

# 巨厚油层不同注水方式模拟研究

侯纯毅 张锐 沈德煌 周光辉

(石油勘探开发科学研究院 北京)

## 提 要

介绍了一种二维可视物理模型,该模型具有可视性强的特点,可直接观察到注入水在多孔介质中的流动情况。

针对辽河冷家油田储层特征及原油性质的差异,在室内建立的二维可视物理模型中进行了多油层同时注水开发、上返式开采和底水托浮式开采的模拟研究,并对比研究了不同注水方式下的开发效果及其开采机理。

**主题词** 注水方式 厚层 二维模型 驱油效率 开采机理 辽河油田

## 1 前 言

在我国丰富的稠油储量资源中,有部分储量的粘度在地层条件下仅 $50\sim 300\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,在地层中具有一定的流动能力,而且埋藏较深,一些研究表明应用水驱开采所获收入与注蒸汽所获净收入相当。因此目前对于这类低粘稠油的注水开采研究已引起广泛的重视。本文所研究的辽河油田冷43断块 $S_2^2$ 油层正属于这类低粘稠油。

冷43断块为辽河冷家堡油田中的一个区块,位于辽河盆地西部凹陷东部斜坡带上,探明储量412.9万t。根据该区电性上呈高、低、高,而旋回上呈下旋回—复合旋回—正旋回的特点,考虑油层的发育状况,将该区的含油层段划分为 $S_{1+2}$ 、 $S_3^1$ 、 $S_3^2$ 。考虑 $S_3^2$ 油层厚度,根据 $S_3^2$ 内部物性夹层的分布情况,又将 $S_3^2$ 划分成I—VI个砂岩组。根据夹层物性及原油物性,将 $S_3^2$ 划分为 $S_3^2\text{ I—IV}$ 、 $S_3^2\text{ V—VI}$ 及 $S_3^2\text{ VII}$ 三个层进行研究,这三个层位的平均厚度分别为46.7m、53.5m、24.2m。前两个层位的原油性质基本一致,粘度在油层温度下为 $100\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 左右,而 $S_3^2\text{ VII}$ 的原油粘度较高,为 $300\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 左右。

针对 $S_3^2$ 这一巨厚油层,层内特性发育较差,而原油性质差别大这一特点,提出了以下三种注水开发方式。

- (1)三套油层同时注水开发。
- (2)底部两套油层同时注水开发,待底部油层水淹后,上返开采上部油层。
- (3)上两套油层不注水,利用底层注水形成人工底水,实施底水托浮式开采。

为了对比以上开采方式,本研究采用二维可视模型<sup>[1]</sup>模拟油层共125m厚的纵剖面,形成三套油层,进行以上开发方式的研究。

· 侯纯毅,1987年毕业于北京钢铁学院。现任石油勘探开发科学研究院工程师。通讯处:北京学院路910信箱。邮政编码:100083。

## 2 实验装置

实验的主体是一个两维可视物理模型,其参数为:几何尺寸:长×高×厚=70×30×1cm<sup>3</sup>;工作压力≤0.5MPa;工作温度≤150℃;倾角:竖直—水平连续可调;测量孔数:168;注入井射开段数:8;产出井射开段数:8;清洗井数:4。

模型本体的边框和后壁用环氧酚醛玻璃布层压板制成,这使模型有足够的强度和良好的耐热性能,模型的前壁用钢化玻璃制成。通过玻璃可直接观察实验现象或进行摄影、摄像。

在宽度为30cm的模型两侧边框上分别开了8个孔,可以模拟注入井和产出井的各种射开情况。在70cm长的两侧各开有2个清洗孔。所有开孔处均有钢丝筛网覆盖,以防止砂子漏出。

模型背面按50×25mm的矩形点阵设置168个测孔。这些测孔可按需要灵活地布置测量温度的热电偶,或测量压力的传感器。也可以接管线用于注入或产出井。

模型本体通过两端短轴装在一个支架上,可绕轴转到任何倾角,本次实验模型处在垂直位置。

模型内用直径为 $\phi 1\text{mm}$ 的玻璃珠充填,孔隙度 $\phi=0.38$ ,渗透率 $K=782\mu\text{m}^2$ 。

模型上的30cm高度与油层总厚125m成比例关系,其相应关系如表1所示。

表1 油层原型与模型中三套层位的对应关系

Table 1 Parameters of the reservoirs and the models

层位	油层厚度(m)	模型内高度(cm)
S <sub>3</sub> <sup>1-III</sup>	46.7	12
S <sub>3</sub> <sup>IV-V</sup>	53.5	12
S <sub>3</sub> <sup>VI</sup>	24.5	6

注入模型的流量由Whiter计量泵调节,产出液用玻璃量筒收集并计量。

实验装置系统见图1所示。

## 3 实验方式

### 3.1 油层层段划分及实验油粘度的确定

根据辽河冷43断块的储层特征和原油性质的差异,将实验模型划分为三个油层段,模型油层厚度与实际油层厚度满足其相似比例关系。冷家油田S<sub>3</sub><sup>1-III</sup>油层,上部两个油层段S<sub>3</sub><sup>1-III</sup>;IV-V油组)原油粘度相差不多。对此,在实验中我们选用了同一种矿物油,而对于底部稠油段则选用另一种粘度较高的矿物油进行模拟研究。模型中稀油层和稠油层的油层厚度比为4:1(S<sub>3</sub><sup>1-III</sup>:S<sub>3</sub><sup>IV-V</sup>:S<sub>3</sub><sup>VI</sup>=2:2:1),两种不粘度油样的粘度比同样满足油田实际油层间原油粘度之比。油样性质如表2所示。

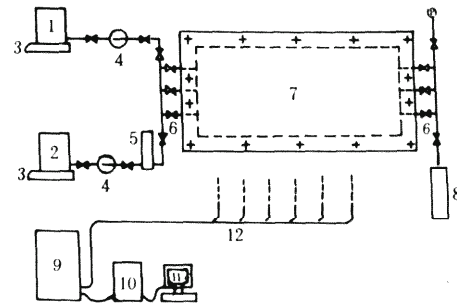


图1 实验流程示意图

Fig. 1 A schematic diagram of flow chart  
1—储油罐;2—储水罐;3—电子天平;4—计量泵;5—稳压罐;6—多路选择阀;7—模型本体;8—量筒;9—计算机;10—数据采集器;11—终端;12—数据传输电缆

$S_3^2$  I—III 与  $S_3^2$  IV—V 均使用 1<sup>#</sup> 油样, 而  $S_3^2$  VI 使用 2<sup>#</sup> 油样, 两种油的密度相差大, 颜色不一样且不互溶。

表 2 油样性质

Table 2 Properties of oil used in the experiments

油样	温度(°C)	粘度(mPa·s)	密度(g/m <sup>3</sup> )
1 <sup>#</sup>	20	95.96	0.8751
2 <sup>#</sup>	20	299.0	0.9715

### 3.2 注入速率的确定

由于辽河冷家油田冷 43 断块储层物性差, 隔层不发育, 几乎没有稳定的泥岩隔层, 泥岩基本呈透镜

状夹在砾岩、砂砾岩之中, 厚度薄, 再加上实验模型的局限性, 在实验中, 没有考虑隔层的影响, 也就是说在整个模型中各油层间是连通的。生产厚度是整个模型的油层厚度, 为了保证注水强度相同。在各实验中采用了相同的注入速度。

### 3.3 实验方式的描述

本项研究中共进行了三组实验。

#### 3.3.1 三套油层同时注水开发(实验 1)

将模型两端的三口注水井, 三口生产井同时开启, 以 20mL/min 的注入速度向模型中注水观察注水的驱替剖面, 在生产井端收集取样, 对稠油层、稀油层采出液分别进行计量和处理, 直至驱替不出油或采集液含水率较高为止, 实验结束。

#### 3.3.2 底部两套油层注水开发, 上部一套不注水开发(实验 2)

(1) 将模型上部油层生产井阀门, 注水井阀门关闭, 底部两套油层注水井, 生产井阀门同时开启, 以 20mL/min 的注水速度向模型注水驱替。

(2) 当生产井采出液含水率较高时, 底部两套油层生产井阀门关闭, 而将上部油层生产井阀门开启, 继续注水驱替至采出液含水率较高为止。

#### 3.3.3 上部两套油层不注水, 采用底部注水托浮开采<sup>[2]</sup>(实验 3)

(1) 将上部两套油层注水井, 生产井阀门关闭, 底部稠油油层注水井, 生产井阀门开启, 以 20mL/min 的注水速度向模型注水驱替。

(2) 注水驱替至生产井采出液为高含水时, 将底部油层生产井阀门关闭, 注水井阀门不变, 而将中部油层仍为关闭状态的生产井阀门开启。

(3) 同样驱替至生产井采出液为高含水时, 将中部油层生产井阀门关闭, 注水井阀门不变, 再将上部油层生产井阀门开启, 注水驱替至无油采出或采出液含水率较高为止, 实验结束。

## 4 实验结果与讨论

(1) 从图 2 和表 3 可以看出, 采用三套油层同时注水开发(实验 1), 可获得较高的驱油效率 42.41%; 其次是底水托浮式开采(实验 3), 驱油效率为 38.75%; 上返式注水开采(实验 2) 驱油效率为 32.32%。

(2) 在实验过程中, 驱替压差控制着三种不同注水方式的驱替剖面, 而驱替液的驱替剖面对模型的驱油效率有着直接的影响。底水托浮开采与上返式开采相比, 底水托浮开采能更有效的改善驱替剖面 and 驱替液的流向, 而三套油层同时注水开采时, 在注水驱替初期, 纵向上动用

程度高,有着更好的驱替剖面,指进现象相对较弱。一旦注水突破到达生产井后,在高注入倍数时,重力作用的加强,对其驱油效率的提高有着一定作用。因此,实验 1 分层注水开发的效果好于后两种开采方式。

(3) 采用底水托浮式开采,并未出现所期望的底水托浮现象,而是驱替液沿着渗流阻力较小的部位即稠油层上部,稀油层下部部位流向生产井,一旦注入水突破到达生产井,此后的注入水主要沿此通道流向生产井。由于上部二个油层生产井关闭,在注水驱替初期稠油层段驱油效率增长较快(图 5),注水突破后,注水通道一旦形成,注入水的驱替作用减弱,驱油效率增长缓慢。

对于底水托浮式开采,由于各含油层段原油粘度不同,在开采过程中导致各油层段驱替阻力不同,注入水首先将选择驱替阻力较低的稀油层段形成注水通道。通道一旦形成,驱替过程中,不利于油水分离。也就很难在稠油层段底部形成底水。

对于稀油层,由于注入水始终在稀油层段的底部驱动,随着生产井生产层位的转换,在高注入倍数条件下,注入水对其上部的稠油层,一方面有水平方向上的驱扫作用。另一方面,由于注入水在稠油层段上部形成注水通道后,在垂向上,在重力作用下对稠油层段又有一个重向驱扫作用,这样,底水浮式开采与其它两种开采方式相比,对稠油层段而言驱油效率相对较高(见图 3、图 4、图 5 和表 4)。对稀油层段在相同 PV 时实验 3 比实验 2 高。综上所述,底水托浮式开采比上返式开采效果好。

表 3 实验最终结果表

Table 3 A summary of experimental results

注水方式	原始含油饱和度 (%)	最终驱油效率 (%)	残余油饱和度 (%)	注入 PV 数
实验 1	80.07	42.41	47.10	4.8
实验 2	80.30	32.32	57.53	3.6
实验 3	81.00	38.75	51.85	4.2

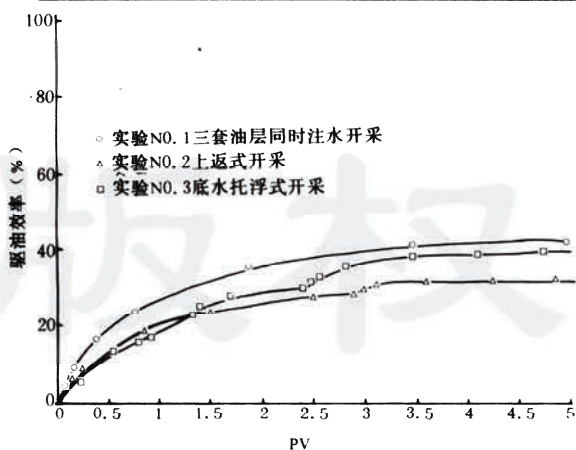


图 2 不同开采方式的原油驱油效率对比曲线  
Fig. 2 Comparison curves of oil displacement efficiency of different recovery methods

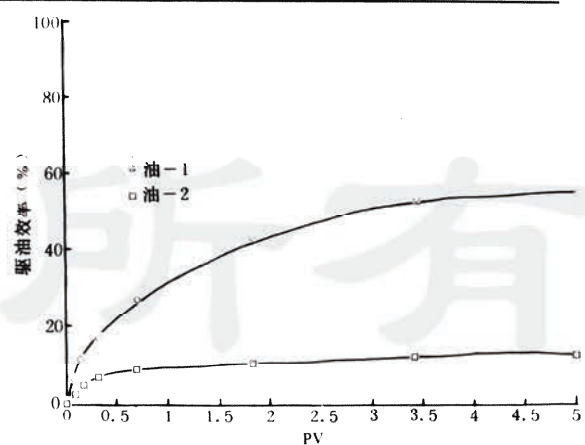


图 3 三套油层同时注水开采,各油层驱油效率曲线  
Fig. 3 The oil displacement efficiency curve of each formation for concurrent waterflooding production

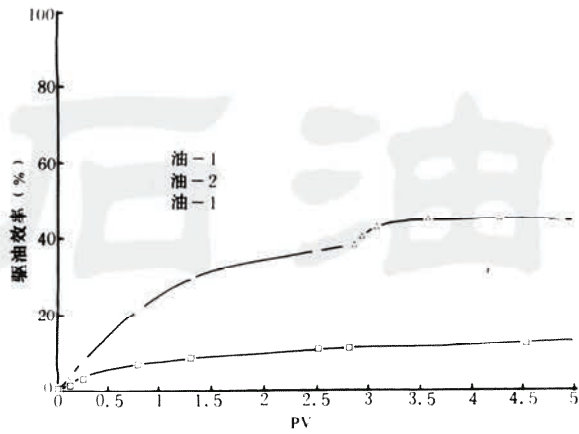


图4 上返式开采,各油层驱油效率曲线

Fig. 4 The oil displacement efficiency curve of each formation for upward movement production

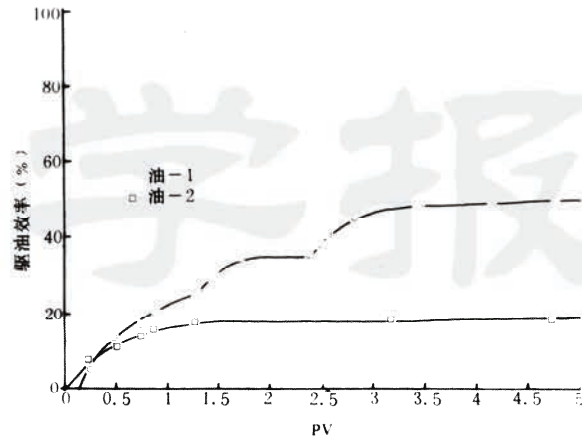


图5 底水托浮式开采,各油层驱油效率曲线

Fig. 5 The oil displacement efficiency curve of each formation for artificial bottom water drive

表4 各油层组驱油效率与PV数关系

Table 4 Relations between oil displacement efficiency and PV

油样类型	PV数							最终驱油效率值 (%)	最终注水PV数
	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5		
实验1	1 <sup>#</sup> (轻油)	22.0	30.9	37.5	42.5	46.0	48.1	49.7	4.8
	2 <sup>#</sup> (重油)	7.1	8.6	9.2	9.9	10.6	11.1	11.4	
实验2	1 <sup>#</sup> (轻油)	14.7	25.0	31.0	34.5	36.2	39.3	41.9	3.6
	2 <sup>#</sup> (重油)	5.6	7.5	8.4	9.2	9.9	11.0	11.0	
实验3	1 <sup>#</sup> (轻油)	12.4	21.7	25.8	34.2	36.1	44.7	47.7	4.2
	2 <sup>#</sup> (重油)	12.1	16.2	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	

(4) 由于模型是采用垂直放置,所以垂向驱扫作用是不容忽视的。众所周知,垂向驱扫作用主要受重力影响也受渗透率层状非均质性的影响,在水驱油过程中,注入水一方面由于水平方向压差向前渗流驱替,另一方面由于油-水的密度差,注入水在重力作用下而向下运动,可驱动下部流体。

另外,由于油藏隔层发育比较差,在模型的设计上没有考虑隔层的影响,在这一点上,实验结果和油田实际情况将有所不同,如果考虑隔层的影响,对于三套油层同时注采方式来说,垂向的驱扫作用将会减弱,也就是说,如果考虑隔层的影响,三套油层同时注采的驱油效率将比实验结果偏低。

## 5 结 论

1. 采用三套油层同时注水开发,比底水托浮式开采和上返式开采有较高的驱油效率,三种方式的驱油效率分别为 42.41%;38.75%;32.32%。

2. 实验 3 采用上部两套油层段不注水,底部注水以求形成“底水托浮式”开采,实验中并未在底部稠油层段形成有效的托浮开采现象,注入水受渗流阻力与压力梯度制约,沿着稀油层段的底部绕流向生产井。

3. 生产井见水后,注入水主要沿着水窜通道流向生产井,此时采出液含水率较高,由此可见,在水窜发生前调整注水驱替剖面,对采收率将有直接影响。

**致谢** 本文工作得到了清华大学周惠忠副教授、王立群副教授的热情帮助和支持,在此表示衷心感谢。

### 参 考 文 献

- [1] Islam M R and Chakma A. A new recovery technique for leavy oil reservoirs with bottomwater. SPE 20258, 1990.  
[2] Islam M R and Farouq Ali S M. Waterflooding oil reservoirs with Bottom water. J. Can. Pet. Tech., 1989,28(3).

(本文收到日期 1994-02-03)

(修改稿收到日期 1994-11-25)

(编辑 杨 茁)

## A SIMULATION STUDY ON VARIOUS WATERFLOODING RECOVERY METHODS APPLIED TO MASSIVE LAYERED RESERVOIRS

Hou Chunyi    Zhang Rui    Shen Dehuang    Zhou Guanghui

(Scientific Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing)

### Abstract

A two-dimensional physical model is described. Its inside is visible. This is a distinct feature of the model. The flow of injected water through the porous media in the model can be directly observed.

In accordance with the geological characteristics of layered reservoirs and the differences of properties of the crude oil in these reservoirs of Liaohe oilfield, simulation studies on waterflooding processes in layered reservoirs were conducted by making use of the above mentioned two-dimensional visible model; these processes included concurrent waterflooding

in layered reservoirs, shift of water injection from lower to upper after lower reservoirs having been water-flooded, and waterflooding only in the lowest reservoirs to form artificial bottom water drive. The development performances of these different waterflooding modes are compared and their respective development mechanisms are studied.

**Key words** waterflooding mode massive layered reservoirs two-dimensional model  
drive performances development mechanism Liaohe oilfield

### “无管采油”在华北油田试验成功

北京由石油勘探开发科学研究院机械所和华北油田共同开发的“无管采油”是不用油管而直接将抽油泵悬挂在油层套管上采油的新技术。该技术继在华北油田采油四厂的京 331 井工艺试验成功后,又在京 332 井进行了生产试验。

京 332 井油层:深度 1340~1383m;原油及产液温度 54~55℃;含水 66%;含胶质 15.30%;含蜡 12%;泵挂深度 804.50m;套管尺寸 5 1/2";泵径 44mm;抽油机冲次 6(次/分);冲程 2.1m。

此次试验效果理想,各项技术指标均达到了设计要求:

1. 座挂成功,运转正常;
2. 日产液 18~22m<sup>3</sup>,泵效达到 70%~80%,增产效果明显;
3. 平均一口井节约油管 1000m,约 7~8 万元;
4. 一次作业时间减少约 60%,且工作环境改善、强度减小;
5. 抽油机负荷减轻,节电 5%~15%;
6. 可用于小井眼和套变井采油等,完成与小井眼技术配套。

(李成岗 供稿)