



河南大学

2007 11 11



第六章 油藏评价与开发可行性研究

第一节 油藏中流体分布

第二节 油藏的压力与温度

第三节 油藏的天然能量与驱动方式

第四节 油气储量

第五节 开发层系的合理划分



第一节 油藏中流体分布与性质的研究

一

油藏中流体宏观分布规律

二

油藏流体在孔隙系统中的分布特征

三

油藏流体性质研究



一、油藏中流体宏观分布规律

1、油藏中流体的类型与产状

油藏中的流体产状通常有9种：

① 束缚水

② 边水

③ 底水

④ 夹层水

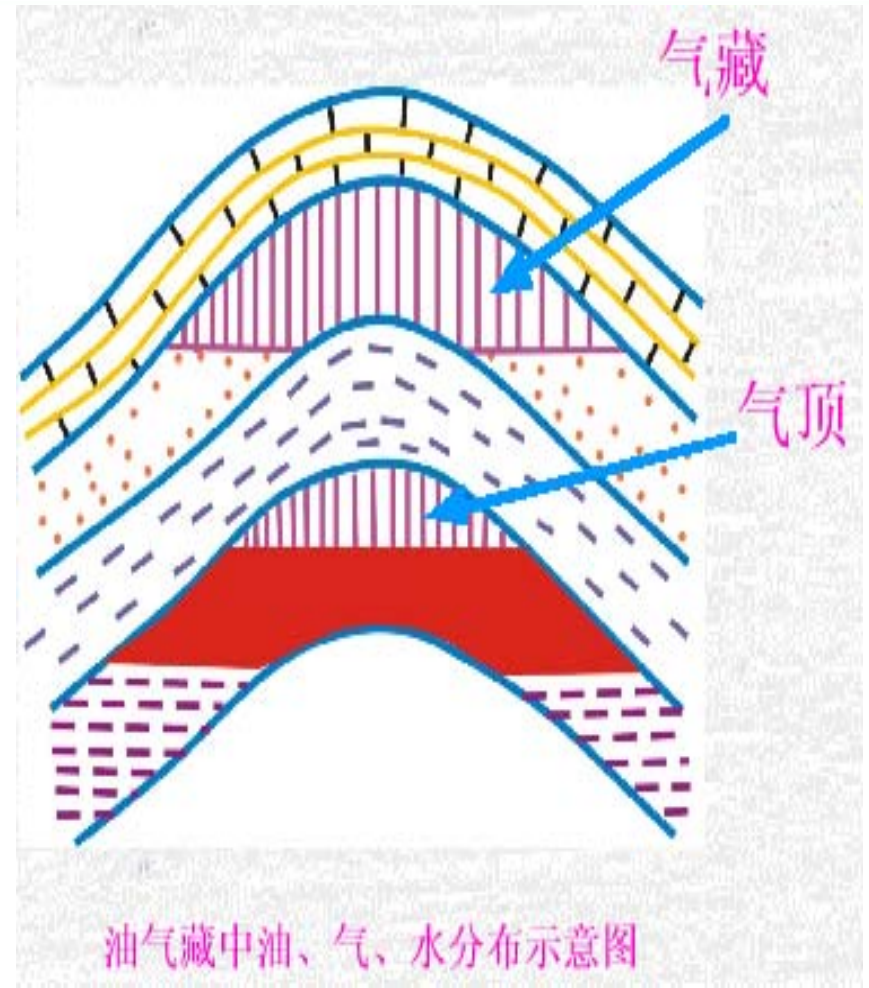
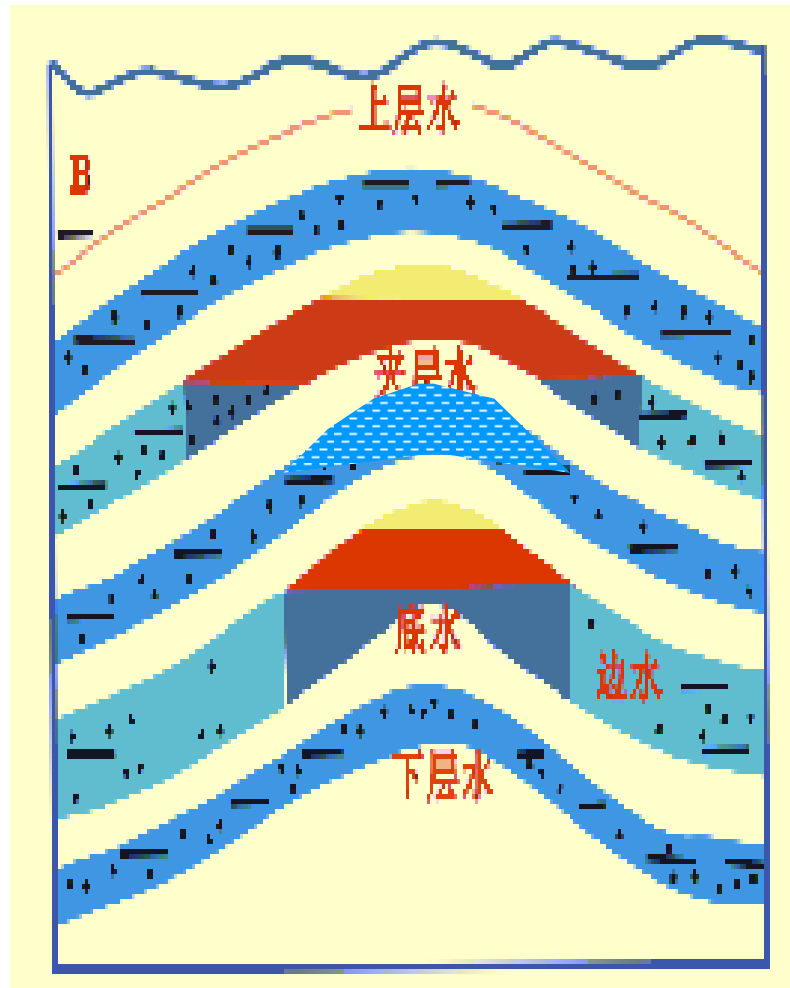
5. 溶解气

6. 气顶气

7. 夹层气

8. 纯气层气

9. 低渗性高含水饱和度油层中的可动水

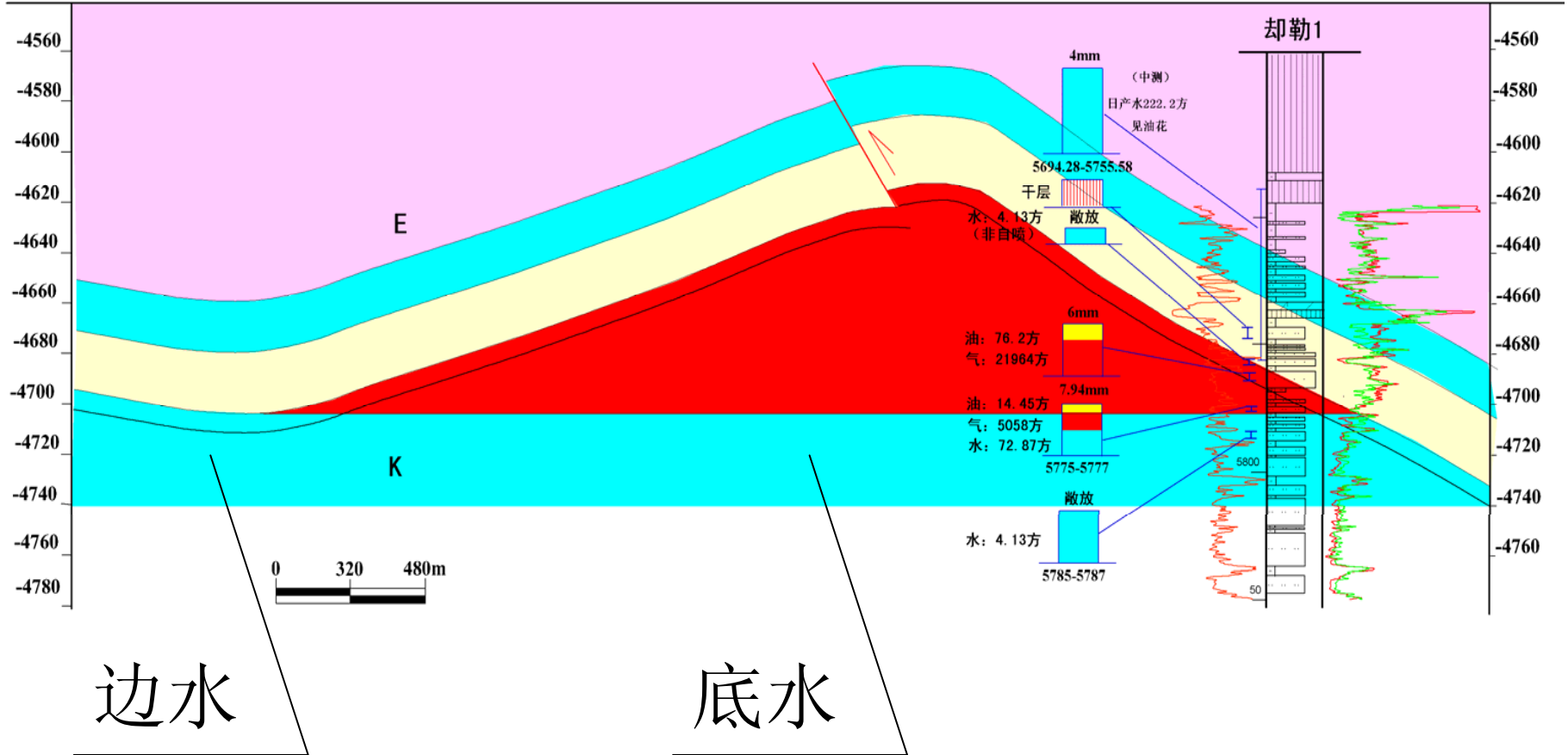




却勒1 油藏剖面图

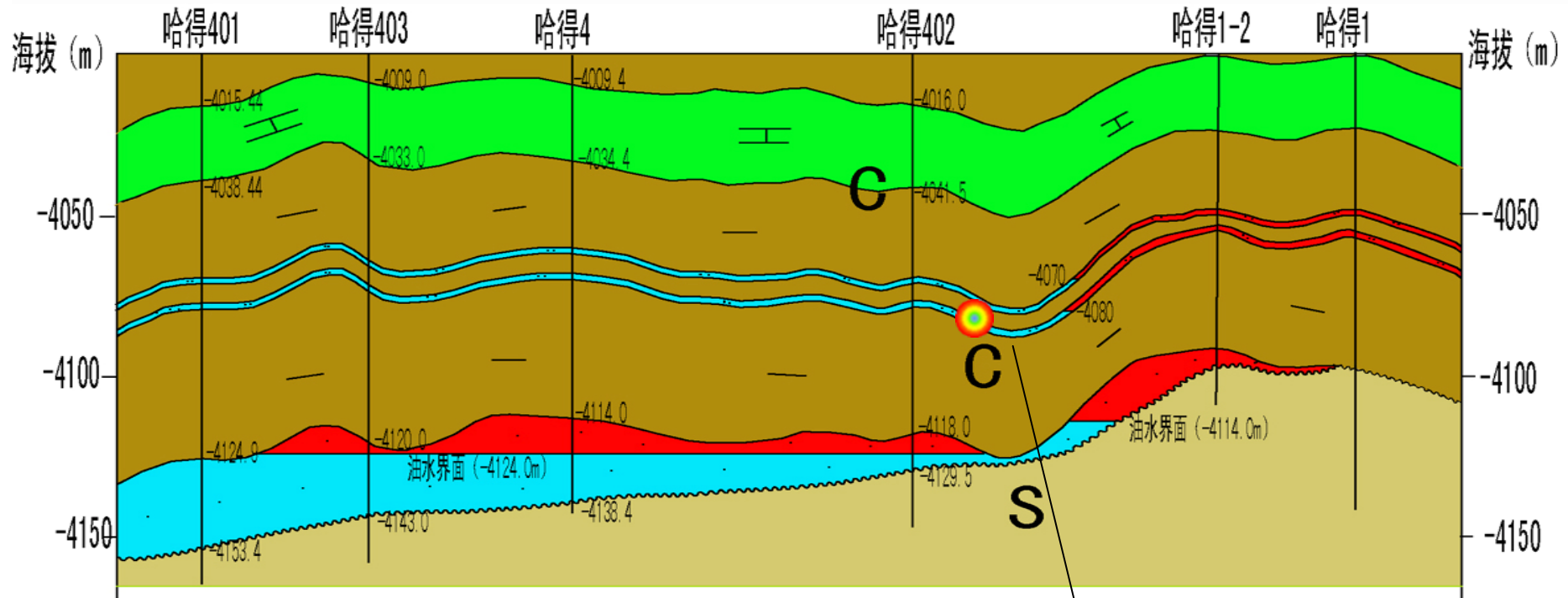
海拔 (m)

NW 海拔 (m)





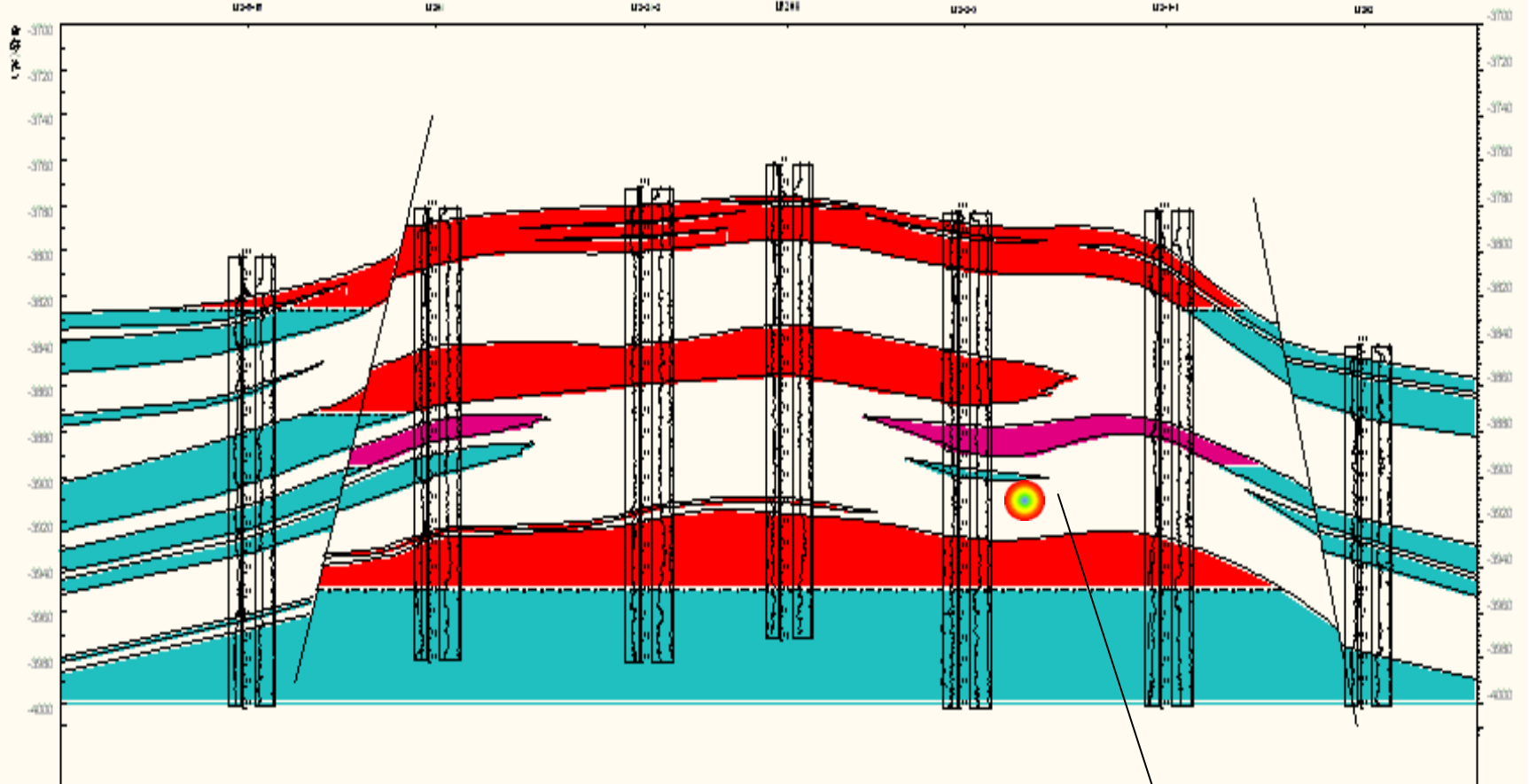
哈得 4 油田北东向油藏剖面图



边水



轮南油田2井区三叠系LN2-5-15井--LN202井油藏剖面图

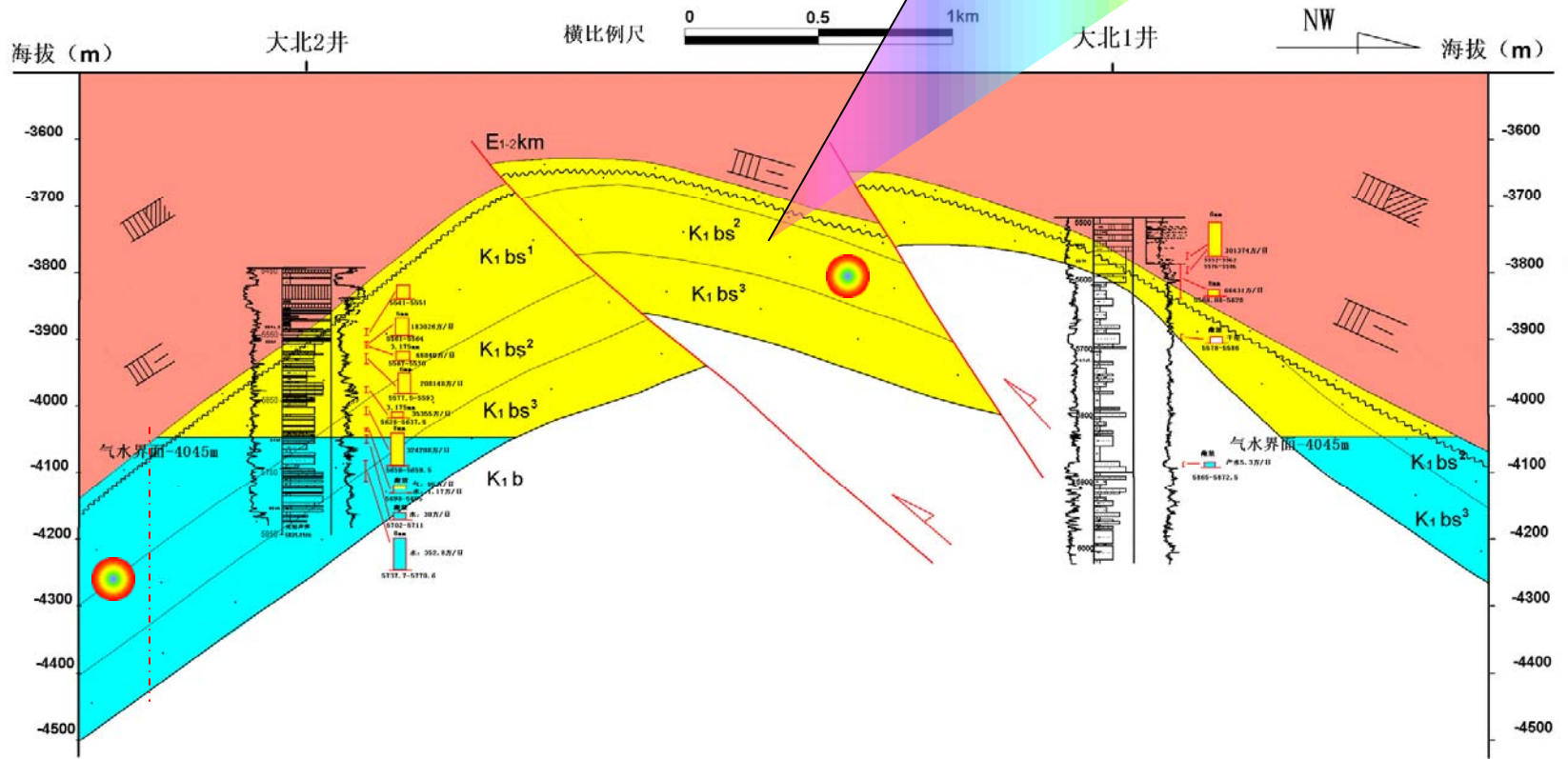


夹层水



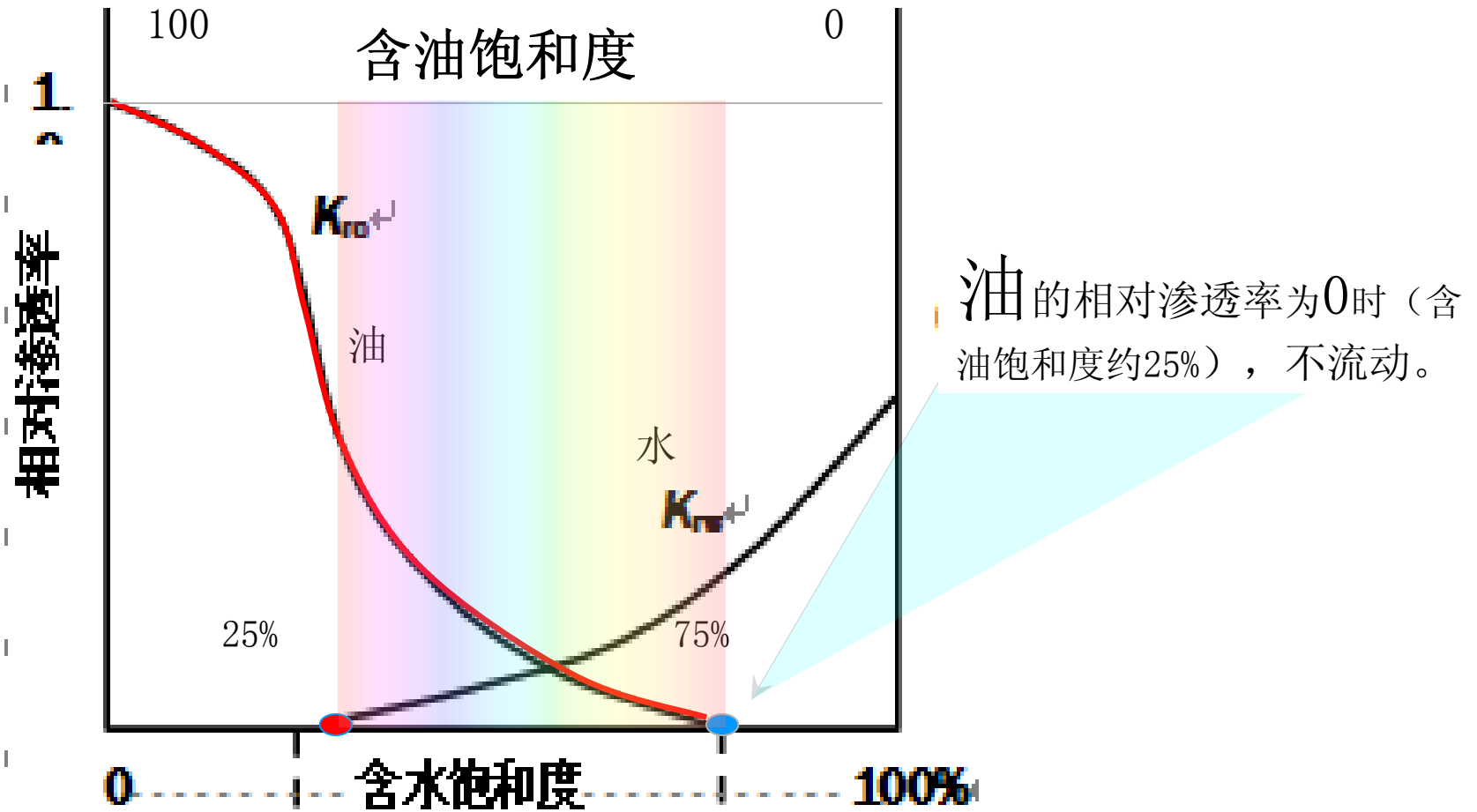
纯气层气

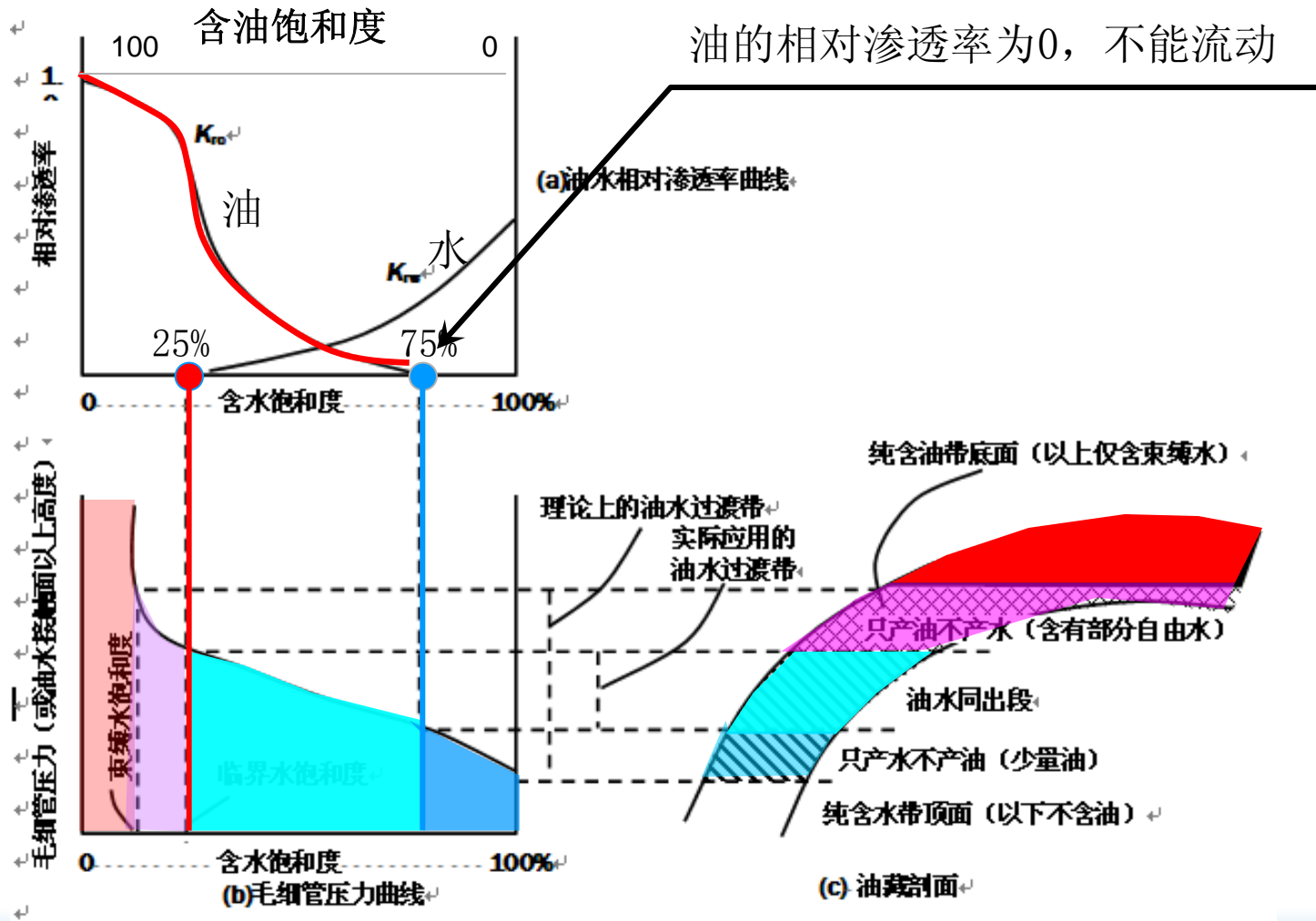
大北1气藏过大北1、2井北西向气藏剖面图





2、油藏流体垂向分布规律



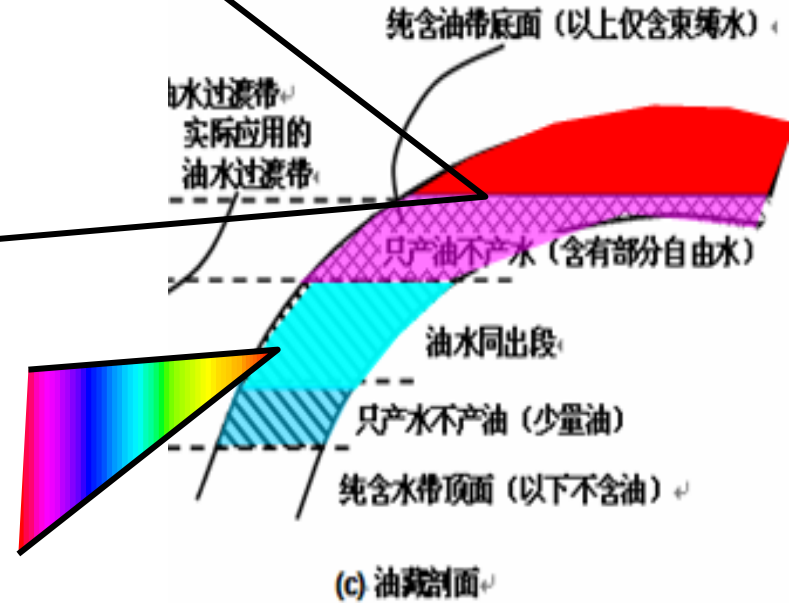




在油藏顶部纯油带中，仅含不可流动的束缚水；纯油带之下是只产油不产水带，含有少量自由水，含油饱和度降低。

油水同出带，自由水饱和度增大，达到可流动临界值，含油饱和度降低，生产时油水同出。

其下为只产水不产油带，含油饱和度很低，油的相对渗透率降为零，同时有很高的含水饱和度，故只产水不产油；最下面是纯含水带。

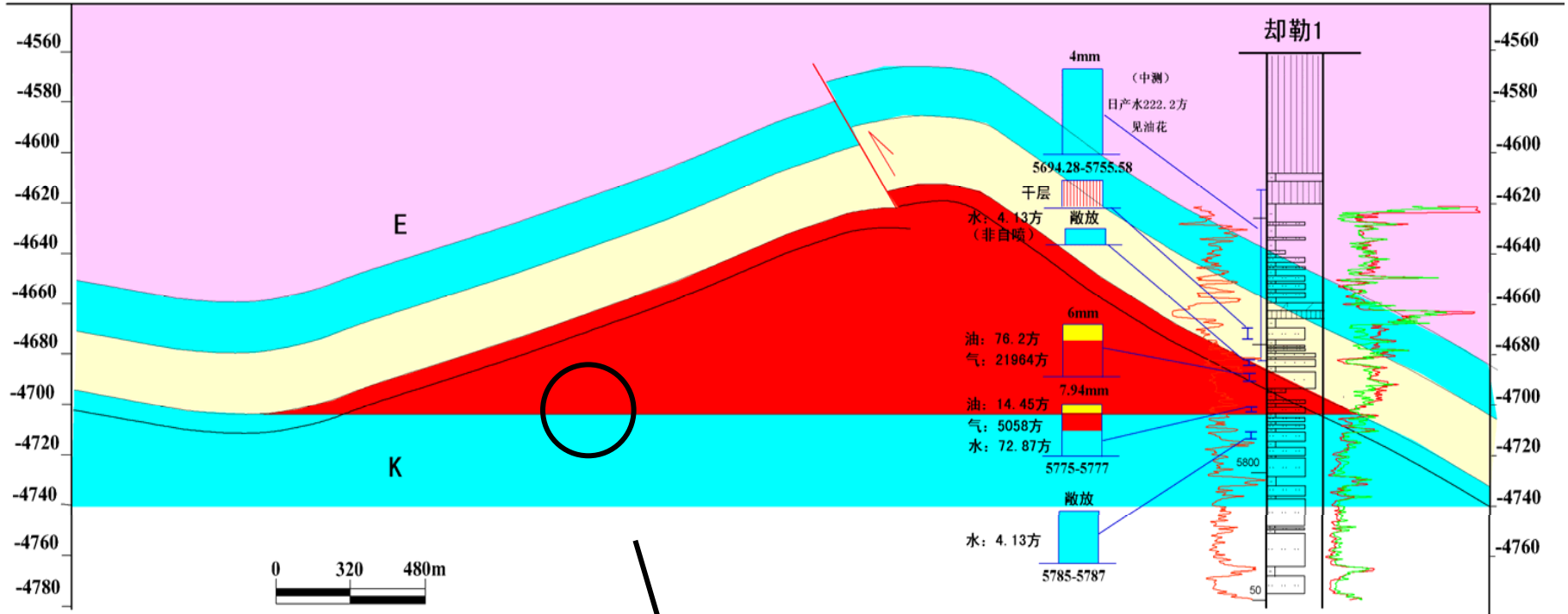




却勒1 油藏剖面图

海拔 (m)

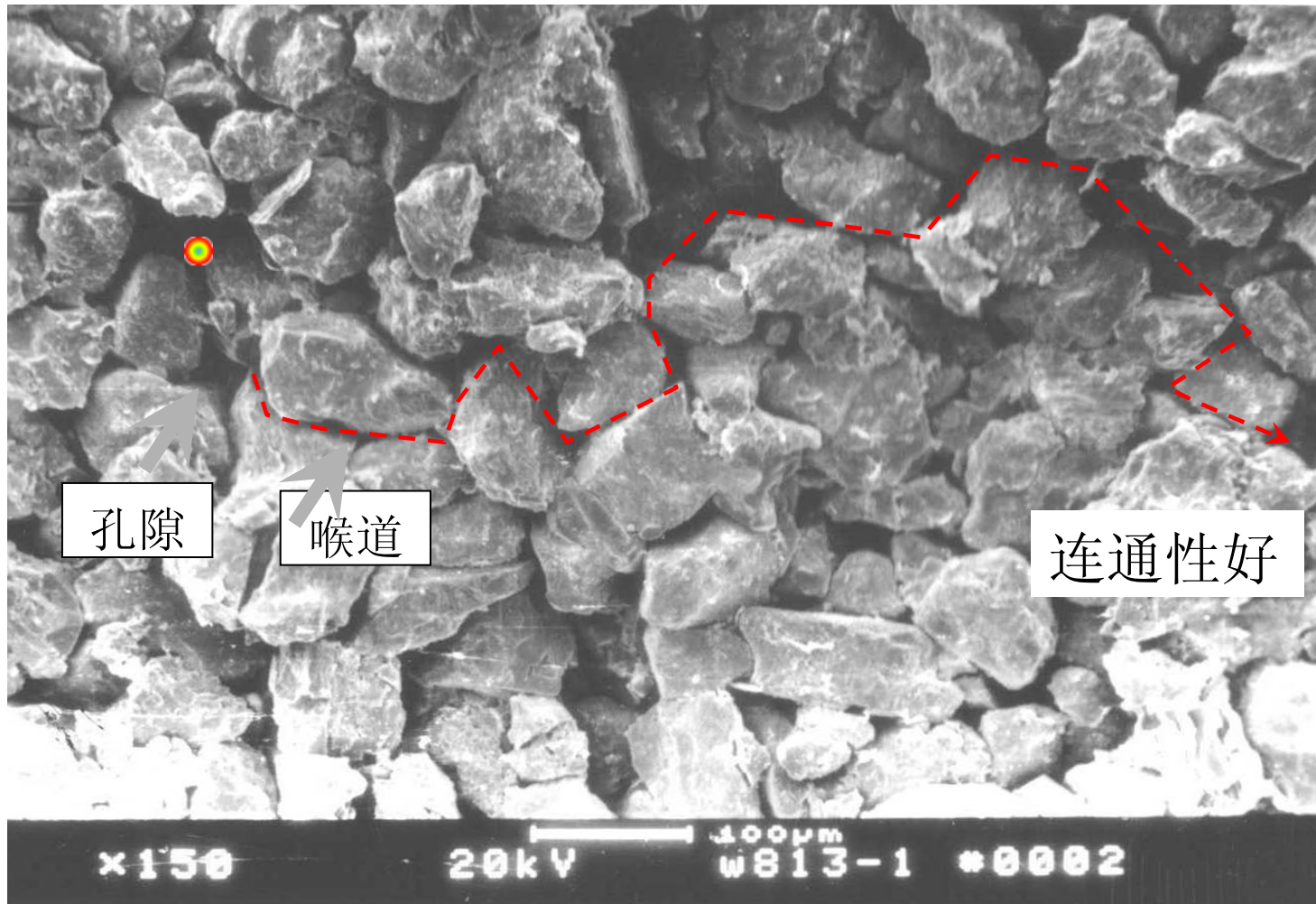
NW 海拔 (m)



没有绝对的油水界线，只有过渡带，含油饱和度范围75%--25%



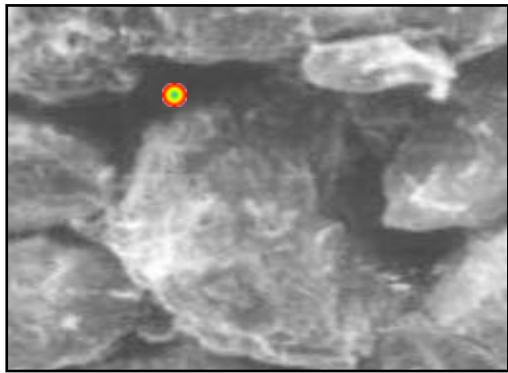
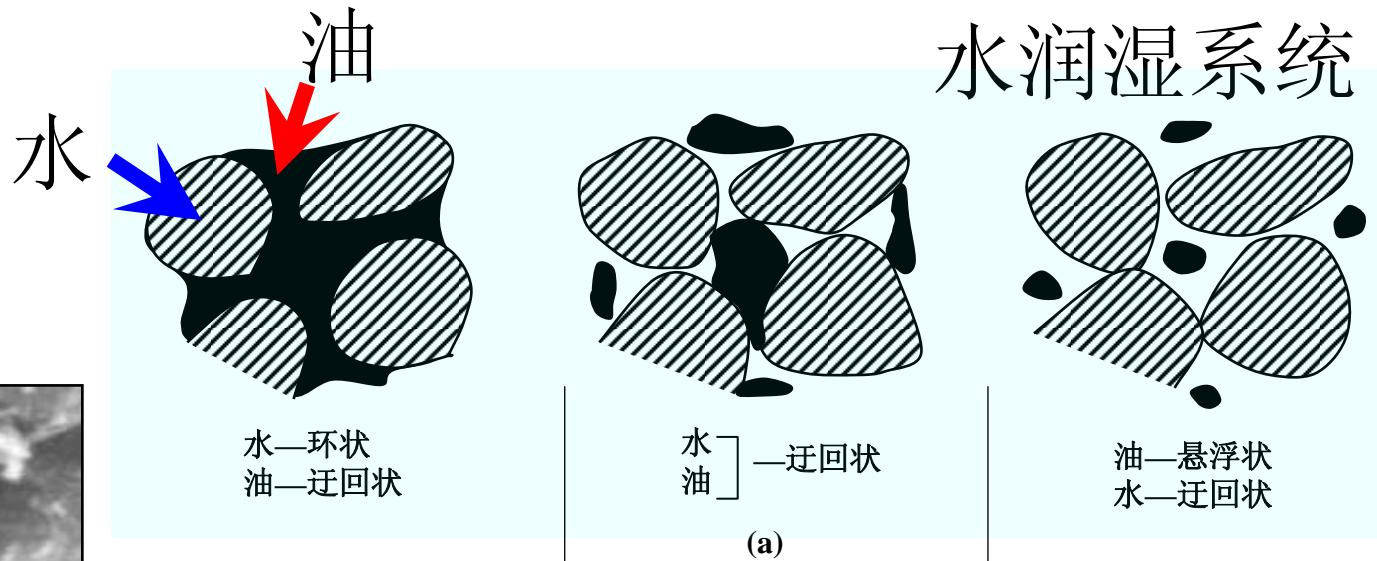
二、油藏流体在孔隙系统中的分布特征



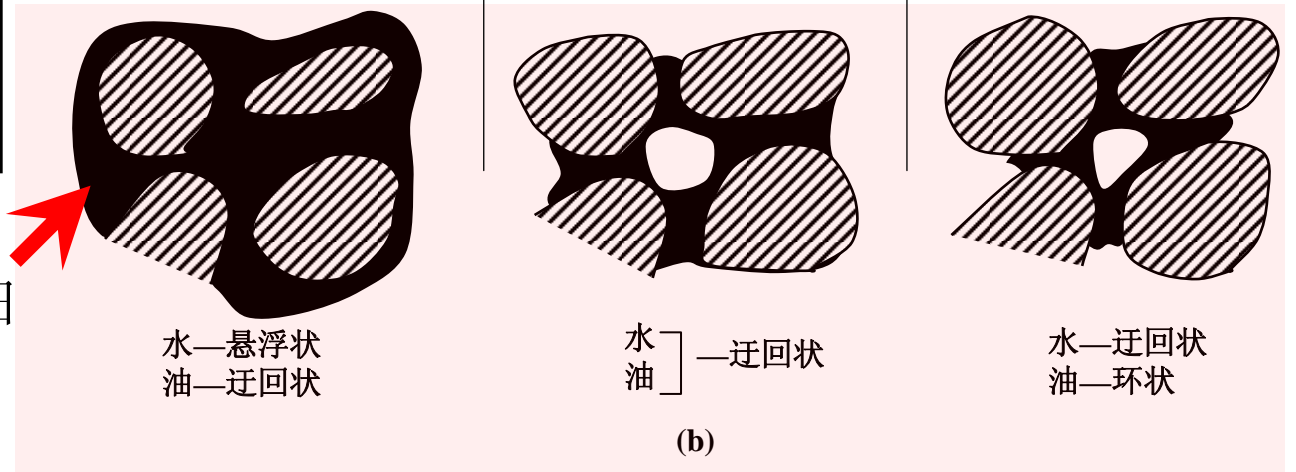
原生孔隙面孔隙率约20%



油水在微观孔隙系统中的分布示意图



岩石亲油



油润湿系统



结果表明：在粗、中砂岩中，粗大孔隙之间彼此有较多的粗喉道相连通时，孔喉中几乎充满了油，并形成网络联系，成为统一的流动体系；而在细、粉砂岩中，原油一般多为孤立的分散状。即不同岩性储层的孔隙结



中砂岩

细砂岩

孔喉中几乎充满了油

孤立的分散状



三、油藏流体性质研究

1、反映液体基本性质的参数

2、流体性质分布的非均质性

3、影响流体性质变化的地质因素

4、液体性质与开发动态



反映流体基本性质的参数

流体性质参数包括：**原油**密度、粘度、含蜡量、含胶量、凝固点和初馏点；饱和压力、气油比、体积系数、组分等；天然气密度，甲烷、重烃和非烃气体含量等；油气田**水**化学成分、总矿化度、物理性质和水型等。

地下烃类油气可按其组分含量，密度、气油比等大小差异分为**重油、黑油、挥发油、凝析油（气）、湿气、干气**等多种类型。



表 6-1 · 不同油气类型划分标准

油藏流体	地面状态	气油比 m ³ /m ³	气体相对 密度(对空 气)	液体密度 g/cm ³	典型的组成, mol%					
					C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆₊
干气	无色气体	无液体	0.6-0.65		96	2.7	0.3	0	0.1	0.4
湿气	无色气体, 少量透明-淡 黄色液体	>17810	0.65-0.85	0.739-0.702	91.6	3.6	1.1	0.5	0.2	0.74
贫凝析气	无色气体, 淡色凝析液	900-18000	0.65-0.85	0.780-0.702	87.0	4.4	2.3	1.7	0.8	3.8
富凝析气	无色气体和黄-橘黄色液 体	625-1430	0.65-0.85	0.80-0.76	68.0	6.23	2.37	2.07	1.21	9.35
临界液体	无色气体和黄-橘黄色液 体		0.65-0.85	0.3924	59.7	12.9	6.53	3.92	21.96	12.58
挥发油或 高收缩油	橘黄-浅绿色液体	630-350	0.65-0.85	0.825-0.780	64	7.5	4.7	4.1	3.0	16.7
黑油或低 收缩油	暗褐-黑色液体	35-350	0.65-0.85	0.876-0.825	49	2.8	1.9	1.6	1.2	43.5
重油	黑色稠液	基本无气		1.00-0.909	20	3.0	2.0	2.0	2.0	71
柏油	黑色物质	粘度 >10 ³ mPas		>1.00	—	—	—	—	—	>90



流体性质分布的非均质性

- **原生油藏**一般遵循**上轻下重**、顶轻边重的规律。这是同一油藏内流体的重力分异作用和边水氧化作用的结果。
- **次生油藏**则往往呈现比较复杂的现象，上下两组储层原油性质差异较大，而且是**上重下轻**。
- 原油性质的平面分布非均质性的研究，如原油密度、粘度、地层水总矿化度等的平面等值线图，可以分析**构造对流体性质分布的控制作用**。



影响流体性质变化的地质因素

- 生油区油气生成条件包括生油岩热演化程度、有机质丰度、干酪根类型和生烃、排烃期等因素，这些因素的配合关系是决定原油性质的内在因素。
- 规模较大的断层控制流体性质的分布；规模较小的断层使流体性质复杂化，增强非均质性。开启性断层常使原生油藏遭受破坏，是流体再分配的通道。在这类断层附近原油性质变差，缺乏天然气和轻质油，地层水矿化度低，水型复杂。封闭性断层常形成圈闭，使流体得以保存，原油性质较好，地层水矿化度较高。



- 运移的距离越长，轻质组分散失越多，油质变差，地层水总矿化度降低，水型趋于复杂。
- 次生变化引起流体性质变差。包括水洗、生物降解和氧化作用。如在油水界面附近，由于边水长期缓慢的水洗作用，使低部位的原油变稠变重。
- 在注水开发过程中原油性质也会发生变化，如原油密度、粘度、初馏点等增大，原油饱和压力、气油比降低等现象表现明显。



- 原油性质好、储层孔渗高、含油饱和度高、有效厚度大的油井产能高。
- 但原油的粘度对产能的影响较大、粘度大的原油不易流动，产能往往较低。如果原油粘度很大，水驱开发就无意义，只有靠采取其它特殊方法（如热力采油）来开采了。
- 挥发油藏的开发，若能在油藏开发早期采取保持地层压力开采，则会获得较高的采收率。如果没有补充能量，油层压力下降到泡点压力以下，使地层能量快速消耗，采收率降低。



第二节 油藏的压力和温度

一

油藏压力

二

油藏温度

—



一、油藏压力

原始油层压力 (p_i)：指油层未被钻开时，处于原始状态下的油层压力。

压力系数 (α_p)：原始地层压力与静水柱压力之比值。

压力梯度 (G_p)：地层海拔高程每相差一个单位相应的压力变化值。 G_p 的单位通常取MPa/10m。

油层折算压力 (p_c)：为消除构造因素的影响，把已测出的油层各点的实测压力值，按静液柱关系折算到同一基准面上的压力。



目前油层压力 (p)：在开发后某一时间所测量的油层压力值，称为目前油层压力。

1) 油层静止压力 (p_{ws})：油井生产一段时间后关闭，待压力恢复到稳定状态后，测得的井底压力值。这一压力在油层的各个地方不一样，在同一地方不同时间也是不一样的，所以有人又称之为动地层压力。

2) 井底流动压力 (p_{wf})：油井正常生产时测得的井底压力。它实际上代表井口剩余压力与井筒内液柱对井底产生的回压。使流体流到井底并进入井筒，甚至喷出地表的**生产压差**即为 $p_{ws}-p_{wf}$ 。



原始油层压力

原始油层压力—油层在未被打开之前所具有的压力。
通常将**第一口探井**或**第一批探井**测得的油层压力
近似代表原始油层压力。

原始油层压力来源：

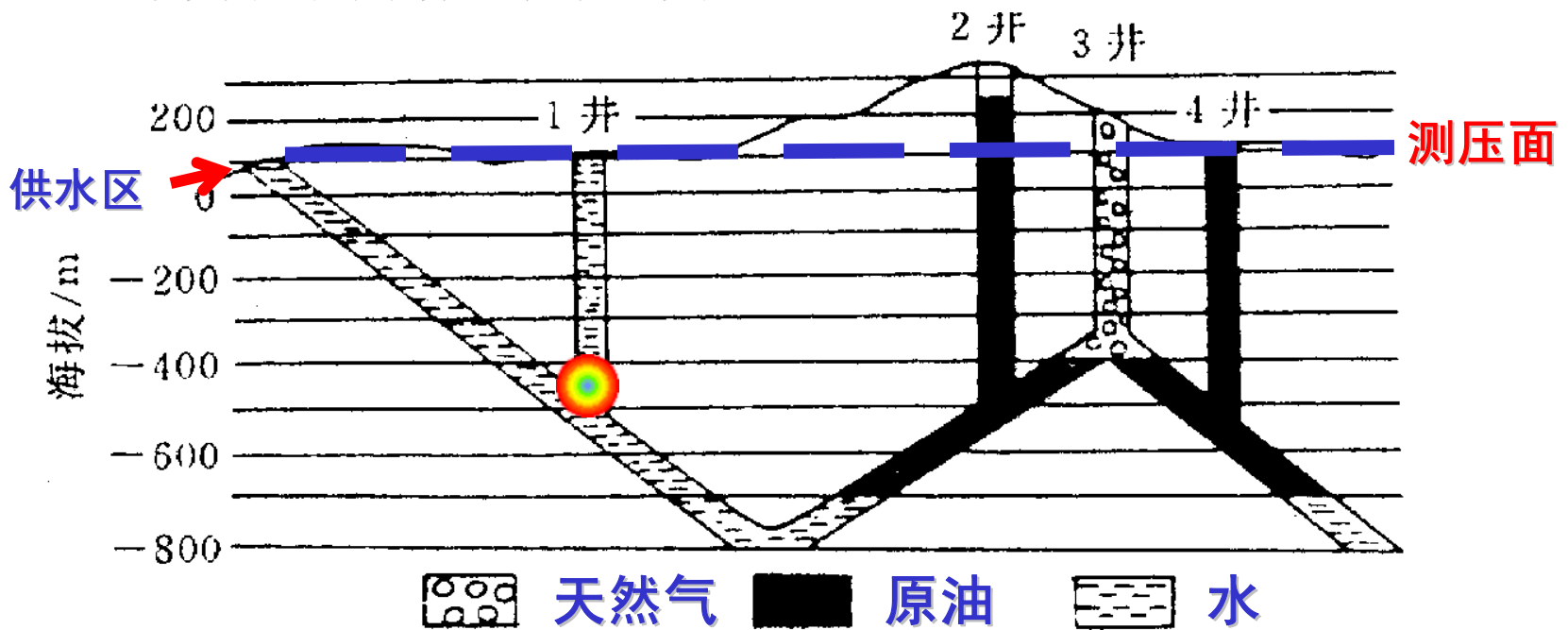
基本来源—静水压头

次要来源：

- ▲ **天然气压力**—将增加油层的压力；
- ▲ **地静压力**—在地静压力作用下，岩石孔隙容积缩小，造成油层中原始压力的增加。



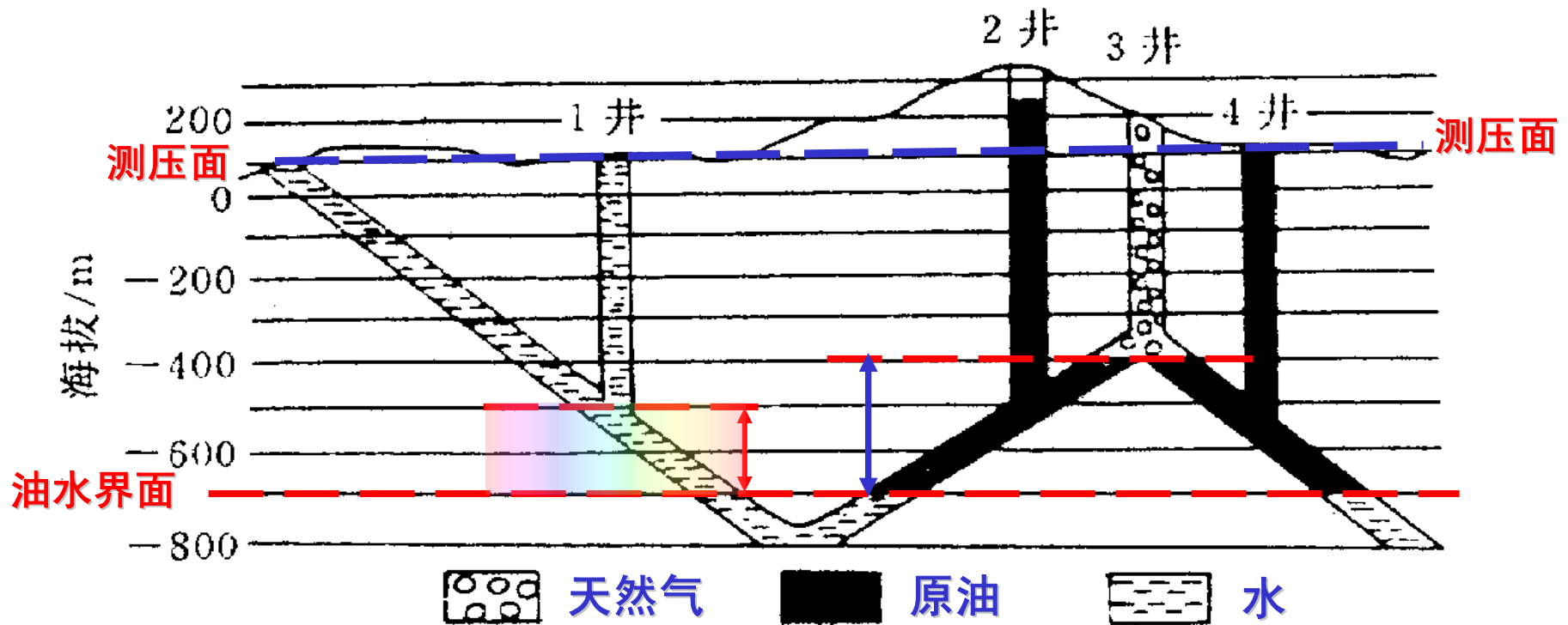
- ◆油藏的测压面：以供水露头海拔(+100m)为基准的水平面
- ◆油层在海拔+100m的地表具供水区；另一侧未露出地表，无泄水区。
- ◆ 1号井底原始地层压力(静水压力) = 5.88MPa



原始油层压力分布示意图



油水界面原始地层压力 = 1井原始地层压力 + 1井底至油水界面水柱产生压力 = 7.84MPa



原始油层压力分布示意图



原始油层压力在背斜构造油藏上的分布特点：

- A、原始油层压力随油层埋藏深度的增加而加大；
- B、流体性质对原始油层压力分布有着极为重要的影响：
 - 井底海拔高度相同的各井：
 - 井内流体性质相同→原始油层压力相等；
 - 井内流体性质不同→流体密度大，原始油层压力小
流体密度小，原始油层压力大
- C、气柱高度变化对气井压力影响很小。
 - 当油藏平缓、含气面积不大时，油-气或气-水界面上的原始油层压力可以代表气顶内各处的压力。



井周任意一点的压力

假定单井生产，渗流场压力分布呈规则的同圆心状。根据径向渗流公式可以计算出油井附近任意一点的压力。

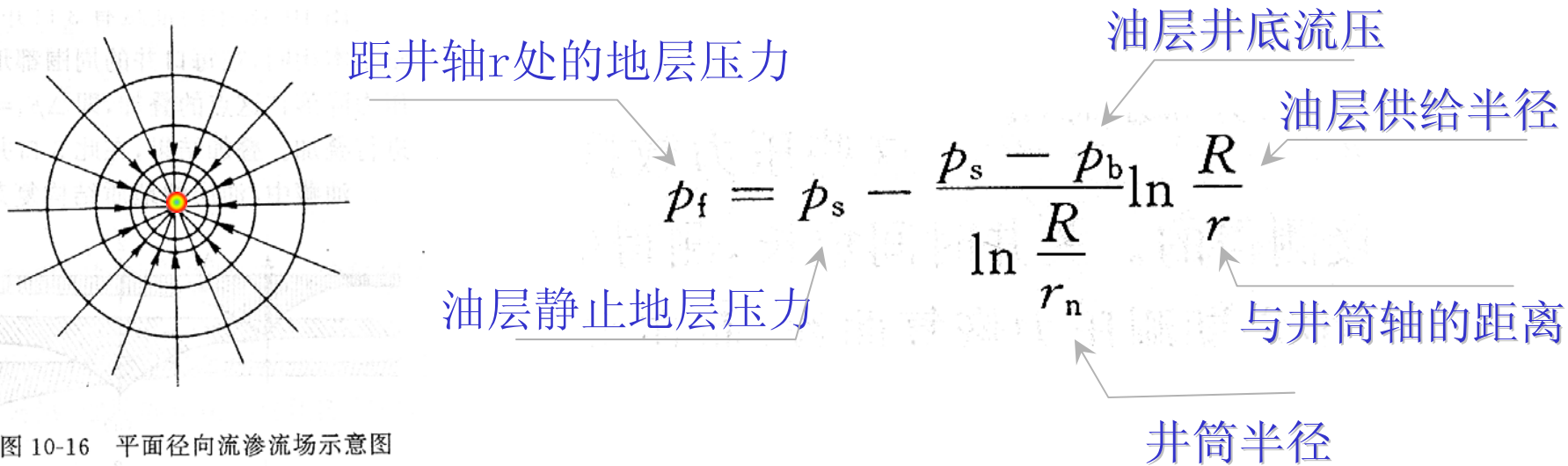


图 10-16 平面径向流渗流场示意图



流动过程中消耗的压力

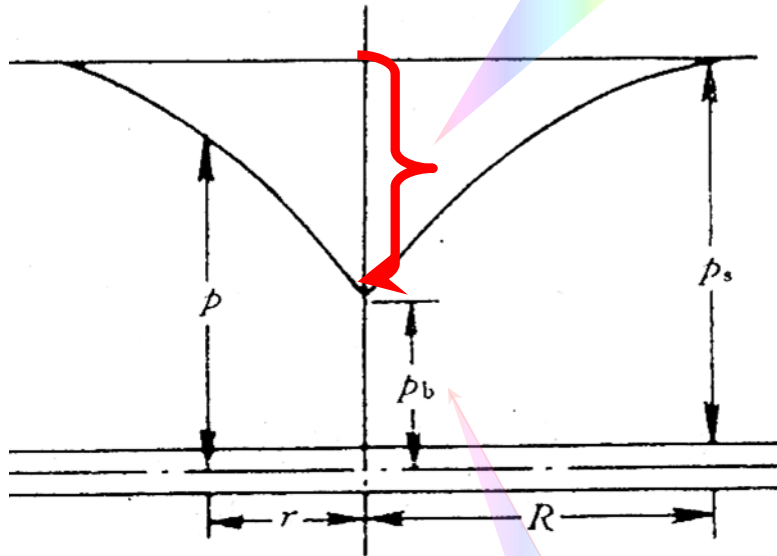


图 10-17 压降漏斗示意图

井底流动压力

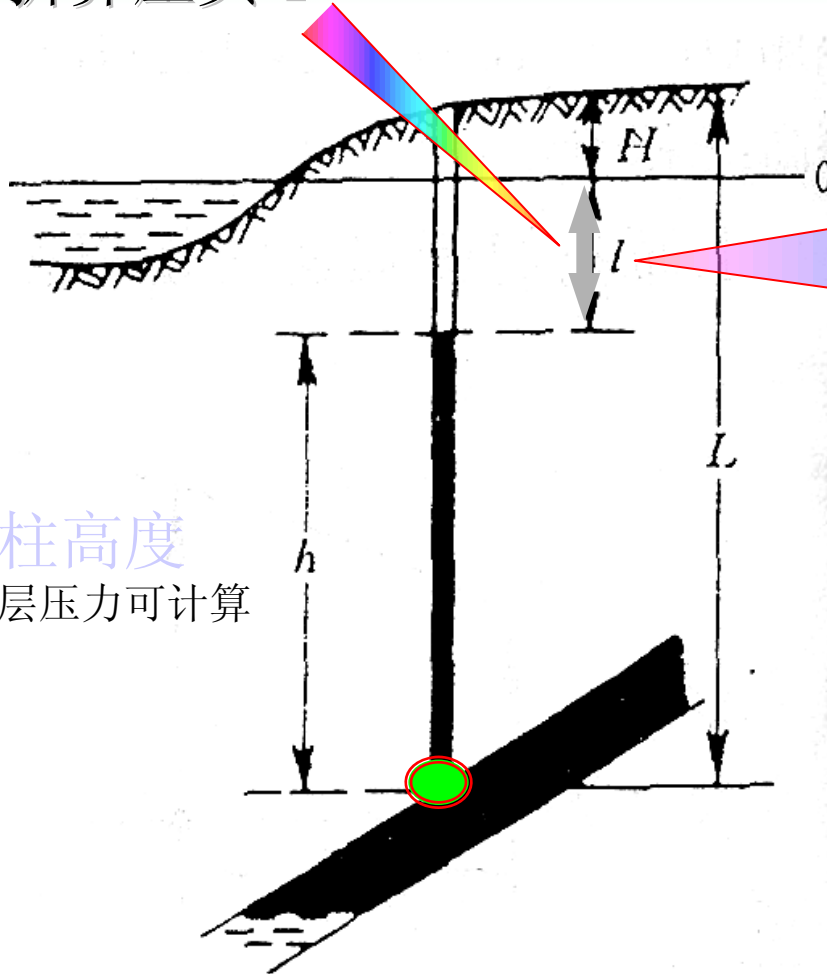
井口剩余压力与井筒内液柱对井底产生的回压

从供给边界到井底，压力降落过程是按对数关系分布的，从空间形态看，平面径向流压消耗的特点是，压力主要消耗在井底附近，这是因为井底渗流面积小，渗流阻力大。



折算压力

折算压头 1



静液柱高度

通过地层压力可计算

$$l = h - L + H$$

对于无泄水区，具统一水动力系统的油藏来说，油藏未投入开采时，位于油藏不同部位各井点处，其原始油层压力折算到同一个折算基准面后，折算压力必相等。

静液柱高度在海平面以下时，折算压力 取负值

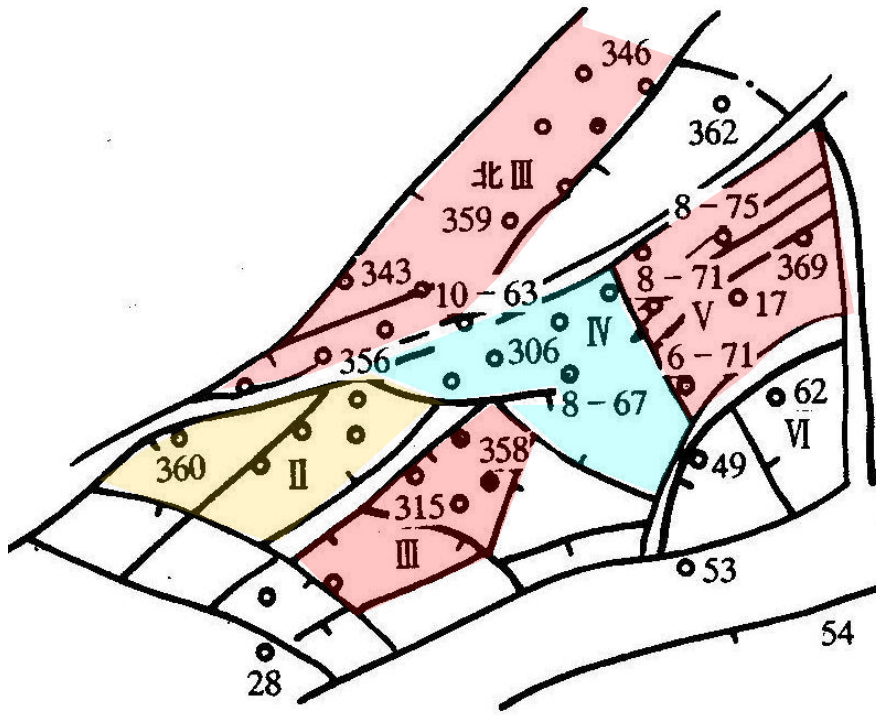


压力系统：也称水动力系统，是指在油气田的三维空间上，流体压力能相互传递和相互影响的范围。判断压力系统的分布方法：

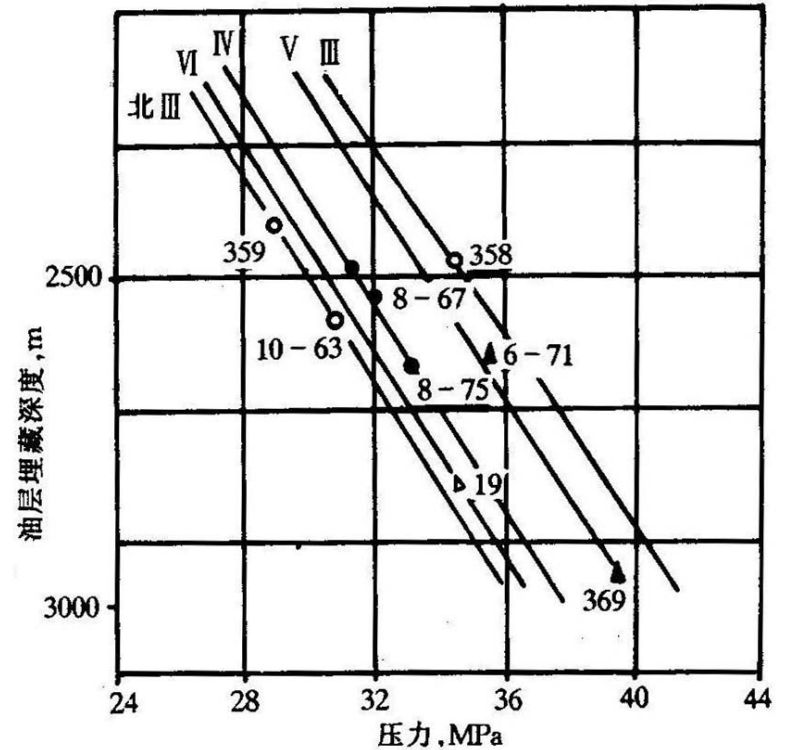
- 1. 地质条件分析法。** 断层的分布和封闭条件；隔层的分布状况；储层岩性、物性的横向剧变；裂缝的发育和分布；区域性不整合面的存在等。
- 2. 压力梯度曲线法。** 测原始压力，绘制成压力梯度曲线。如果梯度曲线只有一条，则说明各油层或同一油层的各点属于一个水动力系统。



图中五个开发单元组成了五条相互平行的梯度线，反映了各个断块的压力系统是不同的。在开发过程中也证实各块之间毫无水动力联系，断层起着很好的封闭作用。



油组构造井位图

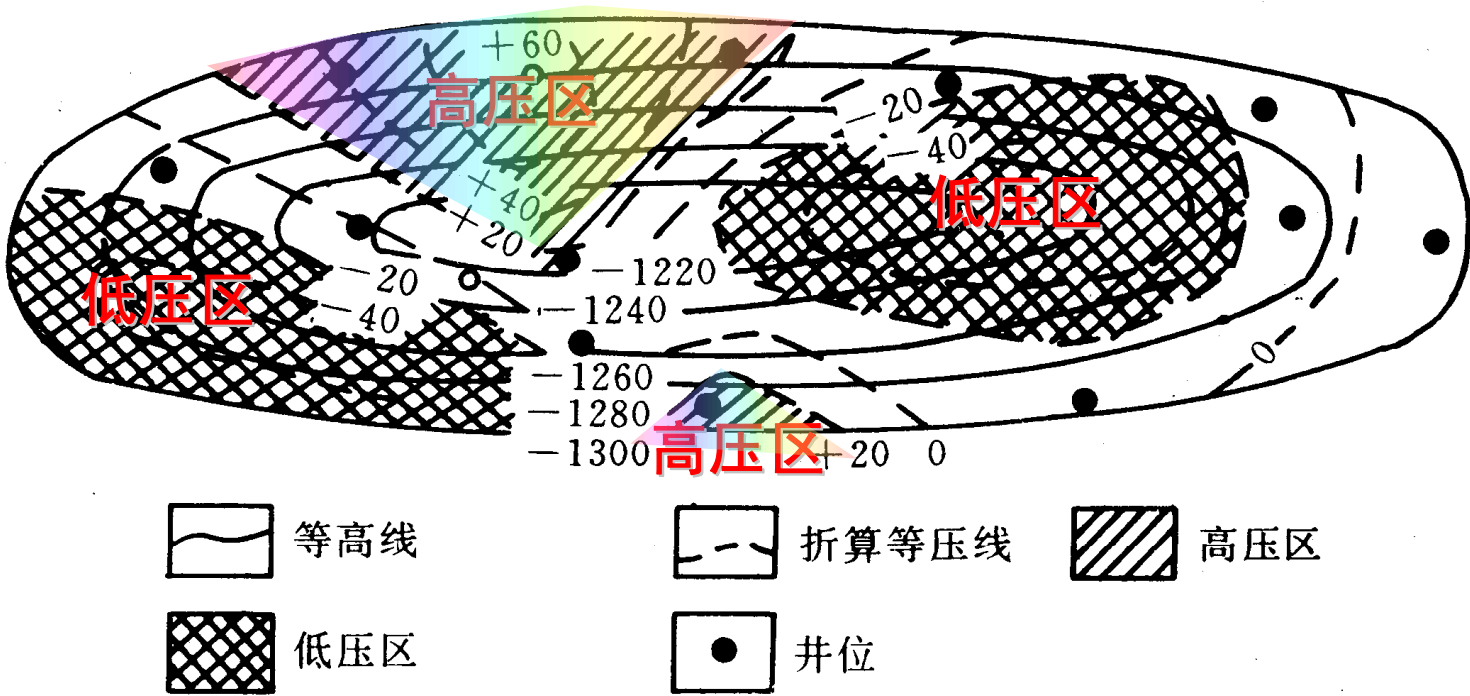


压力梯度曲线



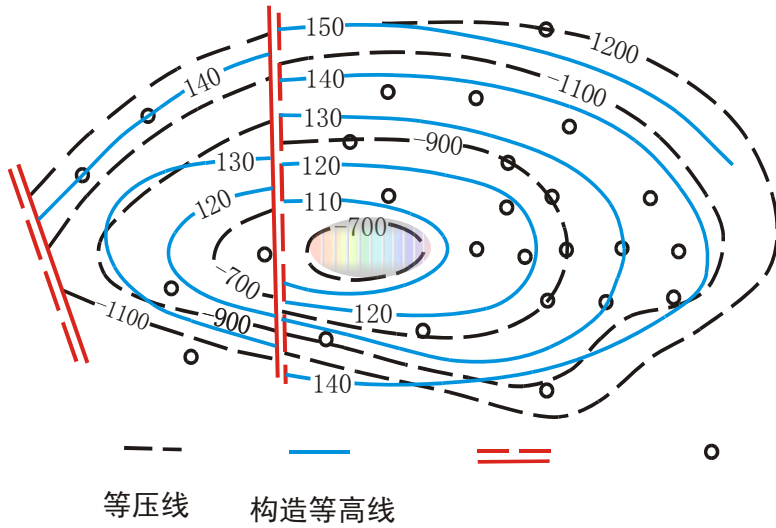
折算压力法。统一水动力系统的油藏，油藏未投入开采时，位于油藏不同部位各井点处，折算压力必相等。如我们需要判断各个油层或同一油层中各点是否属一个水动力系统，我们可以将各测点的原始压力都折算到原始油水接触面或海平面上，如果折算压力相等，我们可以认为各测点同处于一个水动力系统中。

原始油层压力等值线图法。可实际绘出某油田的原始油层等压图。如果无断层或岩性尖灭等因素的影响，原始油层等压线的分布是连续的。相反，如果原始等压线分布的连续性受到破坏，则该油田有若干个水动力系统。

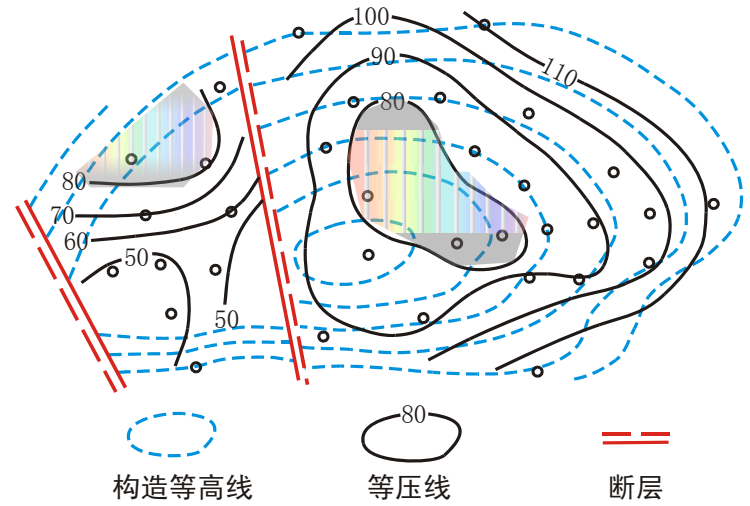


油藏折算压力等压图

油藏中流体流动方向：从南、北两翼向轴部及东、西两端



原始油层压力



目前油层压力

开采后油层压力分布发生较大变化



油层压力变化规律法。油层一旦投入开发，油层压力就开始发生变化。如果处于不同油层或同一油层的不同位置各井油层压力同步下降（压力变化速度基本一致），说明各井点处于同一水动力系统中；反之，则不为一个水动力系统。

井间干扰试验法。使某井开采条件改变（产生激动），观察其周围其它井（观察井）的压力变化情况。如果观察井的压力随激动井的开采条件变化而相应变化时，证明激动井与观察井处于同一座防喷系统中，应及早用这种方法相互验证，保证压力系统认识的正确性。

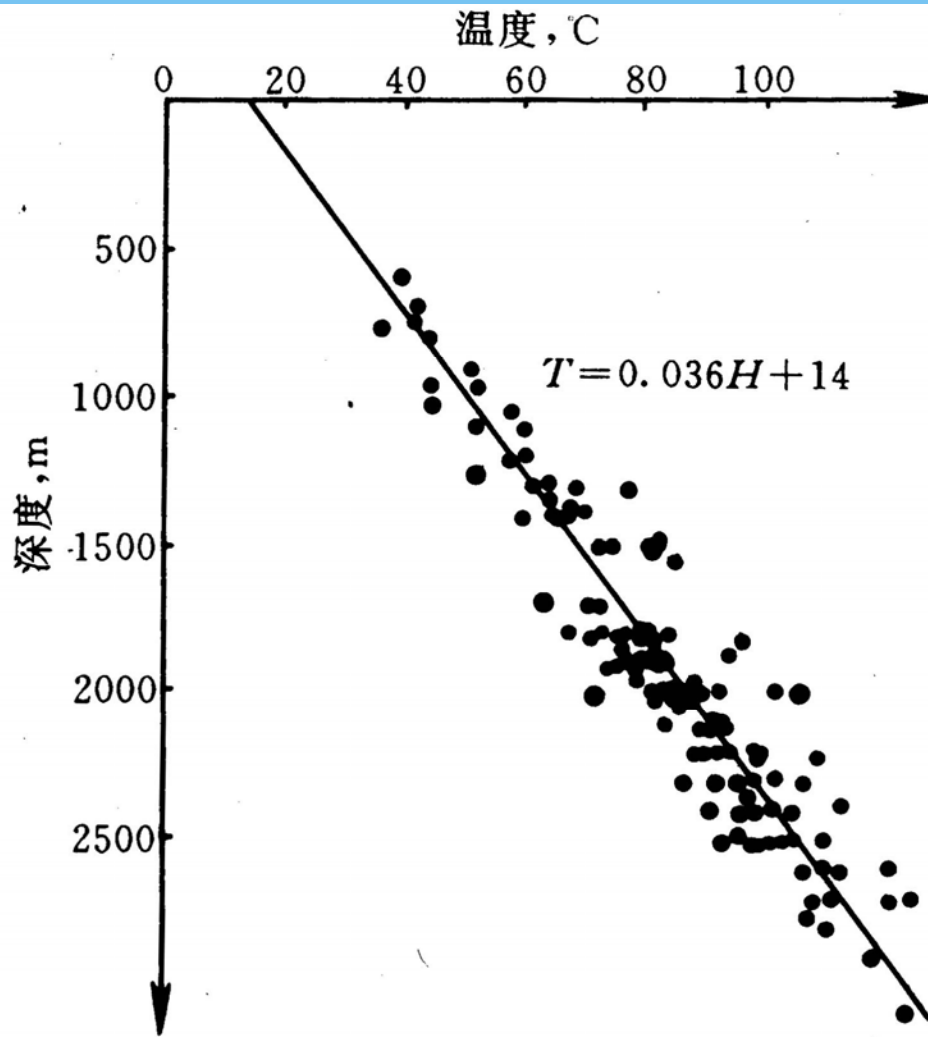


二、油藏温度

1、地温梯度和地温级度：

地温梯度（ GT ）：指地层深度每增加100m时地层温度增高的度数，单位为 $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。为了研究某区的地温随深度的变化情况，通常作地温梯度曲线。

地温级度（ DT ）：指地温每增加 1°C ，所需增加的深度值，单位为 $\text{m}/^{\circ}\text{C}$ 。地温梯度与地温级度互为倒数关系，不过地温梯度更常用些。



东营凹陷地温与深度关系图

(据杨绪充, 1984)



2、地温分布与温度异常

地球的热力场是非均质的，所以地温梯度在各地不一。一般都可用实测的各油区的地温梯度值反映全油田的地温分布特征。

通常以地球的平均地温梯度 $3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 为标准，地温梯度为 $3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 称为正常，高于此值称正异常，低于此值称负异常。



国内部分地区地温梯度资料(据西北大学编《石油地质》)

油田或盆地	地温梯度 / °C/100m	油田或盆地	地温梯度 / °C/100m
准噶尔盆地 (T-J)	2.2~2.3	松辽盆地 (K ₁)	3.1~4.8 (6.2)
酒泉盆地 (E+N)	2.3 (2.6)	大庆油田	4.5~5.0
四川盆地 (J)	2.2~2.4 (2.7)	济阳坳陷 (E+N)	3.1~3.9
陕甘宁盆地 (J)	2.75 (2.8)	冀中坳陷 (Z)	3.7 (4.2)

注：括号中的数值为最大地温梯度值。



根据井温资料可编制井温与深度关系图，了解地温梯度在纵向上的变化。

上第三系稍高，

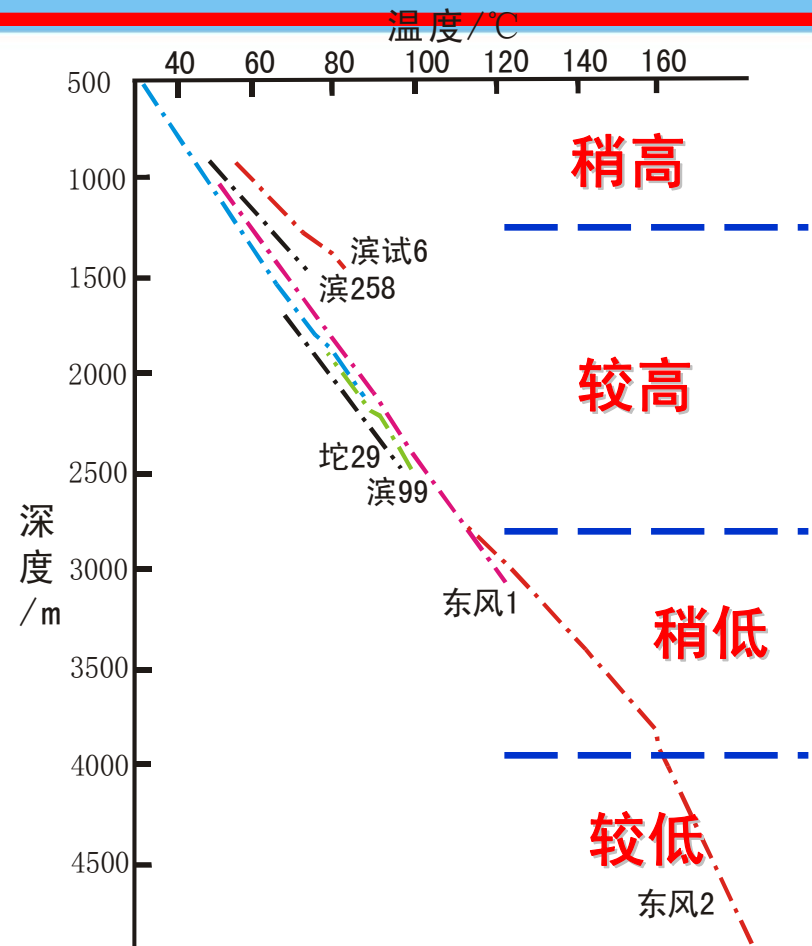
3.61~4.08°C/100m；

下第三系Ed-Es₃较高；

下第三系Es₄-E_k稍低，

2.55°C/100m；

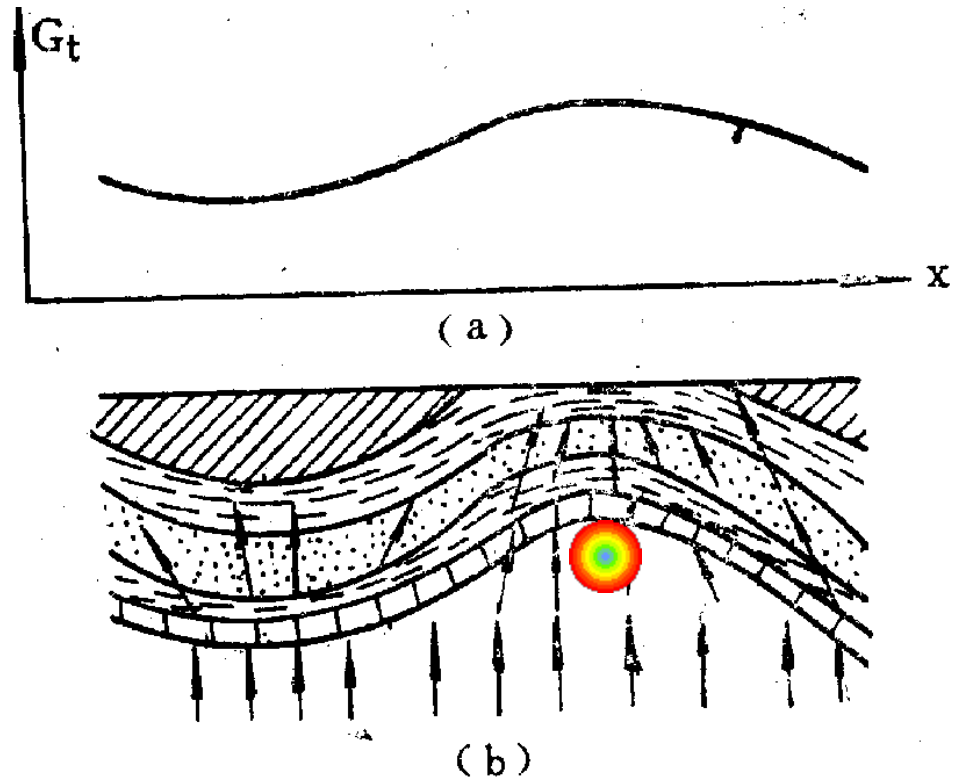
前寒武系较低，2.16°C/100m



东营凹陷系统测温井
温度与深度关系图



平行于层理方向较垂直层面方向的导热性好，热量容易向岩层上倾方向集中。



背斜与向斜区热流分布示意图



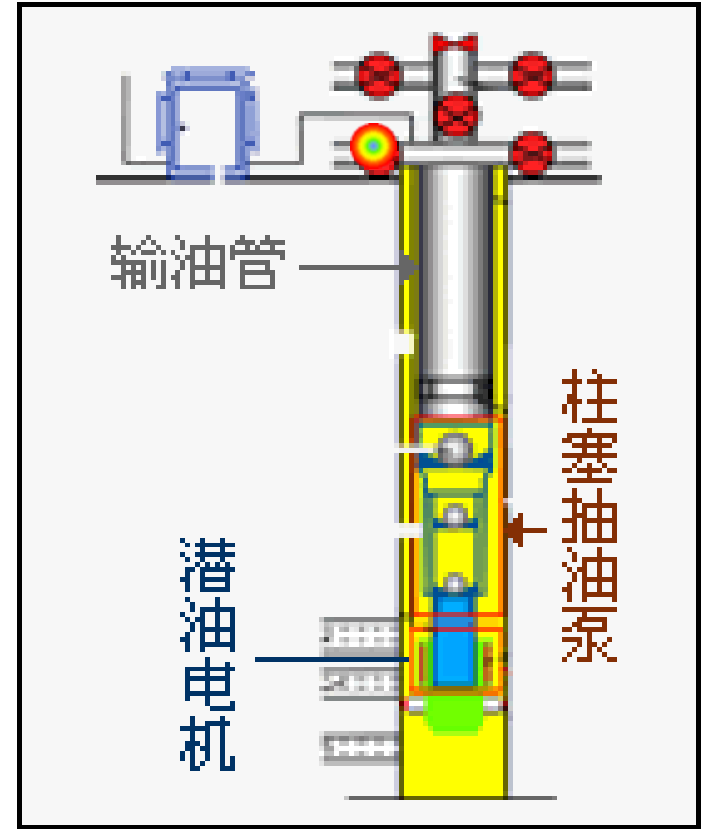
3、油层温度与开发动态

油层温度是影响原油粘度的一个最敏感的因素。油层温度的改变决定着其中原油粘度的变化。提高油层温度，如注热水，可增加原油的流动性；反之，如采取小井距大量注入冷水，会使原油粘度明显增大，影响油层产能。



开采过程中，如果地层压力下降并低于饱和压力时，石油中的溶解气大量逸出并膨胀，常使

，如果地层压力下降并低于饱和压力时，石油中的溶解气大量逸出并膨胀，常使油层温度下降。特别是在井底附近，温度变化大，常造成井底附近油层胶结或结蜡，堵塞了原油流入井内的通道。因此，对地温的研究，有助于采取合理的生产措施和工艺技术，防止上述现象发生。



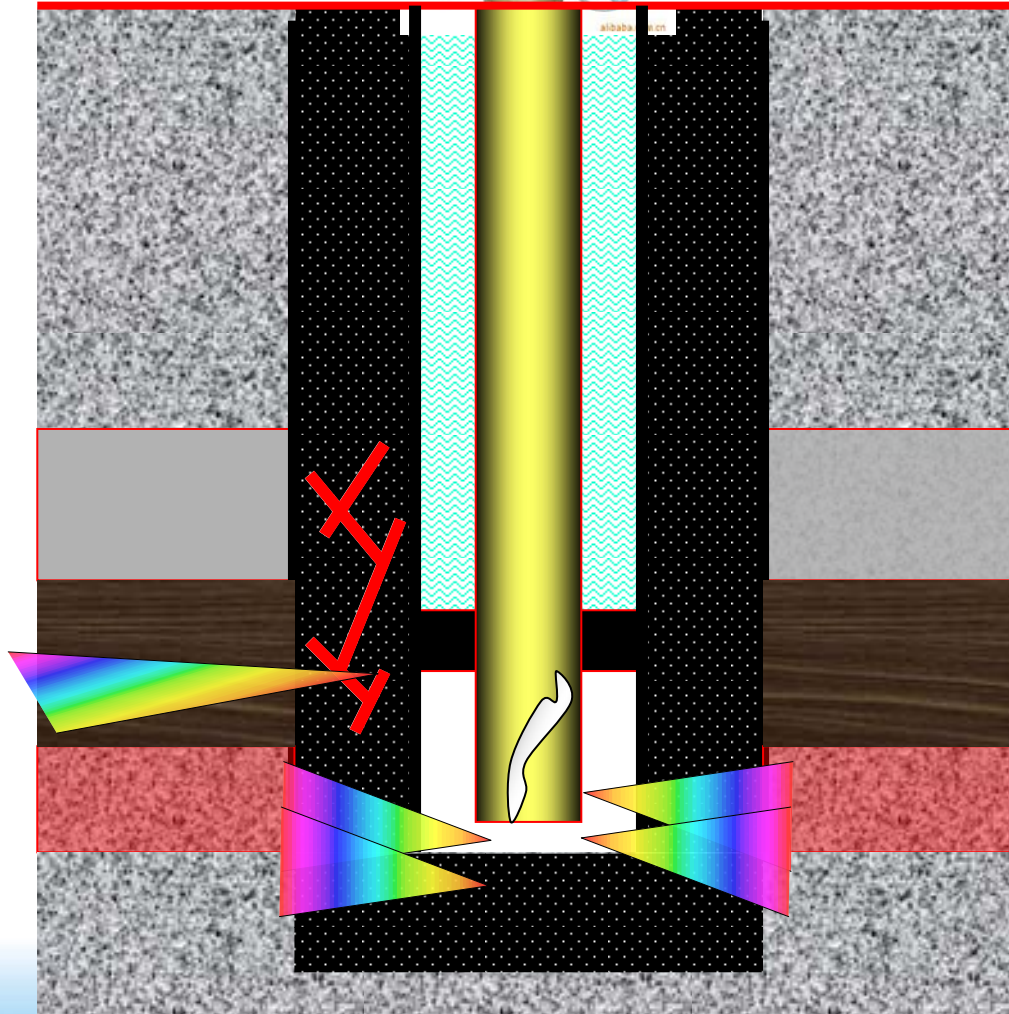


由于单井剖面中深度不同的层位其流体温度不同，如果因固井质量不好发生窜通，则可通过对井筒温度剖面的研究来判断窜通层位。

还有一个很重要的应用就是通过井温测井来建立吸水剖面，了解各油层的吸水状况。



窜通



测井筒温度剖面识别窜通位置



第三节 油藏的天然能量和驱动方式

一

油藏天然能量分析

二

油藏驱动方式及其开采特征



一、油藏天然能量分析

1.边水、底水能量大小分析

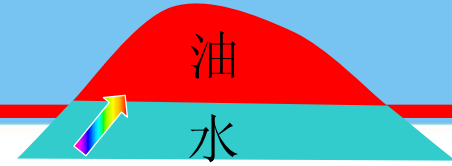
2.气顶能量大小分析

3.溶解气能量大小分析

4.弹性能和重力能



Water drive



水体体积与油体体积的比值是反映水体能量大小的一个很重要的参数。水体越大，能量越充足。有两个参数：水侵速度（单位时间的水侵量）
 水侵速度 q_e ，其意义为单位压降下的水侵速度

$$q_e = \frac{dW_e}{dt}$$

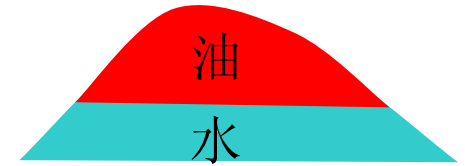
← 油藏开采 t 时间后的水侵量

← 油藏开采时间

水侵速度越大，说明水体补充条件越好



2. 水侵系数 k_e ，其意义为单位压降下的水侵速度，即：



$$k_e = \frac{q_e}{\Delta p}$$

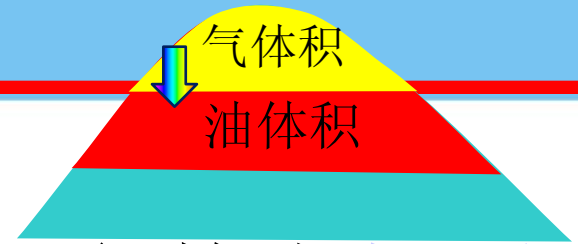
← 水侵速度

← 含油区平均压力降，即：
原始地层压力和目前地层压力的差

水侵系数更能反映边、底水活跃程度，其数值越大，反映天然水驱能量也大。



gas-cap drive



反映气顶能量大小的主要参数为气顶指数 m

$$m = Vg / Voi$$

原始地下自由气体积, m^3

原始地下油体积 m^3

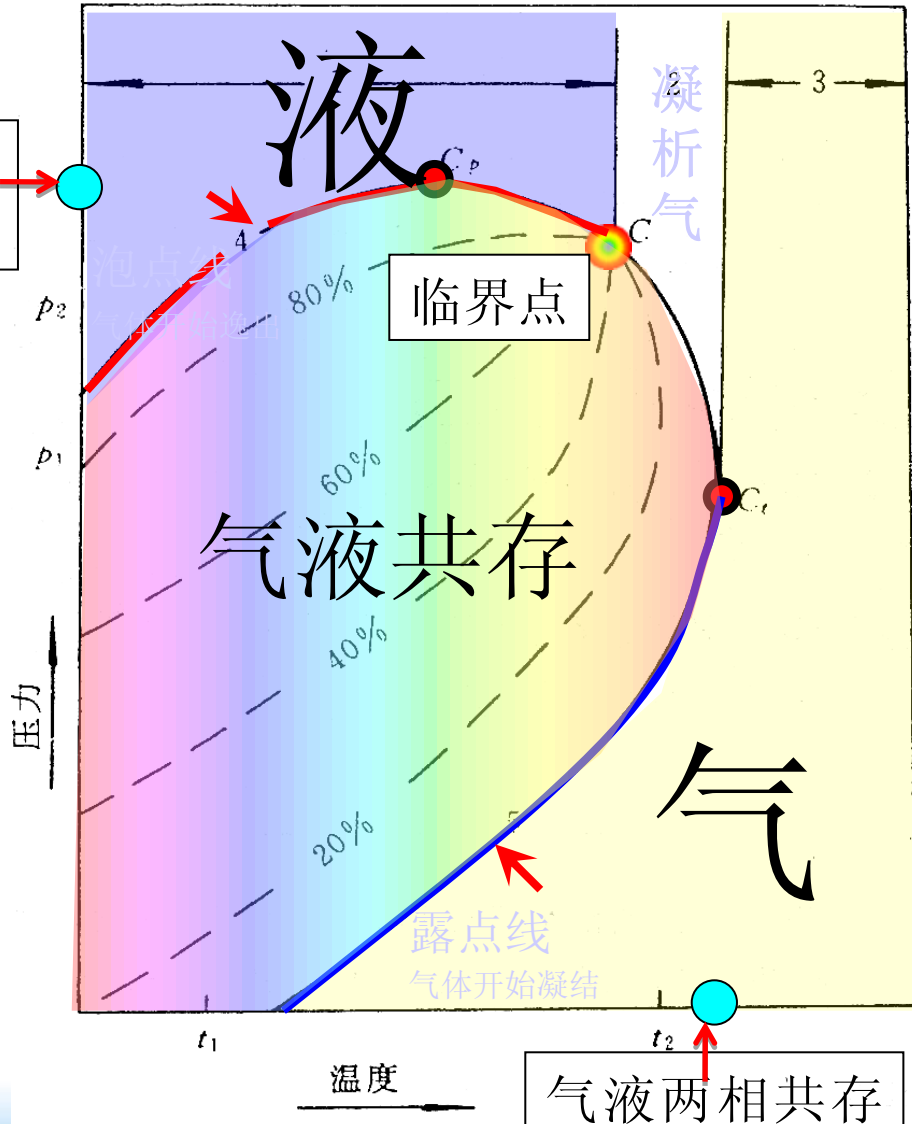
m 值越大, 反映气顶能量越大。对于两个 m 值相同的油气藏来说, 原始油层压力值大者, 其气顶能量也大。油、气层在垂向上的渗透率和水平渗透率比较接近, 而且都较高时, 越有利于气顶能量发挥作用。



dissolved gas drive

当油层压力低于原油饱和压力（当温度一定时，地层原油中分离出第一批气泡时的压力称为饱和压力）时，原油中的溶解气就会分离出来而膨胀驱油。

地层饱和压差可以反映溶解气的能量状况。地层饱和压差小，溶解气易释放出来。原始溶解气油比，是反映溶解气能量大小的一个重要参数，气油比越高，说明溶解气能量越充分。



气液两相共存
的最高压力

当油层压力
低于原油饱和
压力时(泡点
线), 气体逸
出开始驱油。

气液两相共存
的最高温度





elastic drive

gravity drive

在压力降落过程中，岩石和流体本身膨胀，会产生弹性能量，同样有驱油作用。有两个参数：

弹性产率：表示的是平均地层压力每下降一个单位可以产出的弹性储量；

弹性采出程度：是指完全靠油藏的弹性膨胀能可以产出的弹性储量占地质储量的百分

数



二、油藏的驱动方式及其开采特征

1. 水压驱动

water drive

2. 气压驱动

gas-cap drive

3. 弹性驱动

elastic drive

4. 溶解气驱

dissolved gas drive

5. 重力驱动

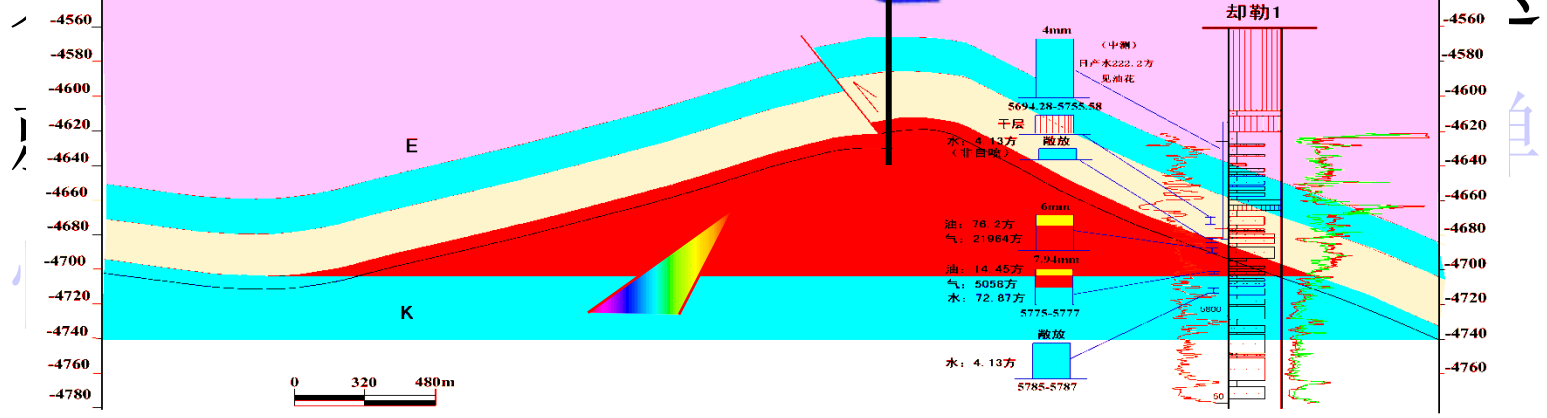
gravity drive



所谓油藏的驱动方式 (**drive**)，是

指油藏在开采过程中主要依靠哪一种能量来驱出油气。油藏开采后由于压力下降，周围水体（边水、底水、或

人工注水）对油藏能量进行补给。这



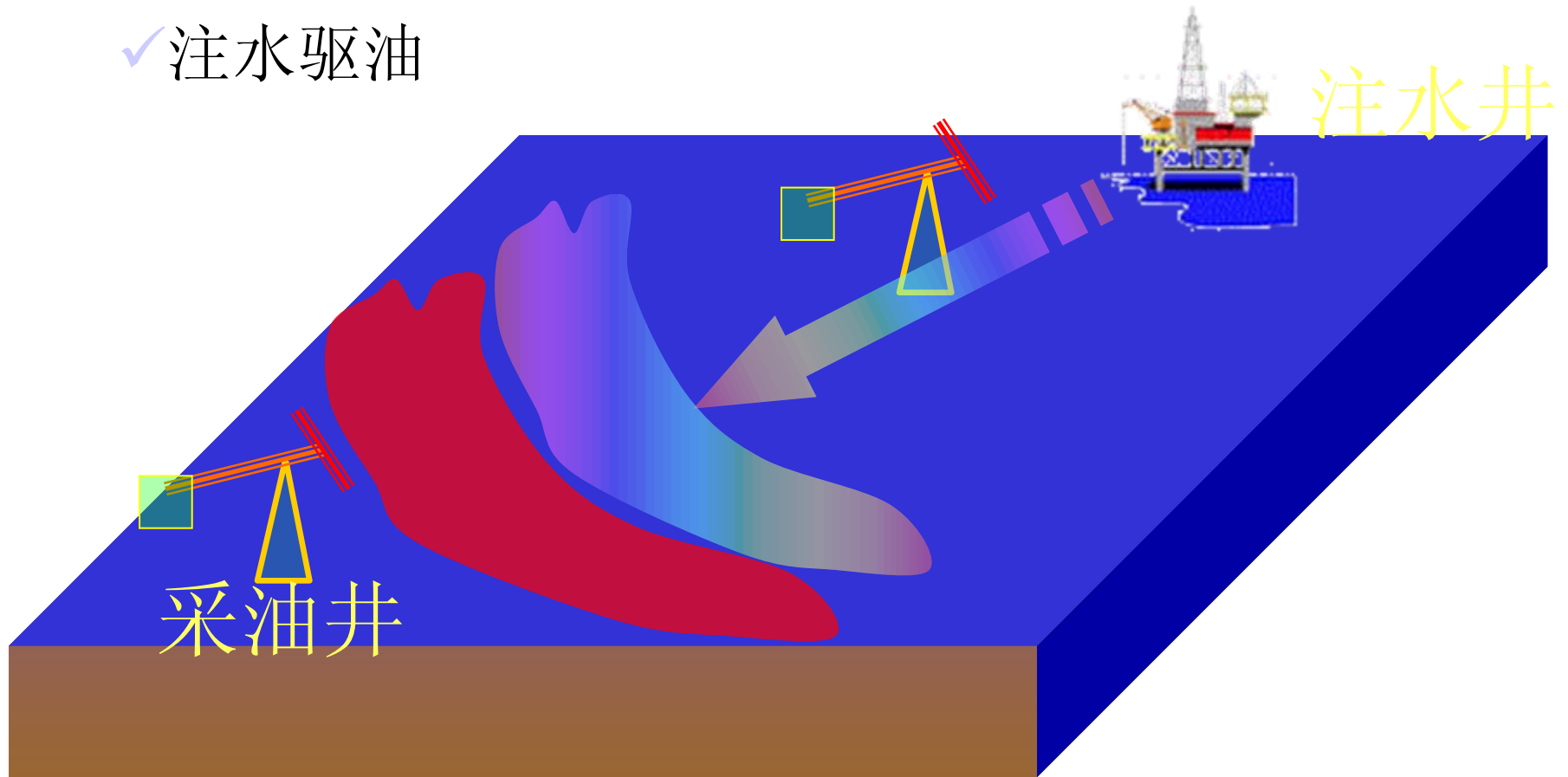


1. 刚性水压驱动，其能量是边水或底水的静水压头或人工注水的水力。开采时，保持井底压力 p_w 高于饱和压力 p_b ，使气油比 R_p 保持不变。但当生产到一定程度时，边底水或人工注水会逐渐进入井底，油井见水并逐渐水淹。即产油量 Q_o 逐渐下降，含水率逐渐上升。实现刚性水压驱动的条件：油层与水区连通性好，没有断层或岩性封闭，油层渗透率好且非均质性弱，水源供给充足，这样水力对油藏中的压力变化反应敏感，油层的采液量与水体推进补给量能达到平衡。实际生产中，我们可以用人工注水来实现刚性水压驱动。



刚性水压驱动

- ✓注水保持地层压力
- ✓注水驱油



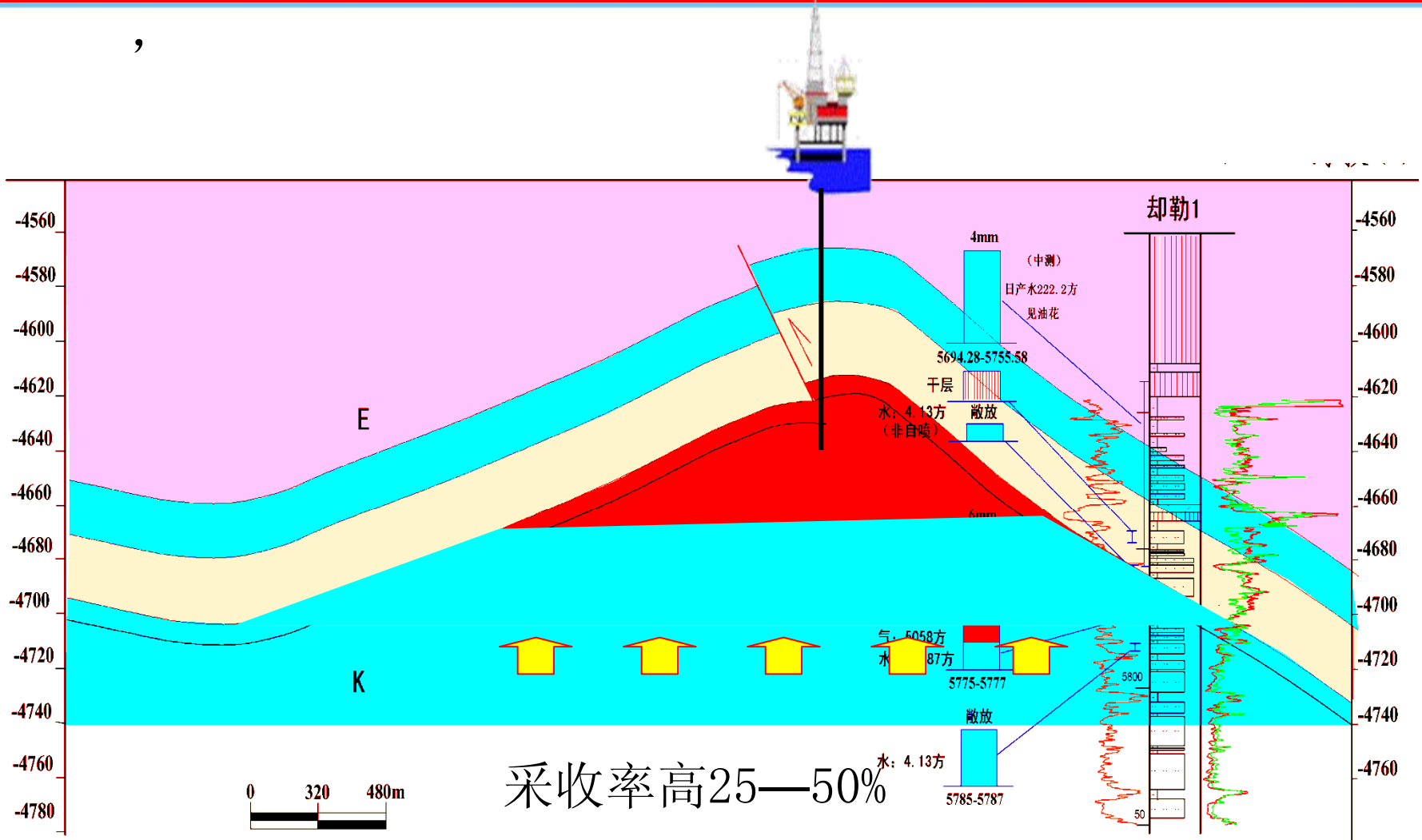


注水井

12/08/2005



弹性水压驱动—水体的弹性膨胀驱油，压力下降



采收率高25—50%

油田一般先采用弹性水压驱动，然后注水变成刚性水压驱动



2. 弹性水压驱动，没有边水或底水露头，或水体与油体之间连通性较差，存在断层或岩性等遮挡，或人工注水速度赶不上采液速度时产生弹性水压驱动。

油藏压力从其原始值降到饱和压力以下的这个阶段，都称为弹性水压驱动阶段。

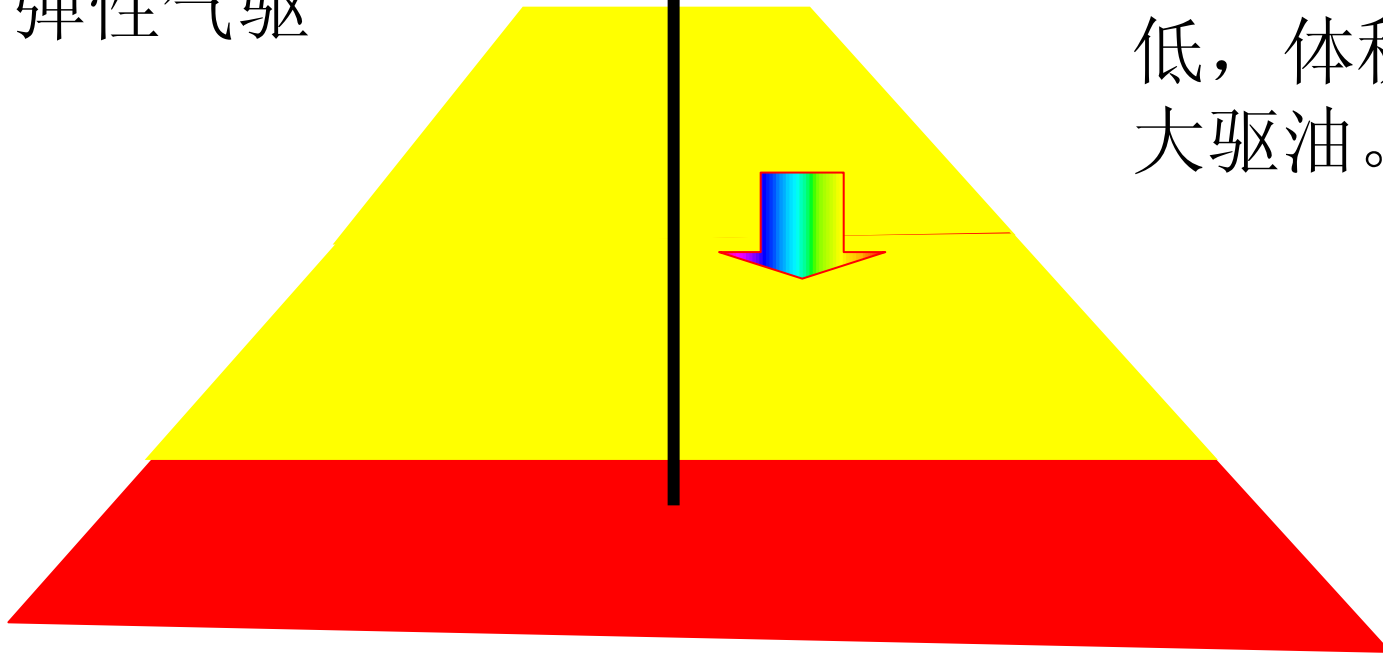
在油藏的开采初期，水侵量达到采出量需要逐步平衡，在这段时间里不可避免地要出现一个弹性驱动阶段。随着开采时间的增加，压力降落的速度会逐步缓慢，最后可能会达到补充与采出的平衡，即刚性水压驱动。



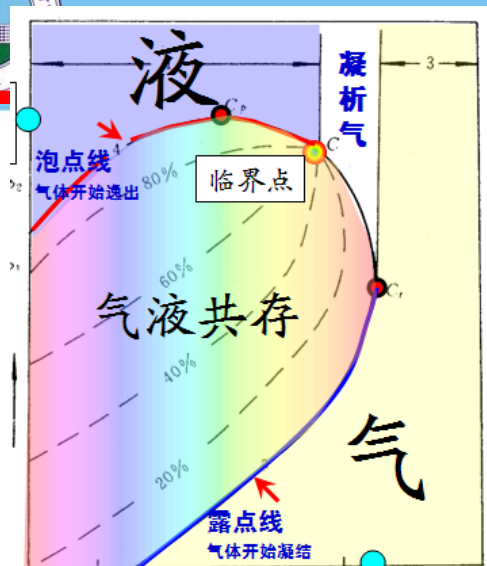
采收率高25—50%

弹性气驱

气顶压力降低，体积增大驱油。

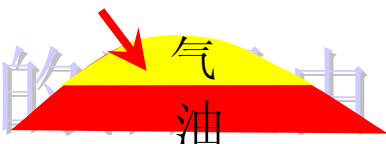


气压驱动：分刚性气驱和弹性气驱



气压驱动: gas-cap drive

主要是气顶中压缩气体的弹性膨胀力驱动。在开采过程中，采出的

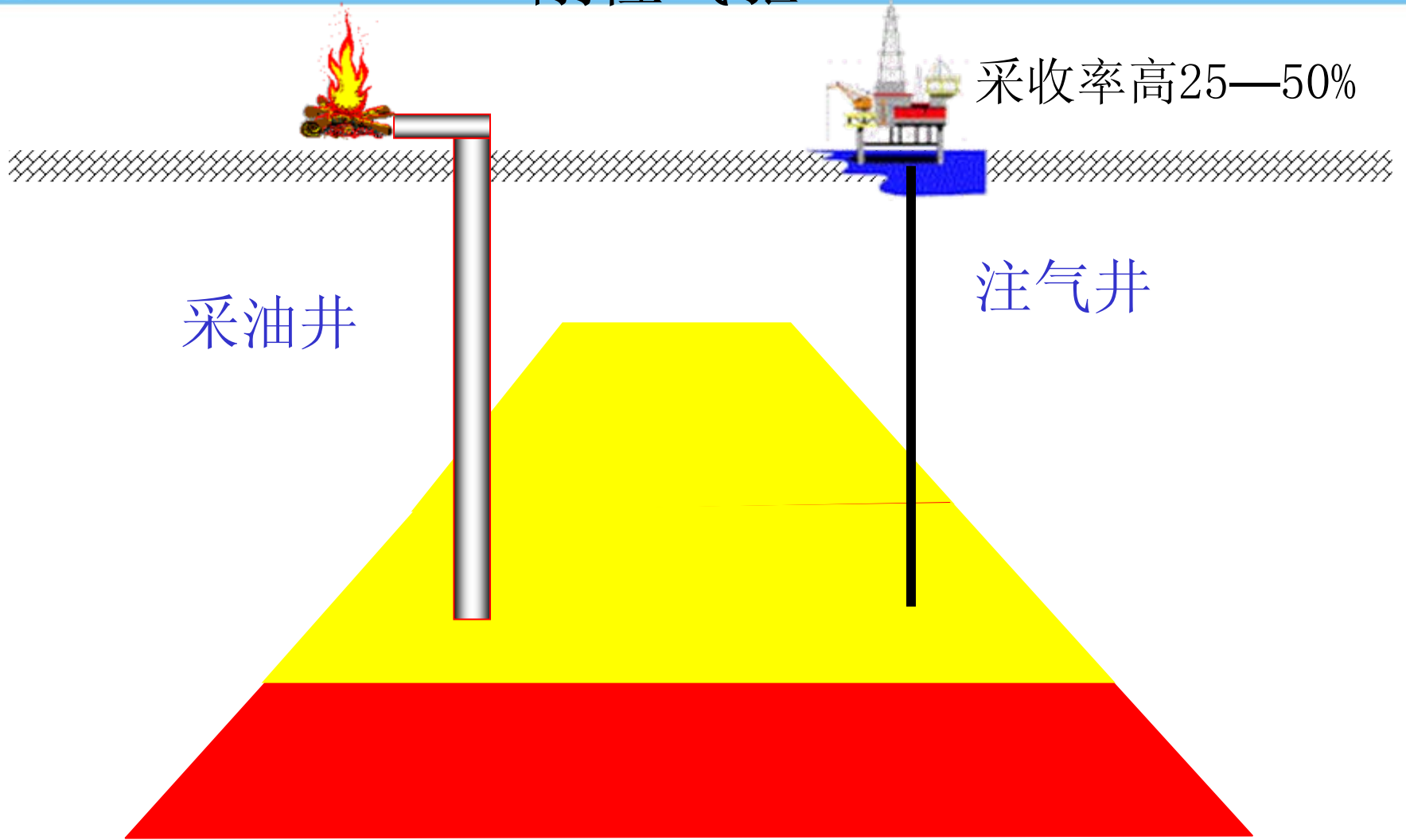


开采特征是：油藏产量随压力下降而逐渐减少；同时随着油藏压力的下降，更多的溶解气将分离出来，使开采过程中的气油比逐步上升。如果出现了气顶的锥进和气窜，便会造成气油比的急剧升高和油井产能的迅速降低——弹性气压驱动。

也可以用人为的方法向气顶注气，以延缓油藏压力的下降，甚至可以使油藏的压力不再下降——刚性气压驱动。



刚性气驱



采油井

采收率高25—50%

注气井

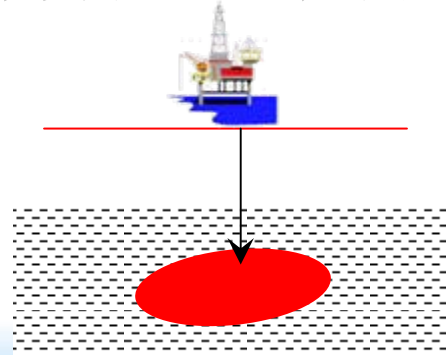
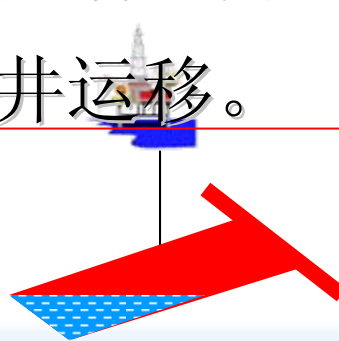
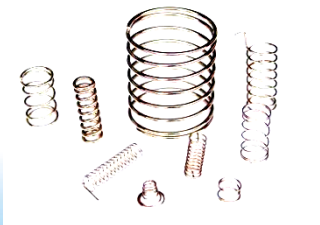
地层压力不变



弹性驱动: **elastic drive**

驱油动力是油藏本身的弹性膨胀力，该类驱动的油藏常常是断层封闭或岩性封闭油藏，缺乏丰富的水源供给（边水、底水或人工注水），油藏压力高于饱和压力。

油藏开采时，随着压力的降低，油藏不断释放出弹性能驱油向井运移。





溶解气驱

dissolved gas drive

实现溶解气驱的条件是：采出量大大超出水体的补给能量，油藏压力低于饱和压力时，溶解气从油中分离出来，以分散的气泡存在于油中，当压力降低时气泡膨胀把油推向井底。驱动能量的大小主要取决于原油溶解气体的数量

溶解气驱初期压力降落较慢，但是，随后由于气体的流动远比石油大，因而它将抢先流入井底而被采出，使驱油的动力很快丧失，随着大量溶解气的采出，气油比又开始急剧的下降，问题是油藏的产量也相应降低。



溶解气驱

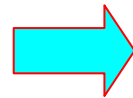
dissolved gas drive



地层压力降低



气体从原油中脱出



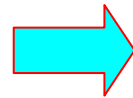
原油的粘度增加



油、气两相流动

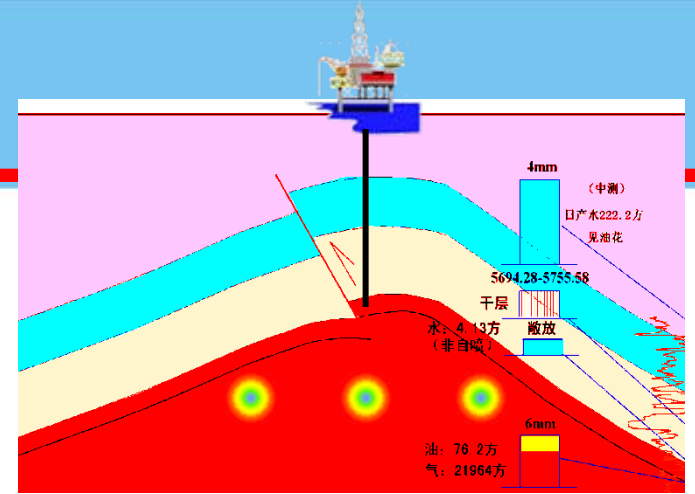


油的相渗透率降低



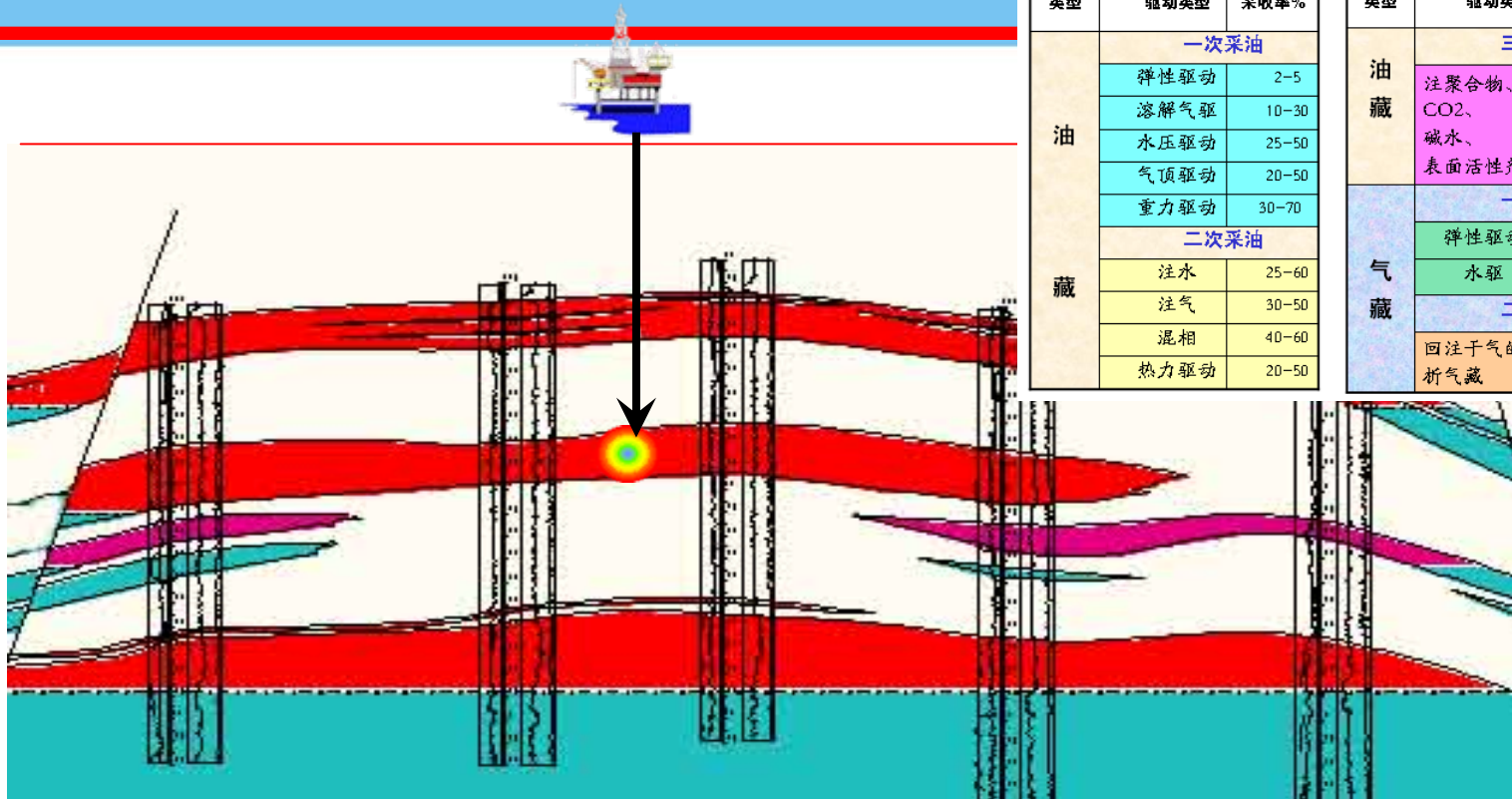
油井产量下降

采收率高10—30%



原来呈溶解状态的气挥发出来，形成气泡驱油

不同驱动类型油气藏的采收率



类型	驱动类型	采收率%
油	一次采油	
	弹性驱动	2-5
	溶解气驱	10-30
	水压驱动	25-50
	气顶驱动	20-50
藏	二次采油	
	注水	25-60
	注气	30-50
	混相	40-60
	热力驱动	20-50

类型	驱动类型	采收率%
油藏	三次采油	
	注聚合物、CO ₂ 、碱水、表面活性剂等	45-80
气藏	一次采气	
	弹性驱动	70-95
	水驱	45-70
	二次采气	
	回注干气的凝析气藏	65-80

没有边水和底水，也无气顶。溶解气从油中分离出来，以分散的气泡存在于油中，当压力降低时气泡膨胀把油推向井底。



重力驱动

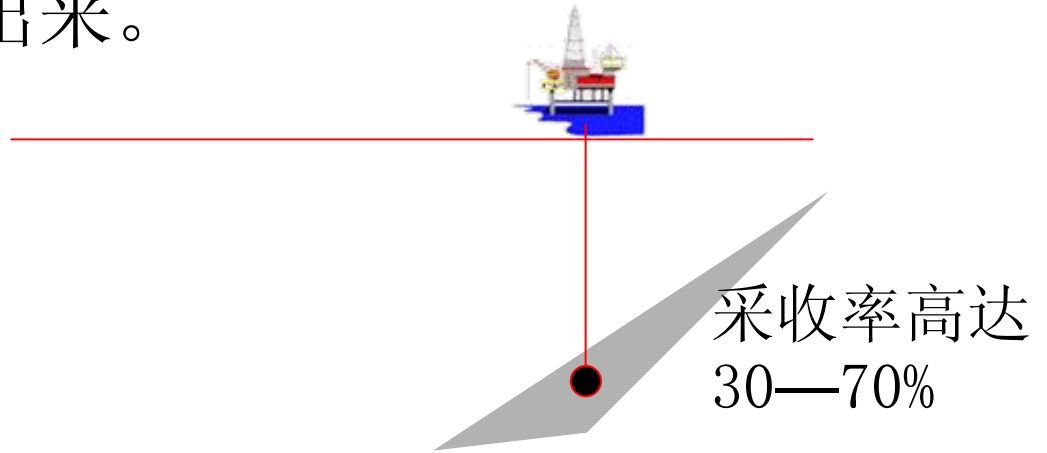
gravity drive

靠原油自身的重力将油驱向井底时为重力驱油。重力驱油要求油层倾斜大，厚度大。

重力是一种比较弱的驱动力。只有当油藏开采到末期，其它驱动力都变得比较微弱时，重力驱油作用才明显的表现出来。

重力驱油要求：

1. 油层倾斜
2. 厚度大





重力驱动



废弃的新疆依奇克里克油田，转地方民采

地球科学学院 3RG 尹太举 2009



土法采油



废弃的新疆依奇克里克油田，转地方民采

地球科学学院 3RG 尹太举 2009



油田后期



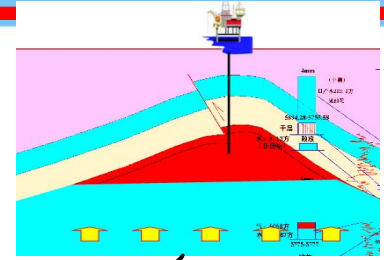
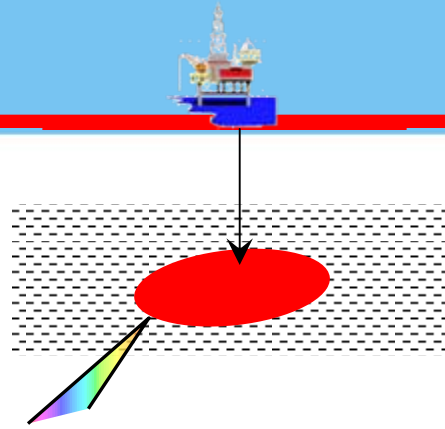
废弃的新疆依奇克里克油田，转地方民采

地球科学学院 3RG 尹太举 2009





饱和油藏

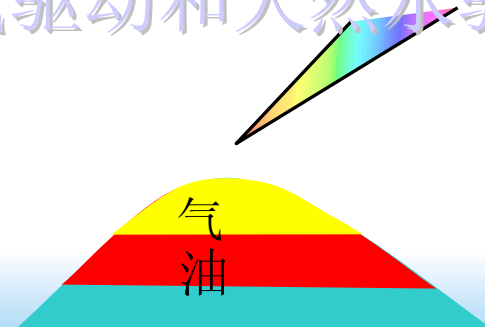
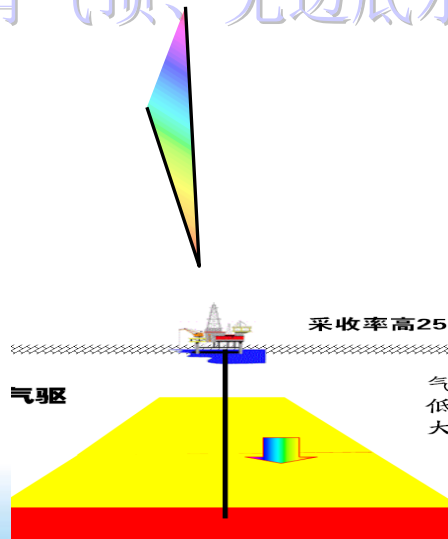


① 无气顶、无边底水→溶解气驱动

② 无气顶、有边底水→溶解气驱动和天然水驱综合驱动

③ 有气顶、无边底水→气顶驱和溶解气驱动综合驱动

④ 有气顶、有边底水→气顶驱、溶解气驱动和天然水驱





不同驱动类型油气藏的采收率

类型	驱动类型	采收率%
油	一次采油	
	弹性驱动	2-5
	溶解气驱	10-30
	水压驱动	25-50
	气顶驱动	20-50
	重力驱动	30-70
藏	二次采油	
	注水	25-60
	注气	30-50
	混相	40-60
	热力驱动	20-50

类型	驱动类型	采收率%
油	三次采油	
	注聚合物、CO ₂ 、碱水、表面活性剂等	45-80
气	一次采气	
	弹性驱动	70-95
	水驱	45-70
	二次采气	
	回注干气的凝析气藏	65-80



第四节 油气储量计算与评价

一

储量的定义与分级分类

二

静态储量计算方法

三

动态储量计算方法

四

储量评价



一、储量的定义与分级分类

1、我国的石油天然气储量分类

2、SPE/WPC的分级分类体系

3、SEC的探明储量定义



2、SPE/WPC的分级分类体系

(1) 储量 (Reserves)

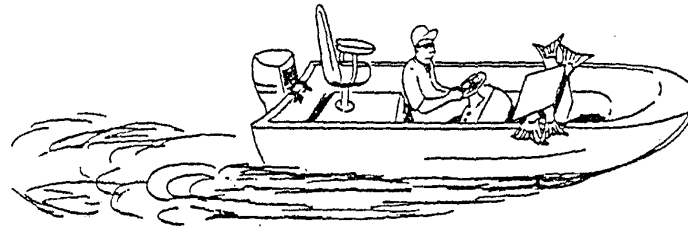
是从某一时间以后，预期从已知矿藏中可以商业性采出的石油数量。所有的储量评估值都具有一定的不确定性。不确定性的相对程度可将储量归为两大级别之一，即探明储量（已开发的、未开发的）和未探明储量（概算储量、可能储量）。



探明储量 (Proved Reserves)

是在现行经济条件、操作方法和政府法规下，根据地质和工程资料的分析，能以合理的确定性估算的，在某一指定日期以后，从已知油气藏中可以商业性采出的油气数量。探明储量可细分为已开发的和未开发的。

Proved



已入仓的鱼



未探明储量（Unproved Reserves）

未探明储量可以进一步细分为概算储量和可能储量。

概算储量（probable reserves）：通过地质和工程资料分析，表明可能被采出的储量。包括：

- a. 在地下控制程度不适于定为探明的地方的储量。
- b. 缺少岩心资料或明确的测试储量。
- c. 靠打加密井可增加的储量。
- d. 由提高采收率方法增加的储量。
- e. 储集层与探明区块以断层相隔，且在构造上高于探明区块。
- f. 由进一步修井、采取措施、重新措施、改变装备或其它机械流程增加的储量。
- g. 探明油气藏的另一种解释表明，其储量比已定为探明的储量要多。

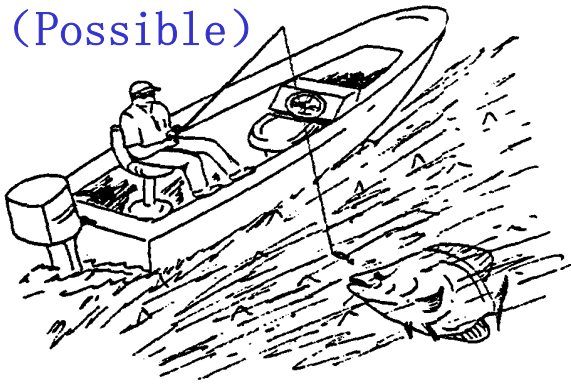


可能储量 (Possible reserves)：通过地质和工程资料分析，表明采出的可能性比概算储量还低的储量。包括：

- a. 根据地质资料解释在概算储量面积之外可能存在的储量。
- b. 根据测井和岩心资料分析认为可能含有油气的储层中的储量，但可能不够商业产量。
- c. 由加密井增加的储量，但技术上不能肯定。
- d. 由提高采收率方法增加的储量，提高采收率方案或先导试验已经规划但没有实施，而且从岩性、流体和储层特征上对该方案是否具有商业性存在较大疑问。
- e. 储集层在某一区块的储量，地质解释表明，该区块与探明区块以断层相隔，但在构造上低于探明区块。

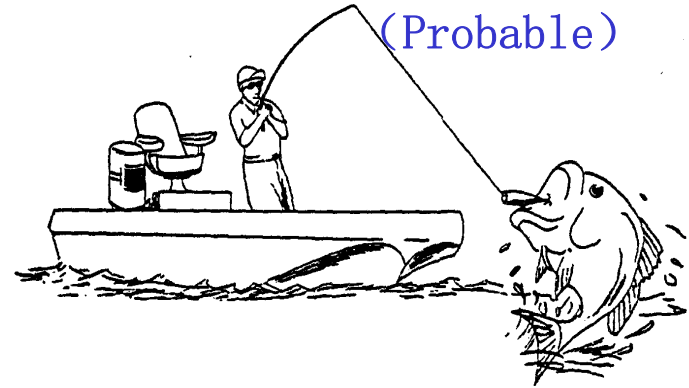
未探明储量

可能储量
(Possible)



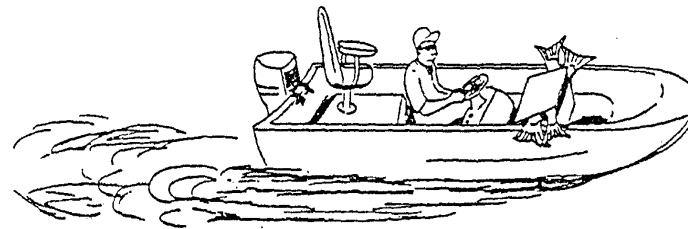
水里游的鱼 Possible

概算储量
(Probable)

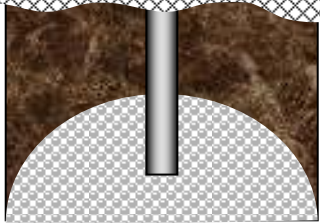


probable 正上钩的鱼

探明储量



已入仓的鱼 **Proved**



正生产的储量

储量

探明

未探明

已开发的

未开发的

概算储量

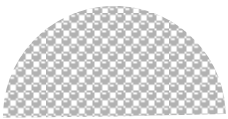
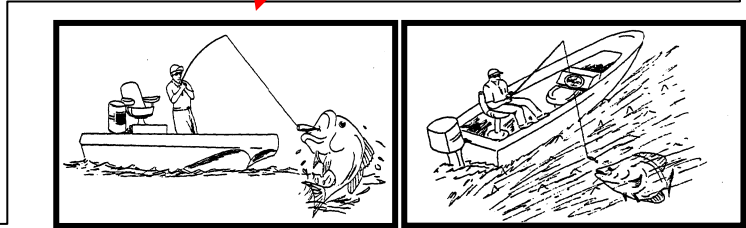
可能储量

未生产的

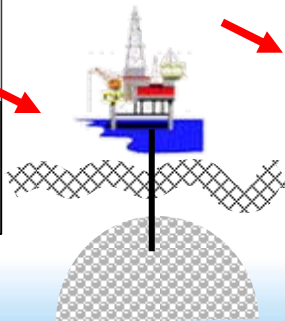
正生产的

关井储量

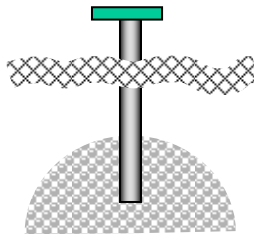
管外储量



未开发储量



管外储量



关井储量



3、SEC的探明储量定义

美国证券交易委员会（SEC）为了评估上市石油公司的资产，推出了一条规定更为严格和更为确定的储量定义：

（1）探明油气储量

是在现行经济和操作条件下，地质和工程资料表明，将来能以合理的确定性采出的原油、天然气的数量。

① 如果油气藏的经济生产能力是由实际生产或确定性的地层测试所证实，则油气藏是探明的。

② 由应用提高采收率技术（如注水）可经济生产的储量，若定为“探明”级，指的是通过油气藏已安装流程的运行，证实了该方案或流程所依赖的工程分析是可靠的。

③ 探明储量不包括：从已知油藏可能得到的储量，但已分别划归“显示增加储量”（Indicated additional reserves）；由于地质、油藏特征或经济条件的不确定性，对其采收率有较大疑问的原油、天然气和天然气液；未钻井远景区可能存在的原油、天然气和天然气液；从油页岩、煤、天然沥青和其它类似的源岩中可能采出的原油、天然气和天然气液。



(2)、探明已开发油气储量：

是通过现有井采用现有装备和操作方法，预期可采出的储量。通过注水或其它提高采收率技术补充天然能量或改变一次采油机理预期可获得的油气增加量，若划归“探明已开发储量”，仅仅是指在先导方案试验之后，或已安装流程取得生产效果而得以证实之后，表明增加可采储量是可实现的。

(3)、探明未开发油气储量

探明未开发油气储量，指预期从未钻井部位的新井中，或从现有井需要很大花费重新完井采出的储量。未钻井部位的储量必须限定在已钻井单元的紧邻可生产单元，即比较肯定钻井后能生产的储量。其它未钻井部位，只有当这些部位肯定是现有产层生产的延续时，才能是探明储量。任何部位，只要注水或其它提高采收率技术的应用尚在设想中，则相应的储量都不能定为探明未开发储量，除非这些技术在本区或本油气藏的实际试验证实是有效的。



中国
储量

总资源量

已发现的资源量
(地质储量)

待发现资源量

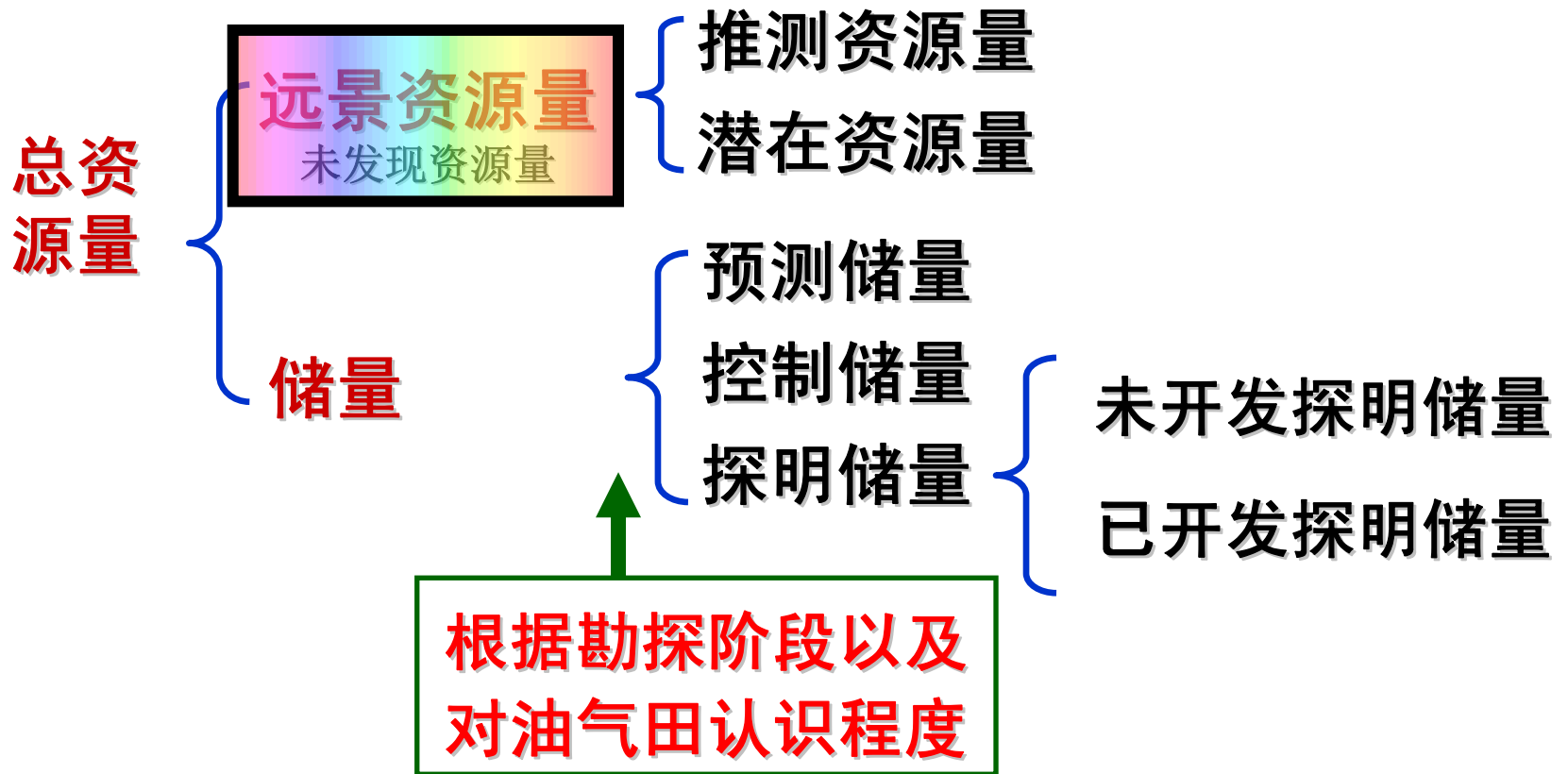
探明储量

控制储量

预测储量



含油气盆地的总资源量，包括两大部分：





远景资源量

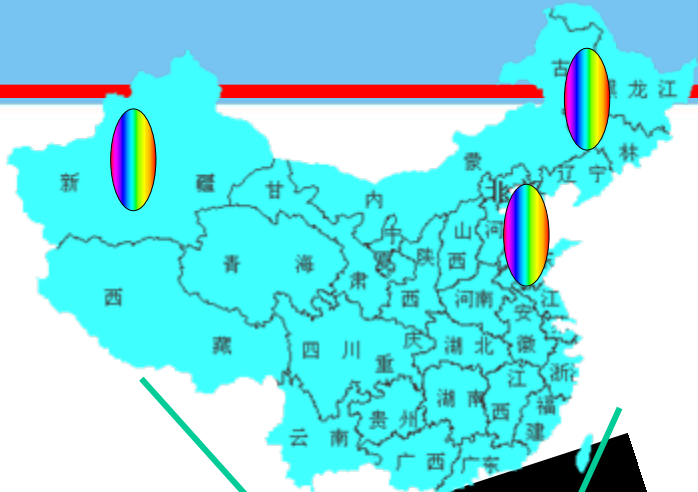
—根据地质、地球物理、地球化学资料统计或类比估算的**尚未发现的资源量**。根据普查勘探程度分为2类：

● **推测资源量**—根据区域地质资料，与邻区同类型沉积盆地类比，结合盆地或凹陷初步物探普查资料或参数井的储层物性和生油岩有机地化资料，而估算的资源量。

—它是提供编制**区域勘探部署**或**长远规划**的依据。

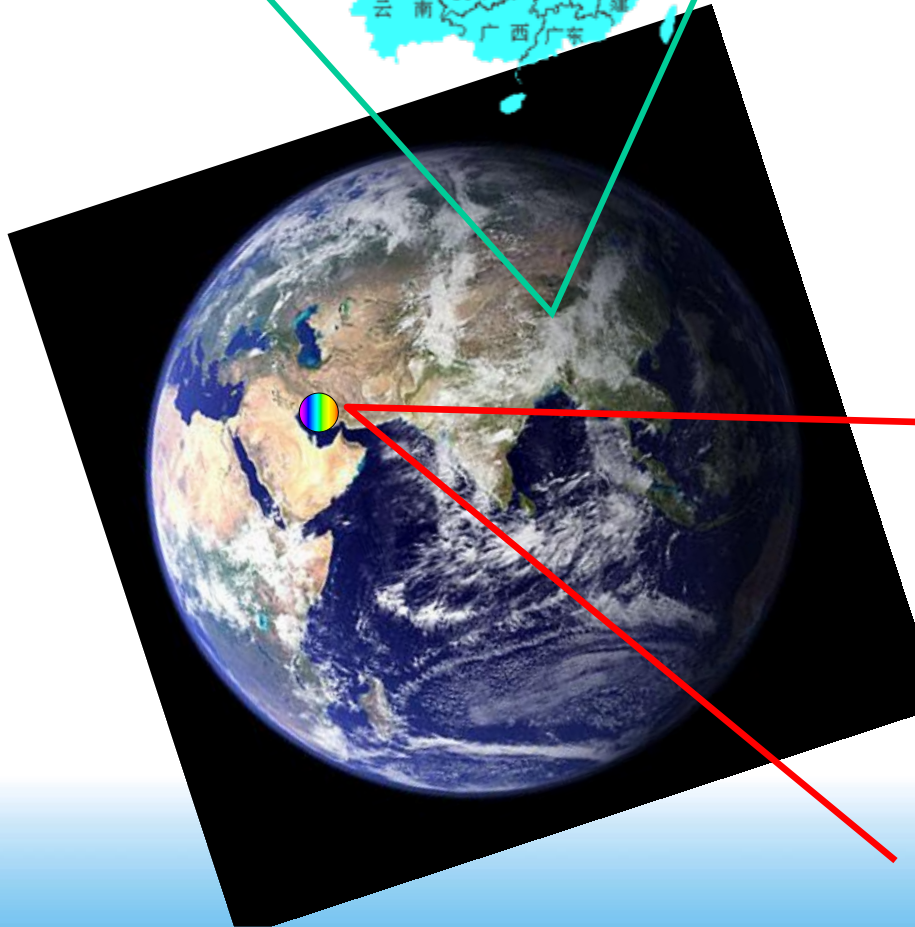
● **潜在资源量(圈闭法远景资源量)**—根据地质、物探(地震)等资料，对具有含油远景的各种圈闭逐个逐项类比统计，所得出的远景资源量范围值。

—可作为编制**预探部署**的依据。



全世界石油资源量约3113亿吨,
沙特阿拉伯---512.6亿吨,居第一位
中国---114.9亿吨,居第九位

全世界天然气资源量约327.7万亿立方米
俄罗斯---107.2万亿立方米,第一位
中国---6.4万亿立方米,第十位
(第十四届石油大会公报)





地质储量(N)——指在地层原始条件下，具有产油(气)能力的储集层中呈原始状态的石油和天然气的总量。★
根据**开采价值**可分为：**表内储量**、**表外储量**。

表内储量：指在现有技术经济条件下，有开采价值，并能获得社会经济效益的地质储量。

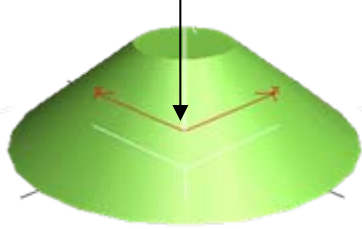
表外储量：指在现有经济技术条件下，开采不能获得社会经济效益的地质储量。

※ 当**原油价格提高或工艺技术改进后**，
某些**表外储量**可以转变为**表内储量**。

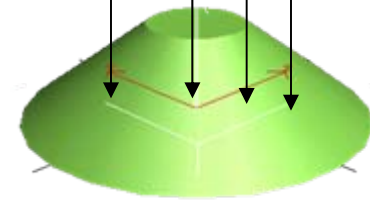
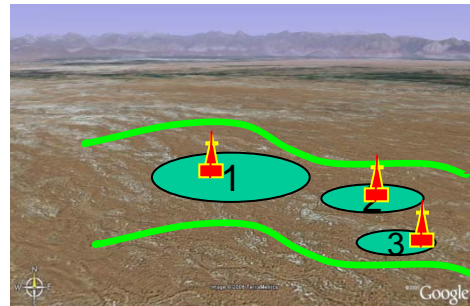


地质储量类型

预探阶段	预测预量		预探井有油气发现
评价阶段	控制储量		评价正在进行
	探明储量	未开发探明储量	评价任务已完成
开发阶段		已开发探明储量	开发方案已实施



预测预量



探明储量



recoverable

Remnant recoverable

- **可采储量 (N_R)** —— 在现有经济技术条件下，可以从储油层中采出的油(气)量。

- **剩余可采储量：**指油气田投入开发后，**可采储量与累积采出量之差。**

reserves

- **采收率 (E_R)** —— 可采储量与地质储量之比。

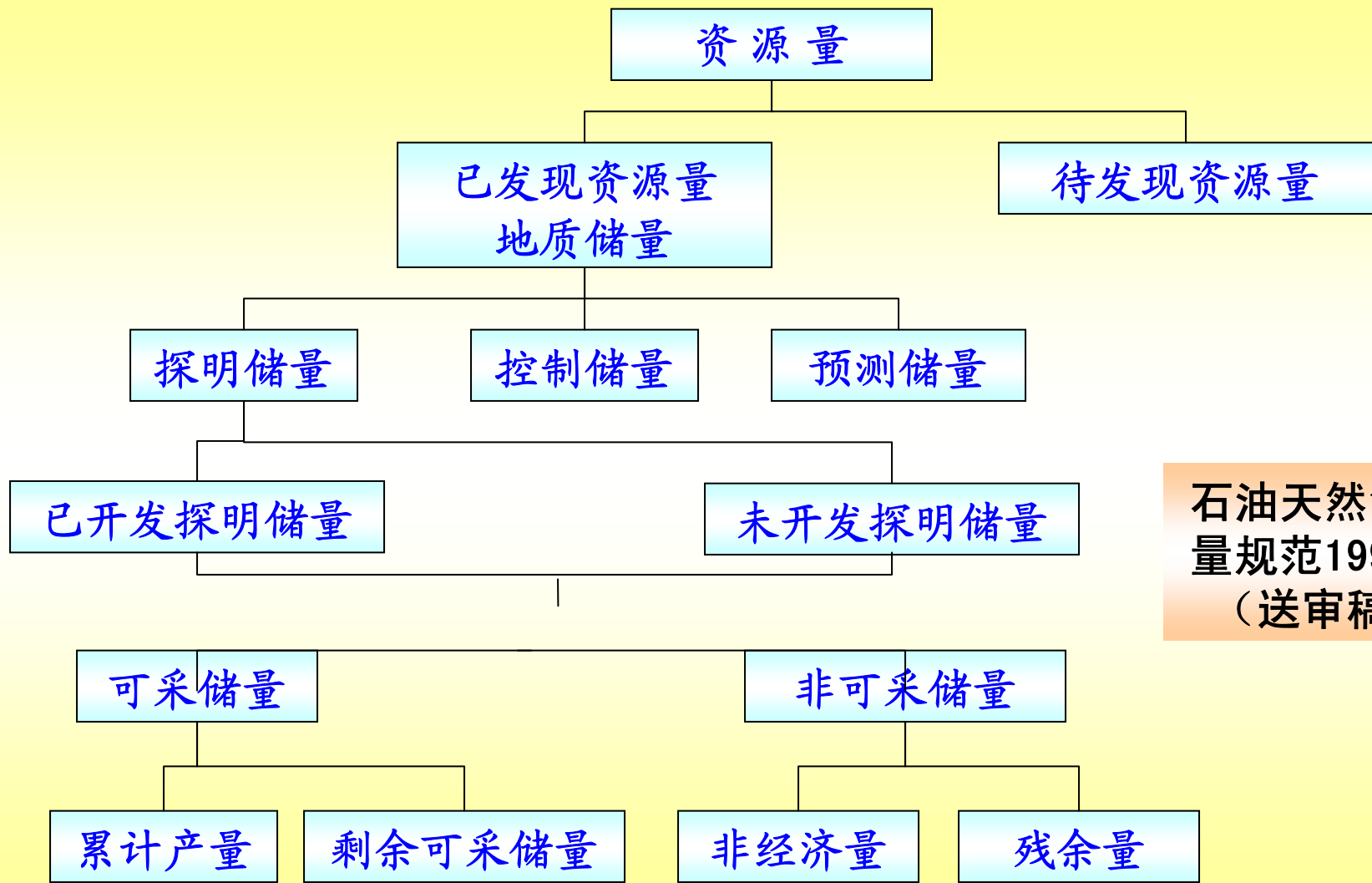
producible oil index

$$E_R = \frac{N_R}{N}$$

N —— 石油地质储量， 10^4t ；

N_R —— 可采储量， 10^4t ；

E_R —— 采收率，小数。



石油天然气储量规范1997年
(送审稿)



二、静态储量计算方法

Volumetric Method

容积法计算石油储量

容积法计算天然气储量



1 计算依据

容积法计算石油地质储量，实质是计算石油在油层中所占的部份体积，根据体积和原油的密度等资料确定原油的重量—储量。

孔隙

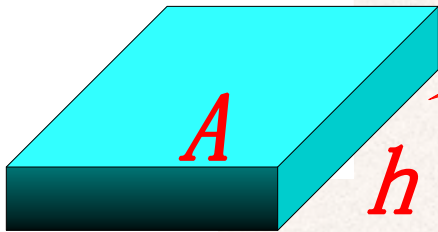
孔隙含水
或含油气



油?



公式 $Q = F \cdot h \cdot \Phi \cdot S_{oi} \cdot r_o / B_{oi}$



储层总体积

油层体积

Φ

油层有效孔隙体积

$(1 - S_{wi})$

原油体积

r_o

原油的重量

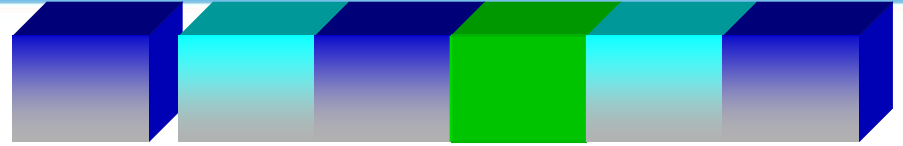
$/ B_{oi}$

地面原油的重量





石油储量计算公式:



原始地质储量

$$N=100 \cdot A \cdot h \cdot \Phi \cdot (1-S_{wi}) \cdot \rho / B_{oi}$$

oil-bearing area

Effective pay thickness

Effective porosity

initial oil saturation

average density

volume factor

含油面积

有效厚度

平均有效孔隙度

平均含油饱和度

地面原油密度

原油体积系数

储量计算单元



2含油面积

油水过渡带

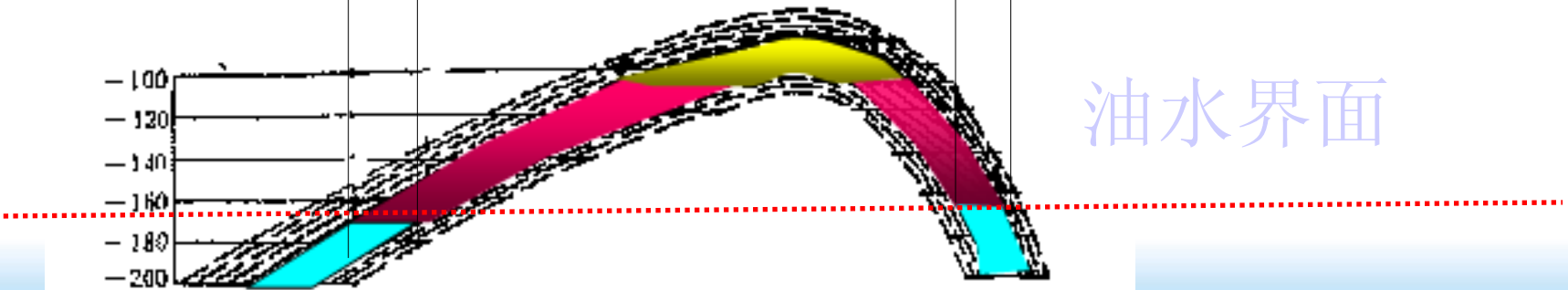
含油面积

外含油边界

内含油边界

确定油水界面很重要

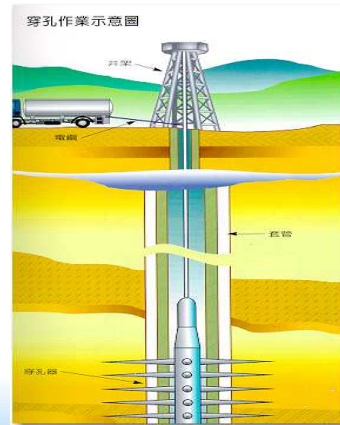
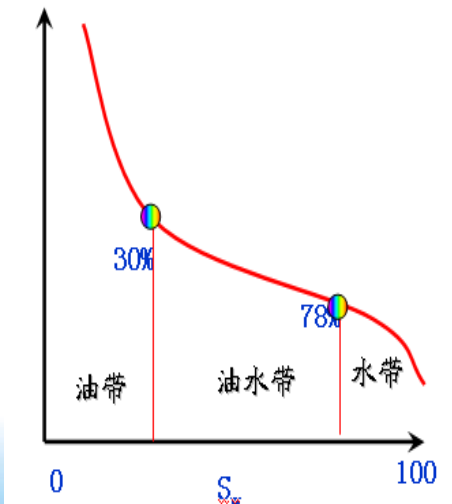
油水界面





油水界面的确定

- ① 利用岩心、测井及试油资料确定油水界面
- ② 利用毛管压力资料确定油水界面；
- ③ 利用压力资料确定油水界面。





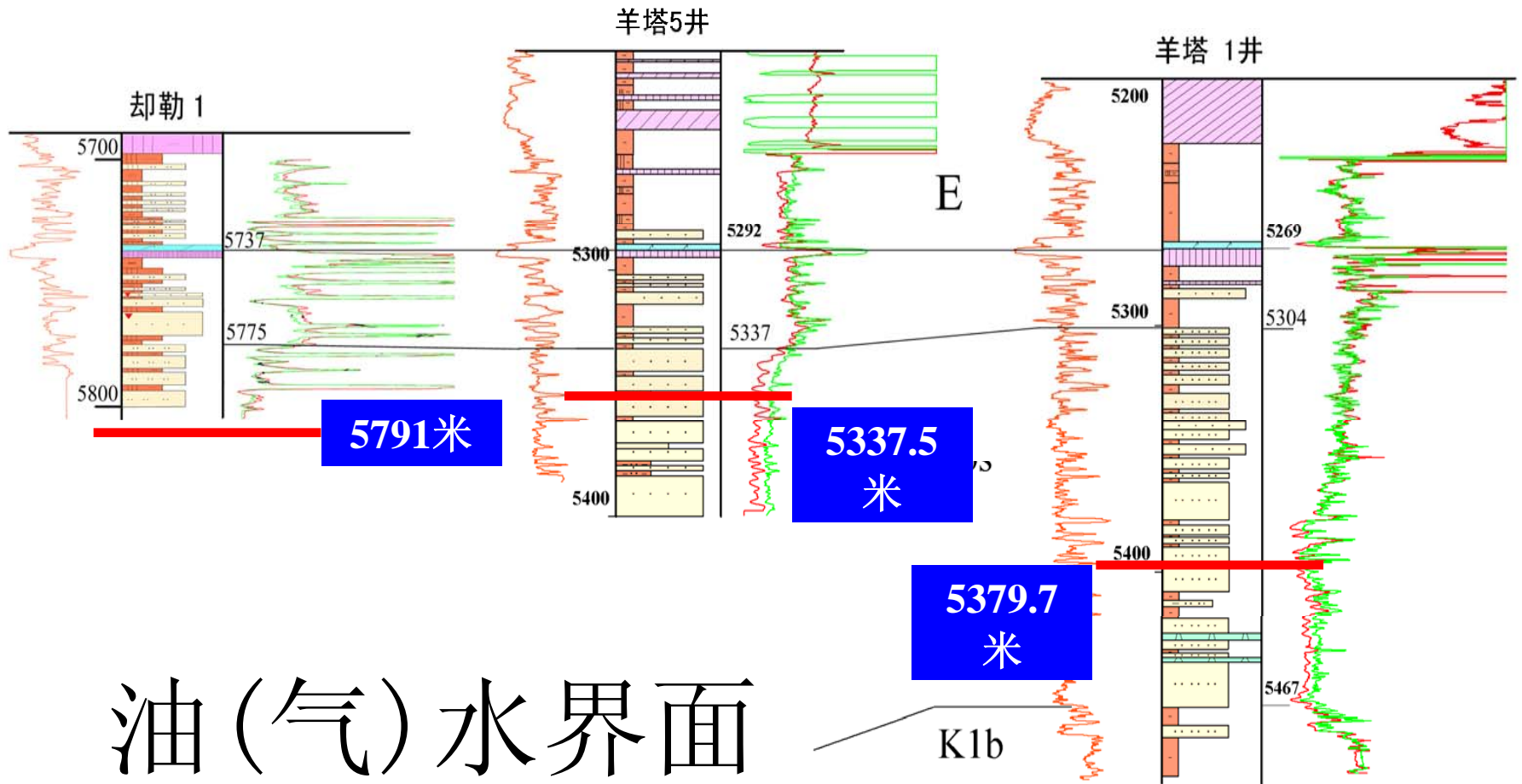
① 利用岩心、测井及试油资料确定油水界面

确定油水界面分3步：

- A) 算出某一油水系统中各井最低油层底界和最高水层顶界海拔高度。
- B) 投点--在图上依次点出各井油底、水顶位置。
- C) 在油底、水顶之间划油水界面。当资料较少，油底和水顶相距较远时，油水界面应偏向油底，以防面积增大。



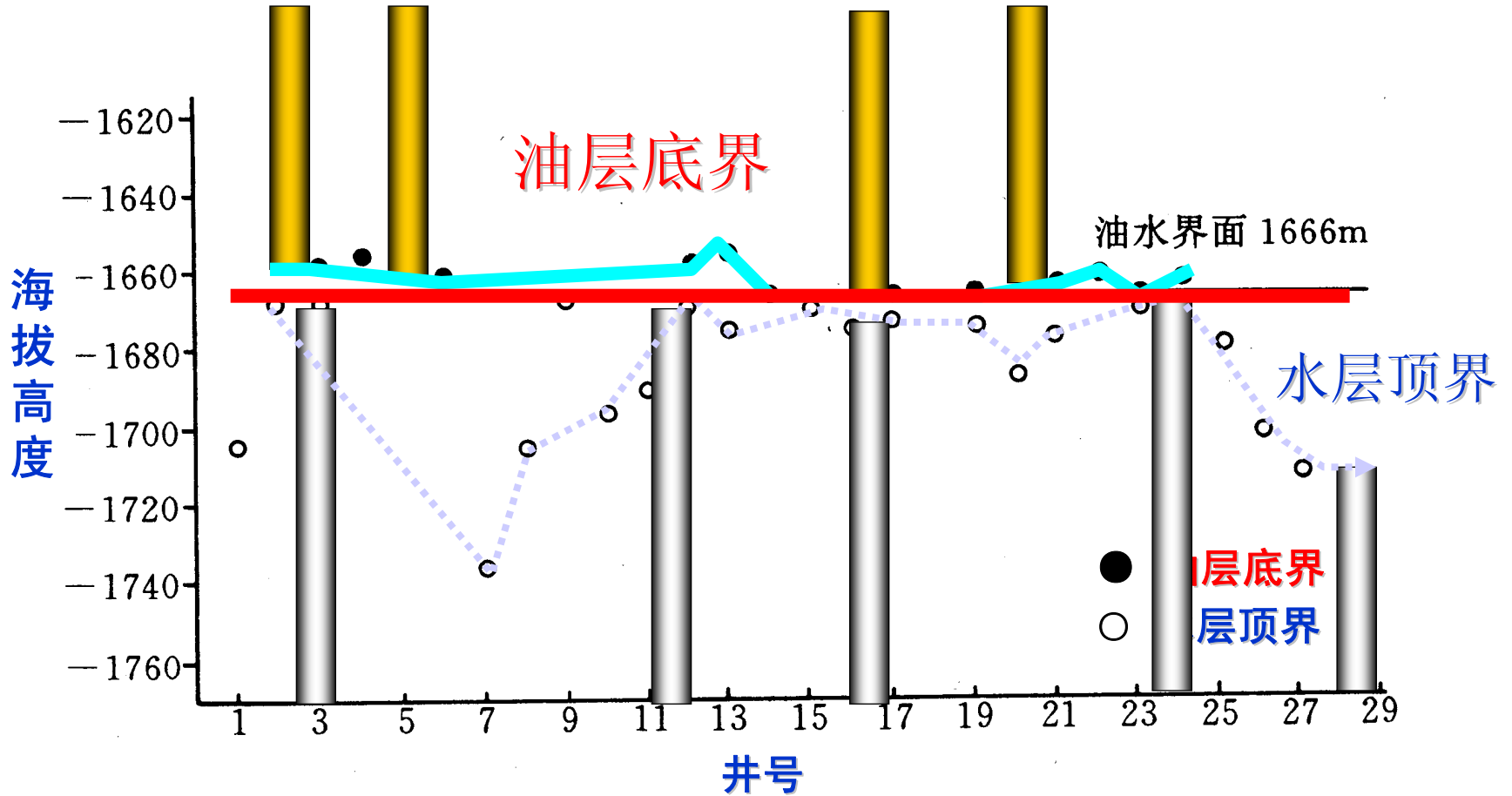
却勒1-羊塔5-羊塔1井下第三系-白垩系地层对比图



油(气)水界面



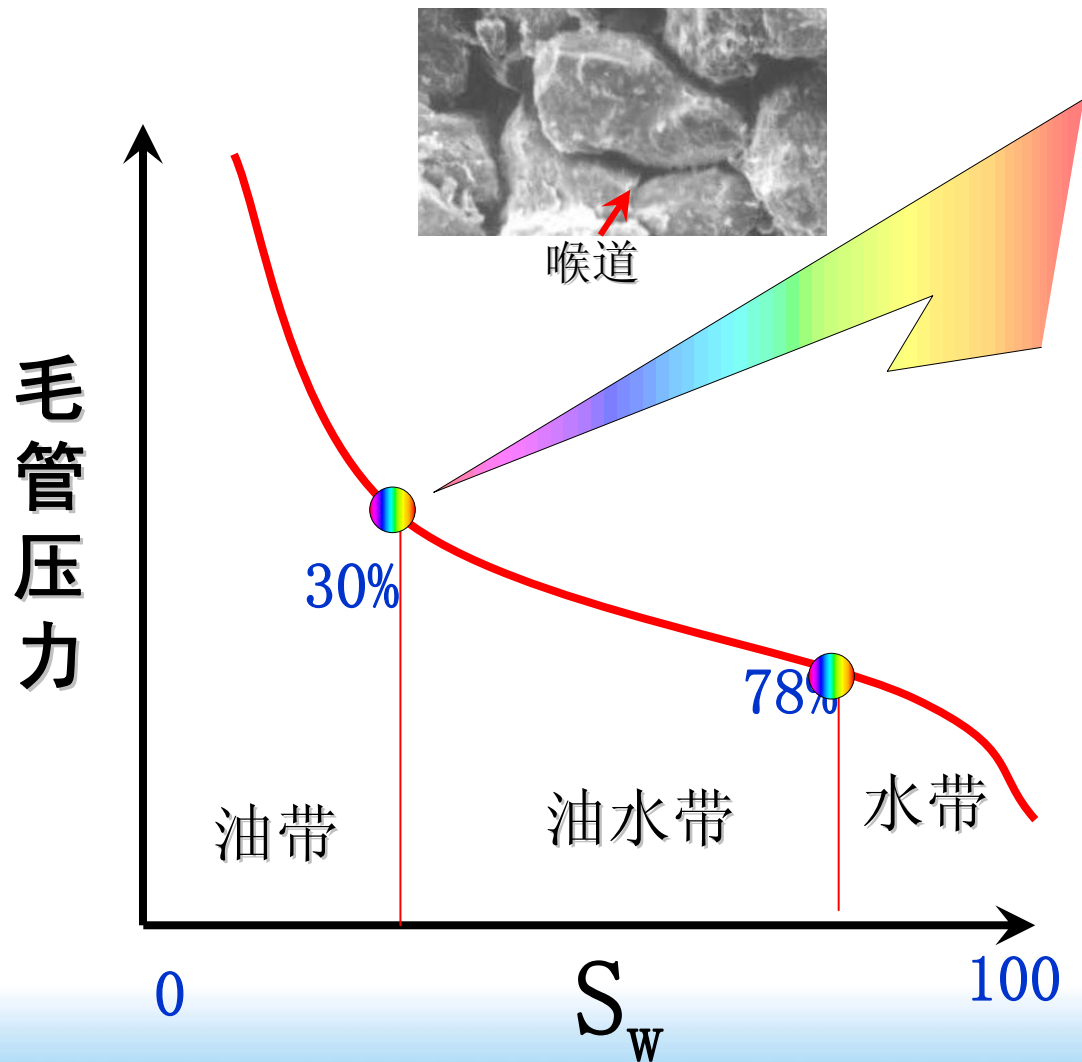
油水界面



确定油水界面图 (据韩定荣, 1983)



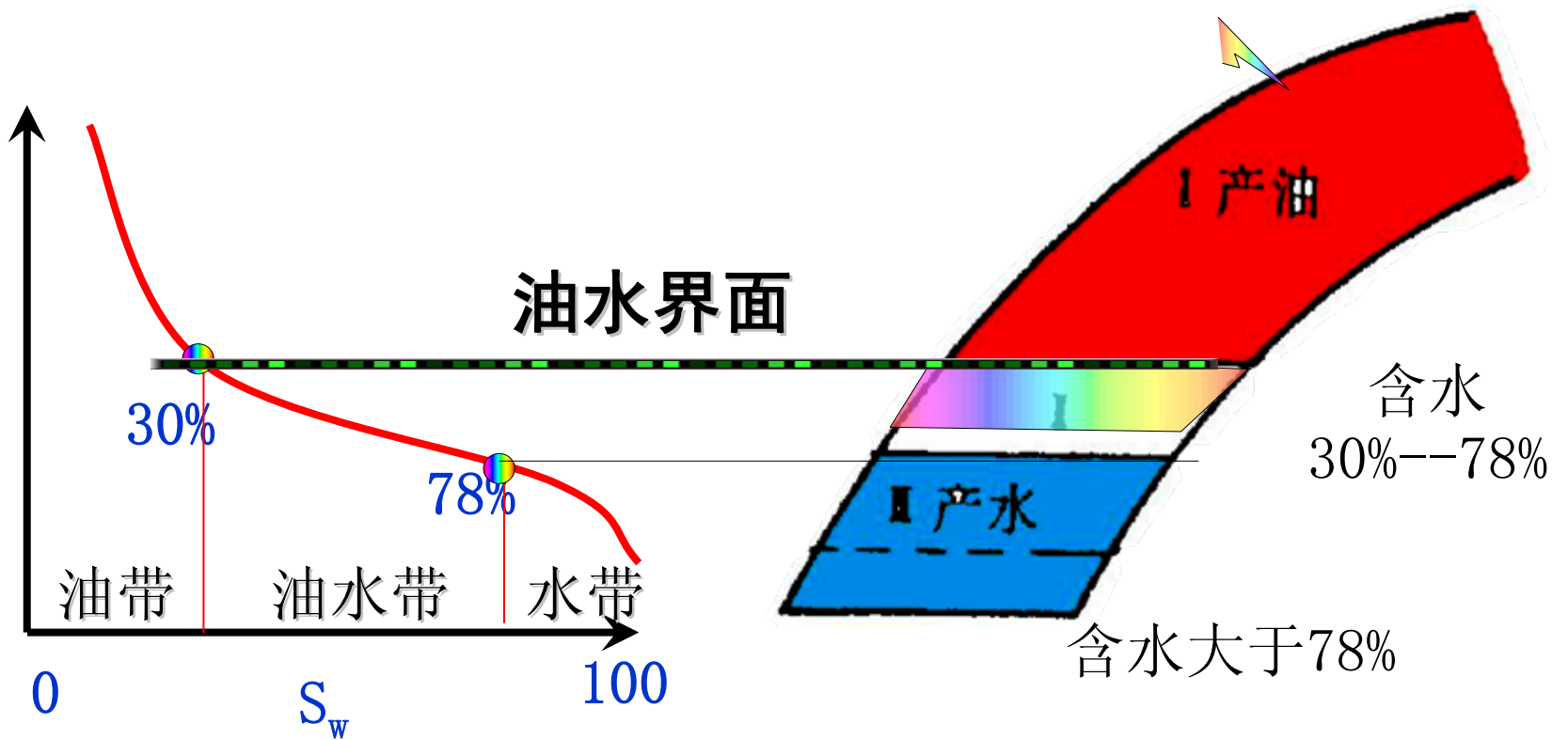
② 应用毛管压力曲线确定油水界面



从此处开始，尽管压力不断增加，但含水饱和度上升很慢，即水很难有活动空间。孔隙喉道越来越小了，储层中的水不流动了。一般含水饱和度小于30%，不出水。



含水饱和度低于30%



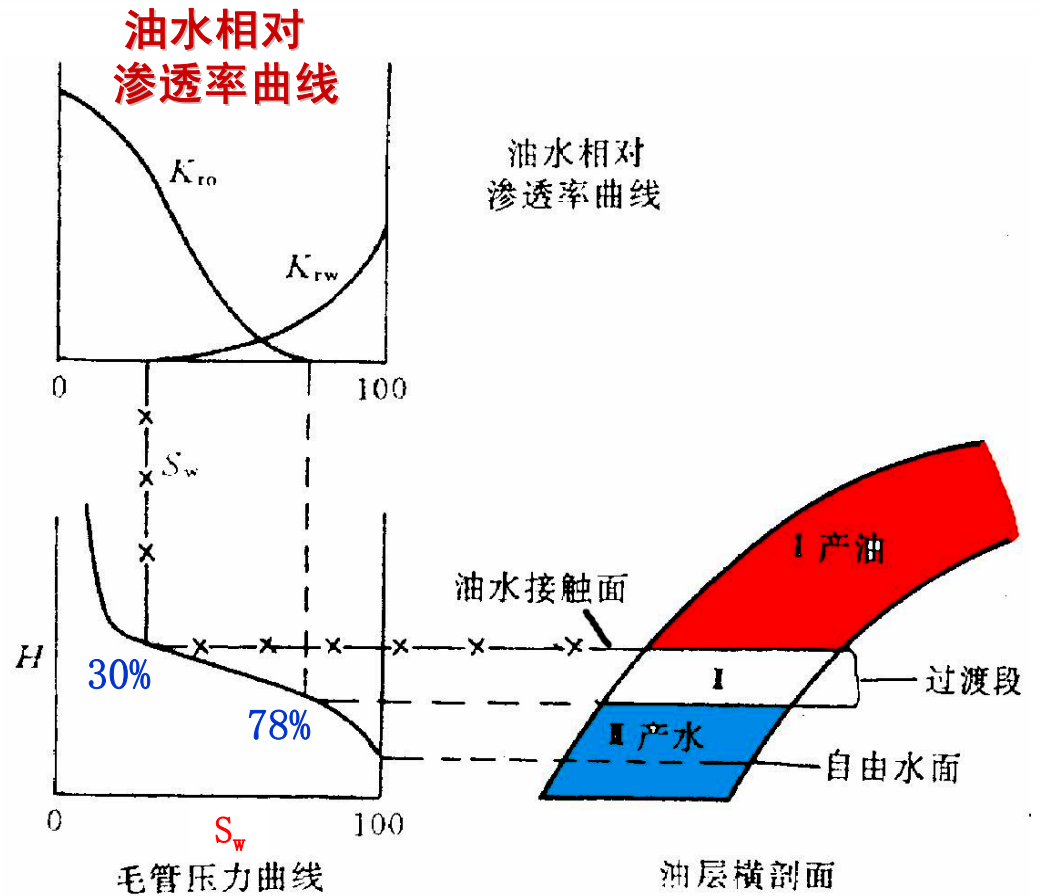
毛管压力曲线

油藏剖面



根据毛细管压力
曲线特征及相渗透率
曲线，按井的产出
特征可以将油藏
垂向油水分布自上
而下可分为3段：

- ① 产纯油段
- ② 油水过渡段
- ③ 产纯水段



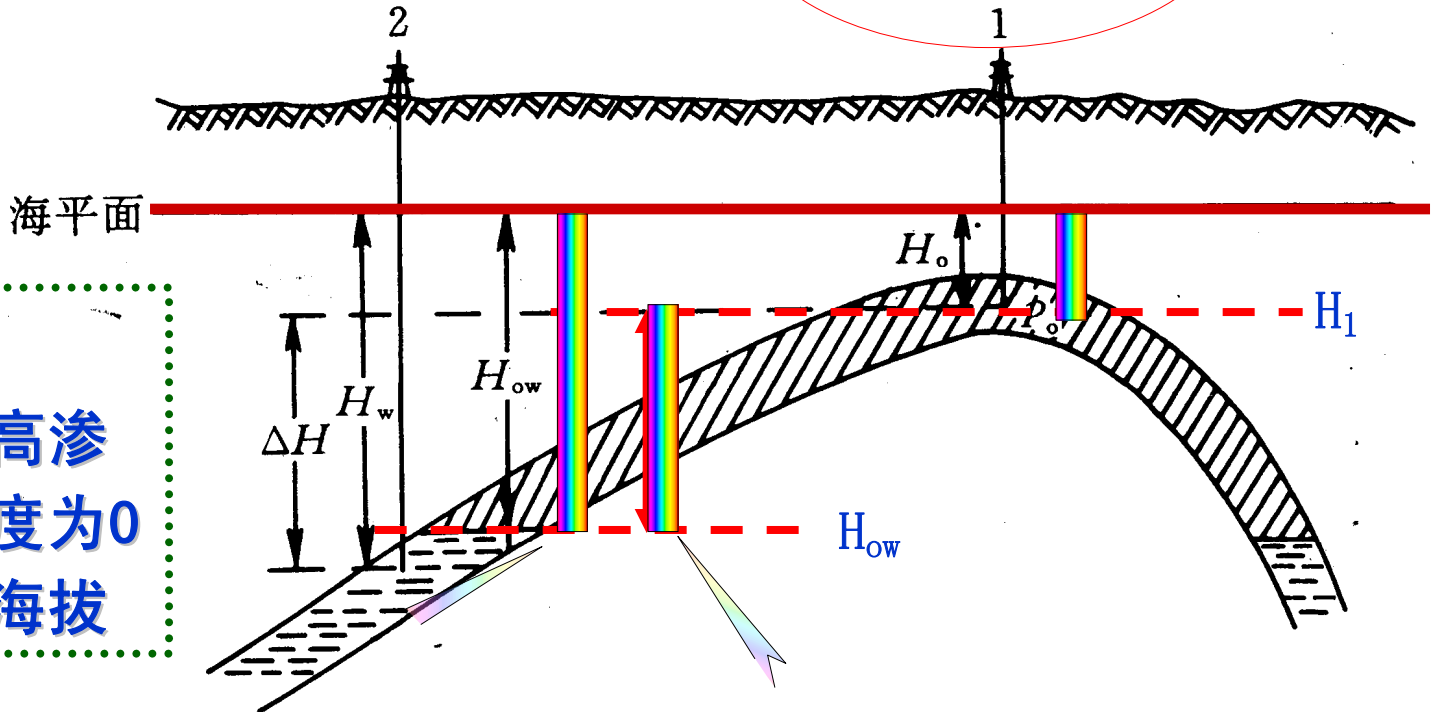
油藏油水垂向分布示意图

▲ 油水界面一般指第 I 段与第 II 段的分界面。



③ 利用压力资料确定油水界面

H_{OW}



测压面水平
 储集层均质高渗
 地表海拔高度为0
 或已知井口海拔

$$H_{ow} r_w g - (H_{ow} - H_1) r_o g = P_1$$

油水界面处水
柱产生的压力

油水界面至1井底
油柱产生的压力

1井底实
测压力

已知1井底实测压力，求油水界面深度



含油面积的确定

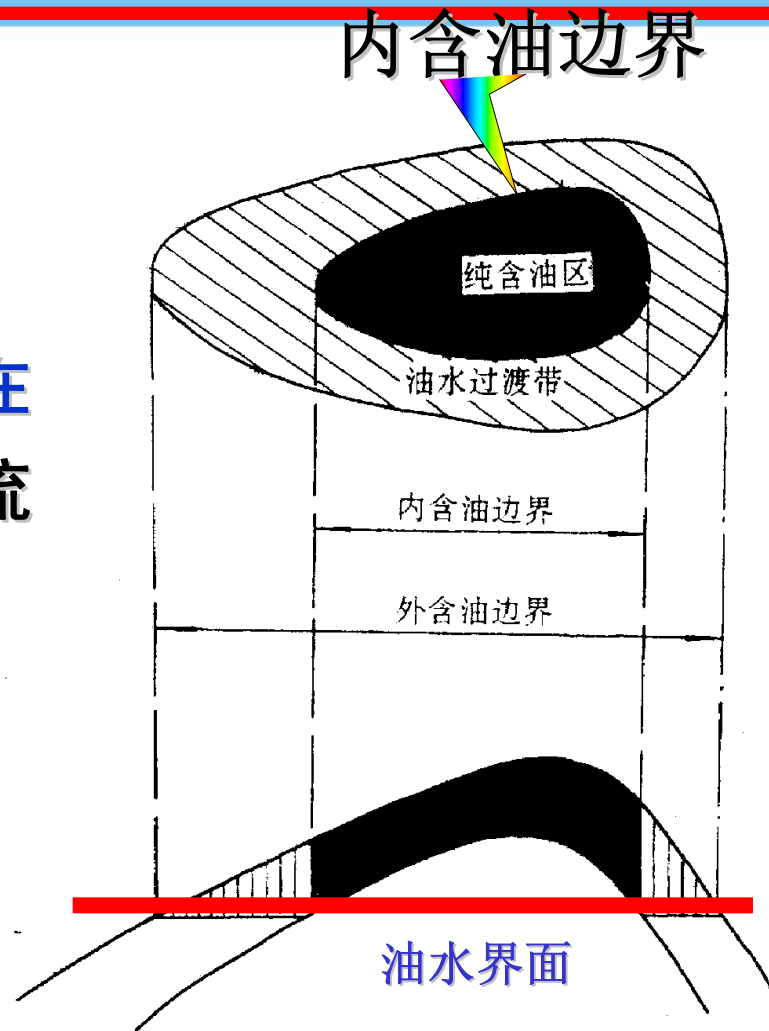
① 相关术语

含油面积：一般指油藏**产油段在平面上的投影**。指具有工业性油流地区的面积。

纯含油区：内含油边界控制部分

过渡带：

平均有效厚度 \approx 该油层 $1/2$





依据油藏类型确定含油面积

油藏类型对圈定含油面积起着重要的控制作用。

在确定含油气面积时，首先初步确定油藏类型，了解控制油气分布主要因素。

I、简单的背斜油藏

II、断块(层)油藏

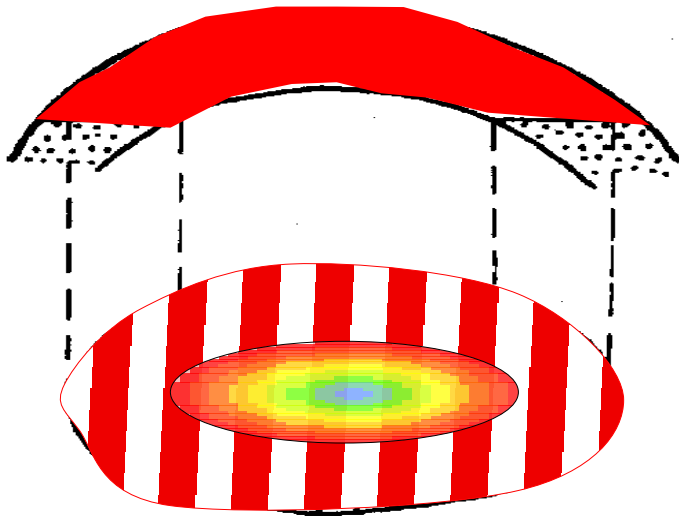
III、构造-岩性油藏和岩性油藏

油水界面确定之后，含油面积的确定比较简单

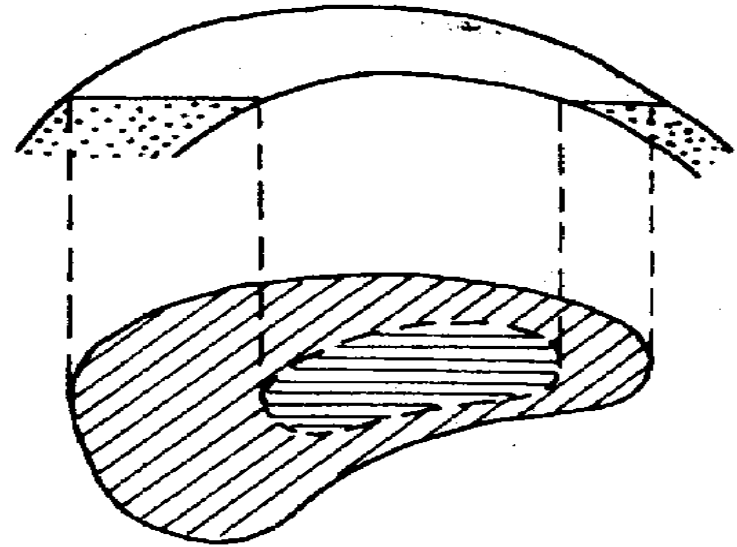


I、简单的背斜油藏

对于背斜油藏，主要搞清构造形态及确定统一的**油水界面**，之后，即可比较准确地圈定含油面积。



油层厚度稳定的背斜油藏



油层厚度不稳定的背斜油藏



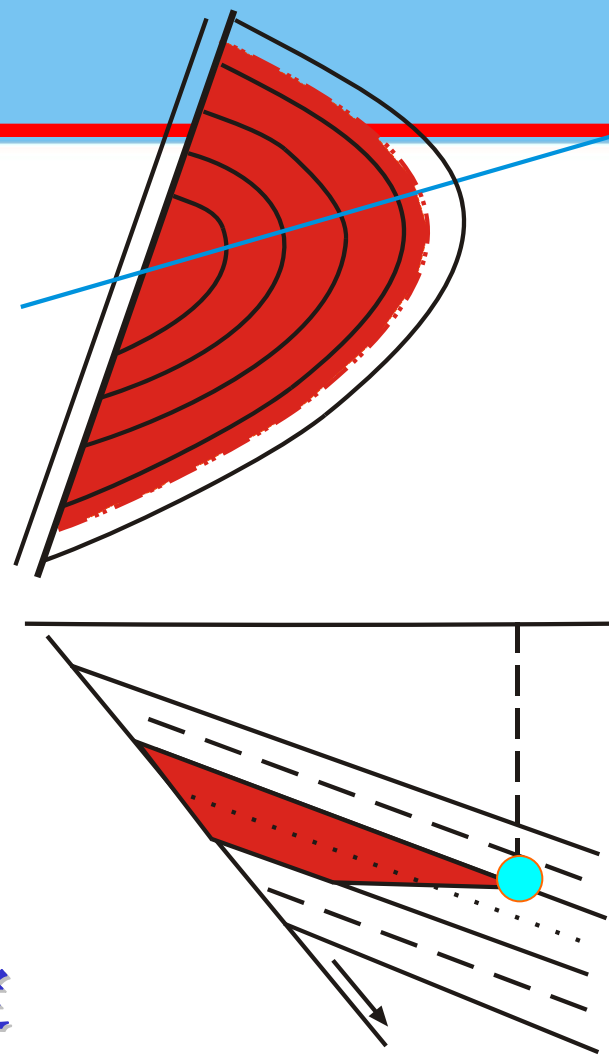
II、断块(层)油藏

含油面积由断层边界、岩性边界、油水(气)边界构成。

确定含油面积前，必须先确定：

- ▲ 断层的正确位置；
- ▲ 搞清断块内油气水系统。

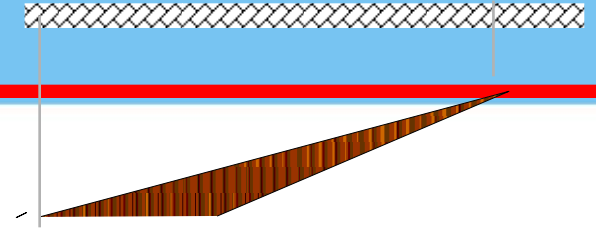
断块油藏圈定含油面积通常不分纯油区和过渡带，一般以外含油边界圈定 (计算平均有效厚度时，应将过渡带厚度减薄的因素考虑在内)。



断层油藏含油面积示意图



III、构造-岩性油藏和岩性油藏



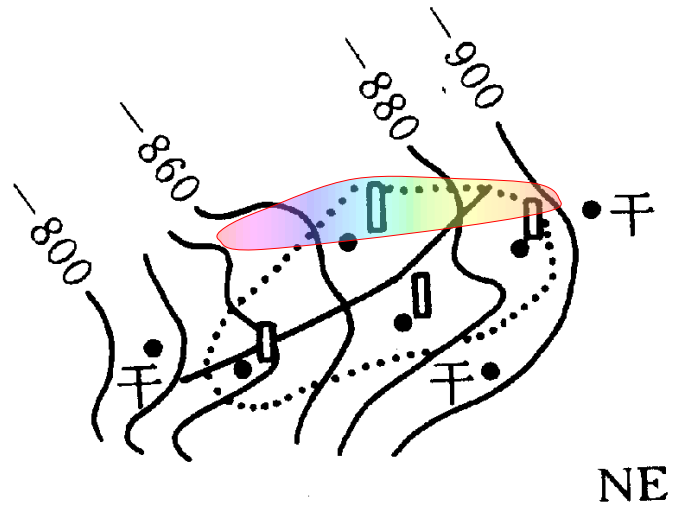
该类油藏以岩性圈闭为主。

确定含油面积关键之一：正确识别岩性油气藏；
其次，根据岩性边界圈定含油边界。

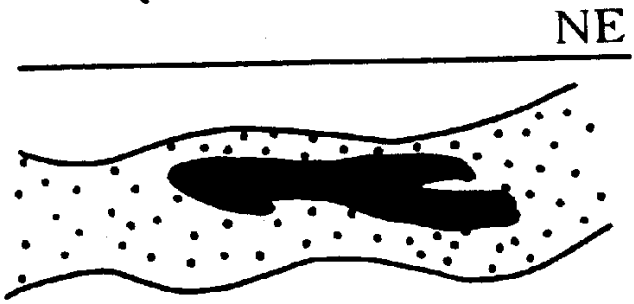
▲ 岩性油藏的识别——主要有2个易于识别的特点：

特点一：剖面上水层多或泥质层多，油层少且分散，并且各井油层层位不同，不是同一砂岩体；

特点二：岩性油藏(尤其是透镜体砂岩油藏)，储层封闭较好，常具有压力系数高、初期产量大、压力降落快等特点。



**岩性油藏的含油面积：
仅受岩性边界控制。**



**岩性-构造油藏含油面积：
往往受岩性边界、油水边界
控制**

透镜状油藏



含油面积

试油结果

岩性油藏含油面积圈定示意图

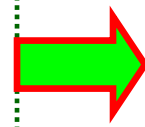


小结—含油面积的确定:

含油面积的大小, 取决于

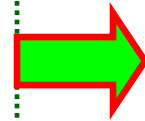
- ▲ 产油层的圈闭类型
- ▲ 储集层物性变化
- ▲ 油水分布规律

▲ 对于油层均质、物性稳定、构造简单、很少有断裂的油藏



根据油水边界确定含油面积。

▲ 对于地质条件复杂的油气藏含油边界由油水边界、油气边界、岩性边界和断层线等构成



须查明圈闭形态、断层位置、岩性尖灭位置等, 方可圈定含油面积



有效厚度

1、有效厚度的一般认识

2、有效厚度下限标准

3、油层有效厚度的划分



3有效厚度确定

(1) 对有效厚度的一般认识

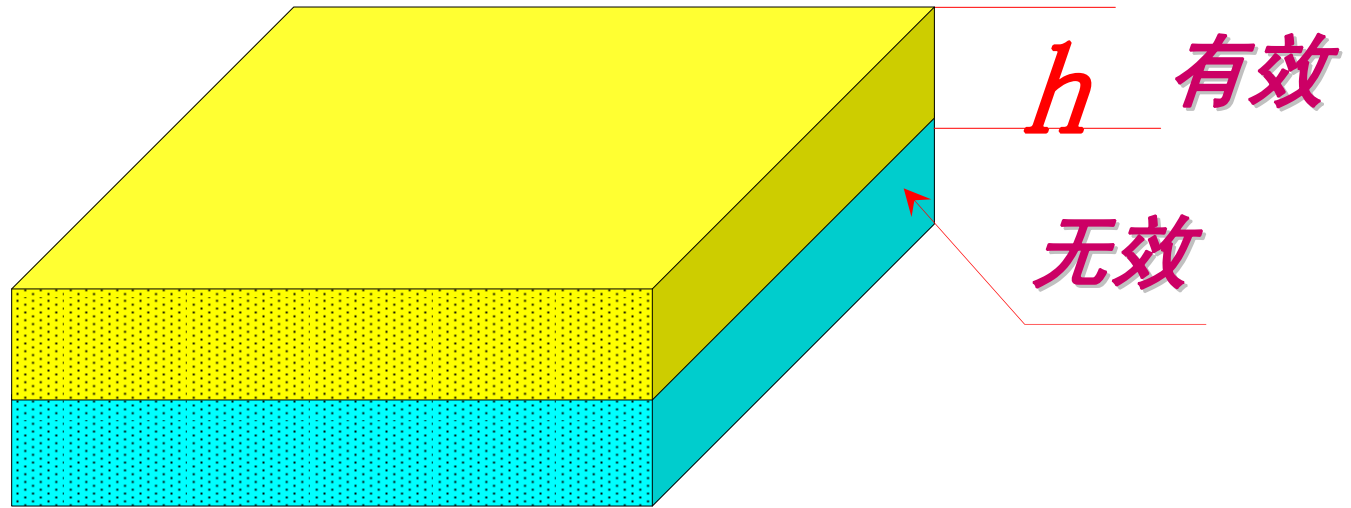
有效厚度必须具备2个条件，等等；

(2) 有效厚度物性标准—物性下限标准的确定

测试法； 经验统计法； 含油产状法； 泥浆侵入法等

(3) 有效厚度的测井标准

(4) 油层有效厚度的划分



- ①能采出的油→计算储量
- ②能出油的储层，才能用于算储量，即有效的
- ③有油但不产油的储层（微毛细管孔隙）不考虑
- ④有效储层的物性标准 ?



(1) 对有效厚度的一般认识

油层有效厚度—指现有经济技术条件下，油层中能够提供工业油流的厚度（储层中具有工业产油能力的厚度）。

即**对全井达到工业油井标准有贡献的储层厚度**。

① 有效厚度必须具备2个条件：

- ▲ 在现有工艺技术条件下可提供开发。
- ▲ 油层内具有可动油；



② 油层有效厚度的物性下限值:

当储层的孔隙度、渗透率及含油饱和度达到一定数值后，油层才具有开采价值；低于该数值，油层失去开采价值。

③ 研究有效厚度的基础资料

岩心资料、试油资料、测井资料；
三者各有局限性，必须综合利用：

岩心资料：不能说明原油能否产出、且取心井数量较少；

试油资料：多为合层试油，分不清出油的确切部位；

测井资料：属于间接资料，需要第一性资料验证。



④ 我国研究有效厚度的综合研究方法

以**单层试油资料**为依据，对**岩心资料**进行试验和研究，
制**定**出**有效厚度的岩性、物性、含油性下限标准**；

以**测井解释**为手段，广泛应用测井定性、定量解释方法，
制**定**出**油气层取舍标准**（包括油、水层标准和油、干层标准）
夹层扣除标准。

用**测井曲线及其解释参数**具体确定油、气层有效厚度。



有效厚度物性标准——物性下限标准的确定

net pay thickness, effective pay thickness

有效厚度下限标准：主要指物性标准，包括孔隙率、渗透率和含油饱和度 3个参数的下限。

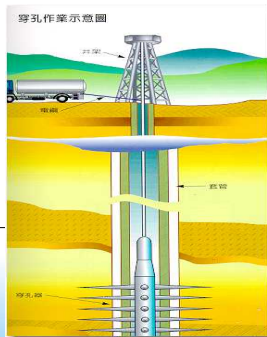
由于岩心资料难以求准油层原始含油饱和度，通常用孔隙度和渗透率参数反映物性下限。

确定有效厚度物性下限的方法：

测试法；

经验统计法；

含油产状法。

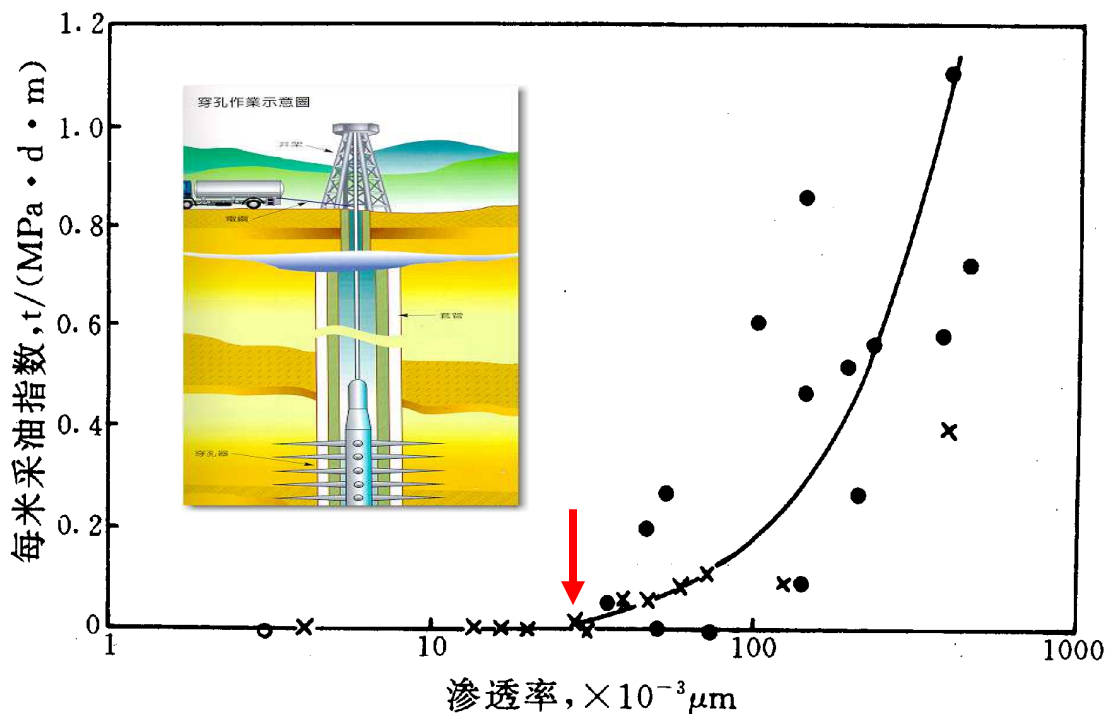




① 测试法—利用单层试油成果确定油层渗透率下限。

每米采油指数=0所对应的渗透率值—渗透率下限。

对于原油性质变化不大、单层试油资料较多的大油田→直接编制每米采油指数和空气渗透率关系曲线。



单位厚度采油指数与渗透率关系曲线
(据大庆油田储量组, 1985)



孔隙度下限的确定:

渗透率下限确定后, 根据孔隙度与渗透率关系曲线, 查出相应的孔隙度下限。

孔隙度与渗透率成正相关关系

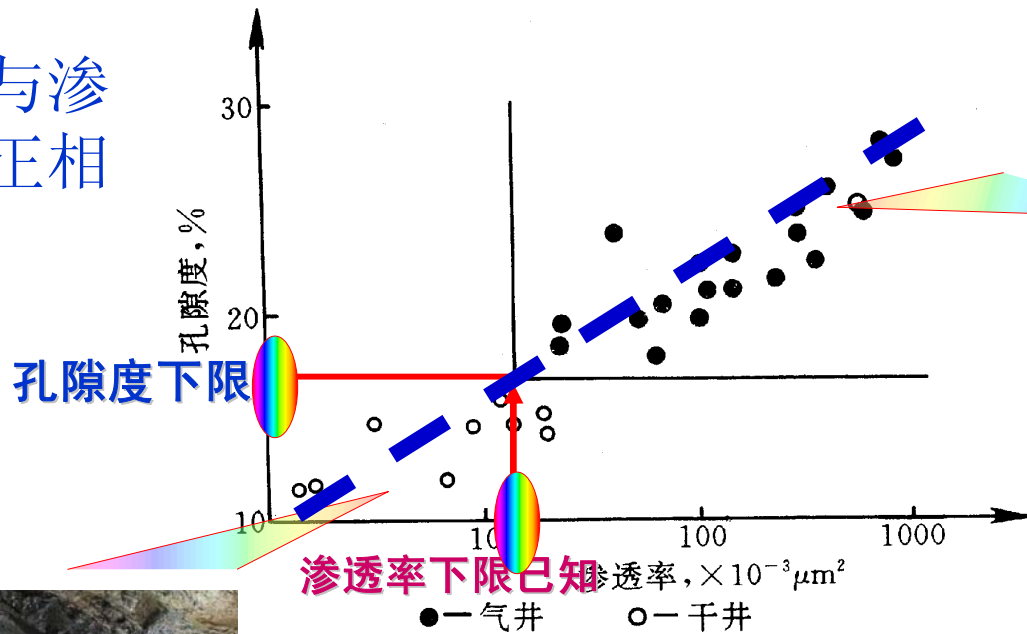


图 8-10 试油与物性关系图



② 经验统计法—美国通常使用经验统计法

- ▲ 对于中低渗透性油田，将全油田的平均渗透率乘以5%，就可作为该油田的渗透率下限。
- ▲ 对于高渗透性油田，或远离油水界面的含油层段，则应乘以比5%更小的数字作为渗透率下限。



③ 含油产状法

—用岩心的含油产状确定有效厚度物性下限

适用范围：碎屑岩储层中，
含油产状与物性具有变化一致性的规律。

操作步骤：

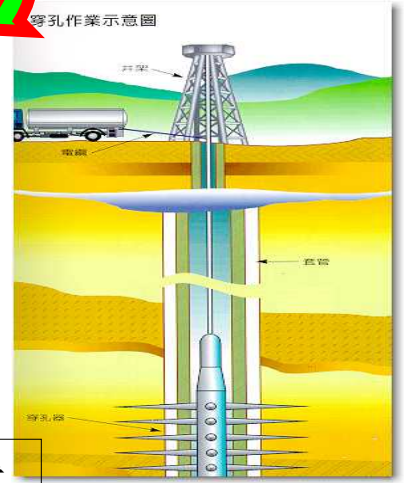
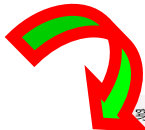
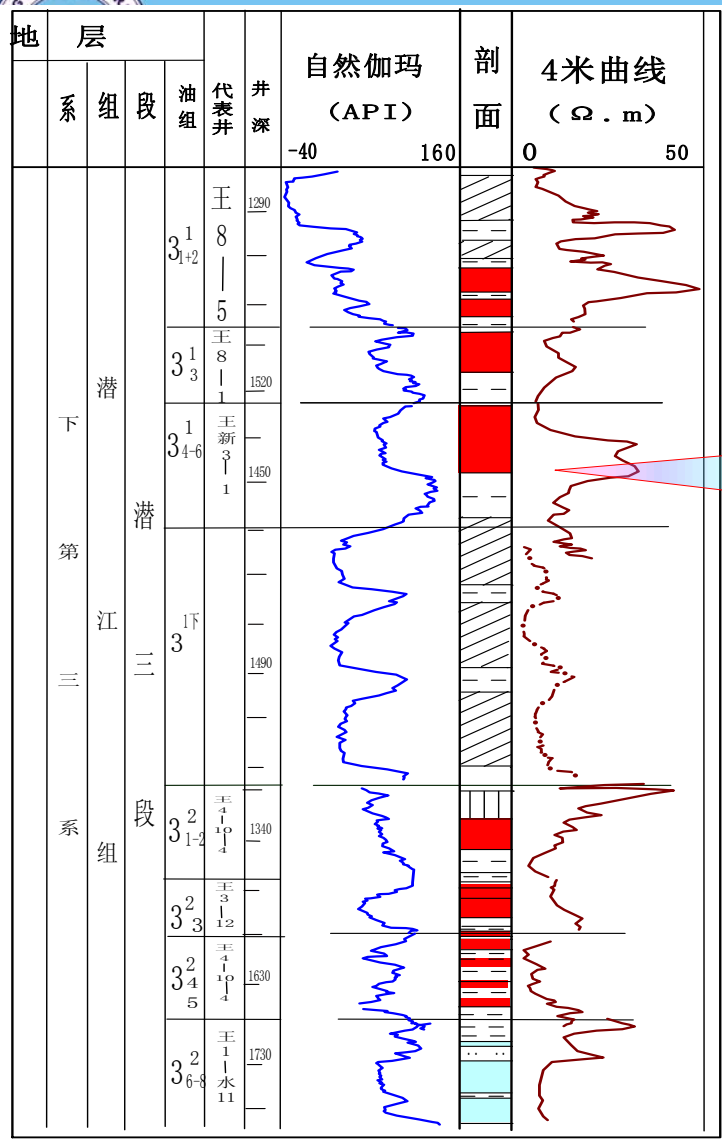
- ① 划分岩心含油级别；
- ② 通过试油确定岩性和含油产状的出油下限；
- ③ 用数理统计方法统计有效层物性下限。



试油结果

根据含油面积、含油饱满程度划分含油产状级别。

分级	含油面积	含油饱满程度	不含油部分	储层岩性
油砂	>75%	饱满		粉砂级以上
含油	50% ~75%	较饱满	条带状	
油浸	25%~50%	不饱满	连片状	粉砂级 泥质粉砂级
油斑	10%~25%	斑状或条带状	连片状	泥质粉砂级粉砂质泥岩



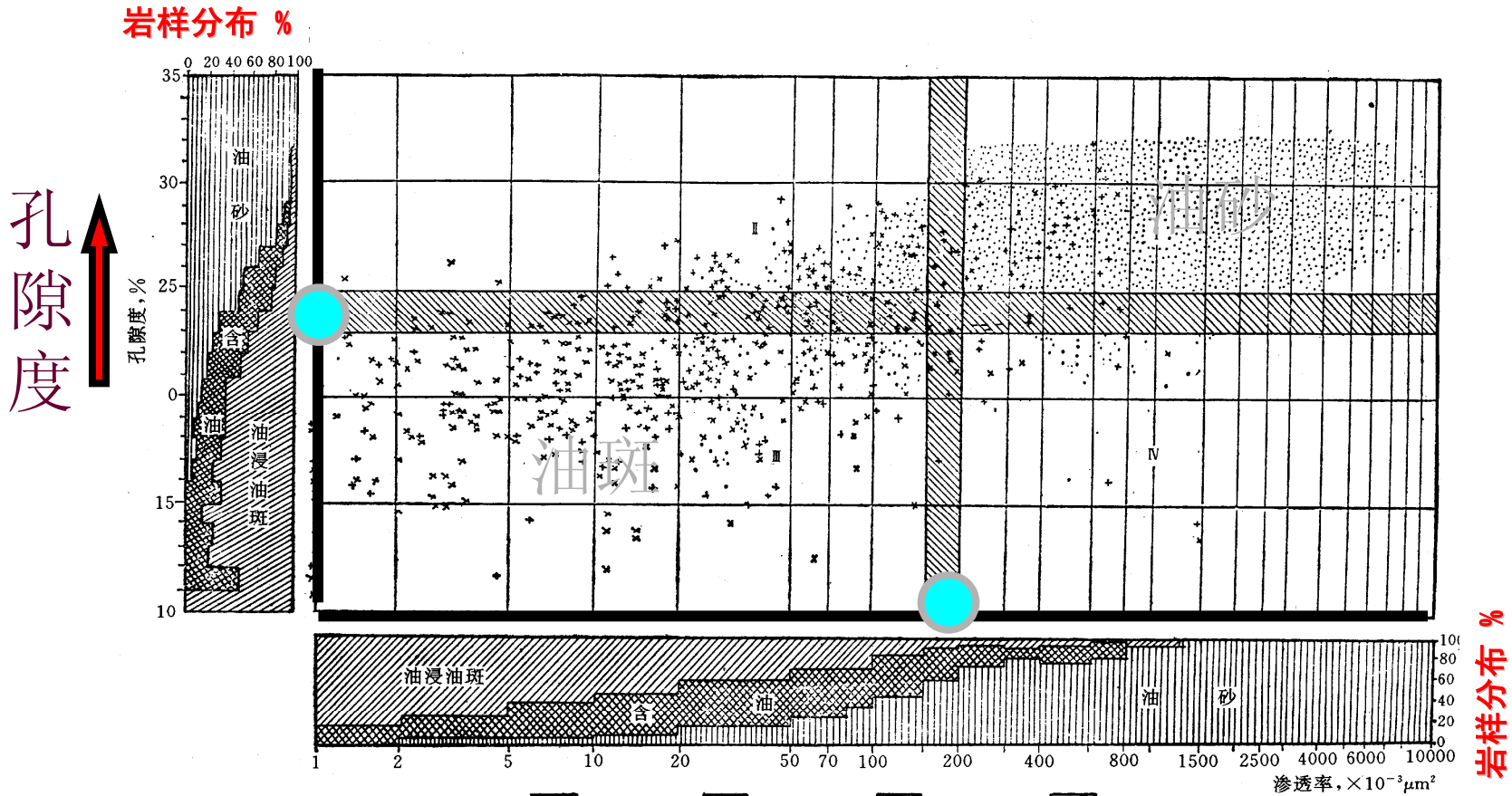
测试
出油



出油下限定在油浸粉砂岩



用数理统计方法统计有效层物性下限



岩心含油级别跟地层物性有关。可以根据含油级别确定物性下限。

1: 物性界限 油砂 含油 油斑、油迹
油层物性界线岩样分布图

渗透率



油层有效厚度的划分

- 在油层**岩心收获率**很高 ($>90\%$) 情况下：
直接**依据岩心资料**划分有效厚度。
- 多数井**未取心**，主要利用测井资料划分油层有效厚度

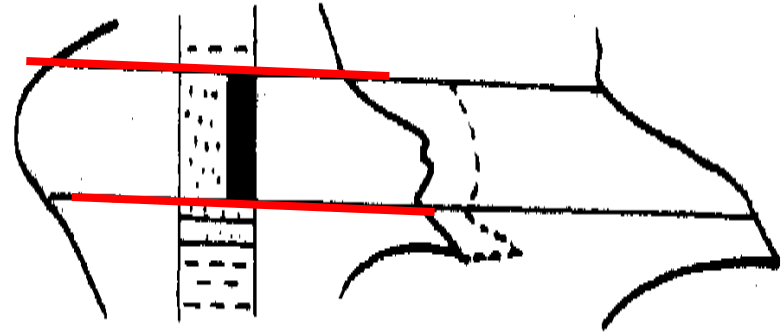
主要步骤：

- ▲ 根据物性与测井标准确定出有效层；
- ▲ 划分出产油层顶、底界限，量取总厚度；
- ▲ 从总厚度中扣除夹层厚度，得油层有效厚度。

量取储层有效厚度 扣除夹层



油层有效厚度的划分



① 利用测井资料划分油层顶、底界限

● 应综合考虑能清晰反映油层界面的多种测井曲线；

如：微电极、自然电位、视电阻率曲线等。

● 若各种曲线解释结果不一致，

则以反映油层特征最佳的测井曲线为准。

● 一般利用收获率高的岩心，

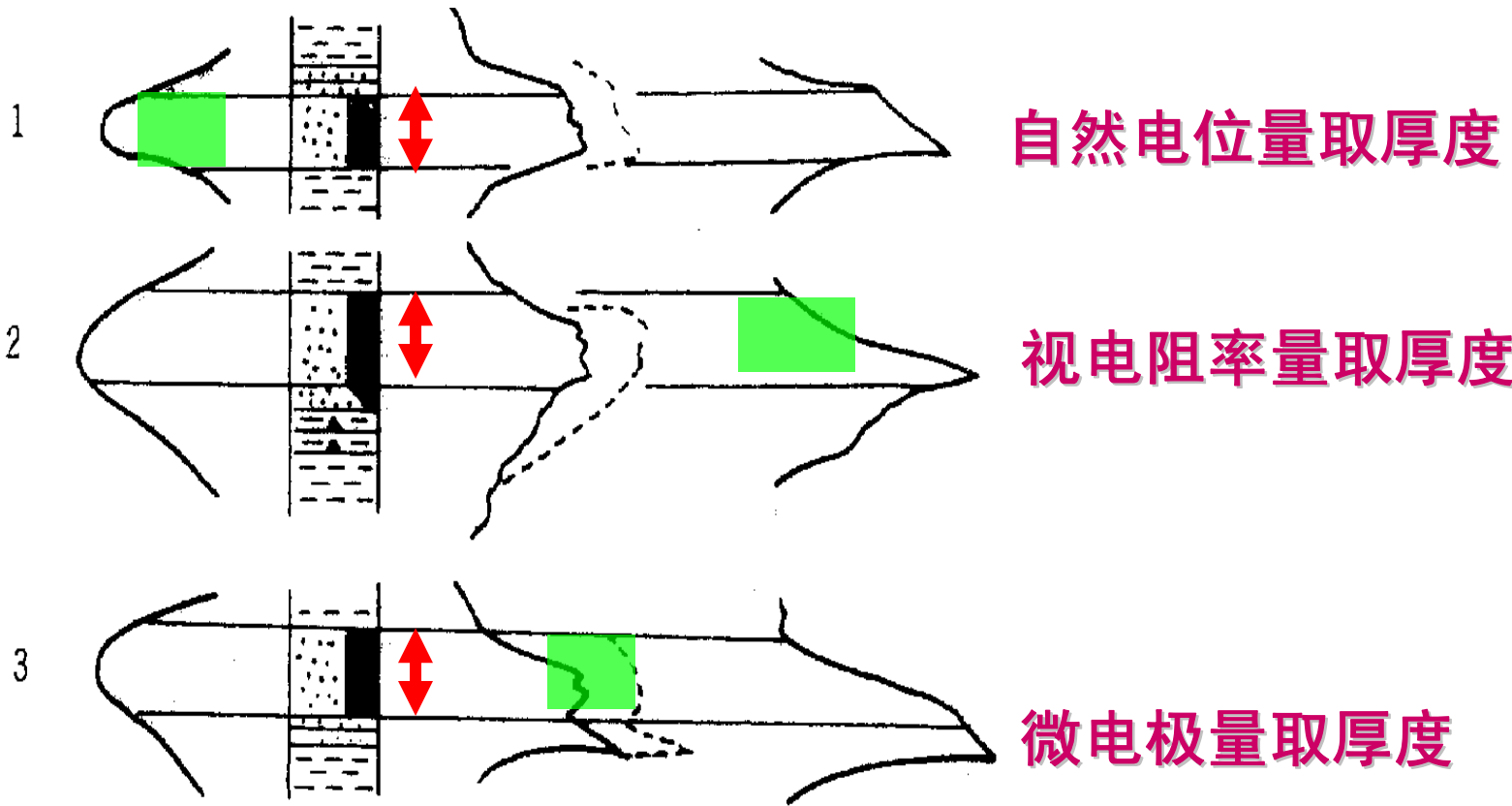
编制各类油层典型测井曲线图版。



储层有效厚度量取:

一般以不同曲线中所量取厚度最小者为准。

自然电位曲线 微电极曲线 视电阻率曲线



储层有效厚度起算厚度为 0.2~0.5m

② 夹层的扣除

intermediate layer

——指扣除不能产油的那一部分岩层的厚度。

◆ 顶、底部渐变层 → 泥质含量增加而形成的过渡岩性。

→ 自然电位曲线不对称——随泥质含量 ↑ 偏负幅度 ↓；

→ 视电阻率曲线和微电极曲线呈斜坡状；

→ 微电极曲线无幅度差或幅度差很小。



量取厚度：一般以不同曲线中所量取厚度最小者为准。

◆ 油层内：(粉砂质)泥岩夹层、钙质加层或条带。

→ 量取夹层厚度一般在微电极曲线上进行。



muddy intercalation

- 泥岩夹层→SP曲线上，偏负幅度较低或与基线一致；
视电阻率或微电极曲线为低阻异常；
在微电极曲线上无幅度差。

常以自然电位曲线作为泥质夹层判别标志。

自然电位曲线

微电极曲线

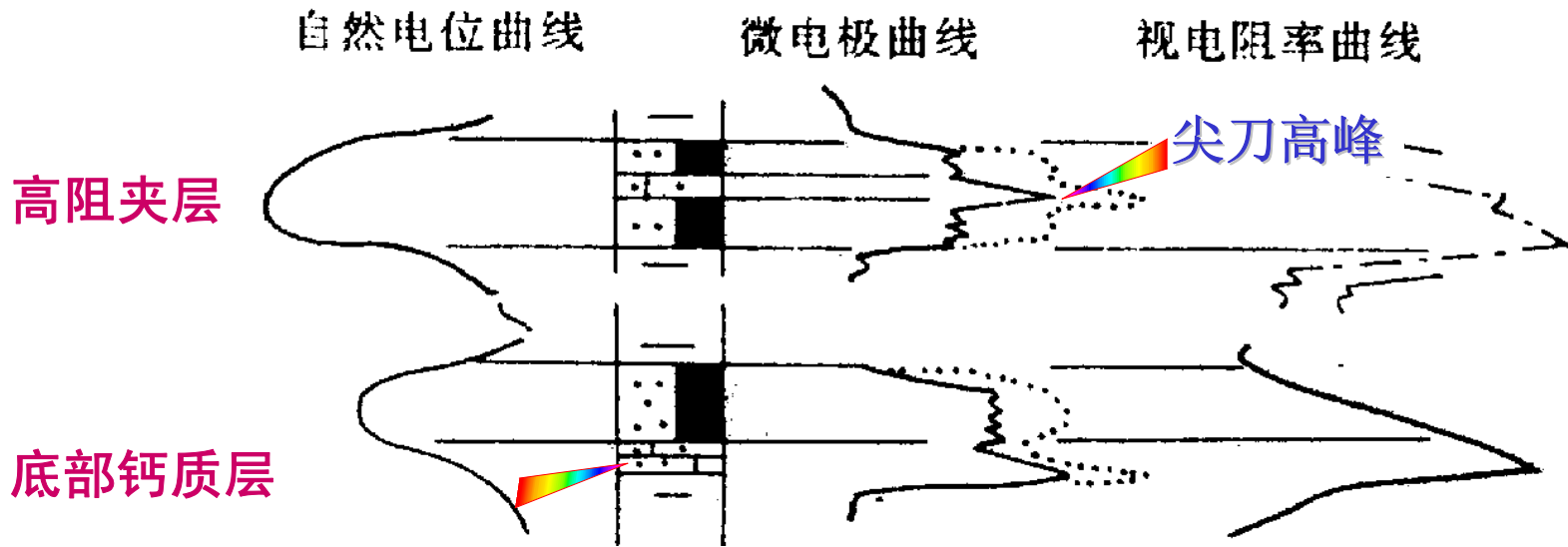
视电阻率曲线



扣除夹层示意图



- 钙质夹层 → 在SP曲线上偏负幅度甚小或为正值；
视电阻率曲线高值；
微电极曲线：明显的尖刀高峰异常与油层截然分开。
尖刀状异常作为判别标志。



层内起扣厚度为 0.2m。



- (1) 对有效厚度的一般认识**——有效厚度必须具备2个条件：
油层内具有可动油； 在现有工艺技术条件下可提供开发
- (2) 确定有效厚度物性标准**——确定物性下限的方法：
测试法、经验统计法、含油产状法等
- (3) 有效厚度的测井标准**——确定有效厚度的测井系列
- (4) 油层有效厚度的划分**
利用测井资料划分油层顶、底界限；
扣除渐变层或夹层； 油层有效厚度起算和夹层起扣标准

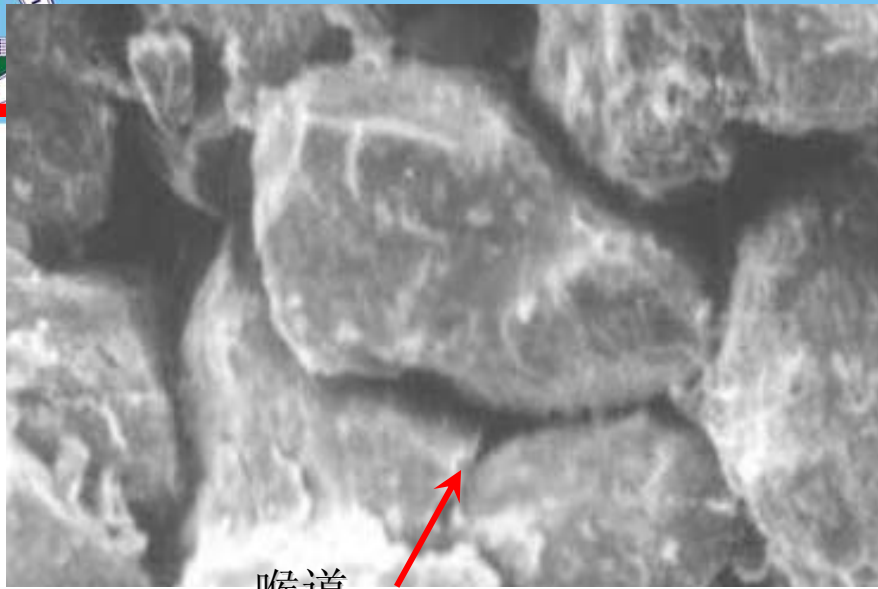


4、油层有效孔隙度的确定

- (1) 以实验室直接测定的岩心分析数据为基础；
测量岩样总体积、岩石颗粒体积、孔隙体积(测2项即可)
- (2) 对未取岩心的井采用测井资料求取有效孔隙度，
声波测井、中子测井、密度测井—相关计算公式。
- (3) 将地面孔隙度校正为地层条件下孔隙度。

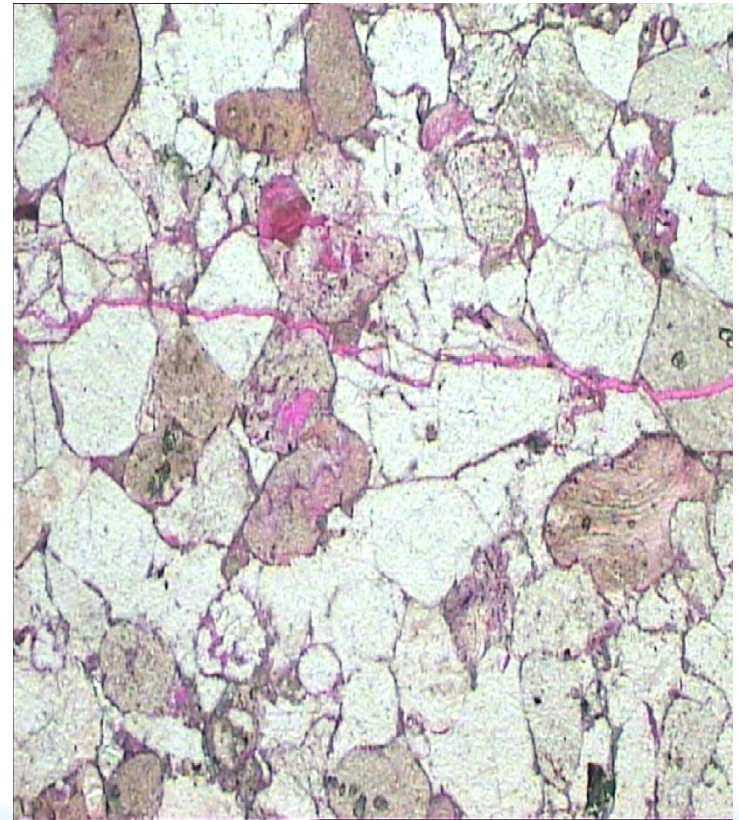
制定本地区地面孔隙度—地层孔隙度关系图版；

或建立相关经验公式。

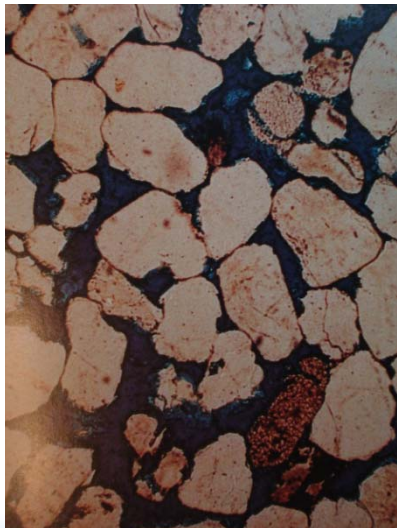


喉道

小孔道
无效



大孔道
有效





5、油层原始含油饱和度的确定

原始含油饱和度：指油层尚未投入开采，处于原始状态下的含油饱和度 S_{oi} 。

一般，先确定**油层束缚水饱和度** S_{wi} ，然后求取 S_{oi} ：

原始含油饱和度 $S_{oi} = 100\% - \text{含水饱和度 } S_{wi}$

确定含油饱和度的方法：

岩心直接测定 (水基钻井液密闭取心、油基钻井液取心)、

测井资料解释、毛管压力计算 等方法



5、地层原油体积系数

通过对产油的预探井和部分评价井的**高压物性分析数据获取**。**高压物性分析数据** (简称PVT) 包括：
储层油气的体积系数、压缩系数、粘度 等。

6、地面原油密度

一应根据一定数量有代表性的地面样品分析结果确定。



7 储量计算单元和参数平均方法

储量计算单元：指计算一次储量的地层单元。

计算单元划分得是否合理将影响储量计算精度：

- 原则上**以油藏**（即一个油水系统）**为计算单元**；
- **对于大油藏**，应细分计算单元：

应考虑**油层参数纵向上的差异性和平面上的分区性**：

- ◆ 油层物性和原油性质接近的油层合并计算；
- ◆ 平面上以区、块为单元；
- ◆ 纵向上一一般以30~50m油层组为单元。



储量计算参数平均方法

在我国，用容积法计算储量一般先确定计算单元内各参数的平均值，然后将各参数相乘得储量。

- 1、油层有效厚度平均值
- 2、油层平均孔隙度
- 3、油层平均原始含油饱和度



储量计算参数平均方法

1)、油层有效厚度平均值

方法有：**算术平均法**、**面积权衡法**、**经验取值法**等
--选择何种方法与油田地质条件和井点分布情况有关。

(1) 算术平均法

--适合于开发井网较均匀、油层厚度变化不大的油田

$$\bar{h} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i}{n}$$

\bar{h} --平均有效厚度，m

h_i --单井油层组有效厚度，m

n --井数。



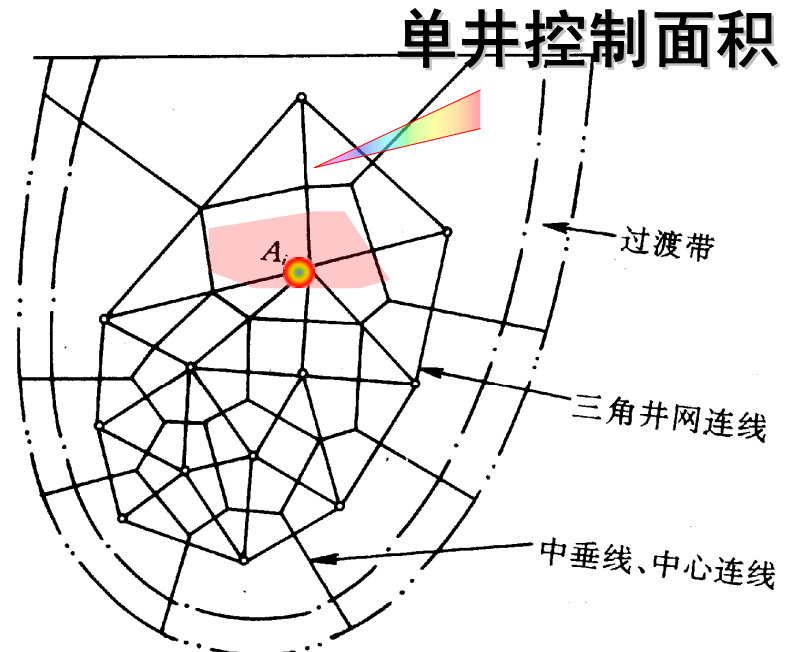
(2) 面积权衡法

包括：井点面积权衡法、等厚线面积权衡法
——适用于井网不均匀等各种评价钻探、开发地区

- 井点面积权衡法，目前被越来越多的人所采用。

第一步：将最邻近井点依次连接成三角网；

第二步：用中垂线划分单井控制面积 (A_i)。若中垂线交点落在三角形之外，则以三角形之中点连线。



井点面积权衡法示意图



第三步：计算纯含油区平均有效厚度

$$\bar{h} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i}$$

\bar{h} —纯含油区平均有效厚度，m

A_i —各井点的单井控制面积， km^2

h_i —单井油层组有效厚度，m

n —井数。

对于油水过渡带的有效厚度：

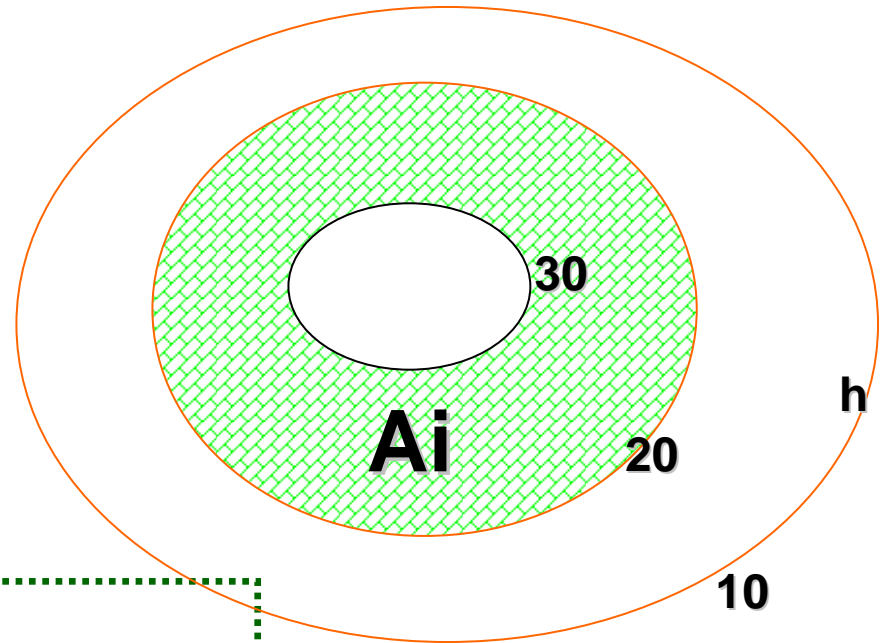
- ※ 若过渡带内有井，可用该井有效厚度；
- ※ 若无井，取相邻井有效厚度的1/2。



(3) 等厚线面积权衡法

该方法以有效厚度等厚图为基础:

$$\bar{h} = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{h_i + h_{i+1}}{2} \right) A_i}{\sum_{i=1}^n A_i}$$



h_i —第*i*条有效厚度等值线值, m

A_i —相邻2等厚线间第*i*块面积, km^2

n —等厚线间隔数



2) 油层平均孔隙度——一般分两步

- 先用**厚度权衡法**计算**单井平均孔隙度**:

Φ_i ——每块岩样分析孔隙度，小数
 h_i ——每块岩样控制的厚度，m
 n ——样品块数

$$\bar{\Phi} = \frac{\sum_{i=1}^n \Phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

- 用**岩石体积权衡法**计算**区块或油田平均孔隙度**:

$$\bar{\Phi} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i h_i \Phi_i}{\sum_{i=1}^n A_i h_i}$$

A_i ——单井控制面积， km^2
 Φ_i ——单井平均孔隙度，小数
 h_i ——单井有效厚度，m
 n ——井数



3) 油层平均原始含油饱和度

---应采用孔隙体积权衡法计算:

$$\bar{S}_{oi} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i h_i \Phi_i S_{oi}}{\sum_{i=1}^n A_i h_i \Phi_i}$$

\bar{S}_{oi} —单层(或油层组或区块或油藏)
的含油饱和度平均值

Φ_i —有效孔隙度

S_o —原始含油饱和度

A_i —含油面积

h_i —有效厚度



8、容积法计算天然气储量

容积法是计算天然气储量的基本方法。

适用于砂岩层状、块状油藏

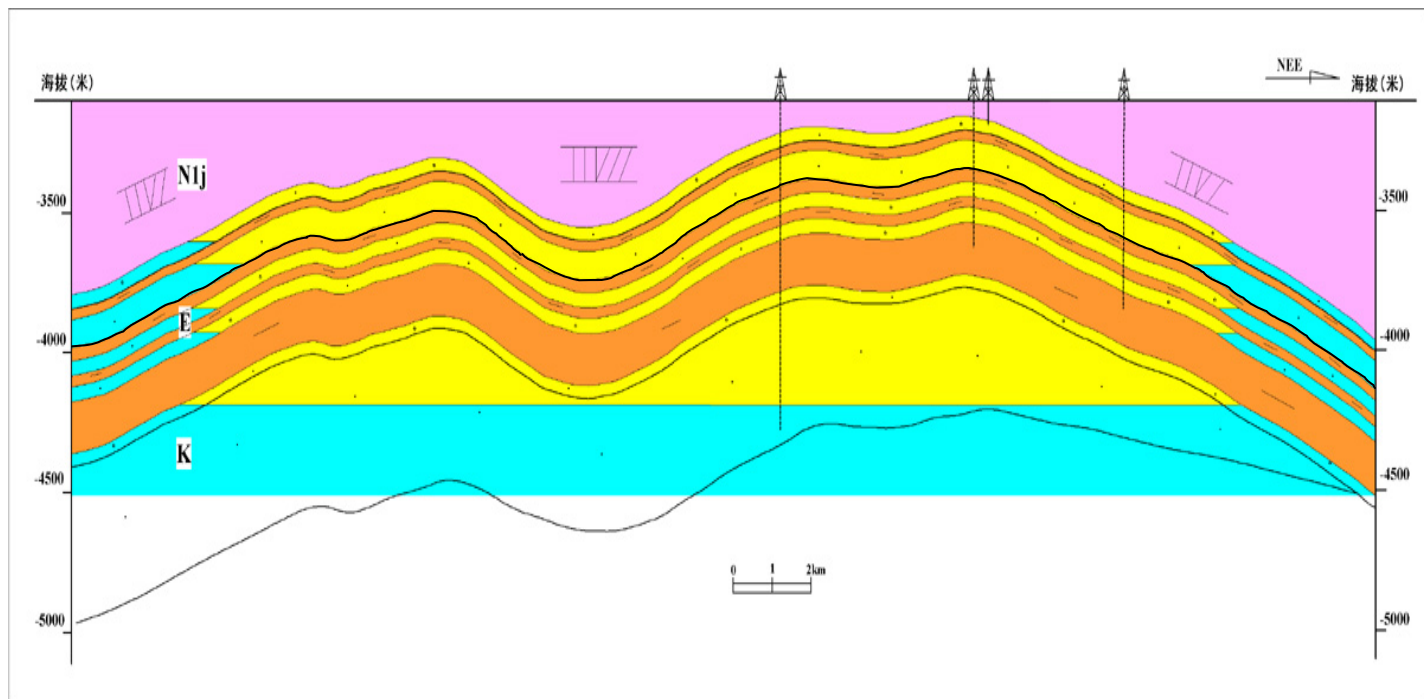
不适合计算碳酸盐岩油藏储量。碳酸盐岩以裂缝系统为计算单元

容积法对透镜体岩性气藏及复杂断块气藏有误差



纯气藏中天然气地质储量

与计算石油储量的公式基本相同。但应考虑压力、温度等因数。





地面标准压力

气层温度

气体偏差系数

注意

标准温度：20度

标准压力：0.101MPa

$$G = 0.01A \cdot h \cdot \Phi (1 - S_{wi}) (T_{sc} \cdot P_i \div P_{sc} \cdot T \cdot Z_i)$$

地层条件下天然气体积

变换成地面体积

含油面积

有效厚度

平均有效孔隙度

平均含水饱和度

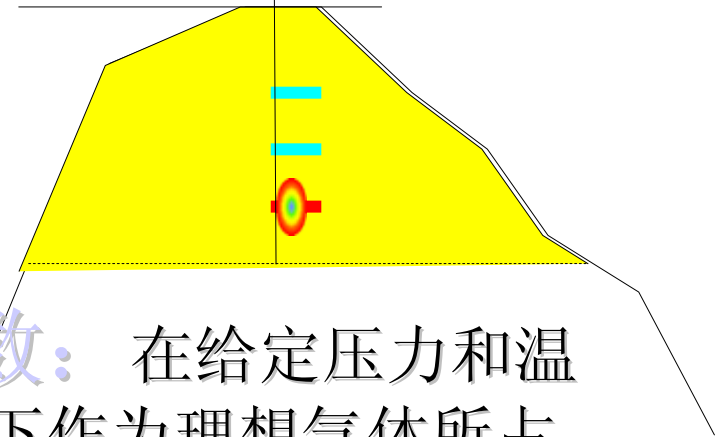
地面标准温度

气层原始压力



计算平均地层压力采用体积权衡法，实际采用气藏1/2体积折算深度的压力。

中原油田用气水界面深度减去1/4气藏高度作为平均气层压力折算深度较为合适。



气藏平均原始气体偏差系数：在给定压力和温度下气体实际占有体积与相同条件下作为理想气体所占的体积之比。一般通过样品测定或根据气体组分确定。



三、动态储量计算方法

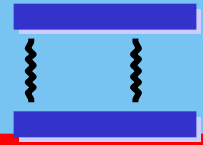
1、物质平衡法计算储量

**Material
Balance**

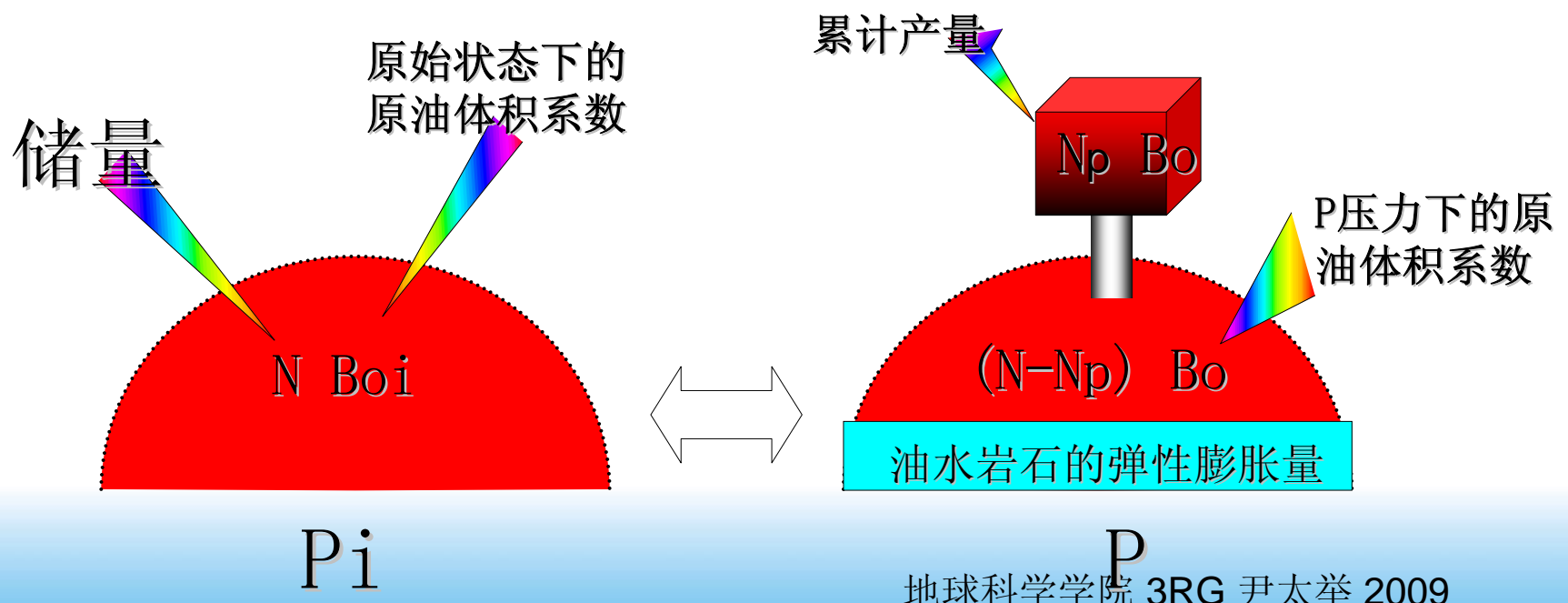
- ① 封闭型弹性驱动油藏
- ② 弹性水压驱动油藏
- ③ 封闭型气藏储量
- ④ 弹性水压驱动气藏储量

2、压降法计算天然气储量

**Pressure
Decline**

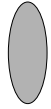


物质平衡法的最基本涵义是：在油、气田开发过程中，油、气物质的总量总是保持平衡的，在某一具体的开发时间内，流体的采出量加上剩余的储量等于流体的原始储量

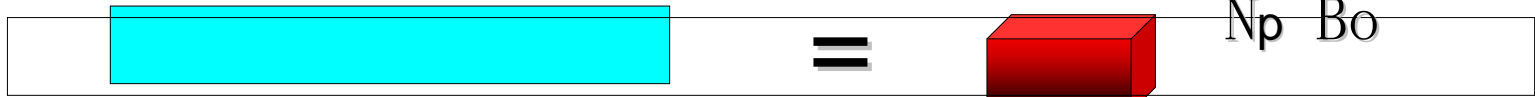
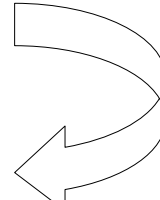
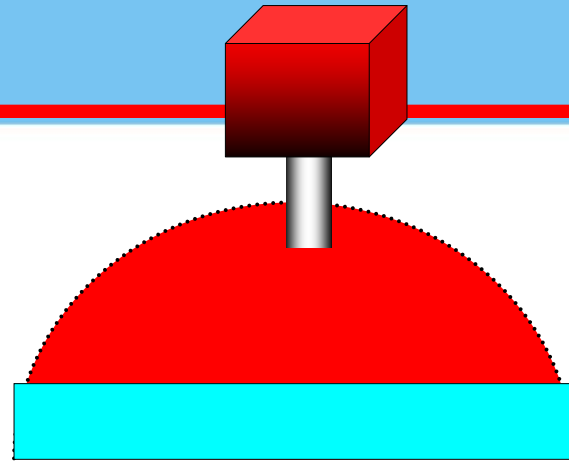
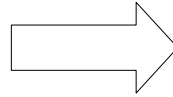




封闭型弹性驱动油藏



透镜体



油水岩石的弹性膨胀量

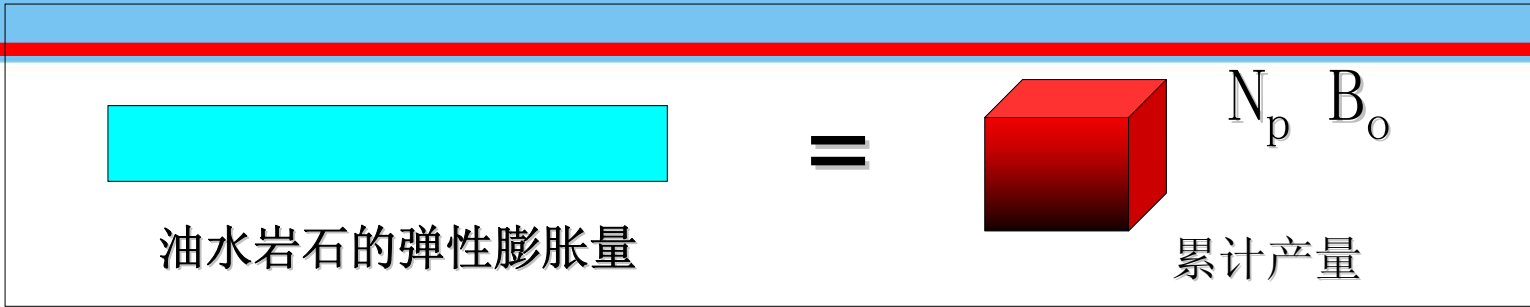
累计产量

$$Ah \Phi S_{oi} C_o (P_i - P) + Ah \Phi S_{wi} C_w (P_i - P) + Ah \Phi C_f (P_i - P)$$

油弹性膨胀量

水弹性膨胀量

地层弹性膨胀量



$$N_p B_o = Ah \Phi S_{oi} C_o (P_i - P) + Ah \Phi S_{wi} C_w (P_i - P) + Ah \Phi C_f (P_i - P)$$

变换

$$N_p B_o = Ah \Phi S_{oi} (C_o + C_w S_{wi} / S_{oi} + C_f / S_{wi}) \Delta P$$

$Ah \Phi S_{oi}$ = 原始储量 变换 令: $(C_o + C_w S_{wi} / S_{oi} + C_f / S_{wi}) = C_t$

$$N_p B_o = N B_{oi} C_t \Delta P$$

总压缩系统

变换

$$N = N_p B_o / (B_{oi} C_t \Delta P)$$

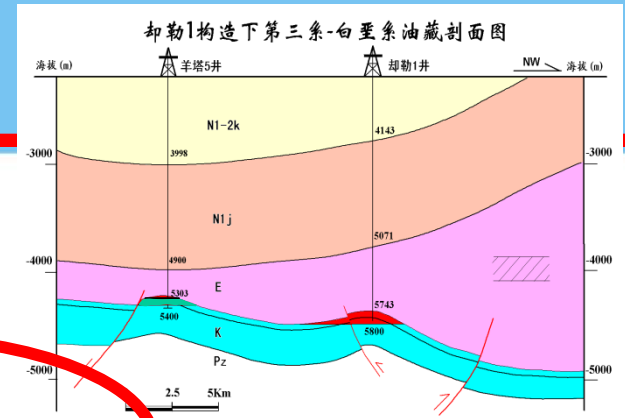
地质储量

累计产量

原始状态原油体积系统



弹性水压驱动油藏



$$N_p B_o = NB_{oi} C_t \Delta P + W_e - W_p B_w$$

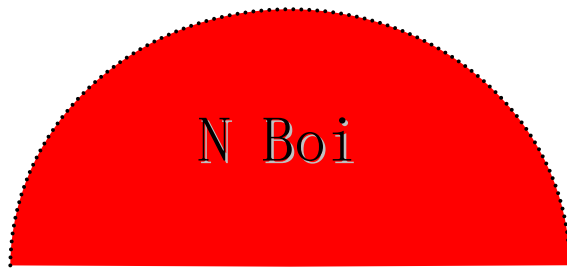
地质储量

水侵量

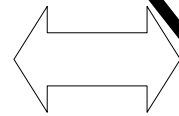
水产量

侵入水产量

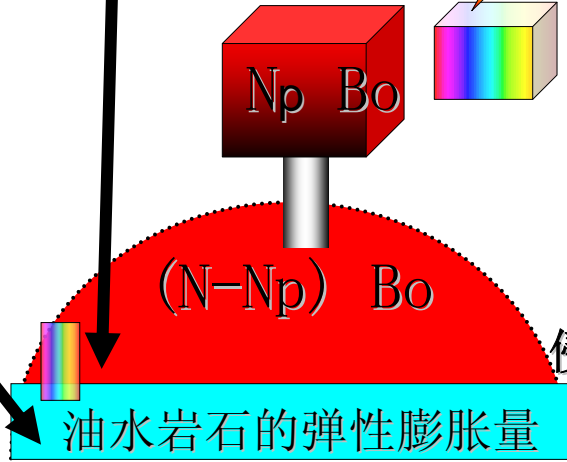
W_p



P_i



油水岩石的弹性膨胀量



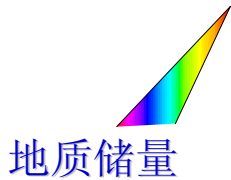
P

侵入水余量



物质平衡法计算封闭型气藏储量

$$G = G_p B_g / (B_g - B_{gi})$$



地质储量



气藏累计产气量



在P压力下天然气体积系统



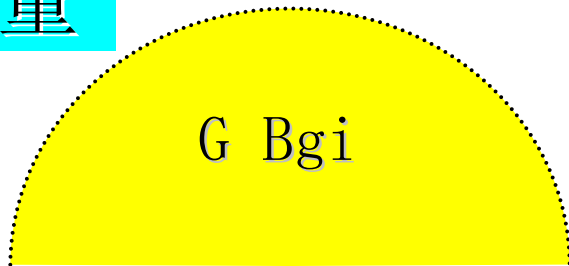
原始天然气体积系数

地质储量

原始状态下的
气体体积系数

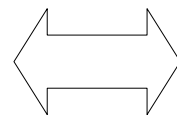
累计产气量

$$G B_{gi} = (G - G_p) B_g$$

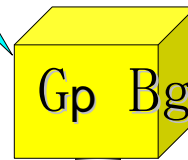


$G B_{gi}$

P_i



前后体积相等



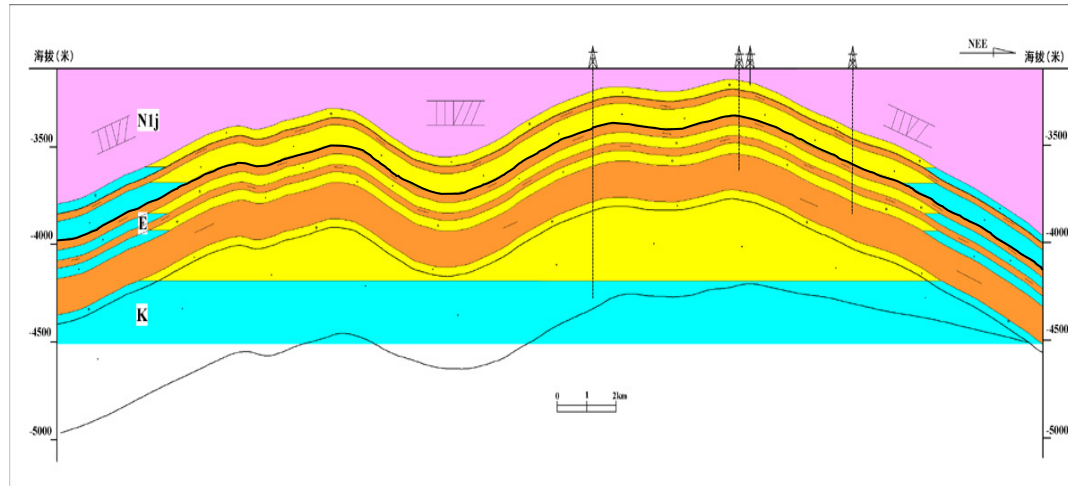
$(G - G_p) B_g$

P

P压力下的气
体体积系数



物质平衡法计算弹性水压驱动气藏储量



$$G = (G_p B_g - W_e + W_p B_w) / (B_g - B_{gi})$$

地质储量

气藏累计产气量

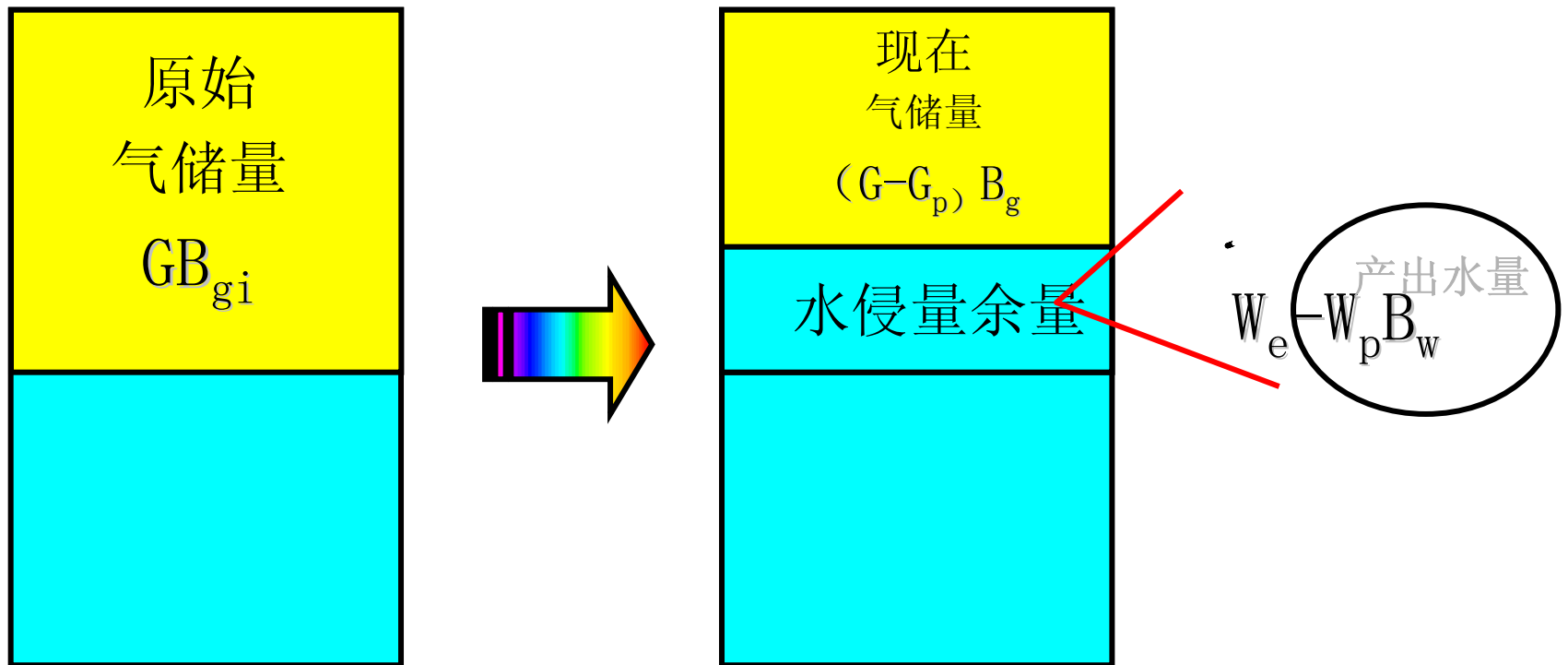
累计天然水侵量

累计产水量



此种气藏为不封闭性气藏。随着气藏的开采，地层压

力不断下降，必然引起边水或底水的不断侵入。开采后，从孔隙体积守恒原理出发，原始气藏中天然气所占体积等于气藏中剩余的天然气体积加上水侵入后所占的体积。



$$GB_{gi} = (G - G_p) B_g + W_e - W_p B_w$$

$$G = (G_p B_g - W_e + W_p B_w) / (B_g - B_{gi})$$



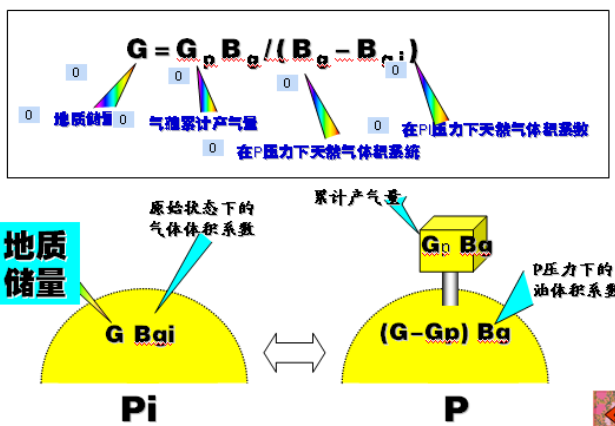
A、压力降落法的基本原理

压力降落法—又称压力图解法，利用由气藏压力 (P/Z) 与累积产气量 (G_p) 所构成的“压降图”确定气藏储量。★★

所计算的储量又称为“压降储量”。

压降图是封闭型气藏物质平衡方程式的图解

物质平衡法计算封闭型气藏储量



$$G = G_p B_g / (B_g - B_{gi})$$



根据体积系数的定义有：

$$B_g = \frac{p_s Z T}{p T_s}$$

Diagram labels for the equation above:

- B_g : 目前地层压力下天然气体积系统
- p_s : 地面标准压力
- Z : 目前地层压力下天然气的压缩因子
- T : 目前地层温度
- p : 目前地层压力
- T_s : 地面标准温度

天然气压缩因子Z：在相同温度及压力条件下，1摩尔**真实**气体体积与理想气体状态下**体积的比值** (V_a/V_i)。



根据体积系数的定义有：

$$B_{gi} = \frac{p_s Z_i T_i}{p_i T_s}$$

原始地层压力下天然气体积系统

地面标准压力

原始地层压力条件下天然气的压缩因子

原始地层温度

原始地层压力

地面标准温度



根据体积系数的定义有:

$$B_g = \frac{p_s Z T}{p T_s}; \quad B_{gi} = \frac{p_s Z_i T_i}{p_i T_s}$$

目前 原始

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} = \frac{G_p \frac{p_i}{Z_i}}{\frac{p_i}{Z_i} - \frac{p}{Z}} \longrightarrow \frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right)$$

直线方程

p_i —原始地层压力, MPa p —目前地层压力, MPa
 p_s —地面标准压力, MPa T_s —地面标准温度, K
 T_i —原始地层温度, K T —目前地层温度, K
 Z_i —地层压力为 p_i 时天然气的压缩因子
 Z —地层压力为 p 时天然气的压缩因子

天然气压缩因子Z: 在相同温度及压力条件下, 1摩尔**真实**气体体积与理想气体状态下**体积的比值** (V_a/V_i)。

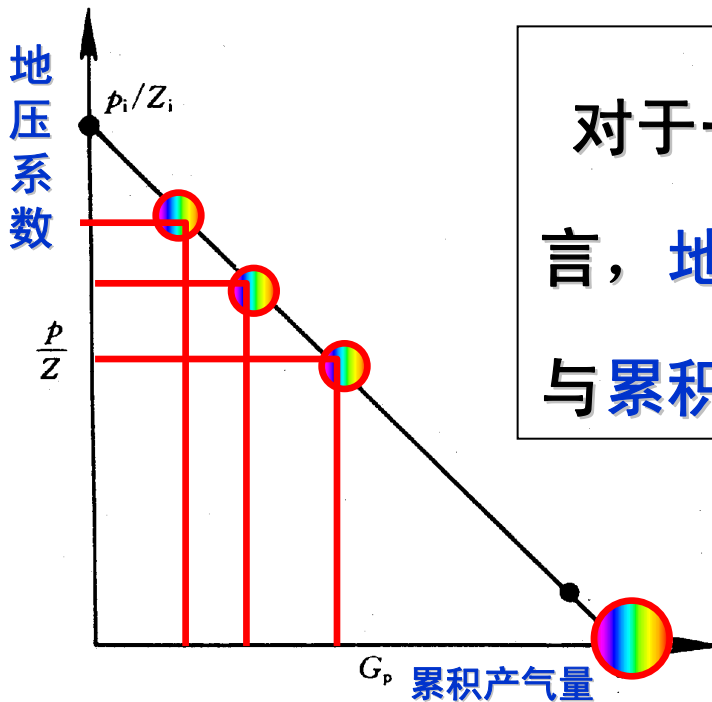


目前地层压力

气藏累计产气量

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right)$$

地质储量



封闭型气藏压降储量曲线图

对于一个**正常压力的封闭型气藏**而言，**地层压力** p/Z (地压系数或视地层压力) 与**累积产气量** G_p 成**直线关系**。

$p/Z=0$ 处的横坐标值—
气藏的**原始地质储量**



利用压降法求气藏可采储量:

当气藏开采的**最终地层压力**取一合理的**最低极限值**时，该地层压力即为**废弃压力**。**压降曲线**与**废弃压力线** (p_a/Z_a) 的交点横坐标值，为该气藏的**天然气可采储量**。

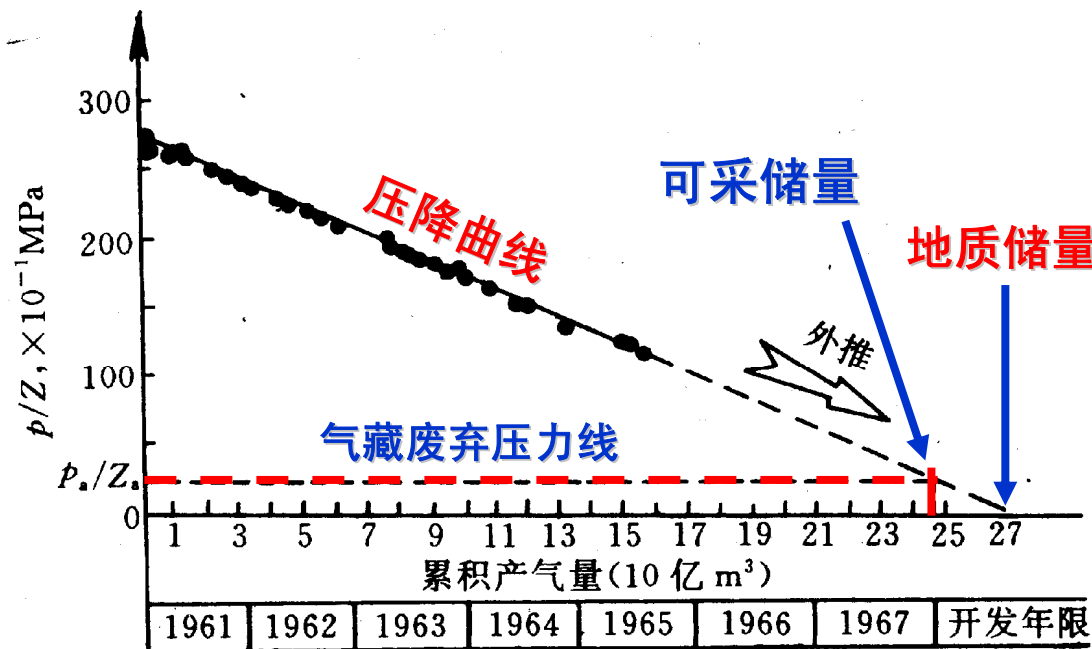
图中:

废弃压力 p_a/Z_a

= 2.5 MPa

可采储量

= 245 亿 m^3



由压降法外推某气田储量关系图



B、压降法参数的确定

1、地层压力(P)

代表气藏或气藏某一压力系统在某一开采时期的平衡压力。

① 关闭气井，待压力恢复平稳后，下入井底压力计直接测量；
或 ② 根据气井井口压力计算求得。

2、累积产气量(G_p)

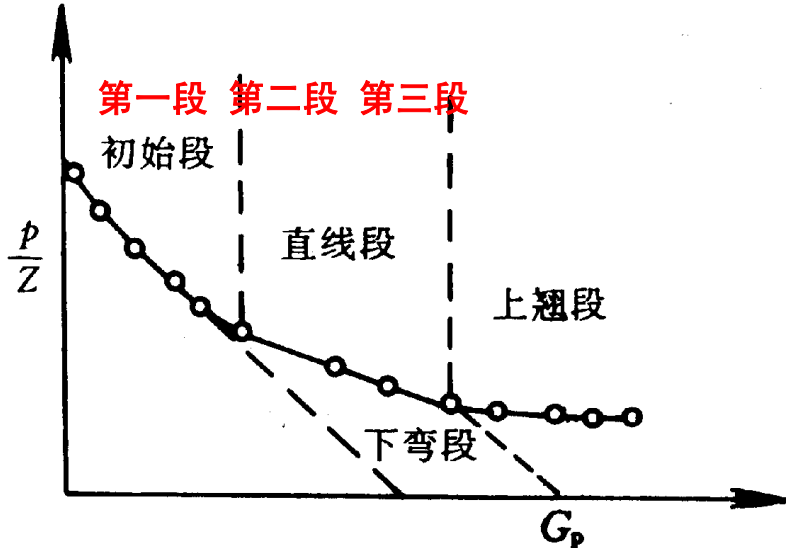
指气藏在关井求压时，各井点累积产气量之和（既包括正常生产情况下的产气量及气井投产前的放空量）。



C、压降法的影响因素

(1) 单位压降采气量不为常数

理想的情况下， $p/Z - G_p$ 关系曲线应为一**条直线**；
但是，因多种因素影响，**实际压降曲线并非一条直线**，
大体上分三段（如下图）。

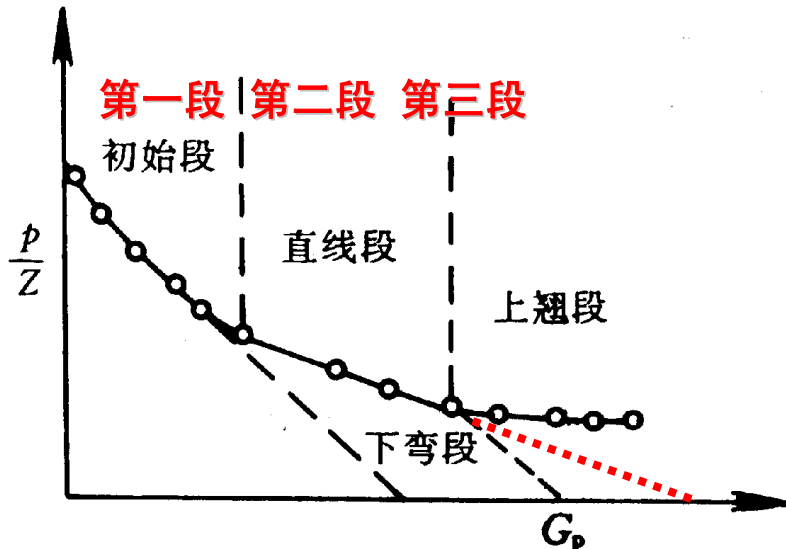


实际的压降曲线图

初始段：开采初期，能量主要来自井底附近**气体弹性膨胀**，**压力下降速度快**，单位压降采气量急速减小，压降曲线呈**弯曲状**。



第二段为直线段：压力下降较前期缓慢，单位压降采气量较初始段增大，并保持为常数，将本段外推至横坐标轴可得气藏的储量。



实际的压降曲线图

第三段：上翘段或下弯段：造成曲线上翘或下弯的因素主要有如下4种情况：

- a、边水或底水的供给
- b、低渗透带的补给
- c、异常高压气藏
- d、反凝析作用



D、压力降落法运用的条件

- (1) 只能在气藏**开采到一定阶段** (大约采出10%左右), 获得一定数量的产量、压力资料之后进行。
- (2) 适应于**开采期间气藏容积不变**的那些气藏 (即**纯气驱气藏**), **不能用于**水压驱动气藏。
- (3) **对边缘有含油气带的气藏**, 由于压力降低, 溶在油中的气大量析出, 将导致**计算结果不准确**。
- (4) 要求**整个气藏是互相连通的**; 因断层或岩性尖灭被分割时, 应分别计算。



四、储量评价

1、工业油气流标准

2、储量经济评价

3、储量综合评价

储量经济评价，主要是分析勘探成本、开发成本和操作费用，确定产量模型，研究经济风险（油价和通货膨胀的变化），计算净现金流量、投资回收期、最小经济油田规模和油价门槛值。



1、工业油气流标准

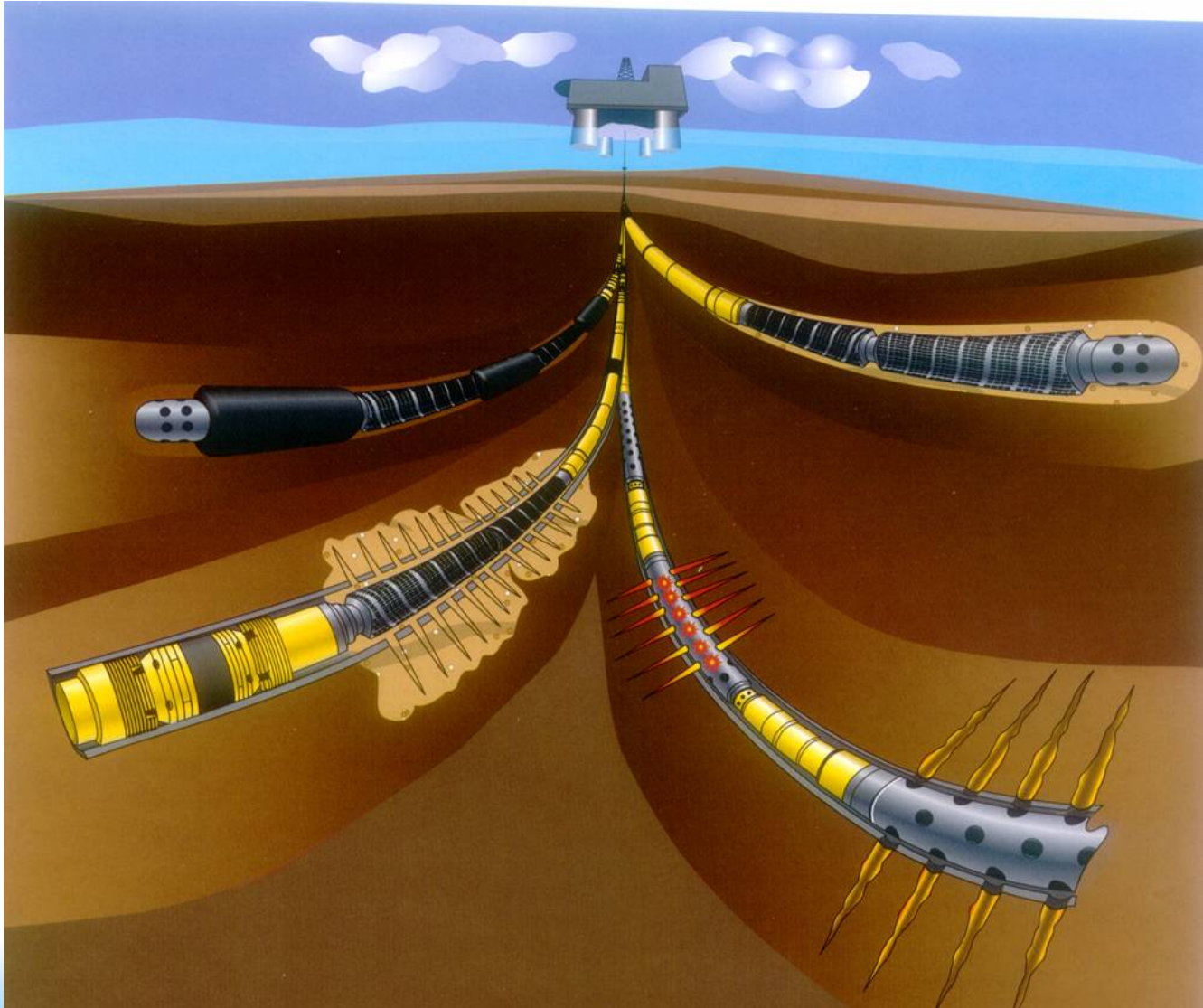
探井工业油气流暂行标准 (1988)

产油气层埋深 / m	工业油流下限 (t/d)		工业气流下限 (m ³ /d)	
	陆地	海域	陆地	海域
<500	0.3		500	
500~1000	0.5	10.0	1000	10000
>1000~2000	1.0	20.0	3000	30000
>2000~3000	3.0	30.0	5000	50000
>3000~4000	5.0	50.0	10000	100000
>4000	10.0		20000	



为了提高产量，多数油田用水平井、分枝井

用于油气田开采。因此，工业油气流标准不适用于这种情况。





2、储量经济评价

A基本公式

B投资回收期

C内部收益率及最小经济储量规模



- 净现值法：该方法利用净现金效益量的总现值与净现金投资量算出净现值，然后根据净现值的大小来评价投资方案。净现值为正值，投资方案是可以接受的；净现值是负值，投资方案就是不可接受的。净现值越大，投资方案越好。净现值法是一种比较科学也比较简便的投资方案评价方法。
- 净现值（Net Present Value） 是一项投资所产生的未来现金流的折现值与项目投资成本之间的差值。



现金流量法

项目
年限

$$NPV = \sum_{t=0}^n (CI - CO)_t (1 + i)^{-t}$$

净现值

第t年
现金
流入

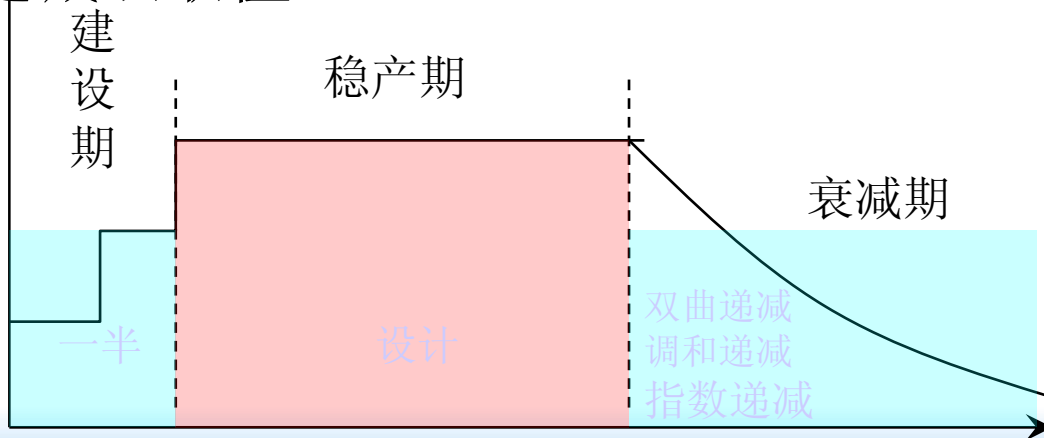
第t年
现金
流出

基准
折现
率12%



现金流入：销售收入；流动资金回收；残值回收

- 销售收入：取决于油气价格和销售量。同时还受油质的影响。关键是探明储量的数量与品质及开发政策。油气商品率一般取**96%**.探明储量投入开发后，产量变化按三个阶段取值。建设期（1-2年）产量按设计产量的一半取值。稳产期按设计产量取值。衰减期按双曲递减或调和递减、指数递减法取值。



$$q = \frac{q_1}{(1+nDi)^{1/n}} \quad \text{双曲递减}$$

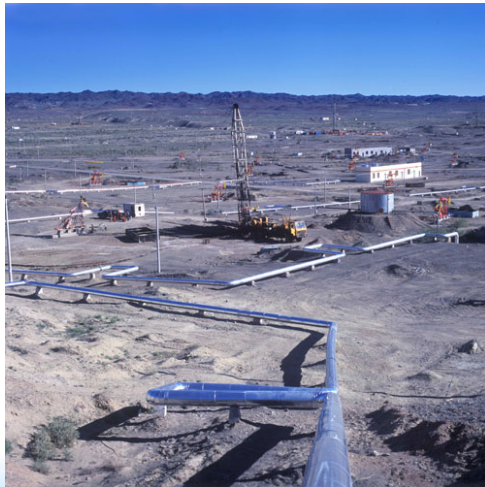
$$q = \frac{q_i}{1+D_i t_i} \quad \text{调和递减}$$

$$q = q_i e^{-D_i t_i} \quad \text{指数递减}$$

油气产量按时间变化的规模



- 流动资金回收：油田废弃时，要回收油田开发时投入的流动资金。一般按固定资产的1-5%取值；若要详细评估，按年经营成本的25%取值，即按周转4次取值。
- 残值回收：按规定管线、井、水库、污水池、港口、码头、海堤、机场残值为零，其他固定资产按原值的3-5%回收。我国考虑了油田废弃时还需要一笔环保费用，回残值回收为零。





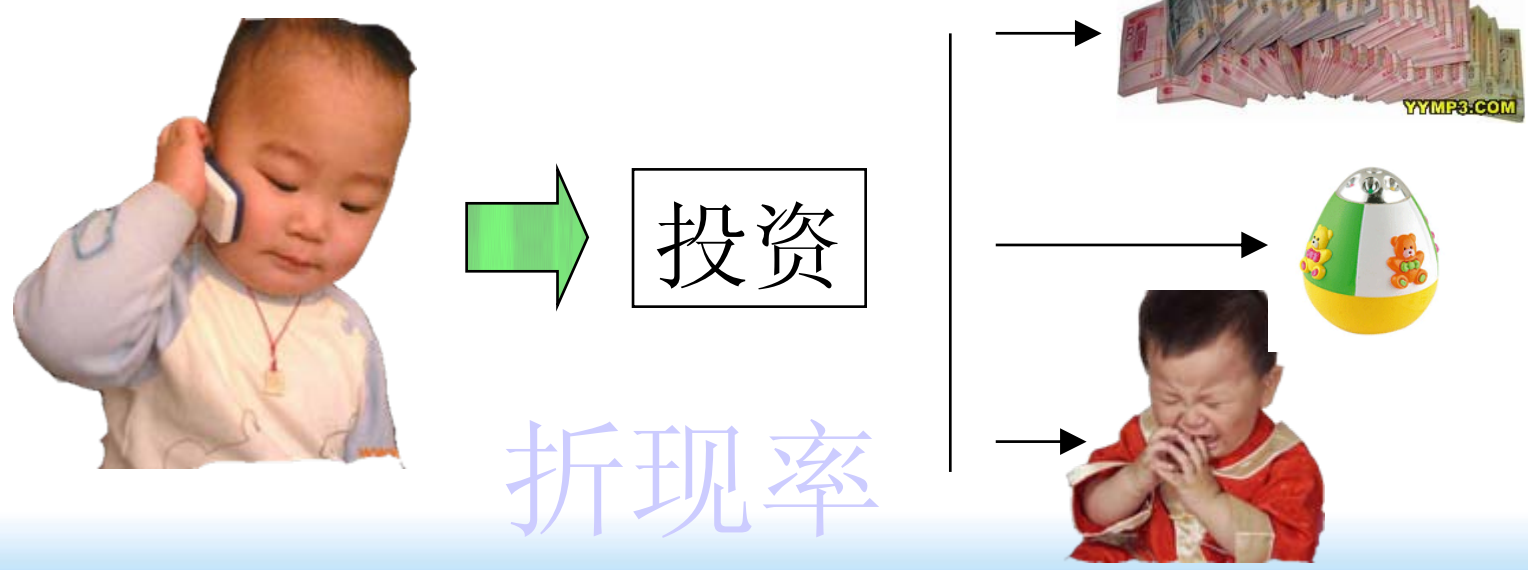
现金流出

- **勘探投资**：指计划中的勘探项目的投资安排；
- **固定资产投资**：开发所需投资，包括工程费用、地面建设工程费用；其他费用及预备预用。
- **流动资金**：固定资产总额的 1 - 2.5% 取值；或经营成本的 2.5% 取值。
- **经营成本**：油气开发的总成本包括开采成本、管理费用、财务费用、销售费用组成。经营成本是指从总成本中扣出折旧、摊销、储量使用费和利息后的成本。
- **税费**：增值税（1.7%）、城建税（7%）、教育费加费（3%）、矿产资源补偿费（1%）、资源税、所得税（利润的 3.0%）



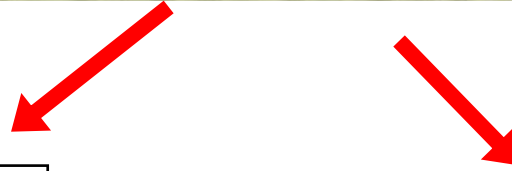


- 对投入大时效长的投资的项目来说，资金的时间价值影响是非常之大的。如把这笔资金放在箱子里时，如果资金时间价值出现增值（如一个社会的物价普遍下降，即通货紧缩），资金拥有者就会坐收渔利。而遇到货币贬值（通货膨胀时），巨大资金可能一夜之间化为乌有。





- 由于资金是有时间价值的，今天的一块钱和一年后的一块钱在价值是是不能等同的。如何把一年后的一块钱和今天的一块钱在价值上进行比较呢，那就要把一年后的一块钱折成今天的价值，这叫折现。
- 公式是：
一年后 1 块钱在今天的价值=一年后的一块钱 ÷ (1+折现率)
二年后 1 块钱在今天的价值=二年后的一块钱 ÷ (1+折现率)²
三年后 1 块钱在今天的价值=三年后的一块钱 ÷ (1+折现率)³
-
- 依次类推。



2007年



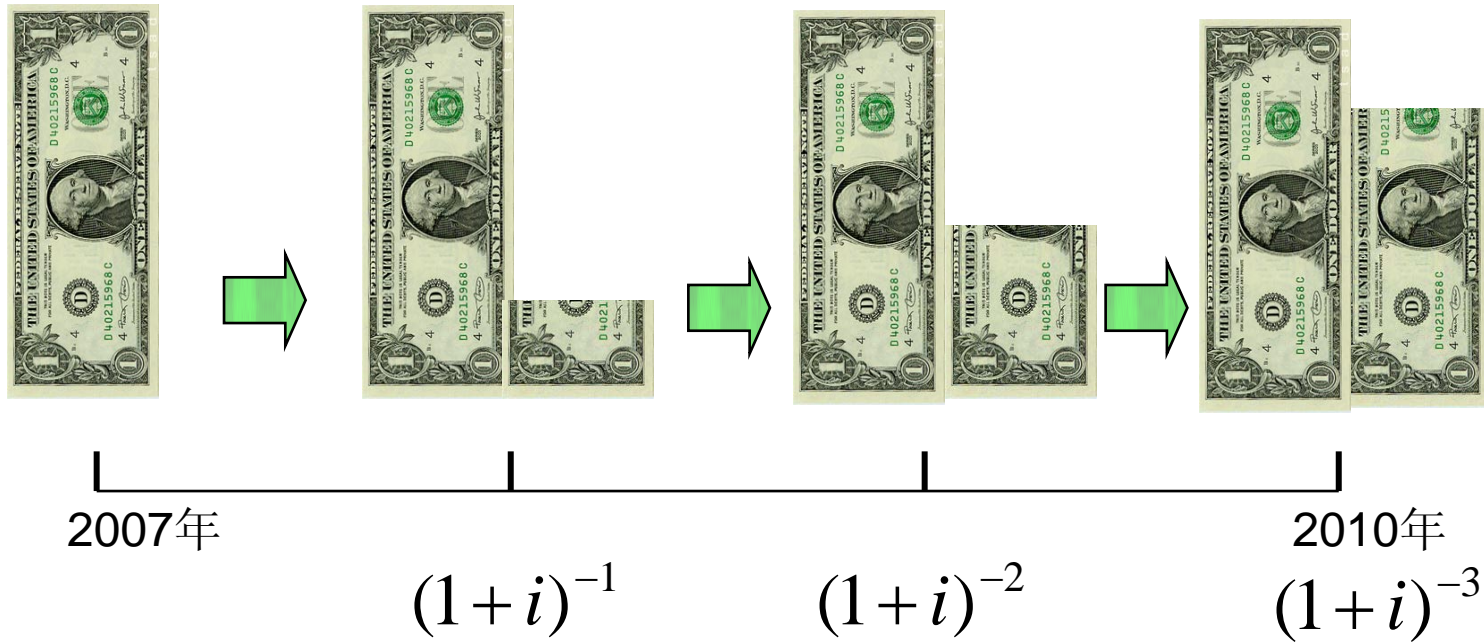
2010年



净现值对现金流量进行了合理折现，考虑货币的时间价值



资金时间价值是不断变化的，如利率的调整，通胀通缩的影响，因此须把各年所投入的净现金流量乘以一个折现系数，再相加即可。



基于对合理收益的预期，需要对资金投入量附加一个收益率，一般取 1 2 %。



- 在进行折现时，折现率一般采用当前的市场利率，如同样期限的贷款利率等；或用资金的实际成本作为折现率。
- 折现率, 贴现率是一样的, 都是指长期存款利率, 有些国外金融教材上是五年期国债利率。
收益率就是你的投资收益除以你的总投资, 比如你花了10元了一只股票, 12块卖出, 那么你的投资收益是2块, $2 \div 10 = 20\%$, 这就是你的收益率!



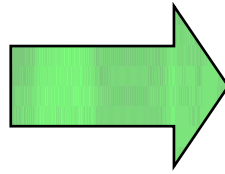
- 折现率和利息率都是货币时间价值的体现，只是计息标准不同，贴现率可以视为利息率的“反方向”。

利息率的计息基础是期初资金，假设期初资金为1，利息率为 i ，则期末增长为 $1+i$ 。

贴现率的计息基础是期末资金，假设期末资金为1，贴现率为 d ，则期初金额为 $1-d$ ；或者说期初的 $1-d$ ，在贴现率 d 下，期末增长为1。



投入 1 元



回收 2 元

2007年

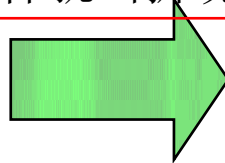
2010年

利息率

投入 0.5 元



将以后（未来）的价值折现到现在某一点的价值这样就叫折现或者贴现。



回收 1 元

2007年

2010年

贴现率

(折现率)



- 一定时期内的现金流量，有
- 现金流入量-现金流出量=净现金流量
- 净现金流量=净利润+折旧
- ∴一定时期内现金流量=未来总报酬
- 那么，净现值的概念应为：
- 净现值是指未来报酬总现值扣除建设投资支出的差额。
- 公式为：
- 净现值=未来报酬总现值-建设投资总额



净现值指标的分析

- 净现值指标是反映项目投资获利能力的指标。
- 决策标准：净现值 ≥ 0 方案可行；
- 净现值 < 0 方案不可行；
- 净现值均 > 0 净现值最大的方案为最优方案。

优点： 1. 考虑了资金时间价值，增强了投资经济性的评价； 2. 考虑了全过程的净现金流量，体现了流动性与收益性的统一； 3. 考虑了投资风险，风险大则采用高折现率，风险小则采用低折现率。

缺点： 1. 净现值的计算较麻烦，难掌握； 2. 净现金流量的测量和折现率较难确定； 3. 不能从动态角度直接反映投资项目的实际收益水平； 4. 项目投资额不等时无法准确判断方案的优劣。



- 投资回收期又称为投资返本年限

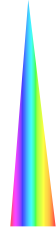


累计净收益=投资资本
投资回收期

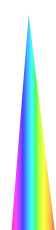


动态投资回收期是考虑资金时间价值条件下，以项目净收益抵偿项目全部投资所需要的时间 T ：

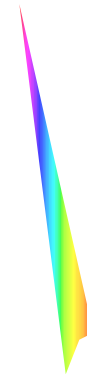
$$\sum_{t=0}^T (CI_t - CO_t)(1 + i_0)^{-t} = 0$$



第 t 年的
的现金
流入量



第 t 年的
的现金
流出量



基准收
益率



静态投资回收期是不考虑资金时间价值条件下，以项目净收益抵偿项目全部投资所需要的时间 T （投资回收期）：

$$\sum_{T=0}^T NB_t = \sum_{T=0}^T (B_t - C_t) = K$$

第 t 年净收入 第 t 年收入 第 t 年支出 投资总额

(不包括投资)



3. 内部收益率及最小经济储量规模

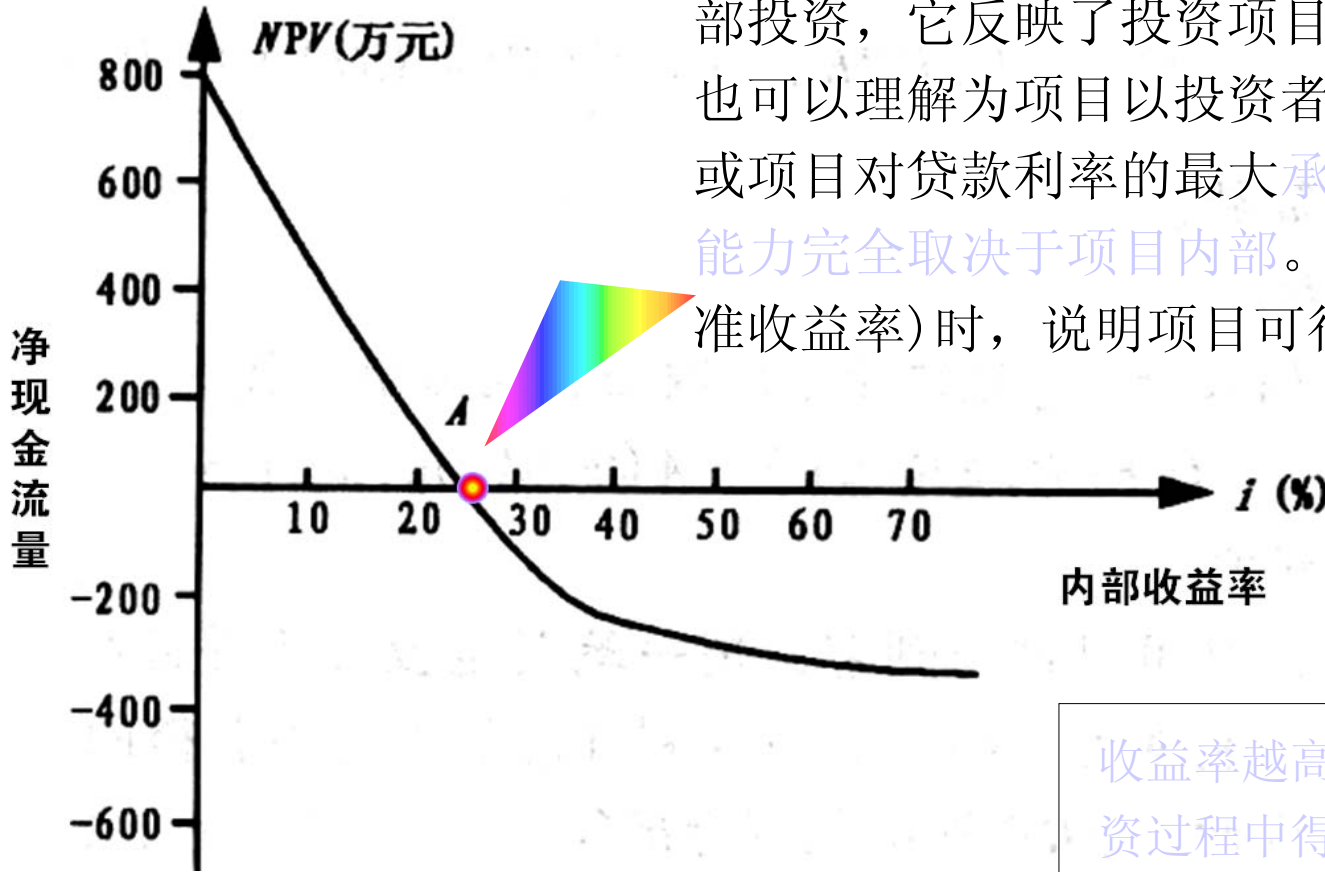
内部收益率是指项目在整个计算期内各年净现金流量现值累计等于0时的折现率。或者说是现金流入现值等于现金流出现值的折现率。内部收益率是考察项目盈利能力的动态指标。

注意：净现金流量现值累计等于0





内部收益率：项目在该利率下，项目寿命终了时，恰好以每年的净收益回收全部投资，它反映了投资项目的真实报酬。也可以理解为项目以投资者的偿还能力或项目对贷款利率的最大承受能力，这种能力完全取决于项目内部。当 $\geq i_0$ (基准收益率) 时，说明项目可行。



不同折现率条件下的净现金流量



设定项目运行年限（n年）：

$$\sum_{t=0}^n (CI - CO)_t (1+i)^{-t} = 0$$

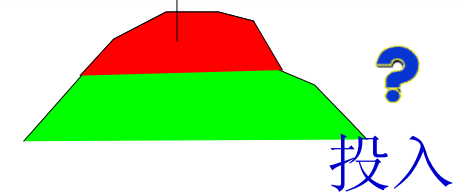
内部收益率是指项目在整个计算期内各年净现金流量现值累计等于0时的折现率。

内部
收益率

高次方程，难于求解，用图解法或者试算两种方法求内部收益率。



试算法求解内部收益率



$$IRR = i_1 + (i_2 - i_1) \times \frac{NPV_1}{|NPV_1| + |NPV_2|}$$

内部收益率, %
 | 试算时的高贴现率 | 试算时的低贴现率
 绝对值 | 低贴现率的净现值 | 绝对值 | 高贴现率的净现值

在实际计算过程中，使 NPV 逐渐收敛为 0。此时的储量大小为最小经济储量。



三、储量综合评价

- 储量综合评价是衡量勘探经济效果，指导储量合理利用的一项重要工作。申报的油气储量按产能、储量丰度、地质储量、油气藏埋藏深度、经济性等方面进行综合评价。

评价等级	千米井深的稳定产量		每米采油指数	流度 (K/μ)
	油 t/ (km·d)	气 $10^4\text{m}^3/$ (km·d)	油 t/ (MPa·d·m)	气 $10^{-3}\mu\text{m}^2/$ (MPa·s)
高	>15	<10	>1.5	>80
中	5~15	3~10	1~1.5	30~80
低	1~5	<3	0.5~1	10~30
特低	<1		<0.5	<10



油、气储量综合评价（按储量丰度）

评价等级	储量丰度	
	油, $10^4\text{t}/\text{km}^2$	气, $10^8\text{m}^3/\text{km}^2$
高	>300	>10
中	100~300	2~10
低	50~100	<2
特低	<50	

评价等级	地质储量	
	油, 10^8t	气, 10^8m^3
特大	>10	
大	1~10	>300
中	0.1~1	50~300
小	<0.1	<50



油气探明储量技术经济评价指标标准

评价指标	财务内部收益率%	总产出与总流出的比值	投资回收期 (年)
经济效益好	\geq 行业基准收益率 (i_c)	可获超额利润	\leq 行业基准投资回收期 (P_c)
经济效益一般		可获基准盈利率	
经济效益低	$< i_c \sim 0$	保本	评价期内回收
负效益	< 0	< 1	不能回收



第五节 开发层系的合理划分

一

油气藏开发地质分类

二

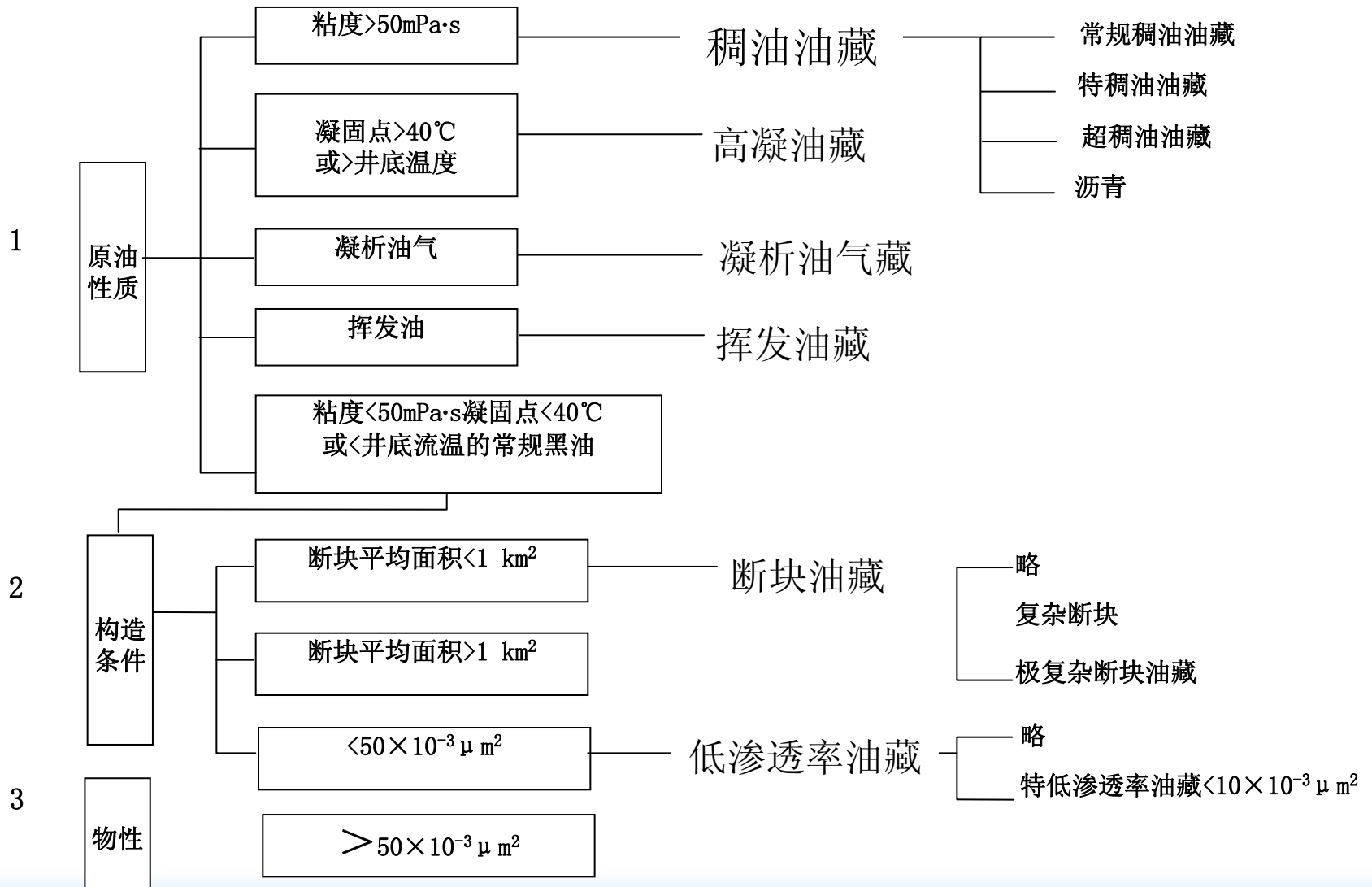
开发层系的合理划分

三

油田开发方式的选择



一、油藏分类





顺序

内容

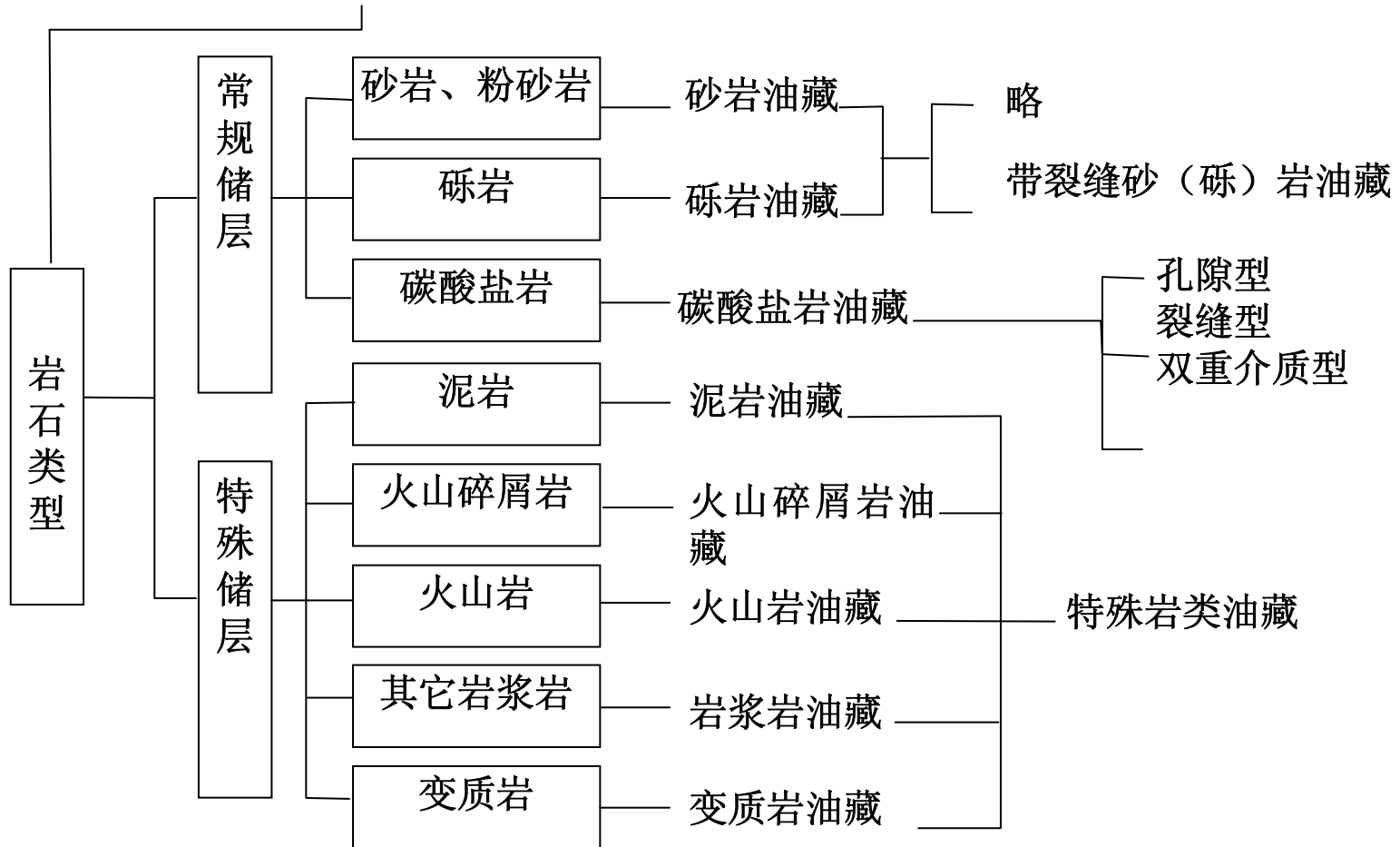
判别标志
界线

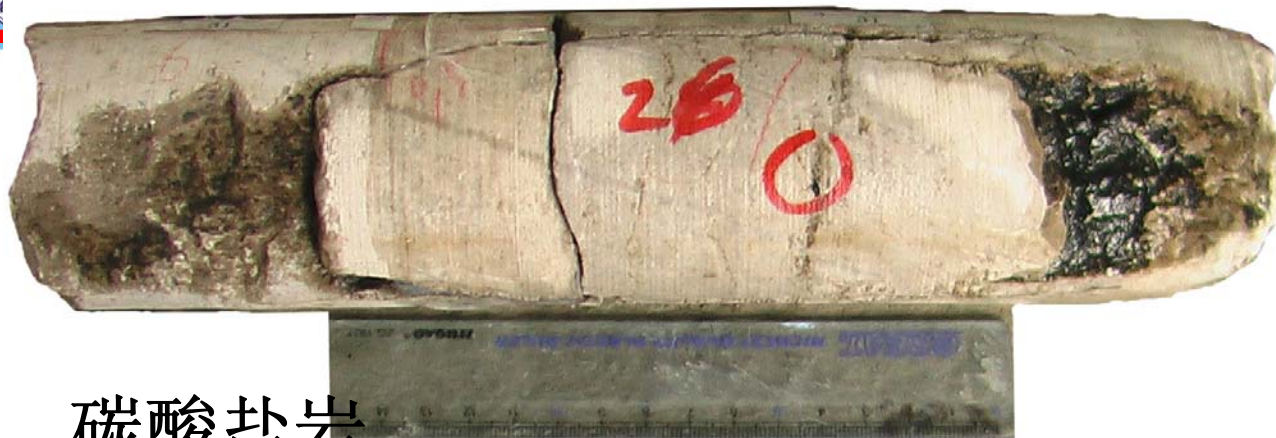
基本命名

油藏分类命名

二级命名

4





碳酸盐岩

LG43 井 5742.41-5742.69 米的含油裂隙

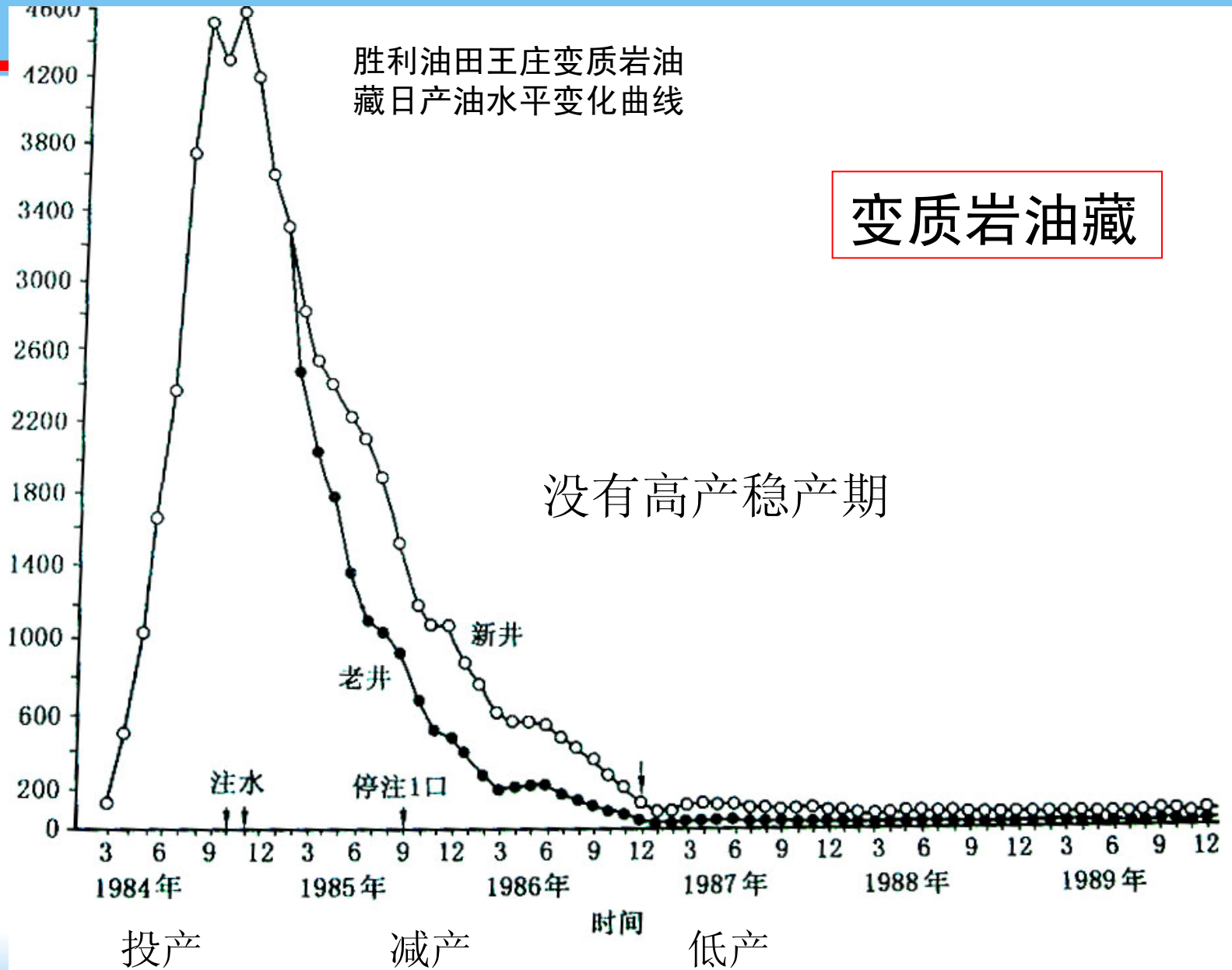


砂岩

地球科学学院 3RG 尹太举 2009



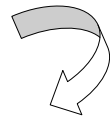
日产油水平吨





二、开发层系划分

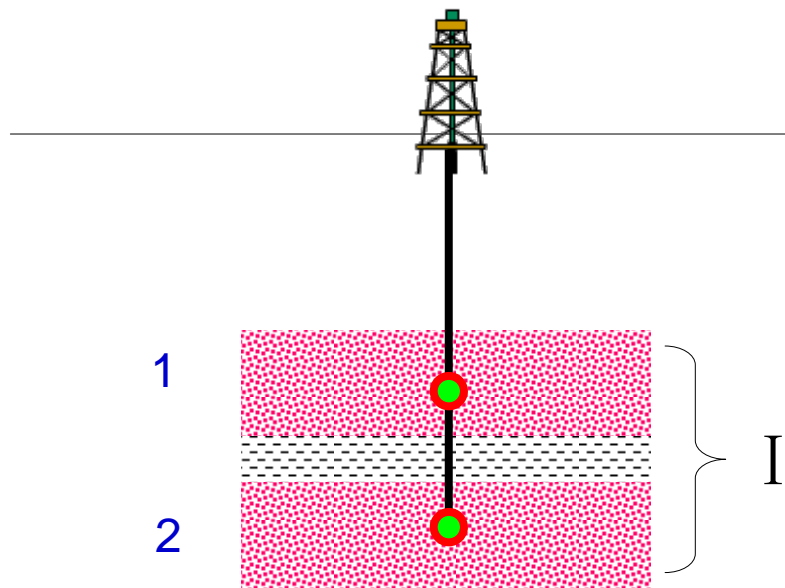
- 开发层系：指那些相对独立、上下有良好隔层、油层物性相近、驱动方式相近、具备一定储量和生产能力的一套油层组合，它是最基本的开发单元。



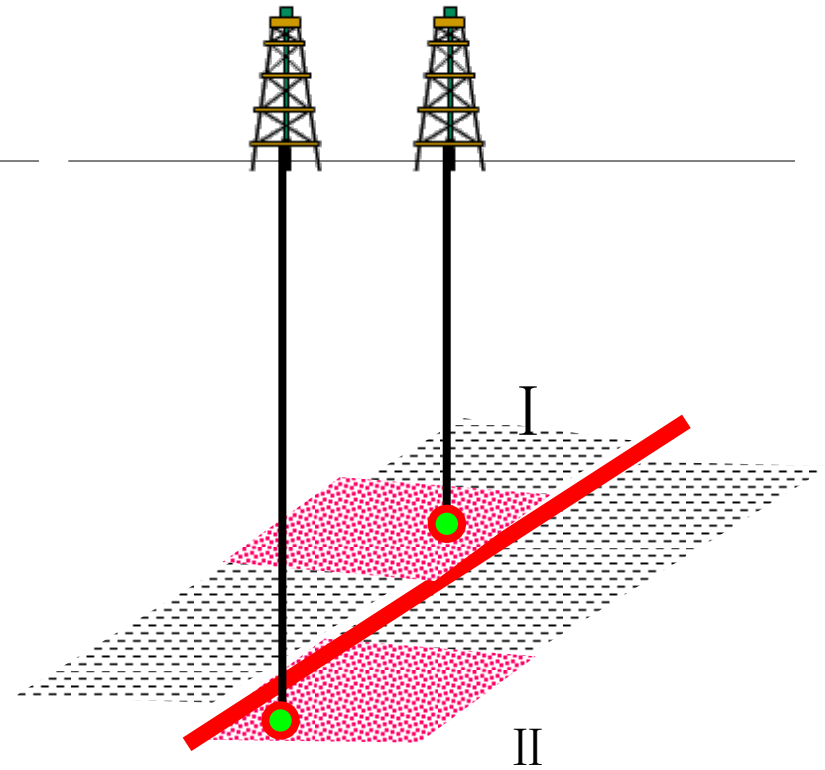
考虑层状非均质性进行划分

- 合理划分开发层系：指多油层油田中，把特征相近的含油小层组合在一起，单独用一套开发系统进行开发，并以此为基础进行生产规划、动态研究和调整。





油层物性相近、
驱动方式相近
一套井网开发



二套井网开发



意义

1. 减缓油层的层间矛盾，有利于充分发挥各类油层的作用。
2. 为部署井网和规划生产设施等提供基础依据。
3. 生产工艺和高速开发的需要



1 划分开发层系综合考虑的因素

(1) 矿场地质因素：主要包括：油田剖面的分层性，产层的划分，产层的岩性特征，产层储集性质和渗流特征，流体性质，生产层间隔层的性质、分布、厚度，原始地层压力分布，地层含油井段总厚度、含油厚度、有效厚度，油水界面特征，储量在剖面上的分布特征，驱动类型和水文地质特征等。

原始地层压力分布 产层的划分



- (2) 生产动态因素。用水动力学计算方法，计算下述指标作为考虑因素：每一油层的年采油量，每一油层的采油动态，组合成开发层系后几个生产层的产能和开采动态，组合后开发层系的含水变化，开发各阶段持续的时间，每一油层或组合为层系的合理采油量等指标。

单层的年采油量

合理采油量



- (3) 技术工艺因素。主要包括：生产方法和技术可能性（如需用自喷生产的地层和需深井泵生产的地层不能组合成一套层系），根据油井产量对油管 and 套管的选择问题，同井分采的可能性，分层测试的可能性，为每一生产层系部置生产井网的问题，各生产层系在开发过程中的监控和调整问题等。
- (4) 经济因素。计算每一生产层系划分方案的经济指标，如油、水井的钻井基本费用、矿场建设投资、原油开采成本、生产利润、投资效益问题。选择使油田获得产量最高而原油成本最低、单位基本费用最少的开发层系划分方案。



2 多油层砂岩油田开发层系划分原则

A 一个独立的开发层系必须具备一定的储量，保证油井能达到一定的生产能力。油层数少，厚度小，产能会低些；但层数多，厚度大，层间矛盾也会大些。因此，必须根据油田具体情况，做到两者兼顾。



随着开发层系内油层数和厚度的增加，油层动用厚度和出油好的厚度所占比例明显下降。

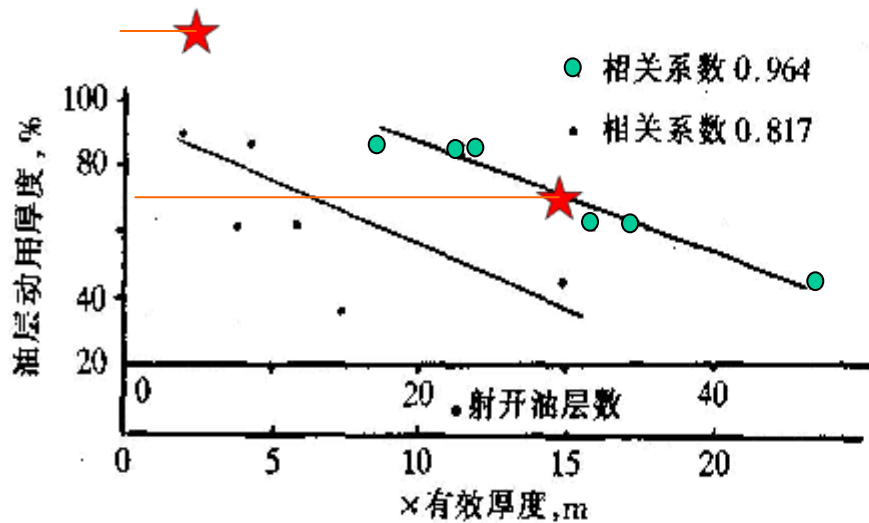


图 2-12 大庆油田各开发层系内射开油层数、有效厚度与油层动用厚度关系
(据杨通佑, 1982 年)

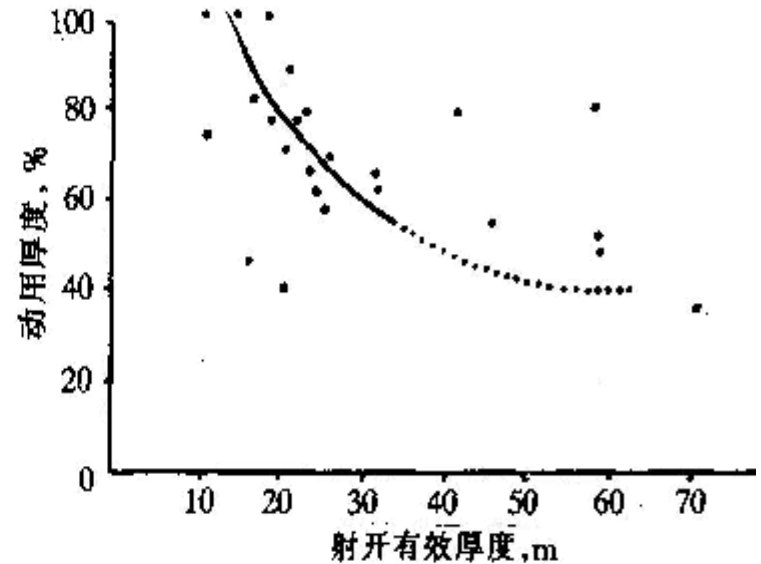
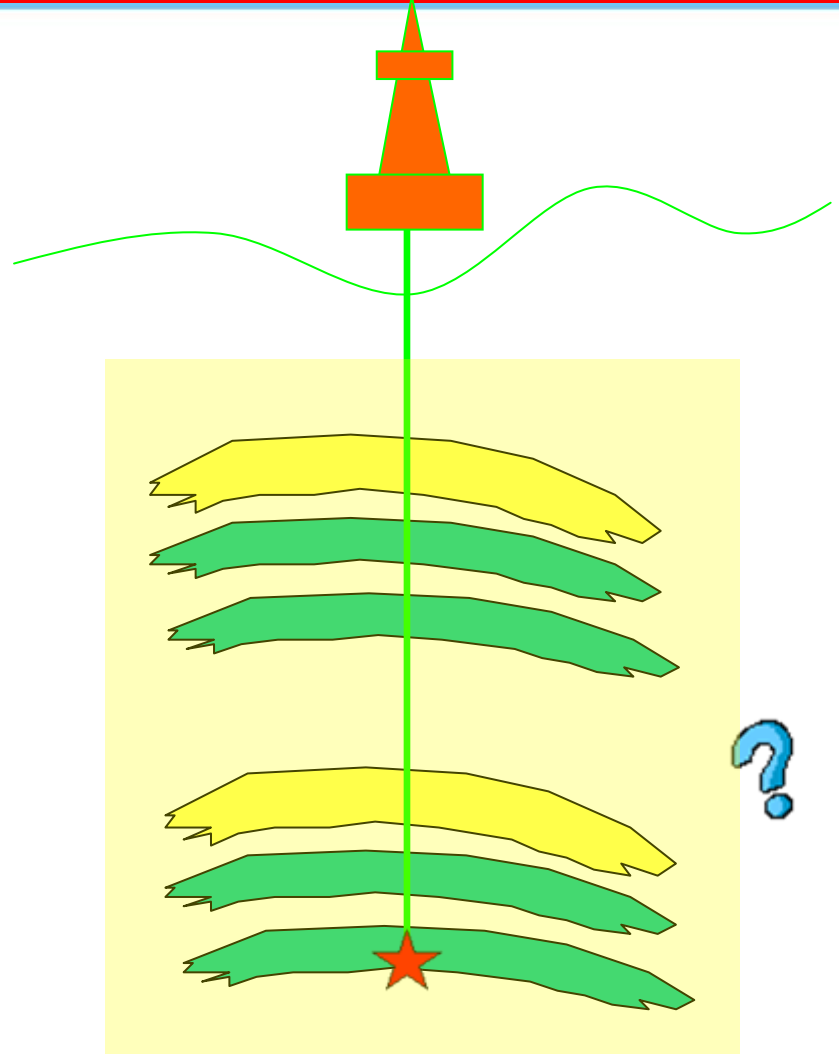
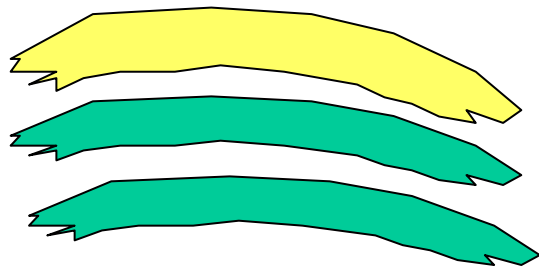
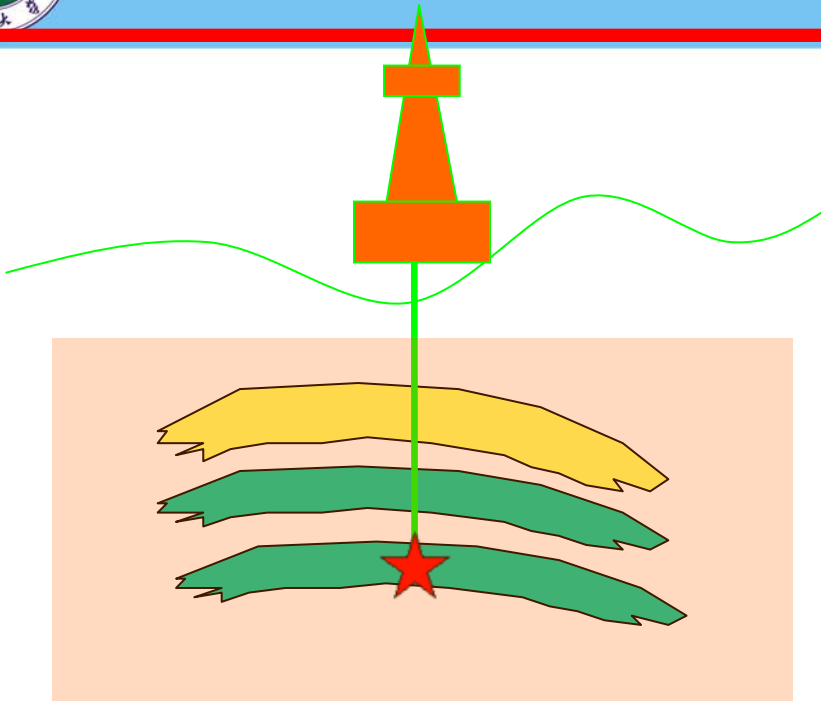


图 2-13 胜坨油田某区油井射开有效厚度与动用厚度关系 (据杨通佑, 1982 年)

射开油层数**30**层，但出油好的油层的总厚度只占**40%**

射开的油层数量**6**层，出油较好的油层的总厚度占**80%**



射开的油层数量少，各层出油较好



随着开发层系内油层数和厚度的增加，油层的采油强度明显降低

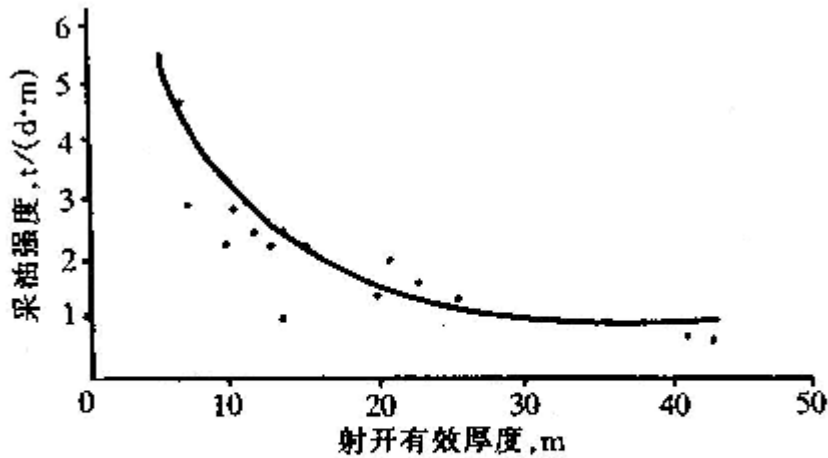


图 2-14 胜坨油田某区油井采油强度与射开有效厚度关系 (据杨通佑, 1982 年)

随着开发层系内油层数和有效厚度的增加，采收率有明显的降低

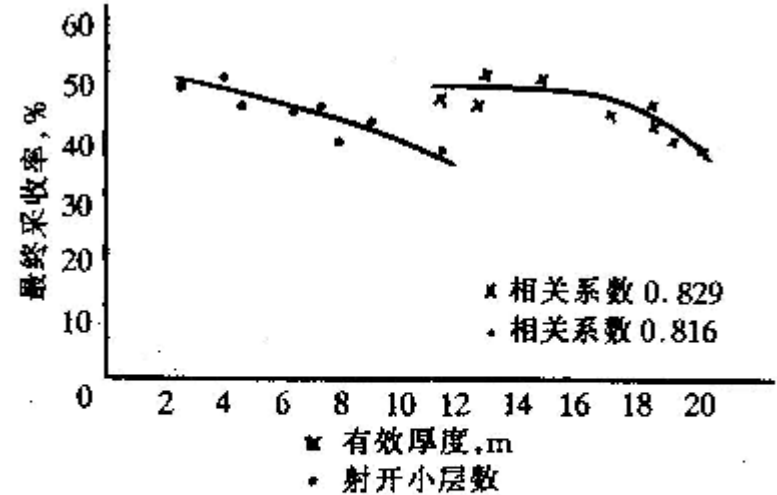


图 2-15 胜坨油田某区各开发层系有效厚度、射开小层数与预测最终采收率关系 (据杨通佑, 1982 年)



B 同一开发层系内的油层性质应相近，主要要求油层的渗透率相近，原油粘度相近，油层的压力和分布状况不能相差过大。

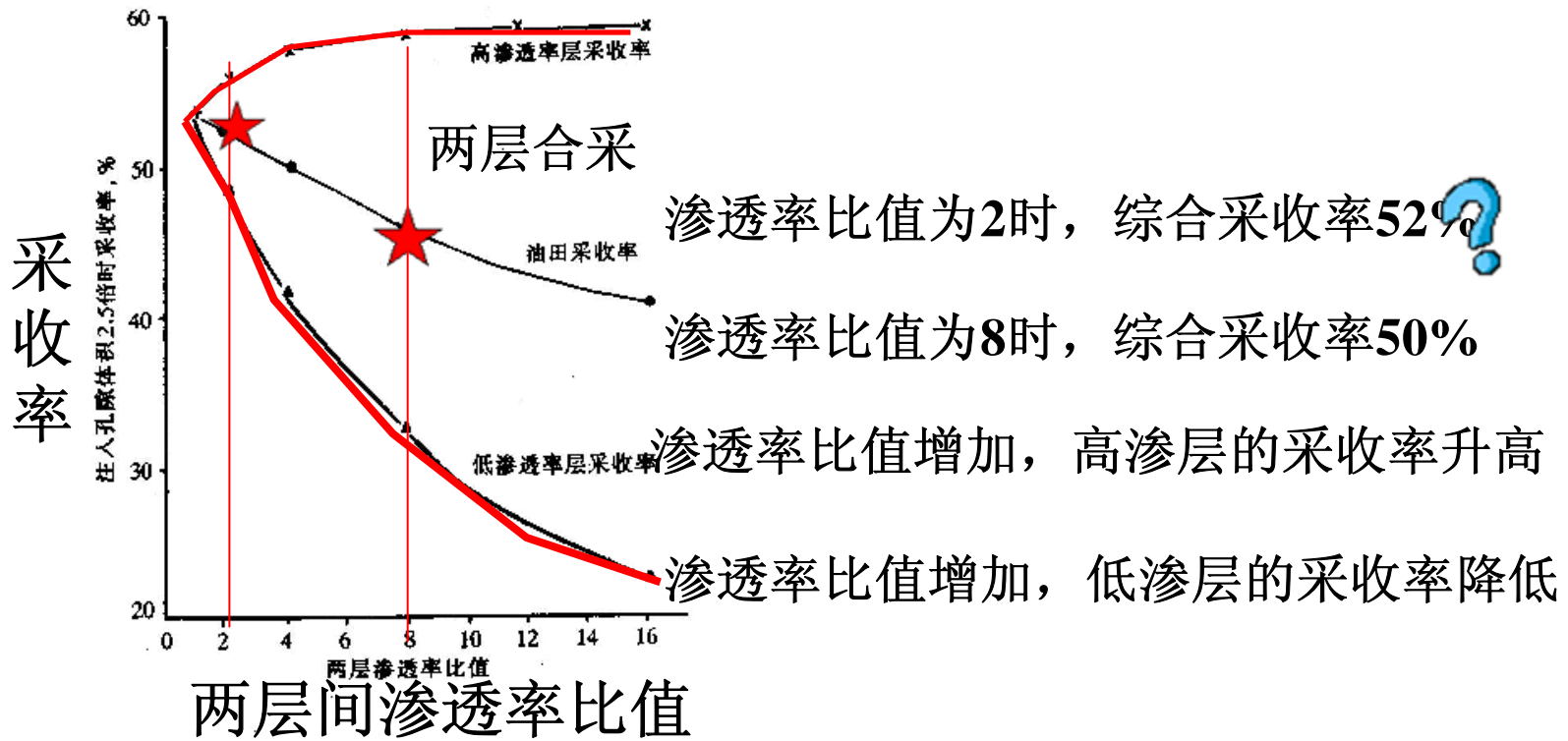
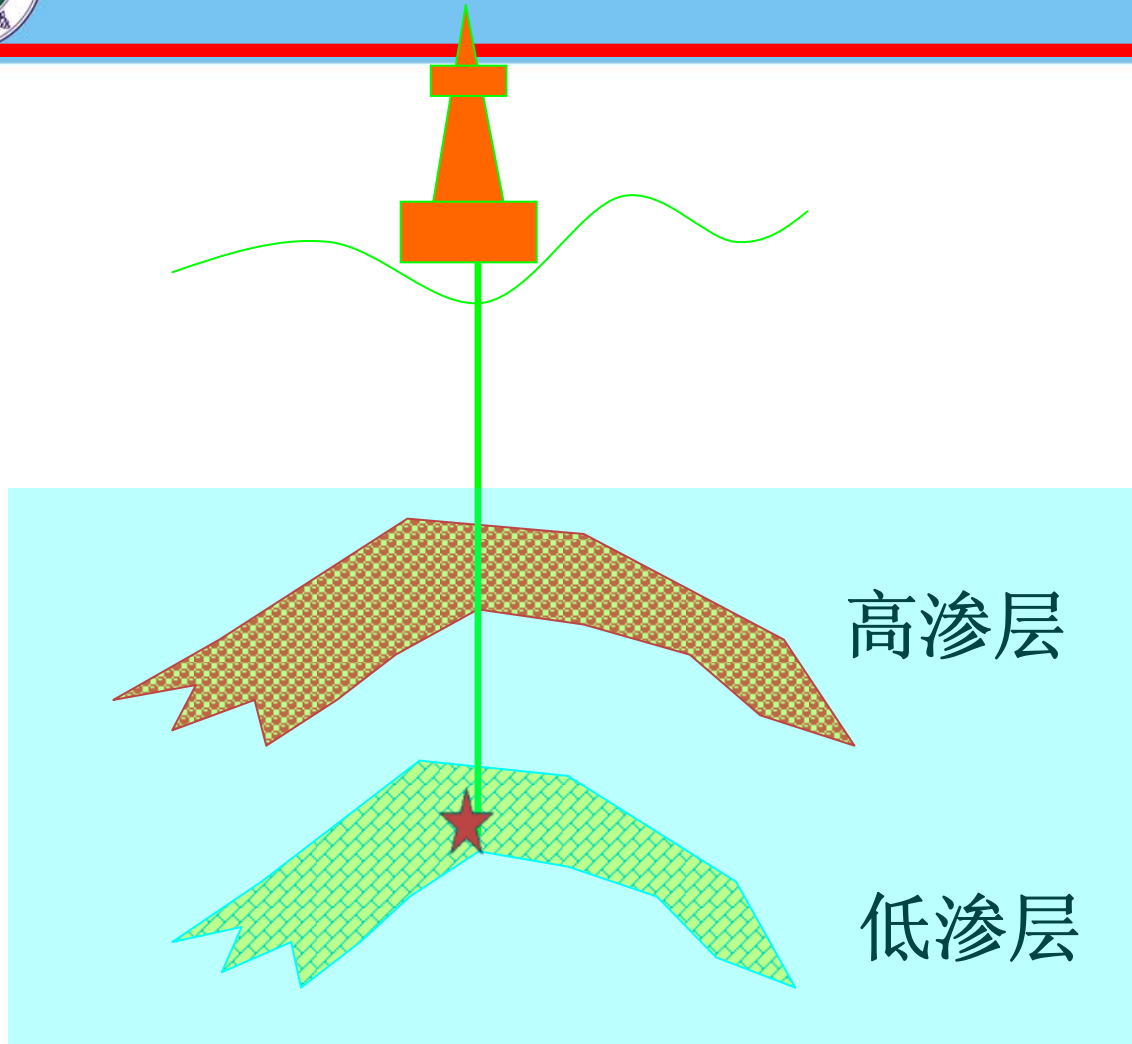


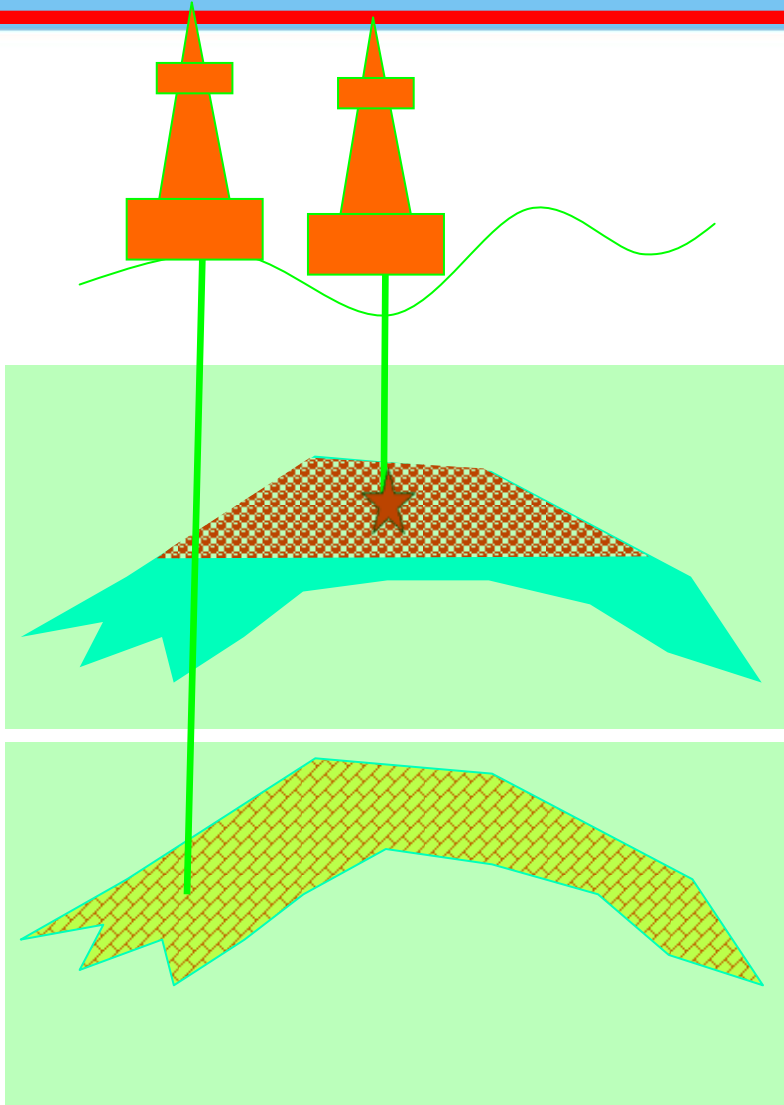
图 2-16 两层合采渗透率的比值对采收率的影响 (据杨通佑, 1982 年)



开发时，同一开发层系中的渗透率相差不能太大。
渗透率级差3-5较好。

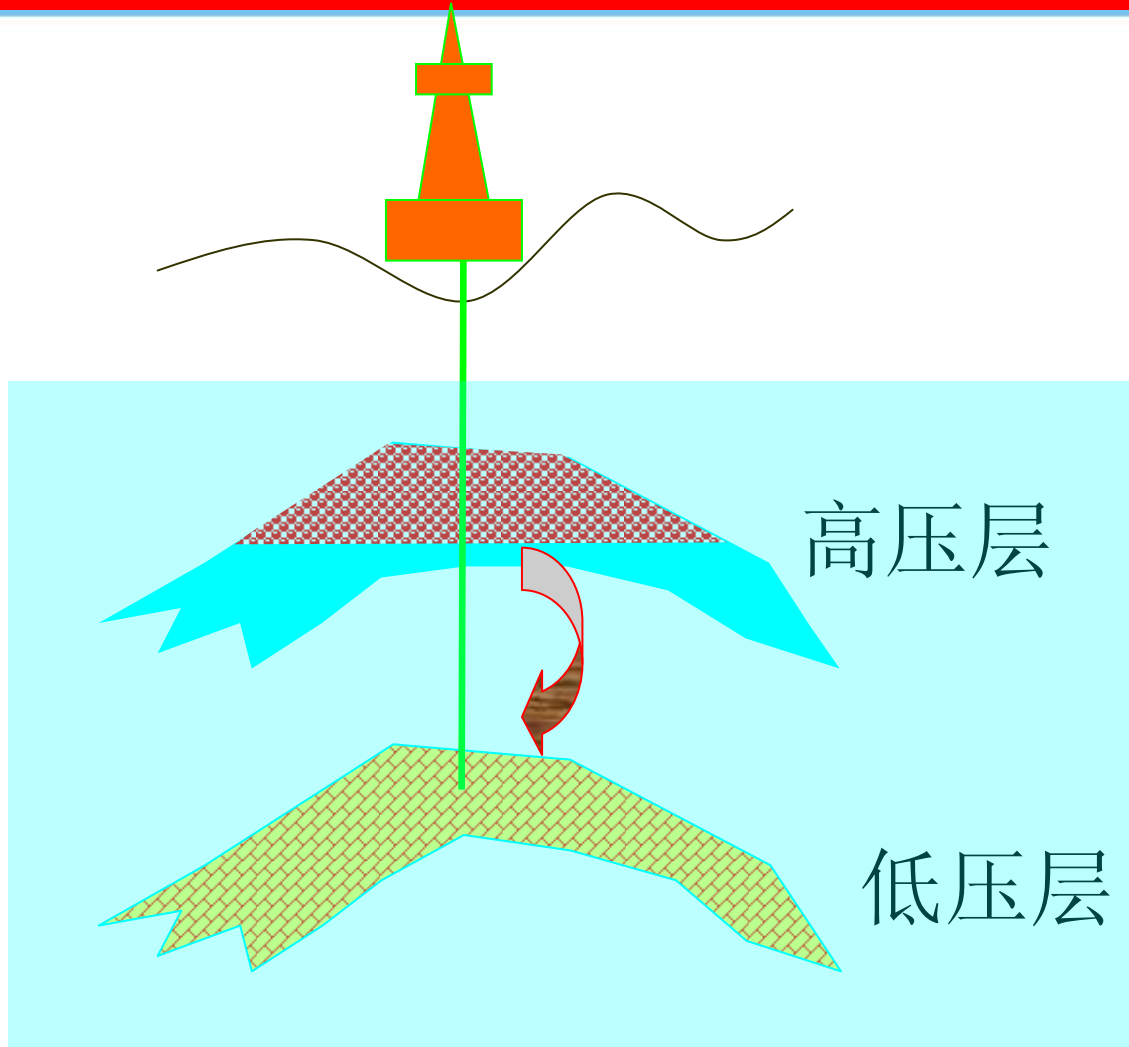


C 两个开发层系之间应具有良好的隔层，保证注水开发条件下，各层系间严格地分开，防止不同层系之间发生水窜，一个开发层系应是一个水动力系统。如果两个开发层系之间窜通，必然相互影响其开发效果。关于隔层的厚度界限，应以保证不水窜为原则。有的油田对隔层厚度界限定为2~3m。

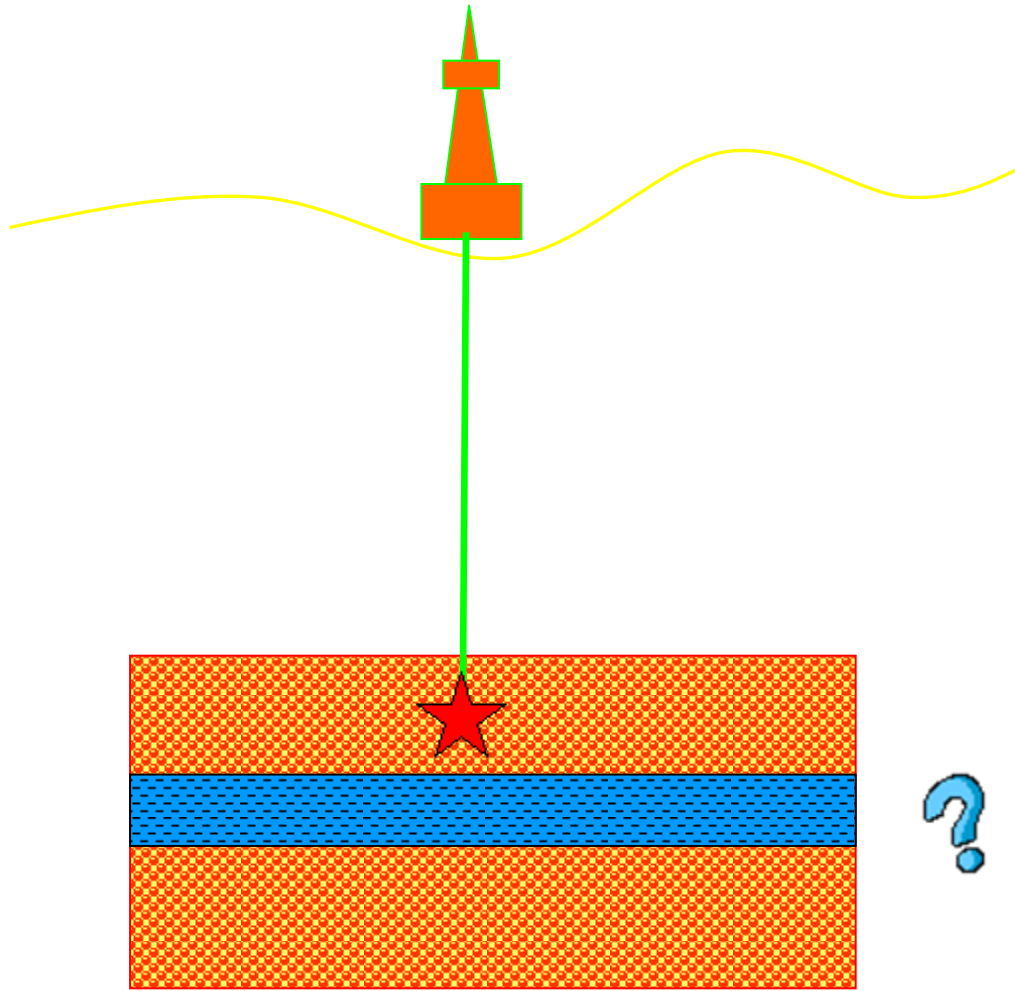


一个开发层系应是一个单独的水动力系统

另外一个开发系统



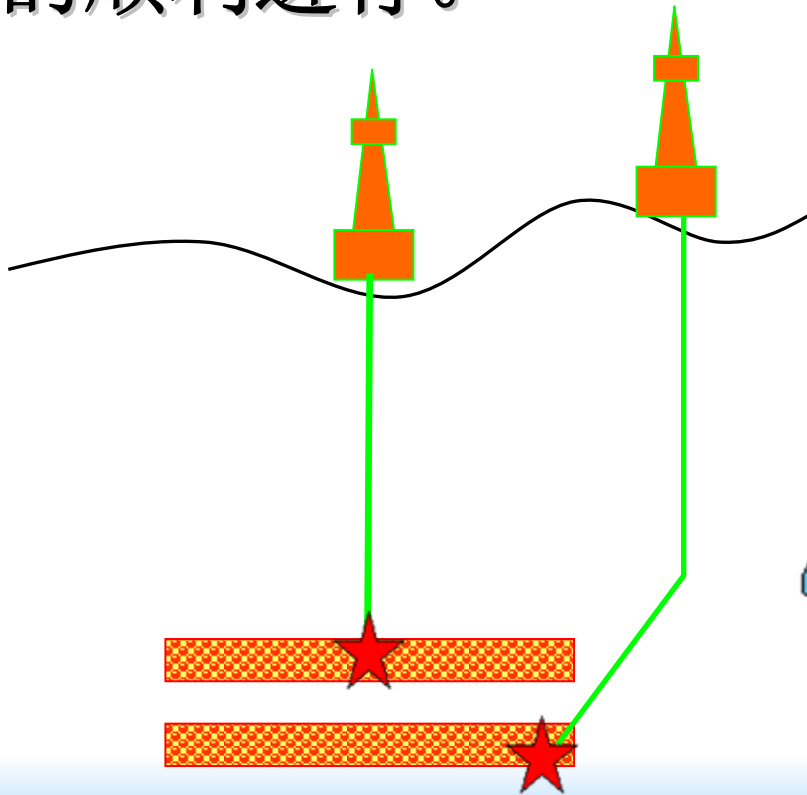
两层间的压差不能太大，否则会出现**流体倒灌**。



有的油田对隔层厚度界限定为2~3m。



D 同一开发层系内单油层应相对集中，开采层段不宜过长和分散，以利于井下工艺措施的顺利进行。



太浪费了



3 划分开发层系的一般方法

A 从研究油砂体入手，对油层性质进行全面的分析与评价 要研究油砂体的形态、延伸方向、厚度变化、面积大小、连通状况等，还要研究油砂体的渗透率、孔隙度、含油饱和度，以及其中所含流体的分布和物性。研究每一个油层组（或砂岩组）内不同渗透率的油砂体所占的储量百分数；不同分布面积的油砂体所占储量百分数；不同延伸长度的油砂体所占百分数。



B 进行单层开发动态分析，为合理划分层系提供生产实践依

据 通过在油井中进行分层试油、测试，具体了解各小层的产液性质、产量大小、地层压力状况、各小层的采油指数等，也可模拟不同的组合，分采、合采，为划分和组合开发层系提供动态依据。

C 确定划分开发层系的基本单元并对隔层进行研究 划分开发层

系的基本单元是指大体上符合一个开发层系基本条件的油层组、砂岩组或单油层。现在普遍提倡以**砂岩组为基本单元**，把开发层系划分的较细些。



D综合对比选择

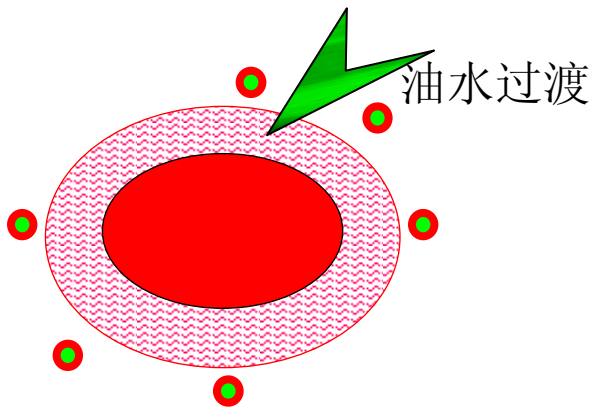
- 不同层系组合所能控制的储量；
- 不同层系组合所能达到的采油速度，井的生产能力和低产井所占的百分数；
- 不同层系组合的无水采收率；
- 不同层系组合的投资消耗、投资效果等经济指标。



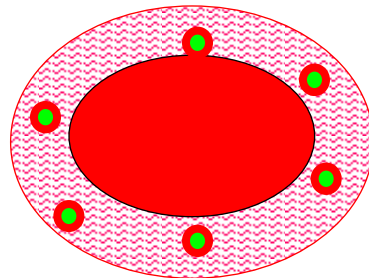
三、开发方式选取

- **利用天然能量开采方式：** 传统的方式，投资少、投产快、可利用边水、底水、岩石的弹性、溶解气、气顶、重力等天然能量。但地层压力下降快、采收率低、产量低。
- **人工注水开发方式：** 我国许多油田采用早期人工注水，以保持油层压力。产量高，采收率高。

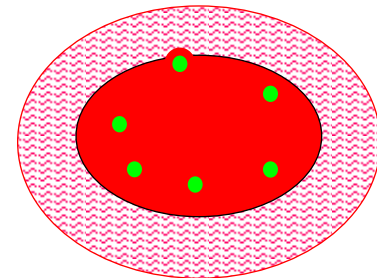
- **边缘注水：** 适用于油田面积不大，构造完整、油层稳定、物性好、边水比较活跃的中小油田。



渗透性好
缘外注水



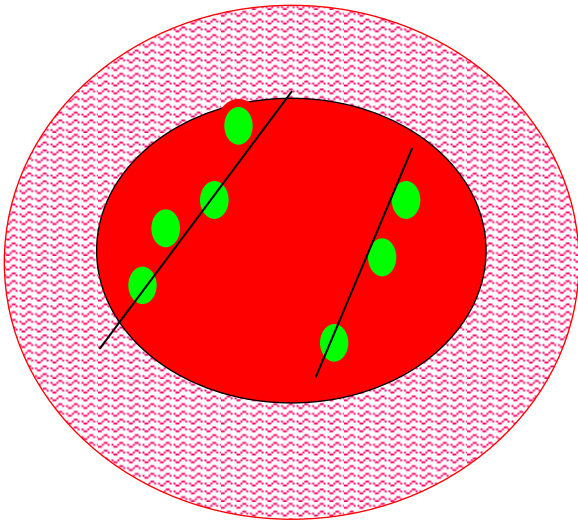
缘外渗透变差
缘上注水



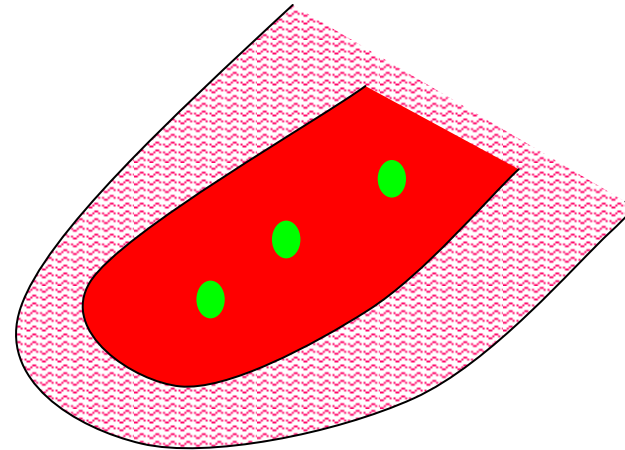
油田渗透性差
缘内注水



- **切割注水：** 适用于油田面积大，储量丰富、油层性质稳定的油田。利用注水井人为地将油田切割成若干块，每块可看成独立的开发单元。



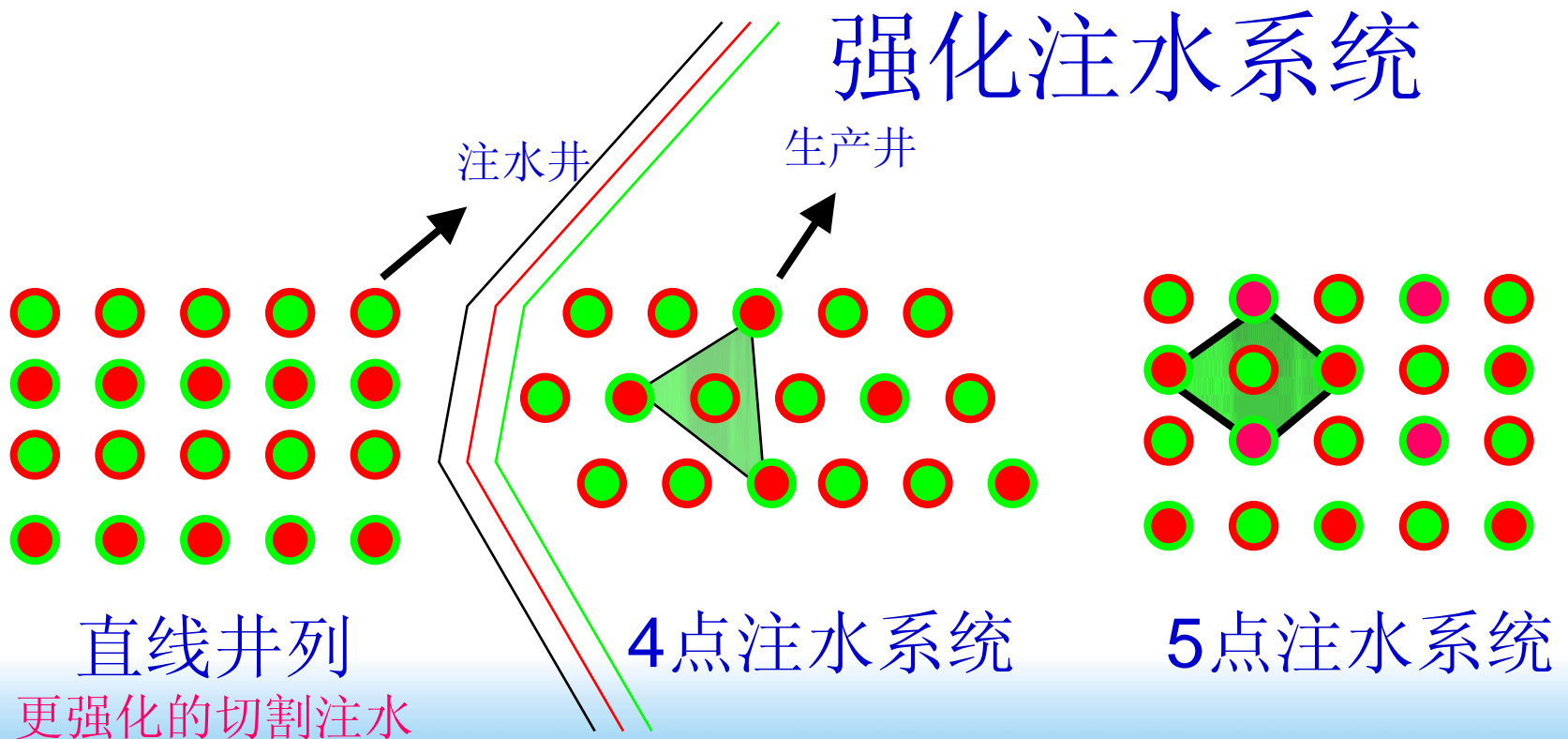
边内切割注水



顶部轴线切割注水

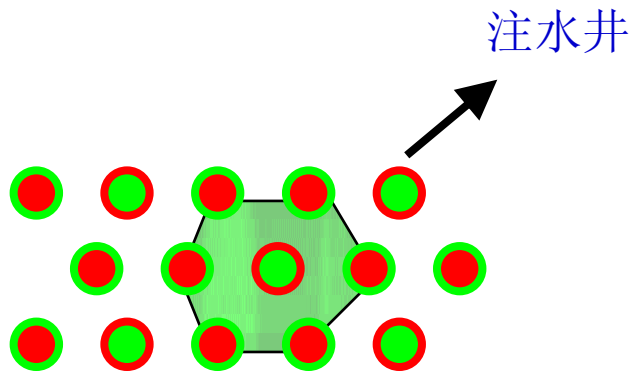


- **面积注水：** 适用于油田面积大但渗透性差、油层分布不稳定的，形状不规则，要求的开发速度较高时，在开发后期采用。

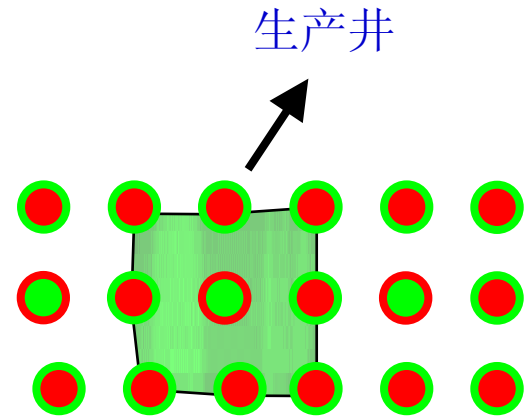




• 面积注水—强化注水系统



7点注水系统



9点注水系统