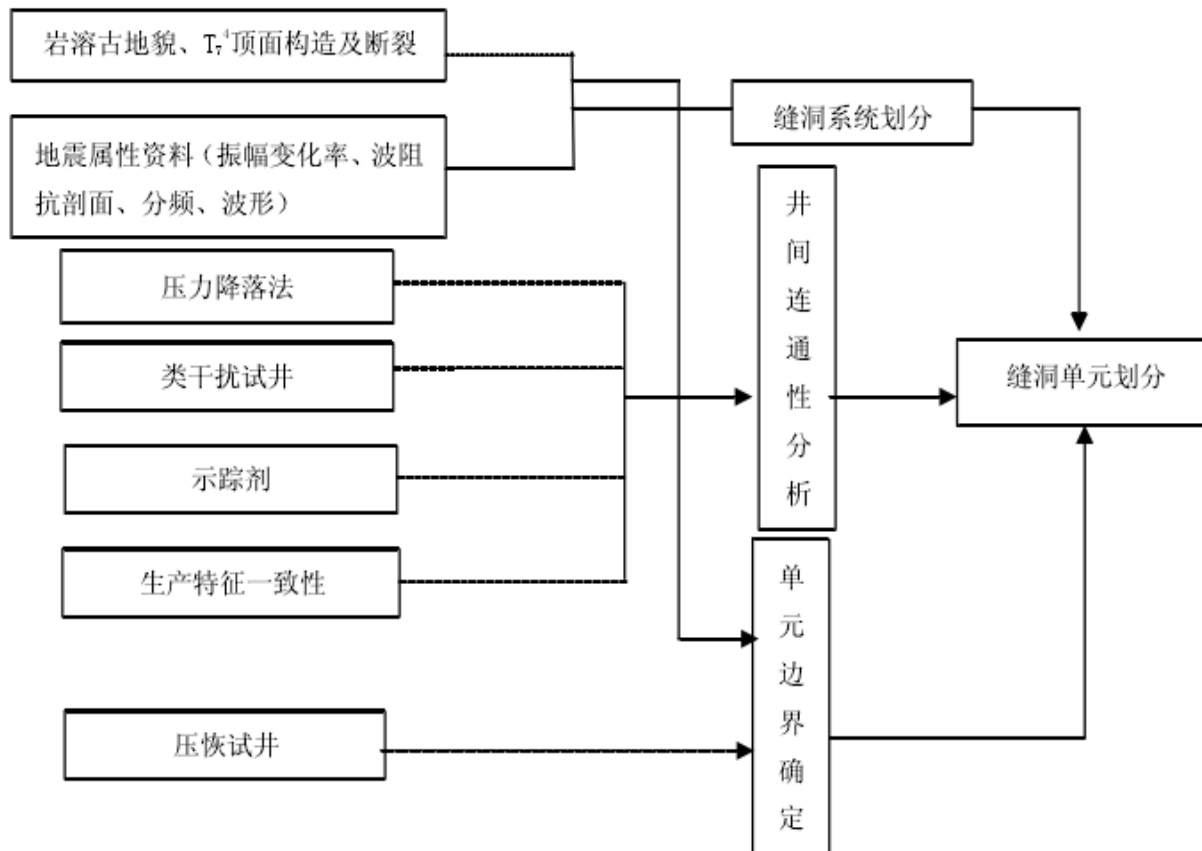


# 一、油藏开发描述及评价

## 2、储层单元划分

### 划分关键

确定井间连通性及确定边界





# 一、油藏开发描述及评价

## 2、储层单元划分

### 判断井间连通性

#### ①油藏压力降落法

同一缝洞单元的油井，如果油气藏是连通的，其压力可以相互传递，其压降规律也就相同。

当油藏投入开发后，如果井间连通，那么该油藏单元的各井处于同一压力系统内，在一定时间后，各井的压降趋势一致。

后钻的井其地层压力应低于早期的井，并呈下降趋势。

#### ②类干扰试井法

利用开发过程中的井间干扰现象，如新井酸压投产、老井注水、堵水等对邻井的激动干扰信息。如果存在井间干扰现象说明井间是连通的，为同一个缝洞单元。



# 一、油藏开发描述及评价

## 2、储层单元划分

### ③示踪剂监测判定法

示踪剂井间监测技术就是在注水井中注入硫氰酸铵、氡水、碘化钾、硝酸铵、溴化钠等水溶性示踪剂，在周围监测井中取水样，分析样品中示踪剂浓度，并绘制出邻井示踪剂浓度随时间变化的曲线，通过对示踪剂产出曲线进行分析，进行井间连通性的判断。

### ④生产特征相似性判定法

缝洞单元内具有同一的流体动力系统，因此，单元内的井组（特别是高产井）具有相似的生产动态特征。充分利用开发过程中的生产动态特征，是邻井间判断是否存在连通性的依据之一。



# 缝洞型碳酸盐岩油藏之油藏工程方法研究

一 油藏开发描述及评价

二 地质（动用）储量计算

三 注水机理及注水方法研究

四 开发指标计算方法研究

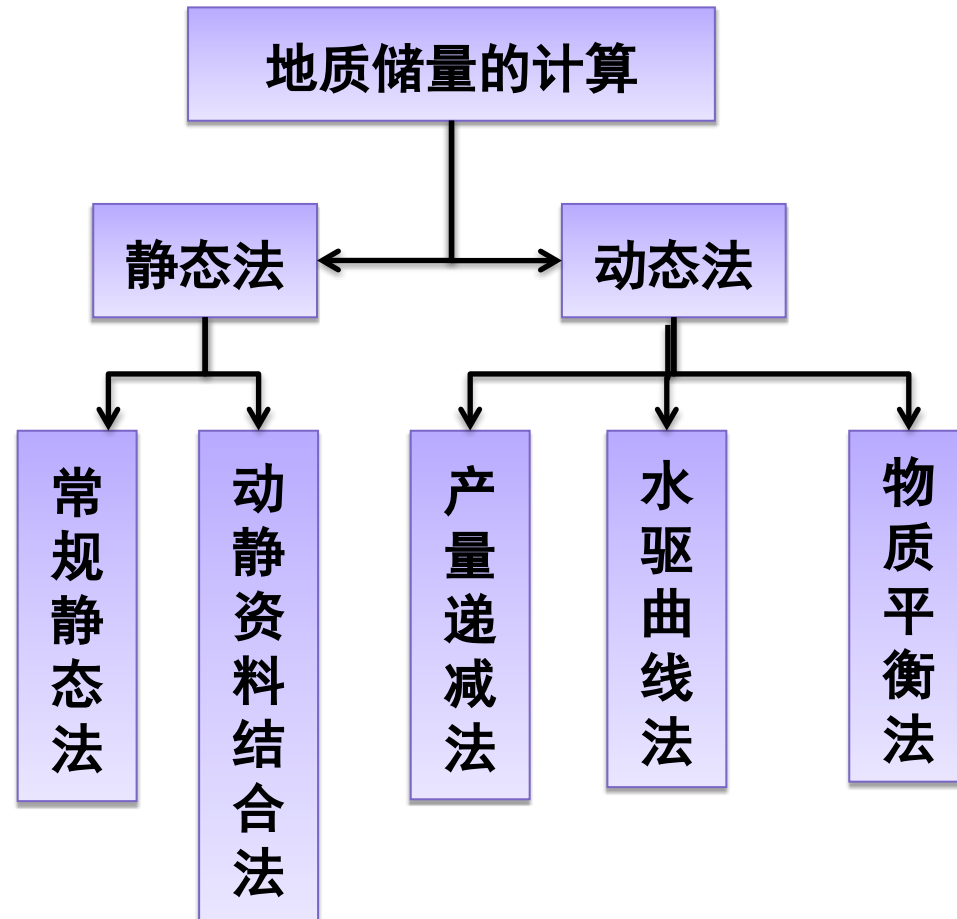
五 开发技术政策研究

六 剩余油分布模式及挖潜对策





## 二、地质储量的计算





## 二、地质储量的计算

### 1、地质储量计算方法—静态法

**静态法：**在油藏还未开发或油藏开发初期，油藏动态资料不足时。常使用静态法预测油藏地质储量。

常规的静态储量计算法的计算公式为：

$$N = 100 Ah\phi(1 - S_{wi})\rho_{os} / B_{oi}$$

刘学利等通过引入连续性特征尺度和溶洞孔隙体积比的概念，改进了储量的静态计算方法。表达式为：

$$N = 100 A_1 h_1 R_V \rho_{os} / B_{oi} = 100 V_{1P} \rho_{os} / B_{oi}$$



## 二、地质储量的计算

### 1、地质储量计算方法—静态法

虽然上式改进的储量静态计算方法对油藏静态储量计算的准确度有所提高，但是仍不能充分的反应缝洞型油藏的缝洞体在空间上的非均匀分布。

**基于油藏物质平衡理论，以划分的缝洞单元为基础，建立了应用单井可采储量确定单井控制面积，然后再利用容积法计算单井动用地质储量的储量计算新方法。**

在油藏开发初期，获得了一些油藏动态资料，在开发初期以弹性驱动为主，结合弹性驱动的动态资料和静态资料来计算地质储量更为准确。

**对于底水不活跃的缝洞型油藏，投入开发初期以弹性驱动为主，若地层压力远大于饱和压力，属于未饱和油藏。其物质平衡方程式为：**

$$N_p = C_t NB_{oi} (P_i - P_r)$$



## 二、地质储量的计算

### 1、地质储量计算方法—静态法

单井的动用地质储量：
$$N_1 = A_1 H_1 \phi_1 S_o / B_{oi}$$

由于处于同一压力系统，所以相同时刻各油藏的压降相同，于是有：

$$N_{p1} / N_p = A_1 H_1 \phi_1 / A H \phi = \alpha_1 A_1 / A$$

$$\alpha_1 = \frac{H_1 \phi_1}{\sum H_i \phi_i}$$

由上式可得单井动用储量计算公式：
$$N1 = \frac{N_{p1}}{N_p} \frac{A H_1 \phi_1}{\alpha_1} \frac{S_{o1}}{B_o}$$

缝洞单元体总的动用储量：
$$N = \sum N_i$$



## 二、地质储量的计算

### 1、地质储量计算方法—静态法

#### 优点

新建立的动用储量计算方法不仅充分应用了单井钻遇缝洞储集体的测井、钻井等静态地质资料，更进一步充分应用了油井的生产动态资料，达到了从开发动、静态两个角度共同评价油藏开发效果的目的，评价结论更贴近油藏实际。

#### 局限性

该方法主要适用于油藏开发早期处于**弹性驱动阶段**的储量动用程度的评价，而对油藏处于**活跃底水驱动阶段**的动用储量评价有待**进一步探讨**。



## 二、地质储量的计算

### 2、地质储量计算方法—动态法

#### 产量递减法

碳酸盐岩油藏由多个相对独立油水系统缝洞单元组成，每个缝洞单元均是一个油藏，在油藏开发中期产量**出现递减趋势后，采用产量递减法**。递减法是对各区块月均日产油量进行拟合，选取合适的递减类型，利用递减指数，按递减规律进行产量预测，直到油井产量回零，将全部产量合计，得出该区块现阶段可采储量。

#### 局限性

主要应用于没有进行大幅度井网综合调整、单元生产动态较稳定地区，否则误差较大。



## 二、地质储量的计算

### 2、地质储量计算方法—动态法

递减类型	基本特征	基本关系式			最大累积产量
		$Q-t$	$N_p-t$	$N_p-Q$	
指数递减	$n=0$ $D=D_0$	$Q = Q_0 e^{-D_0 t}$	$N_p = \frac{Q_0}{D_0} (1 - e^{-D_0 t})$	$N_p = \frac{Q_0 - Q}{D_0}$	$N_{pmax} = \frac{Q_0}{D_0}$
双曲递减	$0 < n < 1$ $D < D_0$	$Q = Q_0 (1 + nD_0 t)^{-\frac{1}{n}}$	$N_p = \frac{Q_0}{D_0(n-1)} \times [(1 + nD_0 t)^{\frac{n-1}{n}} - 1]$	$N_p = \frac{Q_0^n}{D_0(1-n)} \times (Q_0^{1-n} - Q^{1-n})$	$N_{pmax} = \frac{Q_0}{D_0(1-n)}$
调和递减	$n=1$ $D < D_0$	$Q = Q_0 (1 + D_0 t)^{-1}$	$N_p = \frac{Q_0}{D_0} \ln(1 + D_0 t)$	$N_p = \frac{2.303 Q_0}{D_0} \lg \frac{Q_0}{Q}$	$N_{pmax} = \frac{2.303}{D_0} \lg Q_0$ ( $Q=1$ )



## 二、地质储量的计算

### 2、地质储量计算方法—动态法

#### 递减类型判断方法筛选

当油井进入递减阶段之后，需要根据已经取得的生产数据，采用不同的方法判断其所属的递减类型，确定递减参数。

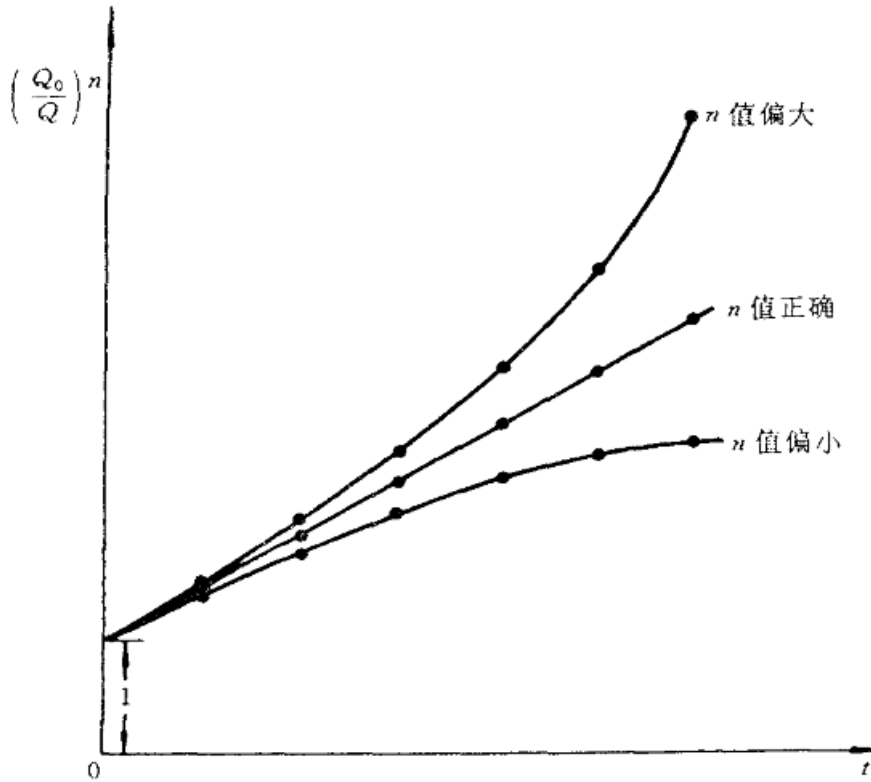
为了判断递减类型，目前经常采用的方法有图解法、试差法、曲线位移法、典型曲线拟合法等，所有这些方的应用，都需要建立在线性关系的基础上，根据线性关系的相关系数大小，作为判断递减类型的主要标志。



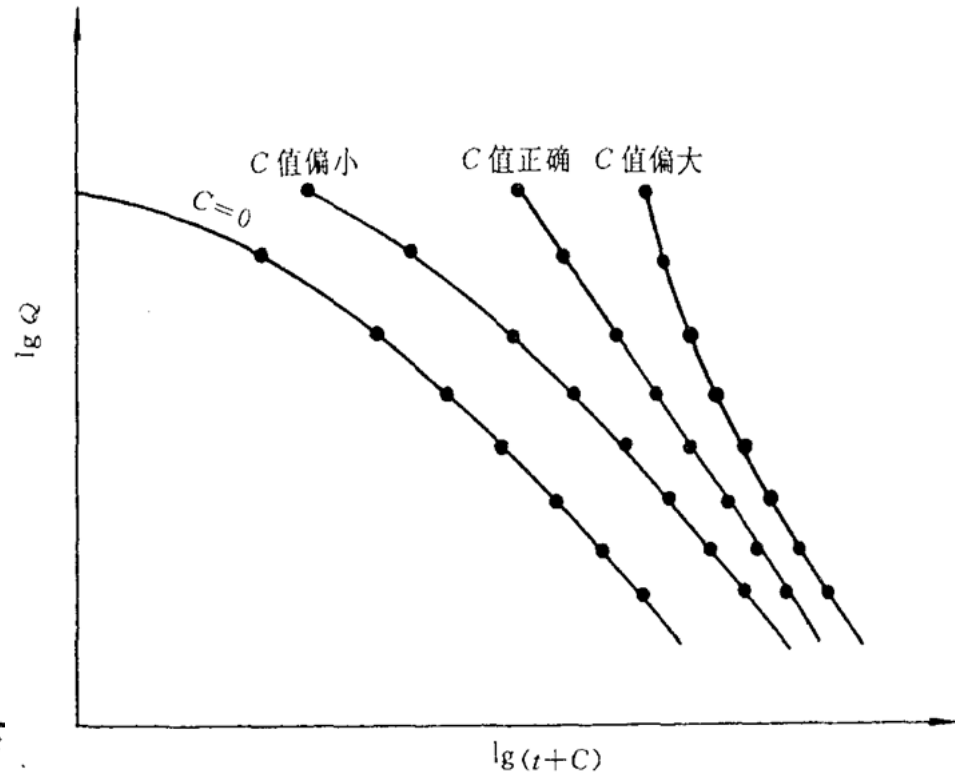


## 二、地质储量的计算

### 2、地质储量计算方法—动态法



试凑法

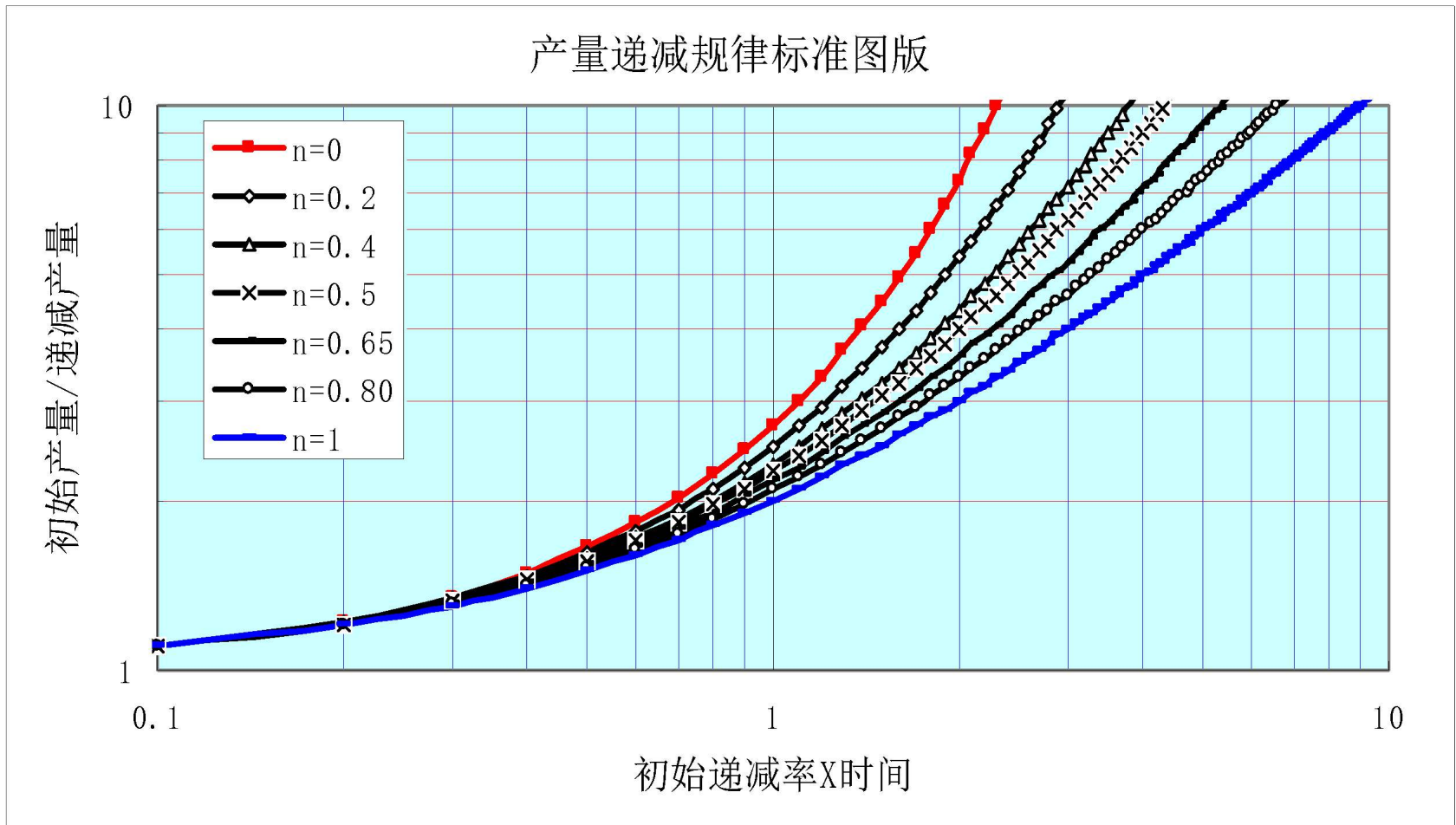


曲线位移法



## 二、地质储量的计算

### 2、地质储量计算方法—动态法





## 二、地质储量的计算

### 2、地质储量计算方法—动态法

#### 水驱法

水驱法是水驱开发油田进入中、高含水期后进行年度及阶段可采储量计算的主要方法。当甲型水驱曲线  $\lg WOR-N_p$  ( $WOR=Q_w/Q_o$ ) 呈平行关系时，直线段可用于**预测可采储量**。

#### 局限性

**水驱法要求计算的开发单元具独立水动力学系统或注采系统，开发历史数据独立，与其它开发单元互不干扰。**

实际的动态储量计算可以结合甲型特征曲线线性回归得到的参数值和经过校正后的动储量计算公式来计算。

甲型水驱特征曲线计算公式为：

$$\lg(W_p + C) = a_1 + b_1 N_p$$



## 二、地质储量的计算

### 2、地质储量计算方法—动态法

根据国内外大量的水驱统计结果计算，得到油藏动态地质储量的关系式：

$$N = 7.5422b_1^{-0.969}$$

对于缝洞型碳酸盐岩油藏，经过校正，用13代替系数7.5422更加符合。

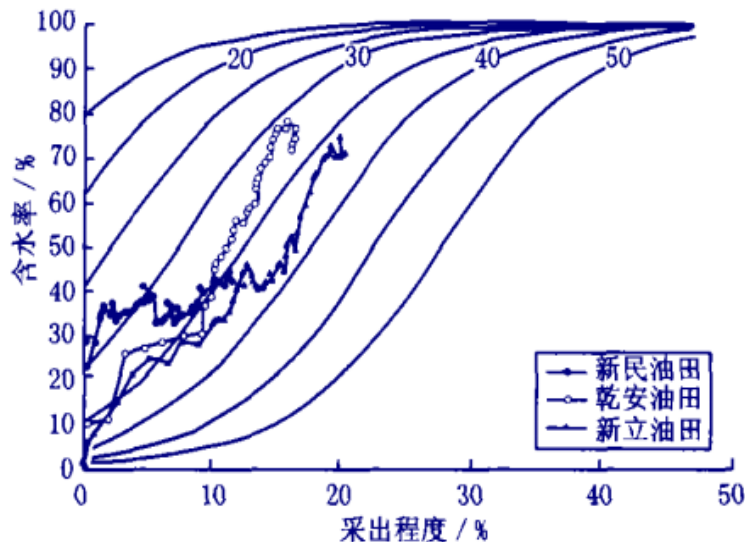


图1 童氏含水率与采出程度关系曲线图版

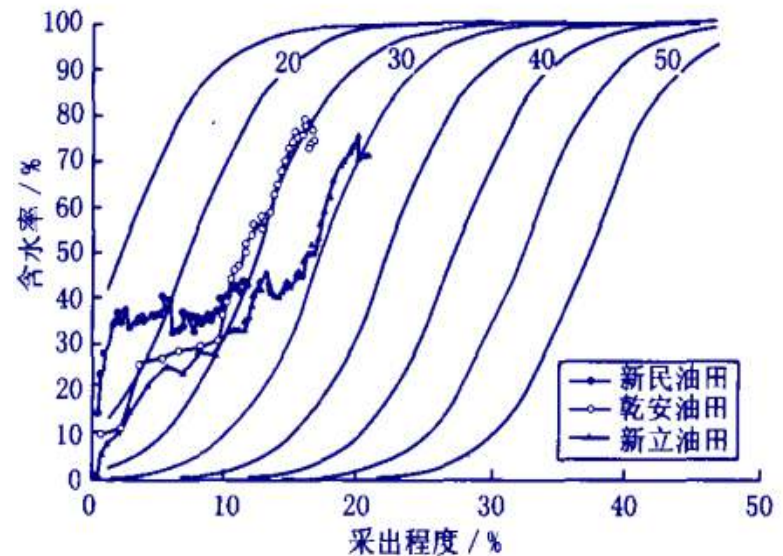


图2 改进后童氏含水率与采出程度关系曲线图版



## 二、地质储量的计算

### 2、地质储量计算方法—动态法

#### 物质平衡方法

油藏工程的物质平衡方法不需要考虑储层内部的复杂结构，仅根据储层内压力变化和累计注、采量就可以计算出缝洞单元的储量，运用的难点是如何确定储层内压力的变化。

针对实施的注水替油这种开采方式，根据注水阶段的注入量和井口压力的响应特征，由井口压力折算井底流压，再根据井底流压变化计算地层压力的变化，从而计算出注采单元的单井控制储量。

在缝洞型碳酸盐岩油气藏中，其研究对象通常是多相流体在双重介质中的渗流，所以经常使用的是油藏综合压缩系数，即同时考虑了裂缝、孔隙及其中流体的总压缩性的大小。



## 二、地质储量的计算

### 2、地质储量计算方法—动态法

根据压缩系数的概念，在一定的压力改变量下，裂缝性油藏流体总排出量等于裂缝和基质孔隙体积的改变量与孔隙内多相流体的体积改变量之和，**裂缝性油藏的综合压缩系数**为：

$$C_t = \frac{\phi_m}{\phi} C_m + \frac{\phi_f}{\phi} C_f + \frac{\phi_m S_{om} + \phi_f S_{of}}{\phi} C_o + \frac{\phi_m S_{gm} + \phi_f S_{gf}}{\phi} C_g + \frac{\phi_m S_{sm} + \phi_f S_{wf}}{\phi} C_w$$

因此，对于**缝洞型碳酸盐岩油藏**来说，**物质平衡方程**可以表示为下式：

$$N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g + W_p B_w - W_e - G_i B_g - W_i B_w = \frac{NB_{oi} C_t (P_i - P)}{S_o}$$



## 二、地质储量的计算

### 2、地质储量计算方法—动态法

由物质平衡方程：

$$N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g + W_p B_w - W_e - G_i B_g - W_i B_w = \frac{NB_{oi} C_t (P_i - P)}{S_o}$$

令：

$$X = \frac{B_{oi} C_t (P_i - P)}{S_o}$$

$$Y = N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g + W_p B_w - W_e - G_i B_g - W_i B_w$$

可分别以X、Y为横、纵坐标做图，得到一条直线，斜率即为原油地质产量。

为了求解上述方程，需要知道：**累产量、累注入量和地层压力**的变化。

**注采量**可以用地面计量的数据；对于压力，仅有地面井口计量的油压。通常的做法是运用管流模型，根据流动条件由井口压力折算井底压力。



# 缝洞型碳酸盐岩油藏之油藏工程方法研究

一 油藏开发描述及评价

二 地质（动用）储量计算

三 注水机理及注水方法研究

四 开发指标计算方法研究

五 开发技术政策研究

六 剩余油分布模式及挖潜对策



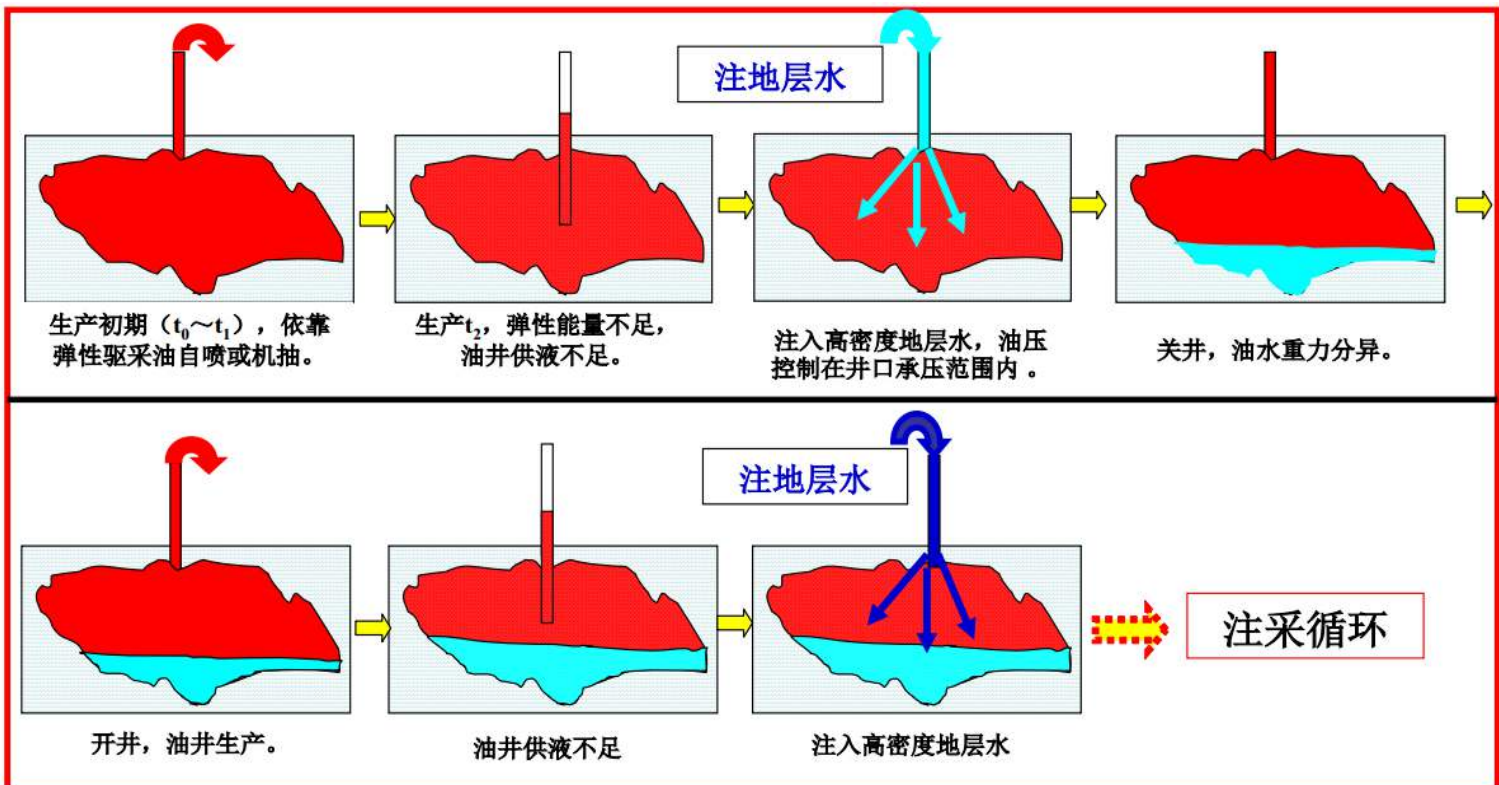


### 三、注水机理及注水方法研究

#### 1、单井注水替油技术

##### 单井注水替油机理

经研究论证认为碳酸盐岩储集体导流能力强、界面张力弱、油水易于置换，对**定容性油井实施注水替油**是一种经济有效的开采方式。



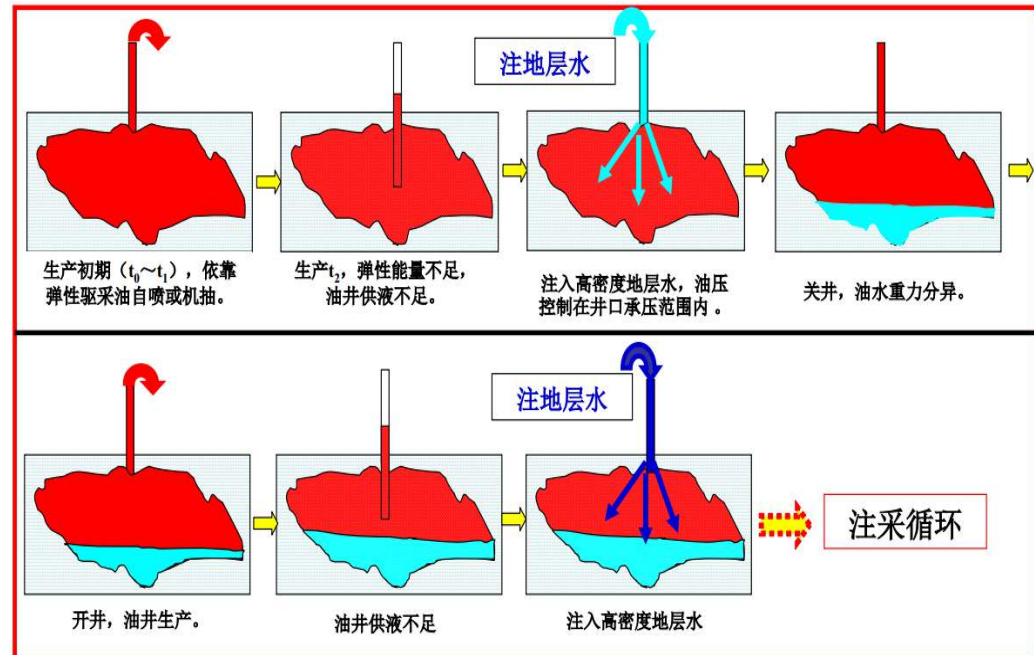


### 三、注水机理及注水方法研究

#### 1、单井注水替油技术

##### 单井注水替油机理

此类油藏在生产初期依靠天然能量开采，随着生产时间的增加，天然能量逐渐减弱，最后无法使原油自喷采出，此时，通过生产井向油藏注入水体，注水完毕后关井。



在关井过程中：

一是利用重力分异原理，油水置换，油水界面上升；

二是水体进入油藏储集空间，增加地层压力，对地层能量进行补充。

待油水充分置换后，再开井生产，如此经过多轮次的注水替油，逐步提高原油的采出程度。



### 三、注水机理及注水方法研究

#### 1、单井注水替油技术

##### 注水开发步骤

单井缝洞单元的注水开发步骤为：**注水、关井、采油**。由这3个阶段形成一个周期。经过多轮次的注水替油，逐步提高油藏采收率。

##### 注水阶段

油井靠天然能量开采后，地层能量下降，油井供液不足，必须提高地层能量才能继续开采。

##### 关井阶段

此过程中地层压力重新分布，形成新的压力场。缝洞型碳酸盐岩油藏储渗空间以缝、洞为主，油水在其间的流动近似于管流，在重力分异作用下，油水能够在较短的时间内发生置换。注入的水体置换至储集体的底部形成次生底水，从而使油水界面上升，推动原油向井筒处运移。

##### 采油阶段

由于在关井阶段油水并不能实现完全的置换，因此**开采初期含水较高**，随着开采的进行，含水率将**逐渐下降**，然后再上升。



### 三、注水机理及注水方法研究

#### 2、多井缝洞单元注水开发

##### 多井缝洞单元的注水机理

缝洞单元内部**储层物性差异较大**，在天然能量开发过程中由于底水主要是通过**大的断裂形成的高渗通道**直接进入油井底部，水驱效果较差，油井周围物性较差的缝洞体中还有大量的剩余油**通过注水**则可以在**三个方面**起到**提高水驱储量**：

- 1)形成人工底水或进入底水，抬升油水界面，起到**纵向驱油**作用；
- 2)改变水的流动方向，增大水的波及体积，起到**横向驱油**作用；
- 3)形成人工底水或进入底水，起到**横向注水压锥**的作用。



### 三、注水机理及注水方法研究

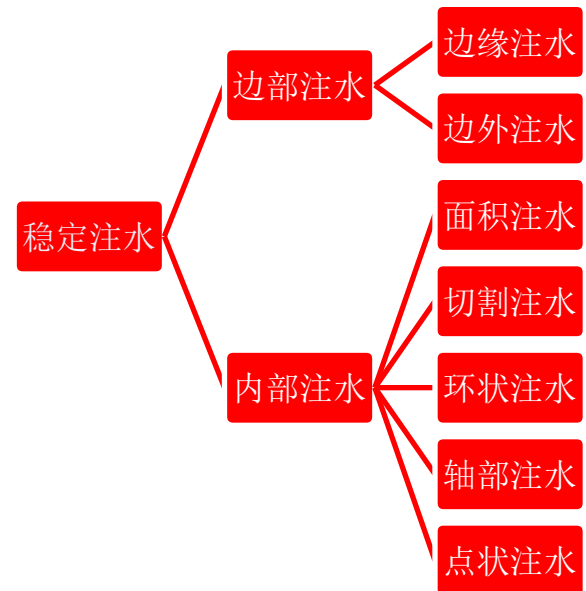
#### 2、多井缝洞单元注水开发

##### 多井缝洞单元的注水方式

根据油藏几何形态、油藏储层类型、油藏范围大小、驱动类型、油藏物性以及油层的非均质性来确定缝洞型碳酸盐岩油藏的注水方式。目前，此类油藏注水方式主要有两种：**稳定注水**和**不稳定注水**。

##### 稳定注水

稳定注水分为**边部注水**和**内部注水**。边部注水包括**边缘注水**、**边外注水**等。其中边缘注水适用于油层物性和连通性好的背斜、边底水不活跃的油藏。而边外注水适用于含水区和含油区之间渗透性较好，不存在断层或低渗透带的油藏。内部注水多用于不规则油藏或高粘、低渗而较均值和溶解气驱、弹性驱油藏及孔隙型油藏。它包括**面积注水**、**行列切割注水**、**环状注水**、**轴部注水**和**点状注水**等。





### 三、注水机理及注水方法研究

#### 2、多井缝洞单元注水开发

##### 多井缝洞单元的注水方式

根据油藏几何形态、油藏储层类型、油藏范围大小、驱动类型、油藏物性以及油层的非均质性来确定缝洞型碳酸盐岩油藏的注水方式。目前，此类油藏注水方式主要有两种：**稳定注水**和**不稳定注水**。

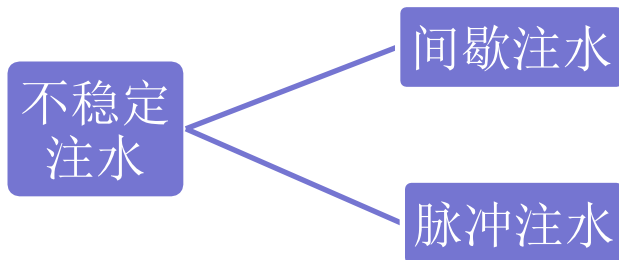
##### 不稳定注水

不稳定注水主要包括**间歇注水**和**脉冲注水**。

间歇注水就是注水一段时间后停注,隔一段时间后再注水,例如注水井注水 4~5 个月,然后停注 2~3个月。

脉冲注水是注水井进行短期注水(4~7天),将地层压力提高,然后采液(9~22天)。

从注水实践来看,井组注水可以启动没有参与贡献的小缝小洞, **这种类型采用周期关停注水可以明显改善开发效果。**





### 三、注水机理及注水方法研究

#### 2、多井缝洞单元注水开发

##### 多井缝洞单元的注水时机

根据室内实验和矿场试验研究认为，油藏经过一段时间合理的衰竭式开采后，**早注水比晚注水好**。早注水可使开发系统灵活，易于后期调整。在油层压力接近或稍高于饱和压力时对油藏进行注水效果最好，如此便可保持原油性质，有利于提高采收率。

**缝洞型储集体**注水时机为油藏压力衰竭到原始油藏压力的 **80 %~90 %**时  
**孔洞型储集体**注水时机为油藏压力衰竭到原始油藏压力的 **90 %以前**，**裂缝型储集体**的注水时机相对于前面两类储集体要早。





## 三、注水机理及注水方法研究

### 3、非对称不稳定注水

#### 非对称不稳定注水作用机理

不稳定注水又常被称为周期注水、脉冲注水、间歇注水，指通过周期性改变注水方向或注水量在储层内产生压力扰动，达到提高波及范围及效率的注水方式。具体又可分为**对称性不稳定注水**和**非对称不稳定注水**。

非对称不稳定注水即通过**周期性改变注水量(方向)**和**注停时间比**，使地层压力扰动程度、波及范围、驱替效率最大化的同时，形成段塞式驱替，避免注入水在流动优势通道形成连续水相导致水窜，改善开发效果，以提高采收率的一种注水方式。与砂岩油藏以毛细管力起主要作用不同，碳酸盐岩缝洞尺度较大，充填较弱，毛细管力相对较弱，不稳定注水主要通过**强化低渗带流体的弹性能、高低渗带压差及油水重力分异作用**来提高波及范围和驱替效率，通过产生段塞式驱替**减缓水窜速度**，达到提高采收率的目的。



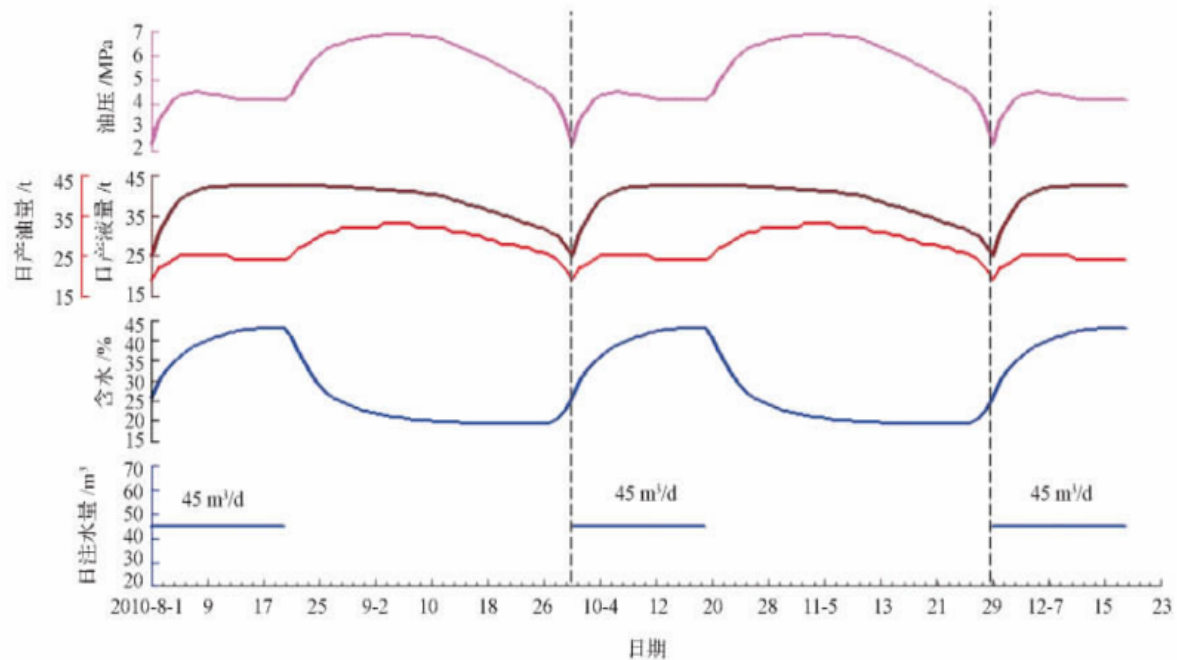


## 三、注水机理及注水方法研究

### 3、非对称不稳定注水

#### 非对称不稳定注水作用机理

非对称不稳定注水周期生产曲线如图所示：



**周期注水阶段：**主要为注水井对主通道的驱油作用时期，受效井能量得到有效补充，但同时含水大幅上升；

**周期停注阶段：**主要为次要裂缝通道向主通道及受效井驱油作用时期，受效井产液逐渐下降，含水大幅下降，产油明显上升。



### 三、注水机理及注水方法研究

#### 4、缝洞型碳酸盐岩油藏注水压锥研究

##### 注水压锥机理

##### ①关井压锥增产机理

生产初期，随生产井周围地层能量的下降，井附近形成压降漏斗，造成底水锥进。若底水较大，在生产初期就油水同产。

##### ②补充能量增产机理

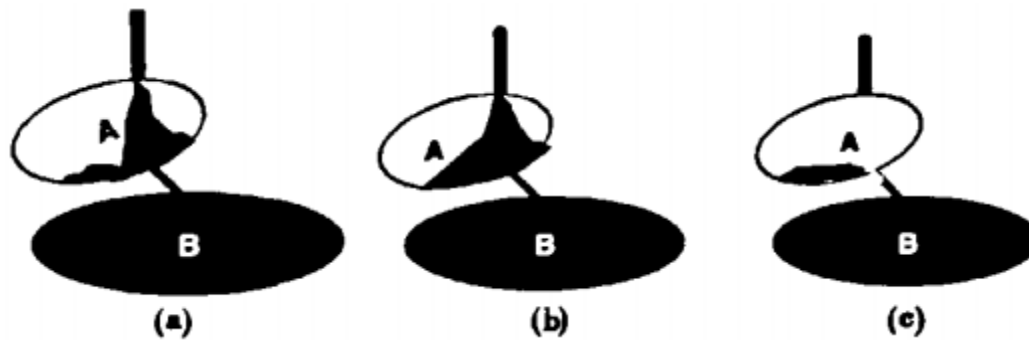


图1 注水压锥示意图



## 三、注水机理及注水方法研究

### 4、缝洞型碳酸盐岩油藏注水压锥研究

#### 注水压锥与其他压锥方法的区别和联系

①**与缩嘴压锥或关井压锥不同**，单纯的压锥使得锥进的水在重力的作用下回退，开井生产由于井周围的压力低于水体压力，水很快又会向井底锥进，生产井再次见水。

②**注水替油是针对封闭能量有限的储集体**，注入水重力置换原油，补充整个储集体能量，适用于不含水或低含水的油井，高含水时说明油水界面已接近井底附近，注水反而抬高油水界面，注水无效。

③**注水压锥是针对含水很高的井**，注水补充井周围能量，消除压降漏斗，使水锥不易形成，降低含水量提高产油量。



## 三、注水机理及注水方法研究

### 4、缝洞型碳酸盐岩油藏注水压锥研究

#### 注水压锥的地质影响因素

##### ①油体内部连通性

缝洞型储层内部**连通性越好越有利于注水压锥。**

##### ②水体与油体的连通性

**注水压锥是靠注入水补充地层能量**，同时抑制下部水体向上部储集体水侵形成水锥，储集体与下部水体的**连通性**对注水压锥的效果有较大影响。

##### ③水油体的体积比

注水压锥的**井水体较强**，有的井甚至初期就开始油水同出，但水体太强**容易形成**暴性水淹使得**压锥无效。**



## 三、注水机理及注水方法研究

### 4、缝洞型碳酸盐岩油藏注水压锥研究

#### 注水压锥的工作制度影响因素

##### 1) 注采比

考虑到注入水使井周围压力得以恢复，减小油体和水体的压差，减少水体中进入油体的水，所以注入水要弥补地层亏空，达到注采平衡。

结合塔河油田注水压锥井的统计资料来看，有效的井注采比有的小于1，有的大于1甚至大于2，而无效井的注采比均小于1(0.2-0.6)。

##### ①注采比小于1有效

注采比小于1但有效的井可能是在压锥前采油时油藏压力下降，造成部分裂缝闭合，所以注水量所需弥补的地层亏空体积小了；

##### ②注采比大于1有效

注采比大于1的有效井，则是由于缝洞体为非封闭型，部分注入水产生外溢，要达到压力的平衡注水量就必须大于采出量。



## 三、注水机理及注水方法研究

### 5、堵水技术

#### 堵水井选井分析方法

#### 油井五项基础综合分析法

该方法以油藏地质为基础，充分利用油井静态和动态资料，对**储层特征、剩余油潜力、油水赋存状态、连通方式及见水机理**进行综合分析和分类评价。

#### 油井储层特征

与其所处构造位置和局部岩溶发育程度有关，一般可将其分为**裂缝型、孔隙型和缝洞型** 3种类型。

#### 剩余油潜力

油井实施堵水作业的增油潜力，可通过单井储集体发育程度、生产动态和累积产量、产液剖面测井资料、邻井对比分析等方法进行定性或半定量评价。

#### 油水赋存状态

指的是不同类型或级别的储集体与不同方式的渗流通道组合中油水的存在形式及位置，一般分为**1套或多套水体情况下的孔缝存油或溶洞存油**。



## 三、注水机理及注水方法研究

### 5、堵水技术

#### 堵水井选井分析方法

#### 油井五项基础综合分析法

该方法以油藏地质为基础，充分利用油井静态和动态资料，对**储层特征、剩余油潜力、油水赋存状态、连通方式及见水机理**进行综合分析和分类评价。

#### 连通方式

指流体进入井筒的媒介和通道，一般分为**井筒连通、孔缝连通及酸蚀裂缝连通**3类。

#### 见水机理

指产水与含水率上升类型，产水类型主要分为**高渗透部位锥进、裂缝窜进和局部封存**3种类型，含水率上升类型主要分为**台阶上升型、正常上升型、暴性水淹型及异常波动型**。

通过对堵水井的五项基础综合分析，剖析油井的基本特征，选择相适应的堵水工艺技术进行控水治理。







# 缝洞型碳酸盐岩油藏之油藏工程方法研究

一 油藏开发描述及评价

二 地质（动用）储量计算

三 注水机理及注水方法研究

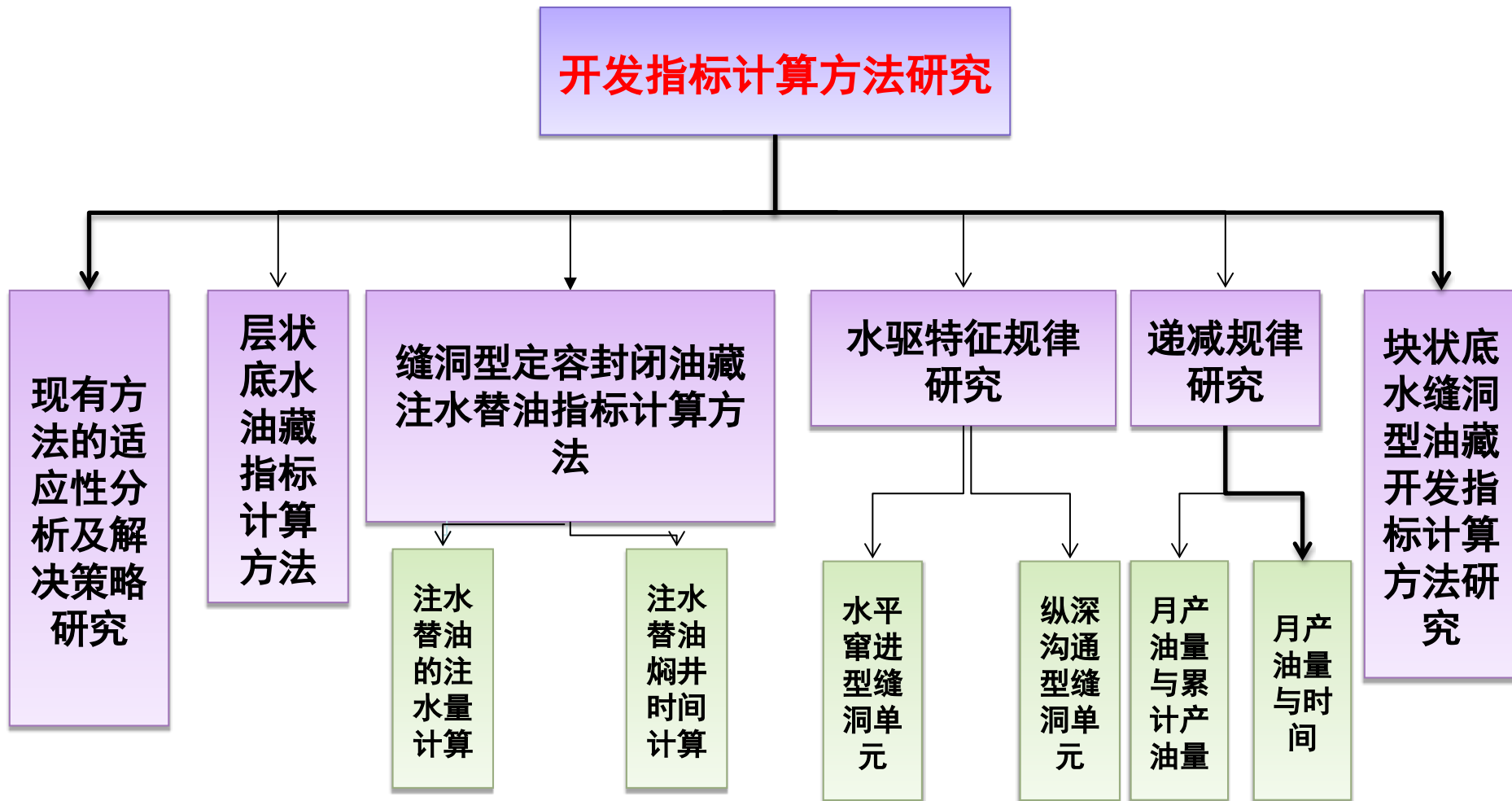
四 开发指标计算方法研究

五 开发技术政策研究

六 剩余油分布模式及挖潜对策



# 四、开发指标计算方法研究





# 四、开发指标计算方法研究

## 1、层状底水油藏指标计算方法

### (1) 计算步骤

渗流速度:  $v = -\frac{K}{\mu} \frac{dp}{dr}$   
 压力增量:  $dp = -\Delta\rho_{wo}g dz$

通过r处的流量  $Q = Av = \frac{K}{\mu} \frac{dp}{dr} 2\pi r (h-z) = \frac{2\pi r (h-z) K \Delta\rho_{wo} g dz}{\mu dr}$

$Q = Q_{oc}$

分离变量积分

临界产量:

$$Q_{oc} = \frac{\pi K \Delta\rho_{wo} g (h^2 - b^2)}{\mu_o \ln \frac{R_e}{R_w}}$$

$Q < Q_{oc}$

水锥高度:  $z = h - \sqrt{h^2 - \frac{Q_o \mu_o}{\pi K \Delta\rho_{wo} g} \ln \frac{R_e}{r}}$

见水时刻水锥体积:

$$V_{wo} = \int_{R_w}^{R_e} 2\pi r \left( h - \sqrt{(h-h_1)^2 - \frac{Q_o \mu_o}{\pi K \Delta\rho_{wo} g} \ln \frac{R_e}{r}} \right) dr$$

见水时刻累积采油量:

$$N_{pmw} = \frac{\rho_o V_{wo}}{B_o} \frac{1}{f_w(S_{wf})}$$

无水采收率:

$$R_{nw} = \frac{V_{wo}}{\pi R_e^2 h (1 - S_{wc})} \frac{1}{f_w(S_{wf})}$$

无水采油期:

$$t_{nw} = \frac{V_{wo}}{Q_o} \frac{1}{f_w(S_{wf})}$$



## 四、开发指标计算方法研究

### 1、层状底水油藏指标计算方法

(2) 改变油井的打开程度，则可计算某一采油速度下不同打开程度的临界产量、无水采油量、无水采收率和无水采油期。通过对比可得到最佳的打开程度，记打开程度为  $\frac{b}{h}$ 。

$$\text{油水两相区的体积: } V_{\text{wot}} = \int_{R_w}^{R_e} 2\pi r \left( h - \sqrt{(h-h_i)^2 - \frac{Q_{\alpha} \mu_o}{\pi K \Delta \rho_{wo} g} \ln \frac{R_e}{r}} \right) dr$$

$$\text{累积采油量: } N_p = \frac{\rho_o V_{\text{wot}}}{B_o} \cdot \frac{1}{f_w'(S_{wf})} = N_{\text{pntw}} + \frac{\rho_o}{B_o} \sum Q_{\alpha} N$$

$$\text{累积采收率: } R_t = \frac{V_{\text{wot}}}{\pi R_e^2 h (1 - S_{wc})} \cdot \frac{1}{f_w'(S_{wf})}$$

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/667030002161006135>