

# 聚合物及胶态分散凝胶体系驱 在大庆杏南油田的研究与应用

李士奎 李宜强 李景岩 唐生 编著



石油工业出版社  
Petroleum Industry Press

# 聚合物及胶态分散凝胶体系驱 在大庆杏南油田的研究与应用

李士奎 李宜强 李景岩 唐 生 编著

石油工业出版社

## 内 容 提 要

聚合物驱作为一项技术成熟、经济有效的三次采油方法,在发育较差油层中的应用还有待开展更系统的研究。大庆油田杏十三区聚合物驱工业性试验区属于典型的二类油层,注聚后采出井产液指数下降幅度大,吨聚合物增油量少,通过室内实验和数值模拟手段系统地分析研究了聚合物在试验区的注入能力及影响驱油效果的因素,为注聚方案的选择及二类油层合理有效的开采提供了指导性建议。另外,考虑目的层非均质性及水质等对聚驱开发效果的影响,介绍了影响 CDG 调驱效果各种因素的室内研究成果,无疑将有益于试验区矿场方案设计及 CDG 技术的进一步深入研究与应用。

本书总结了笔者多年来的科研和现场实践经验,参考了国内外学者和专家有关提高采收率技术的资料,本着理论联系实际、择善而取的原则,借鉴并采纳了一些有益的研究成果。

### 图书在版编目(CIP)数据

聚合物及胶态分散凝胶体系驱在大庆杏南油田的研究与应用/李士奎等编著.  
北京:石油工业出版社,2007.10

ISBN 978-7-5021-5064-8

I. 聚…

II. 李…

III. ①油田-高聚物-化学驱油-研究-大庆市

②油田-胶束溶液-化学驱油-研究-大庆市

IV. TE357.46

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2005)第 039566 号

---

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

总 机:(010)64262233 发行部:(010)64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:河北天普润印刷厂

---

2007 年 10 月第 1 版 2007 年 10 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:10.25

字数:256 千字 印数:1-600 册

---

定价:38.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

# 目 录

|                               |       |
|-------------------------------|-------|
| 绪 论 .....                     | (1)   |
| 第一章 提高原油采收率技术导论 .....         | (3)   |
| 第一节 原油采收率的定义 .....            | (3)   |
| 第二节 提高原油采收率方法概述 .....         | (6)   |
| 第三节 提高原油采收率技术的前景 .....        | (16)  |
| 第二章 聚合物驱油技术发展现状 .....         | (18)  |
| 第一节 聚合物的类型及性质 .....           | (18)  |
| 第二节 用于提高采收率的聚合物化学性质 .....     | (25)  |
| 第三节 用于提高采收率的聚合物物理性质 .....     | (32)  |
| 第四节 聚合物驱油机理 .....             | (43)  |
| 第五节 聚合物驱油现场试验与应用 .....        | (46)  |
| 第三章 大庆油田杏十三区聚合物驱油 .....       | (51)  |
| 第一节 油藏地质概况及开展聚合物驱油研究的意义 ..... | (51)  |
| 第二节 室内物理模拟研究基础 .....          | (58)  |
| 第三节 聚合物在杏十三区油层中的吸附性能研究 .....  | (63)  |
| 第四节 聚合物在杏十三区油层中的残余阻力系数 .....  | (71)  |
| 第五节 不同条件下聚合物溶液对驱油效果的影响 .....  | (76)  |
| 第六节 注聚技术界限测定 .....            | (91)  |
| 第七节 聚合物驱油数学模型 .....           | (103) |
| 第八节 聚合物驱油在杏十三区的现场应用 .....     | (106) |
| 第九节 结论与建议 .....               | (115) |
| 第四章 胶态分散凝胶驱油技术及其应用研究 .....    | (117) |
| 第一节 CDG 驱油技术概述 .....          | (117) |
| 第二节 CDG 表征方法及室内研究条件 .....     | (121) |
| 第三节 CDG 体系配方筛选及动态评价实验 .....   | (123) |
| 第四节 CDG 驱油技术数学模型 .....        | (153) |
| 第五节 结论与认识 .....               | (156) |
| 参考文献 .....                    | (157) |

# 绪 论

随着油田进入高含水后期开发阶段,实现高产、稳产的要求越来越迫切,三次采油成为科技攻关的主要方向和研究课题。作为三次采油成熟技术之一的聚合物驱油技术,目前已经在国内外加快了研究和应用的步伐,从聚合物的化学合成、室内机理研究、效果评价到矿场先导性试验、工业性试验,已取得了大量的成果。大庆油田通过“七五”、“八五”、“九五”及“十五”以来的科技攻关,聚合物驱油技术已步入工业化生产阶段。至2000年,聚合物驱油的累积产油量达到了 $3500 \times 10^4 \text{t}$ ,当年产油900多万吨,平均采收率提高12%以上,地面注采工艺和设备运行正常、可靠,经济效益显著,开创了聚合物驱三次采油的崭新局面。

根据油层的沉积特征、非均质性、油层厚度、油层物性及三次采油方法的效果和操作的难易程度,大庆油田目前将三次采油潜力油层分为三大类。Ⅰ类潜力油层:油层大面积稳定分布,厚度大,厚度大都在4m以上。物性好,渗透率高,有效渗透率在 $400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上。层内非均质比较严重,属于正韵律、多段多韵律和复合韵律型河道砂体。Ⅱ类潜力油层:油层面积分布广,属水下分流河道及河口沙坝沉积,厚度一般为1~4m,渗透率以中等为主,有效渗透率多为 $(200 \sim 300) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,大多以均匀层和反韵律为主要特征。Ⅲ类潜力油层:油层属于分流河道间薄层席状砂,砂体连续性较差,一般为物性差的低渗透油层,有效渗透率小于 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,厚度多小于1m,一般在0.5m以下。杏南油田杏十三区目的层是大庆长垣大型河流—三角洲沉积体系的一部分,以复合韵律层及正韵律层为主,属于典型的二类油层,还有小部分属三类油层,地质储量为 $524.81 \times 10^4 \text{t}$ ,水驱阶段采出程度为34.57%。针对试验区目的层油层条件差、油层传导能力慢、注聚后采出井产液指数下降幅度大,导致开发效益较差的现状,迫切需要对聚合物在试验区的可注入能力进行系统的分析研究,并且从聚合物的静态和动态吸附情况、注入速度、不同注聚时机、相应流度比以及聚合物的分子质量入手,结合试验区目的层的地质条件等诸多特点,开展室内物理模拟实验。同时基于杏十三试验区油田开发实际,从油层物性、注入水质、聚合物溶液参数、注入速度、用量、驱油方案设计等因素出发,利用油藏数值模拟方法模拟油田生产动态,并把模拟结果与室内实验相结合,从而为试验区合理注聚开发方案的选择与调整提供依据,对相关二类油层的聚驱开发也具有一定的借鉴意义。

聚合物驱油技术尽管在大庆油田取得了突破性进展,但由于聚合物驱油技术的复杂性使人们对其驱油机理尚未真正搞清,具体表现在水质对注入体系性质的影响问题、驱油过程中提前见效的问题、产出液中聚合物浓度升高直至突破等问题。而杏十三区聚合物驱工业性试验区恰恰是水源水质差,钙、镁等二价阳离子含量高,造成注入体系浓度高、粘度低。同时,由于注入浓度高,不可避免将造成注聚合物后期采出污水中含聚浓度高,污水处理难度大的问题,这就要求通过调剖等方法进一步改善聚驱开发效果。CDG技术,即胶态分散凝胶技术是20世纪80年代中期国外发展起来的一种深部调剖新技术,该技术使用低浓度的聚合物,生成的凝胶以颗粒形式分散在水相中,能够进入油层深部,增加高渗透层水通道的渗流阻力,产生液流改向能力,使后续的驱替液主要进入原先未波及的低渗透区域。本书在结合试验区状况的基础上,针对采用CDG调驱的各种影响因素开展室内实验研究,从其粘度、转变压力、流变性、

驱油效果及微观结构出发,筛选 CDG 体系配方,并对其调驱过程中的段塞组合进行优化设计,为矿场试验方案设计、数值模拟及 CDG 技术的进一步深入研究和矿场应用提供可靠的实验和理论依据。

本书第一章由李士奎撰写,李宜强编写第二章一至三节、第三章二、三、七、九节及第四章的一、四、五节,第二章第四节、第三章第一节、第五节及第八节由李景岩编写,第二章第五节、第三章第四节及第四章的第三节由唐生编写,第三章第六节及第四章第二节由景贵成编写。全书由李士奎最终修改并统稿完成。我们力图使本书反映聚合物驱油和胶态分散凝胶(CDG)驱油理论的严密性、方法的多样性、应用的广泛性,也体现出国内外三次采油技术的发展现状与趋势,但是由于作者的水平有限,在理论、方法、内容和文字方面不妥之处在所难免,恳请读者批评指正。

# 第一章 提高原油采收率技术导论

## 第一节 原油采收率的定义

一个油藏原油采收率的高低既和该油藏的地质条件有关,又和现有的开发采油工艺水平有关。随着开发工艺技术的不断提高,原油采收率也必将随之增加。目前,世界普遍采用注水开发油田,其采收率不高,就是技术先进的国家其原油采收率仅仅达到 45% ~ 50%,仍有近 50% ~ 60% 的原油埋藏在地下采不出来,如何挖掘这一巨大资源,已引起全世界的关注和探求。原油采收率是采出地下原油原始储量(OOIP)的百分数,即采出原油量与地下原始储油量的比值,现在不同的采油时期,原油采收率具有不同的概念。在介绍提高原油采收率技术之前,先引入一些基本概念。

一次采油:大约在 20 世纪 40 年代以前,依靠天然能量开采原油的方法。其中天然能量驱动包括:天然水驱、弹性能量驱、溶解气驱、气驱及重力驱等。当时,人们对油藏的作用只限于钻出油井,为油流提供通道。一次采油采收率很低,如油层深、原油粘度大、地层压力又低时,不仅采收率低,而且采油速度也慢,开发年限会很长。

二次采油:二次采油是继一次采油之后,向地层注入液体或气体补充能量采油的方法。在 20 世纪 40 年代得到广泛应用的二次采油方法是向油层内注水或注气,以弥补采油的亏空体积,增补地层能量进行采油。由于水的来源广、价格便宜、采收率又高,所以是迄今为止世界上应用最广泛的一种采油方法。二次采油平均采收率通常为 30% ~ 40%。

三次采油:针对二次采油未能采出的残余油和剩余油,采用向地层注入其他工作剂或引入其他能量的方法,称为三次采油法。通常三次采油紧跟在二次采油之后,如化学剂驱油及某些混相驱油等。这些方法都是在注水达到经济极限后所采用的提高采收率方法。三次采油方法与二次采油方法不同,注入工作剂需要深入到微观孔隙中,引起各种物理化学变化来驱油。目前世界上采用“提高原油采收率(Enhanced Oil Recovery,简称为 EOR)”这个术语来概括除天然能量采油和注水、注气采油以外的任何方法。

提高原油采收率是通过向油层注入现存的非常规物质开采原油的方法,它包括了注入溶于水的化合物,交替注入混相气体和水,注入胶束溶液(由各种表面活性剂、醇类和原油组成的微乳液体系),注入蒸汽和注入微生物以及火烧油层等。

### 一、天然能量驱油的采收率

对于依靠天然能量采油的一次采收率,其最终的大小主要决定于油藏本身客观地质条件。例如,原油从油层注入井底依靠什么能量驱油,驱油方式不同,采收率则不同。最常见的驱动方式有水驱(底水或边水驱动)、气驱(气顶驱)、弹性驱和溶解气驱。一般水总是比气更能润湿岩石,所以更能渗入细小的孔隙,因此,水驱油效率更高,一般为 25% ~ 40%,美国东部得克萨斯油田预计天然水驱采收率可达 80%。气体不能润湿岩石并首先窜入大孔隙而使小孔道留下残余油;其次,气的粘度远小于水的粘度,所以窜流和混流比较严重,因此,气驱采收率低

于水驱。弹性驱和溶解气驱又称消耗式驱油,采收率最低,尤其溶解气驱,仅依靠油中溶解气的脱出和膨胀驱油,气油比太高,产量递减太快,其采收率只有5%~25%。

计算任何一种驱动方式下的采收率,其通式为:

$$E_R = \frac{N_p}{N_o} = \frac{N_o - N_{or}}{N_o} \quad (1-1)$$

式中  $E_R$ ——原油采收率;

$N_p$ ——采出油量(地面体积);

$N_o$ ——原始地质储量(地面体积);

$N_{or}$ ——地层剩余油量(地面体积)。

$$N_o = Ah\phi \cdot (1 - S_{wi})/B_{oi} \quad (1-2)$$

$$N_{or} = Ah\phi \cdot S_{or}/B_o \quad (1-3)$$

式中  $A$ ——油藏有效面积;

$h$ ——油藏有效厚度;

$\phi$ ——油藏有效孔隙度;

$S_{wi}$ 和 $S_{or}$ ——分别为束缚水和残余油饱和度;

$B_{oi}$ 和 $B_o$ ——分别为地层油原始和枯竭时的体积系数。

将(1-2)式和(1-3)式代入(1-1)式中,则原油采收率为

$$\begin{aligned} E_R &= \frac{N_o - N_{or}}{N_o} = \frac{Ah\phi(1 - S_{wi})/B_{oi} - Ah\phi S_{or}/B_o}{Ah\phi(1 - S_{wi})/B_{oi}} \\ &= 1 - \frac{S_{or}}{1 - S_{wi}} \frac{B_{oi}}{B_o} \end{aligned} \quad (1-4)$$

由(1-4)式可知,只要测得原始束缚水饱和度 $S_{wi}$ 及原始原油体积系数 $B_{oi}$ ,以及油藏枯竭时的残余油饱和度 $S_{or}$ 及枯竭时地层压力下的原油体积系数 $B_o$ ,就可计算出油藏的采收率。

若近似认为 $B_{oi} \approx B_o \approx 1$ ,则由(1-4)式可得:

$$E_R = 1 - \frac{S_{or}}{1 - S_{wi}} = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} \quad (1-5)$$

(1-4)式、(1-5)式即为计算一次采收率的通式。只是在溶解气驱和水驱时,残余油饱和度 $S_{or}$ 的表达式稍有不同。

例如,对于没有外来能量补充的溶解气驱,地层压力会很快下降到原油饱和压力以下,此时气体会从原油中大量释出和膨胀,孔道中存在油、气和束缚水三相。由于油气的两相混合流动,使流动阻力增大,能量利用率降低。当气相饱和度增加时,气体的流度 $K_g/\mu_g$ 变得很大,而使油的流度变得很小,所以气油比高,产量递减很快,直至油不能流动。

枯竭时,溶解气驱油藏中各相饱和度应满足下式:

$$S_{wi} + S_{or} + S_g = 1$$

即

$$S_g = 1 - S_{wi} - S_{or} \quad (1-6)$$

结合(1-5)式,可得出溶解气驱采收率 $E_R$ 为:

$$E_R = \frac{S_g}{1 - S_{wi}} \quad (1-7)$$

由(1-7)式可看出,当地层中含气饱和度越高时,采收率 $E_R$ 也越大。

通过岩心分析,可测出岩心中残余油和束缚水饱和度,便可估算出枯竭时含气饱和度,从而求出采收率。对于注水油田,如果采油速度远远大于注水速度,就会使某些局部得不到注水开发效果,压力迅速降低成为溶解气驱,导致局部地区采收率偏低。

当油藏存在边水、底水,且与含水区(或供水区)连通性好,以至油藏采出的原油的亏空能得到水的及时补充,使油藏压力始终高于饱和压力,则为天然的水驱油藏。当水驱至枯竭停止采油时,地层为束缚水、残余油和进入油层中的水所饱和,此时:

$$S_{wi} + S_{or} + S_{in,w} = 1$$

$$S_{in,w} = 1 - S_{wi} - S_{or} \quad (1-8)$$

将(1-8)式代入(1-5)式中,水驱采收率为:

$$E_w = \frac{S_{in,w}}{1 - S_{wi}} \quad (1-9)$$

式中  $S_{in,w}$ ——外来水饱和度;

$E_w$ ——水驱时的采收率,其余符号意义同前。

在按上述公式计算采收率时,需要说明的是:当采用室内岩心分析方法来测定束缚水饱和度和残余油饱和度时,应用地层油体积系数对残余油饱和度进行校正。例如,所测出的残余油饱和度为20%,而水驱后在油层压力下的原油体积系数  $B_o = 1.25$ ,地下残余油饱和度则为  $S_{or} = 1.25 \times 20\% = 25\%$ ,此为(1-8)式中所要求的残余油饱和度。

## 二、注入工作剂驱油的采收率

实际油藏只依靠天然能量驱油的极其罕见,而且采收率很低。普遍采用向油层注入工作剂(如水或气)的办法来实现人工补充能量驱油。注工作剂驱油时,油藏内原油采收率是面积波及效率、接触系数和洗油效率的函数。面积波及效率就是一个井网为注入剂所波及的面积占井网面积的百分数。

假如油藏体积为  $V = A \cdot h$ ,其中注入工作剂(如为水)所驱洗或影响到的体积为  $V_s = A_s \cdot h_s$ ,则波及效率:

$$E_v = \frac{A_s h_s}{A \cdot h} \quad (1-10)$$

式中  $A, A_s$ ——分别为油藏面积和工作剂波及面积;

$h, h_s$ ——分别为油藏平均厚度和波及厚度。

往往把波及面积与油藏面积比定义为面积波系数,即  $E_A = A_s/A$ ;而把波及厚度与油藏厚度比定义为垂向波及系数,即  $E_l = h_s/h$ ;故波及效率  $E_v = E_A \times E_l$ 。

波及效率与注入流体(如水)和被驱流体(油)的流度比( $M$ )有关。

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{K_w}{\mu_w} / \frac{K_o}{\mu_o} = \frac{K_w \mu_o}{K_o \mu_w}$$

在较高流度比时,水或注入流体具有穿过油藏而不是推挤油流动的趋势。因此在低流度比时,可达到最佳的波及系数。 $M = 1$  或  $M < 1$  时是有利的; $M > 1$  是不利的。由  $M = \frac{K_w}{K_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w}$  可知,提高注入水的粘度或降低油的粘度,即可降低流度比,改善波及效果。

排驱效率就是已被水从孔隙中排出的那部分原油饱和度占原始含油饱和度的百分数,表示为:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = 1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}} \quad (1-11)$$

式中  $S_{oi}$ ——原始含油饱和度;

$S_{or}$ ——残余油饱和度。

所以整个油藏的采收率:

$$E_R = \frac{A_s h_s \phi (S_{io} - S_{or})}{Ah\phi S_{oi}} = \frac{A_s h_s}{Ah} \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \\ = E_v E_D \quad (1-12)$$

显然,整个油藏的采收率是体积波及系数与洗油效率的乘积。波及系数  $E_v$  越大,洗油效率  $E_D$  越高,采收率也就越高。所以要提高原油采收率就必须改善波及系数和微观洗油效率。目前研究波及系数和洗油效率的方法很多,如进行各种室内物理模拟岩心测定、数值模拟及矿场打检查井等。

对于水驱采收率,人们根据影响采收率的主要因素,油藏岩石及流体性质,如岩石渗透率、原油粘度、束缚水含量和油层厚度等对较均质油藏通过大量统计分析工作得出了不同类型的预测水驱采收率的经验公式。比如原油粘度越低,岩石渗透率越高,孔隙度越大,采收率越高;当束缚水含量高时,由于束缚水一般存在于小孔道中,大孔道中含油饱和度相对增大,油不易滞流;油层不太厚,油水的重力分异作用将不明显,对采收率都是有利因素,从而总结出采收率公式。

当油层渗透率  $K = (20 \sim 5000) \times 10^{-3} \mu m^2$ , 地下原油粘度  $\mu_o = 0.5 \sim 6 mPa \cdot s$  时:

$$E_R = 0.214289 (K/\mu_o)^{0.1316} \quad (1-13)$$

考虑因素较多的常用公式有:

$$E_R = 0.11403 + 0.2719 \lg K + 0.25569 S_{wi} - 0.13551 g \mu_o - 1.5380 \phi - 0.001067 h \quad (1-14)$$

上式中符号意义同前。由于实际油藏的复杂性,开发条件和储量本身估算精度不一致,(1-14)式估算采收率有时误差达19%。利用水驱特征曲线,即累积产水量( $\lg \Sigma Q_w$ )和累积产油量( $\Sigma Q_o$ )关系曲线计算水驱开发油田的采收率也是目前我国应用的方法,但对于一个油田,若估测其采收率,必须首先分析研究影响采收率的因素。

## 第二节 提高原油采收率方法概述

已达到二次采油经济产油量极限的油藏必须采用三次采油方法,来提高原油采收率。美国三次采油技术发展最为迅速,在20世纪20年代,发表了注碱水提高采收率的专利;20世纪30年代美国提出了火烧油层;20世纪50年代提出了化学驱中的注稠化水以及气体溶剂驱的注液化石油气方法;20世纪60年代,除对稠化剂由最初的纤维素改为用聚合物外,又提出了对以后的三次采油技术有较大影响的胶束溶液驱;20世纪70年代,又在注胶束溶液混相驱油的基础上发展了微乳液超低界面张力驱油,同时,在气体混相驱油方面,由注液化石油气的一次接触混相驱发展为注  $CO_2$  的多级接触混相驱。在热力采油方面,20世纪40年代提出了注热蒸汽。

我国开展三次采油研究最早的是新疆克拉玛依油田,1958年开始研究火烧油层。20世纪60年代初,大庆油田一投入开发,就开始了三次采油研究工作,前后研究过聚合物溶液驱、 $CO_2$

混相驱、注胶束溶液驱和微生物驱;20 世纪 70 年代后期,玉门油田开展了活性水驱油和泡沫驱油;20 世纪 80 年代,大港油田开展了碱水驱油研究工作;20 世纪 90 年代,大庆、胜利油田对聚合物驱油都开展了系统的研究。

三次采油的特点是在二次采油的基础上向油层注入排驱剂来采油,不同的排驱剂有不同的排驱机理。如热力采油,是向油层内注入热蒸汽或火烧油层,地层油受热,使高粘油变为低粘油,增加原油流动性或者使不可流动性油变为可流动油;而气体溶剂驱油是通过注入的气体与地下原油混相,达到消除界面张力的目的来驱油;化学驱油则是向油层注入适当的化学剂,提高水的粘度,降低水油流度比,或降低(或消除)多孔介质中流体之间的界面张力。三次采油技术的发展,取决于对排驱剂本身性质和排驱机理的研究,二者共生,缺一不可,任何一种三次采油技术的发展都是在对排驱剂和排驱机理共同研究的基础上诞生并发展起来的。

## 一、热力采油法

稠油(也称重质油)是石油烃类能源中的重要组成部分,因其粘度高,难于用一般的方法开采。而原油的粘滞性对温度非常敏感,随温度上升原油粘度降低,且原油粘度越大,这种变化就越明显,原油流动性的改善,不仅可使原油畅流,而且可获得较好的流度比,从而提高原油的采收率。因此,热力采油已成为强化开采稠油的主要方法。热力采油一般都是通过降低原油粘度来减小油藏流动阻力。当今使用的热采工艺可根据热量产生的地点分为两类:一类是把热流体从地面通过井筒注入油层,如蒸汽激励法、蒸汽驱,统称为蒸汽采油法;另一类是热量在油层内产生,如火烧油层法(又称为火驱)。

### 1. 循环注蒸汽及其增产机理

循环注蒸汽(也称蒸汽吞吐、蒸汽浸泡等)是单井作业,在一口井中注入一定量的蒸汽(一般在几百吨以上),随后关井让蒸汽与油藏岩石进行热交换,即所谓的“焖井”,然后再开井采油的方法。当井口的产量降到经济极限时,再向井中注蒸汽、关井,随后再开井生产,这样在同一口井上交替注汽和采油,因此被称为吞吐法。

增产机理:原油粘度降低是循环注蒸汽增产的主要机理。由于蒸汽与地层间进行了热交换,近井地带的油藏就成为一个热源,石油流经这一地带时得到加热降粘,从而增加了流动性并提高了井的产量。此外,由于高温条件下,可产生大量气体,如  $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$  等,这种增加的气体为采油提供了一种附加的驱动力,即使不能以自由气体的形式存在,溶解气的膨胀效应也会增强,并且所有液体在受热时都会膨胀。随着温度增加,表面张力也发生了变化,并且不同相态的压缩性及水闪蒸成水蒸气都会降低水的相对渗透率,这些都有助于提高油井产量。此外,清除井筒或地层污染也是蒸汽吞吐增产的原因之一。

### 2. 蒸汽驱油法及其增产机理

蒸汽驱油法是一种驱替式采油方法,其过程与注水开发类似,即以井组为基础,向注入井连续注入蒸汽,蒸汽将油推向生产井。

增产机理:注入油层的蒸汽在完全冷凝之前,在油层内扩散蔓延,形成一个不断扩大的蒸汽带。蒸汽与温度较低的储层岩石接触时便开始冷凝并释放潜热,从而将岩石及所含流体(原油和地层水)的温度升高,被加热的原油粘度有时可降低到原有粘度的千分之一或更低。可见在蒸汽带内,原油流动性急剧提高,此外蒸汽的存在可引起原油中轻质组分蒸馏到气相中,被蒸汽带走;同时在蒸汽企图占据孔隙中非润湿流体的位置时,往往可改变原油的润湿状态。因此,在蒸汽扫过地带常会形成异常低的残余油饱和度。

### 3. 火烧油层

#### 1) 发展历史

火烧或火驱油层方法是先在一口注空气的井中点火,然后油层里的燃烧带就从注气井向生产井蔓延。前苏联可能是最早着手火烧油工作的,在一个高渗透率、高孔隙度的残油层里进行工作,用灼热的木炭点燃油层,然后烧过了整个油层。1945年,菲利浦石油公司的 Frey 在美国第一个以专利文件的形式提出用火烧油层的方法来开采石油,介绍了无火燃烧油层的方法。

#### 2) 火烧油层的形式

##### (1) 干式正向燃烧。

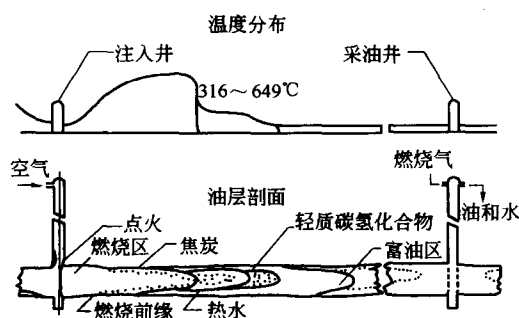


图 1-1 干式正向燃烧

干式燃烧是因为在注空气的过程中不注入水。正向燃烧是因为先点燃注入井附近的油层然后燃烧前缘由注气井向采油井方向推进。图 1-1 说明了干式正烧的机理。图中的上部是由注入井到采油井的温度分布。通常最高温度为  $315 \sim 649^{\circ}\text{C}$ , 也就是燃烧带的温度。值得注意的是,注入井附近的温度在注入一段时间后,很快冷却了。通常在注气几个星期后,注入井的温度就冷却到接近大气的温度。从左到右空气的温度随着注气的继续而增高,直到达到燃烧带的温度。燃烧带的前缘下游是蒸汽带,蒸汽

带的温度为  $93 \sim 177^{\circ}\text{C}$ ,这取决于蒸汽带的压力。蒸汽带的温度是水蒸气在实施条件下凝结的温度。蒸汽带与采油井之间是一个几乎没受影响的油层温度区。油、水和烟道气都将流过这个区,但直到蒸汽带和燃烧前缘推进到离生产井非常近的时候为止,这个区仍保持相当低的温度。据资料报导:在实验室里用油砂做火烧试验后,烧过区域的前面是燃烧带。紧挨着燃烧带的是焦炭区。在焦炭区里含有含碳的物质,这些含碳的物质是石油在燃烧过程中留下的或沉淀下来的。

焦炭区前面是热水区,或叫蒸汽凝结区和轻质碳氢化合物区。轻质碳氢化合物区的前面是富油区,富油区是燃烧前缘把油向前推而形成的。然后,富油区的前边是几乎没受影响的、几乎保持原始油藏温度的油藏。这个区里含有油、水和烟道气,正是这些流体向采油井方向推进着。

干式正烧的优点是原油中不需要的部分以焦炭的形式被烧掉,在燃烧前缘的后面留的是干净的沙子。但它有两个缺点:一是驱出的油必须通过一个油藏里冷的区域。如果原油的粘度很高,将会发生液体堵塞,有可能使工作中断;二是烧过的区域里,热量没有得到充分的利用,这是由于注入的空气不能有效地把热量输送到前面去的缘故。

##### (2) 干式反向燃烧。

反向燃烧是火烧油层的另一种形式,它弥补正向燃烧的第一个缺点,可以避免液体堵塞。图 1-2 是反向燃烧过程图,空气从左边向右边移动,点火是在右边采油井里进行的。燃烧前缘是背着注入空气的流向移动的,即从右向左移动,图 1-2 还展示了燃烧过程中各个区域的情况,油要流经一个高温带,该带的温度可能达到  $260 \sim 371^{\circ}\text{C}$ ,所以油的粘度可降低到原有粘度的千分之一或更小。由于粘度降低了,石油就很容易流向生产井。所以反烧法可用于粘度很大的油层。

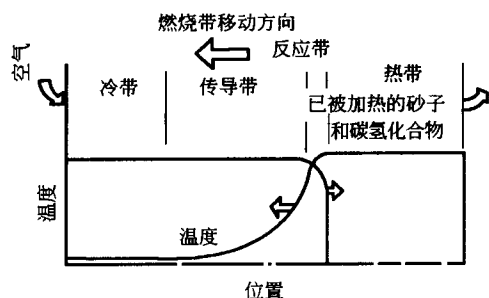


图 1-2 干式反向燃烧

反烧法的效率没有正烧法的效率高,这是因为有一部分原油被当作燃料烧掉了,而且燃烧前缘的后面还留下了一部分油不能利用。反烧法的空气需要量也比正烧法高(大概要高 2 倍)。反烧法的另一个问题是非常有可能产生自燃。如果在注气井附近产生自燃,正向燃烧就开始了,并把反向燃烧所需要的氧气用完了,反烧就会停止。

### (3) 湿式燃烧。

湿式燃烧是正向燃烧与水驱相结合的方法,这种燃烧方式弥补了正向燃烧的第二个缺点,能有效地利用燃烧前缘后面的能量。由于水的热容

和蒸汽潜热高,所以用水来利用这部分热量有很多优越性。在正向燃烧过程中,交替地或与空气同时注到注入井中的水全部或部分地转变成蒸汽,并通过火烧前缘。由于这种热量的传递方式扩大了高温带和蒸汽带的范围,使冷油的粘度大大地降低了,也就是可以用较低的压力或以较少的燃料来推动粘油。

图 1-3 中,  $WAR = 0$  时的剖面就是干式正烧。当  $WAR = 1.0\text{m}^3/283.0\text{m}^3$  时,燃烧带的温度仍很高,但燃烧前缘后面的温度极大地降低了,热量被传递到前面去了,并有效地用于驱替石油,当  $WAR$  很大时,出现部分熄灭。刚开始火烧时不要立即注水或在空气中混入水。只有在干烧了很大的一个范围后,才能向热油层里注水。只有在这种时刻,注入的水才能转换为蒸汽,才能把油驱向采油井。在火烧后期的单独注水,可看作是热量的清扫过程,或看做是火驱后的水驱。

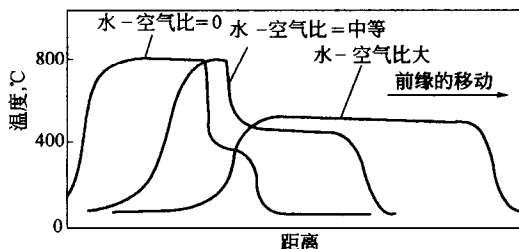


图 1-3 湿式燃烧

## 二、气体混相驱油

混相驱是以气体为注入剂进行混相驱油的方法。用于混相驱的气体有烃类气体和非烃类气体,烃类气体有干气、富气和液化石油气;非烃类气体有二氧化碳、氮气、烟道气等。20 世纪 40 年代美国曾提出向地层注高压气,是注入以甲烷为主的干气;20 世纪 50 年代又提出了注液化石油气(LPG),由于乙烷—丁烷天然气在一定温度压力下可以液化,和原油混合成为混相液体,可获得良好的驱油效果,另一种天然气是以乙烷—己烷为主的富气驱,也可达到混相驱的效果;20 世纪 70 年代发展了二氧化碳混相驱,由于烟道气中存在大量的二氧化碳,因此人们也研究了烟道气驱,此外还有氮气混相驱。

气体混相驱油按其混相机理可以分为一次接触混相驱和多级接触混相驱。一次接触混相驱是排驱气体与地层原油以任何比例混相时便可立刻达到完全互溶混相的排驱过程;多级接触混相驱是排驱气体在地层中推进时多次(级)与地层中的原油接触后才能达到混相的排驱过程。由于二氧化碳的应用比较普遍,下面仅对二氧化碳在混相驱中的性质作一介绍。

### 1. 二氧化碳—原油的性质

在一定温度和压力下,二氧化碳不仅能溶解于原油中,而且可置换出原油中某些轻质或中间组分的烃类物质,这种置换作用称为二氧化碳对原油的抽提。二氧化碳抽提原油的性质是发展二氧化碳多级接触混相驱的基本条件,在二氧化碳混相驱油里,必须要研究二氧化碳抽提原油的性质。二氧化碳多级接触混相驱,使二氧化碳—原油不断溶解和抽提,同时存在原油降粘和原油的膨胀。

### 2. 混相气体驱油机理

#### (1) 二氧化碳—烃类的相态。

二氧化碳—烃类体系的相态除与组成有关外,还与压力和温度密切相关。当二氧化碳浓度小于临界点值时,若压力低于泡点压力,二氧化碳和溶解有二氧化碳的原油平衡共存,二氧化碳中不含烃类物质;当二氧化碳浓度大于临界点值时,在高压下体系成为两液相,它们中富含烃类的液相开始蒸发,体系出现两液相与一气相平衡共存,当压力降到某一值时,二氧化碳混相完全消失,只存在富含烃类的液相和富含二氧化碳的气相。这说明二氧化碳在体系中浓度达到一定值时,在高压下其不仅溶解于原油中而且抽提烃类。

#### (2) 二氧化碳多级接触混相驱。

二氧化碳多级接触混相驱是指二氧化碳通过油层时与孔隙中的原油依次接触,而每次接触都使气相的组成发生改变,最终达到临界点组成而混相驱油。因二氧化碳在原油中的溶解和抽提烃类物质能力强于其他气体溶剂,故二氧化碳是发展多级接触混相驱的最好气体溶剂。

#### (3) 富气多级混相驱。

富气是含乙烷—己烷达 30% ~ 50% 的天然气,与二氧化碳同属多级接触混相驱,但与二氧化碳驱不同的是,富气驱是原油抽提富气中的轻质组分加原油本身而实现混相驱的。

## 三、表面活性剂溶液驱油

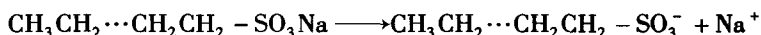
油田经注水驱油后,剩余油以不连续的油块圈捕在储油岩石孔隙内,这时作用于油珠上的两个主要力是粘滞力和毛细管力。若使油珠通过砂粒间狭窄通道时,必须使其发生形变,影响其发生形变的主要因素是毛细管力,即油水的界面张力。如果减小了界面张力便减小了油珠形变的阻力,即减少了残余油。在 20 世纪 20 年代末,德格鲁特(De Groot)就提出了水溶性表面活性剂有助于提高原油采收率。霍尔布鲁克(Holbrook)提出过用于表面活性剂驱的其他水溶性化合物,如有机高氟化合物、脂肪酸皂、聚二醇脂、脂肪酸盐或磺酸盐、聚氧化烯等化合物。通过实验研究表明,这些活性剂的水溶液可降低界面张力,提高采收率。表面活性剂就是指能够由溶液中自发地吸附到界面上,并能显著地降低该界面自由表面能(表面张力)的物质。具有表面活性的物质的分子都具有极性亲水基团和非极性憎水烃链的双亲结构和不对称性,因此,表面活性剂有连接油水两相的功能。分子具有亲水基团又有憎水基团的化合物很多,它们都具有降低表面张力的作用,但是,只将能显著降低表面张力的物质称为表面活性剂。

### 1. 表面活性剂的类型及其性质

由于各种表面活性剂的化学组成及分子结构不同,在水溶液中呈现不同的特性。有些表面活性剂在水溶液中可以电离为离子,有些则不能电离为离子,因此,根据这些物质的化学结构,可将表面活性剂分为离子型和非离子型两大类。离子型表面活性剂分为阴离子型、阳离子型和两性型表面活性剂三种。

#### 1) 阴离子型表面活性剂

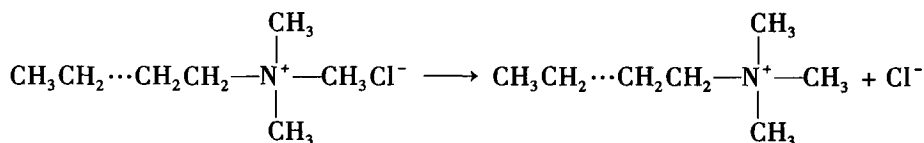
阴离子型表面活性剂的分子不带电荷,其单体上带有一个无机金属离子。在水溶液中,分子电离时形成具有表面活性的阴离子和阳离子,阴离子是表面活性剂的烃链部分,而阳离子通常是碱金属离子,最常见的是钠离子。如烷基磺酸钠在水中可电离为:



阴离子表面活性剂包括羧酸盐类、硫酸盐类、烷基磺酸盐类、烷基芳香磺酸盐类等。由于阴离子型表面活性剂的性能比较好,相对来说能克服滞留作用,而且稳定性较好,成本也相对较低。因此,目前各油田经常使用的表面活性剂是阴离子型表面活性剂,如烷基磺酸盐、烷基磺酸钠( $\text{C}_{12}-\text{C}_{18}-\text{SO}_2\text{Na}$ )、烷基硫酸钠( $\text{C}_{12}-\text{C}_{18}-\text{OSO}_3\text{Na}$ )、各种羧酸盐等。

## 2) 阳离子型表面活性剂

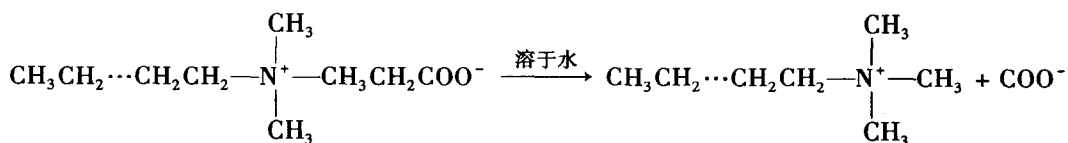
阳离子型表面活性剂分子的极性端带有正电荷,在水溶液中电离时形成具有表面活性的阳离子和阴离子,阳离子是烃链,阴离子通常是 $\text{Cl}^-$ 、 $\text{Br}^-$ 等卤离子。如烷基三甲基氯化铵溶于水后:



这类表面活性剂主要有胺盐类、季胺化合物、含 N 碱类、不含 N 碱类等。比较常见的阳离子表面活性剂为脂肪胺盐酸盐、烷基苯甲基吡啶氯化物、咪唑酮的衍生物等。在油田上很少使用阳离子表面活性剂,原因是它们被地层孔隙中粘土的阴离子层大量吸附。

## 3) 两性型表面活性剂

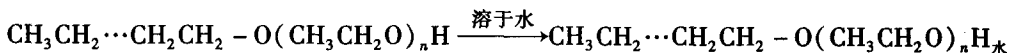
这类表面活性剂在水溶液中可电离为阴离子基团和阳离子基团。如甜菜碱型活性剂溶于水后:



两性表面活性剂的界面活性性质因 pH 值而异。一般在酸性溶液中,长链氨基酸呈阳离子性,在中性及碱性溶液中呈阴离子性。在等电点左右的 pH 值时活性剂的界面张力、溶解度等达到最小值。这类表面活性剂有氨基和羧基、氨基烷基磺酸、氨基芳基磺酸等。

## 4) 非离子型表面活性剂

这种表面活性剂在水溶液中不能电离成离子,仅由其分子结构显示出表面活性剂的特点,如脂肪族高级醇环氧乙烷加成物在水中:



因此,非离子表面活性剂不怕硬水,也不受 pH 值的影响。由于不与碱土金属氯化物发生化学反应,且具有很高的表面活度,在岩石表面吸附少,因此,对于含有大量碱土金属离子的地层中,一般应用非离子型表面活性剂或离子型表面活性剂的混合物。非离子型表面活性剂主要指醚键型、脂键型、酰胺型的表面活性剂,如聚乙烯烷基醇醚-3、油酸三乙醇胺、环烷酸矩氧乙烯醚-10 等。

表面活性剂亲水部分的亲水能力对亲油部分的亲油能力的平衡,可用亲水亲油平衡值(HLB)来定量地表示。每种表面活性剂都有相应的 HLB 值,它代表表面活性剂的界面活性,

是一个相对的数值,它的确定方法主要有乳化实验方法、戴维斯计算法、重量百分数法、溶解度法、格里芬计算法、展开系数法、气液色谱法、核磁共振法等。

## 2. 表面活性剂溶液驱油机理

### 1) 降低油水界面张力

由于引起油在油藏孔隙中被圈捕的主要作用力是粘滞力和毛细管力,若想改善油藏的微观驱油效率,使被捕集的油流动,必须使毛细管数由  $10^{-6}$  增至  $10^{-2}$ ,界面张力降至  $10^{-3}$  mN/m。用低浓度表面活性剂水溶液驱油时,活性剂吸附在油水界面上,降低油水界面张力,从而减小了油珠通过狭窄孔道移动时界面变形所需的功,降低原油的流动阻力,将岩石中的残余油驱出来,使用适当的表面活性剂体系,大量的油珠都能移动,这些油滴聚集并形成油墙,形成超低界面张力。

### 2) 改变岩石的润湿性

由于表面活性剂具有亲水基和亲油基两种基团,这两种基团不仅具有防止油水互相排斥的功能,而且能够吸附在岩石的表面,从而使液固界面能下降。由于砂岩的晶格取代作用,使岩石表面的负电荷过剩而带负电,另外砂岩表面的羟基化使表面的羟基中  $H^+$  解离以及选择性地吸附一些负离子,均可使砂岩表面带负电荷。在驱油过程中,部分表面活性剂吸附在岩石表面上,表面活性剂或者与羟基反应使岩石表面由亲油反转为亲水。油藏流体在岩石中的分布和流动受岩石的润湿性控制,因此,通过改变岩石的润湿性,使油水的相对渗透率向有利于油流动的方向改变。

### 3) 乳化作用

油水系统中加入表面活性剂后,在一定条件下,可形成微乳液,从而降低或消除驱替流体与油之间的界面张力,使不流动的油能够流动,或将在地层中分散的油聚集,形成高含油饱和度带,将水驱残留下来的油开采出来。

## 四、泡沫驱油法

泡沫驱油是在注入活性水中通入气体(如空气、烟道气或天然气),形成泡沫,利用气阻效应,使水不能任意沿微观大孔道、宏观高渗透层或高渗透区窜流,从而改善波及系数提高采收率的方法,这种方法也称为注混气水提高采收率法。泡沫驱是通过降低水相的有效渗透率( $K_{rw}$ )和提高水相的视粘度( $\mu_{wv}$ )而达到降低水的流度的目的。由于气体分散在水中是一个不稳定体系,气体很难均匀地分布在水中并保持一定的稳定时间。为了改进混气水的稳定性,常采用泡沫剂来降低体系的表面能,这既有利于泡沫的形成,也有助于泡沫体系处于低能位而较为稳定。“九五”期间,大庆油田开展了大量泡沫复合区的室内研究和两个矿场试验,其中北二东矿场试验取得了连续 36 个月含水 70% 左右的良好效果。

### 1. 泡沫的形成和稳定

向具有一定浓度的表面活性剂水溶液中通入气体即可产生气泡。当液相中存在气泡时,就有了气液界面,活性剂就会自发地吸附到界面上形成单吸附层。当气泡少而且分散在液相中时,界面的吸附层就会对气泡与气泡之间的相撞和合并起阻碍作用;当气泡以分散状态逸出液相,泡沫在气相中就变成有内外两个气液界面,形成两个吸附。这种由于活性剂形成的双吸附层,对气泡膜起保护作用,也说明了泡沫的稳定机制。

### 2. 泡沫驱油机理

(1) 依靠叠加的气阻效应,可提高微观波及效率,即排驱效率。进入地层的泡沫液首先窜

入大孔道,由于液膜层的异常粘度和孔道半径改变,大孔道将逐渐被堵塞,阻力不断增大,迫使泡沫依次进入较小孔隙驱油,具有假塑性的泡沫可填塞孔隙,将残余油滴等携带运移。

(2)泡沫在破裂前能够乳化油,吸入油,并把油传送一段距离。泡沫在地层孔道中移动时,会不断破裂,并不断再生,释放出来的油被后来的壳层包围,然后向前传送,前缘便不断聚集起一个富油带,并被推向油井。

(3)降低流度比,削弱粘性指进,提高波及系数。在油层内注入一定体积的泡沫液,就可以在随后驱动剂(水或气)的前缘形成一高粘度而流度小的段塞,降低与地层油的流度比,削弱粘性指进,从而提高了宏观波及系数和采收率。

(4)流度下降。在渗透性介质中流动的泡沫能急剧地降低气相的流度。泡沫的流度比它的组分中任一种的流度都低,且随干度的增大而下降,直到气泡间的膜开始断裂为止,此时泡沫损坏,流度上升到气体流度。由泡沫引起的流度下降,可由单相流动有效粘度的增加或气相渗透率的减小而估算出。在第一种情况下,有效粘度由所测得的流度除以单相气体渗透率求出;在第二种情况下,气相渗透率由所测得的流度与气体粘度之积求出。与无表面活性剂的驱替相比,在相同的速度下,甚至在同样的气体饱和度下,泡沫都能引起气相渗透率较大下降。

## 五、碱水驱油

注碱水驱油是通过将比较廉价的氢氧化物掺加到注入水中以增加其 pH 值,碱与原油的某些成分起反应,降低水与原油之间的界面张力,使油水乳化,改变岩石的润湿性并可溶解界面薄膜,这些作用都可以使原油采收率提高。碱水驱与聚合物和表面活性剂驱油相比,成本最低,所以国内外许多油田都在进行碱水驱的试验研究。在碱水驱中,可以作为碱剂的化学剂主要有:氢氧化钠、原硅酸钠、氢氧化铵、氢氧化钾、磷酸三钠、碳酸钠以及聚乙烯亚胺等,但以氢氧化钠和原硅酸钠的驱油效果最好。碱水驱油的驱油机理可以概括为:

### (1)降低界面张力。

在水中加入碱后,它可离解出  $\text{OH}^-$ ,与原油中的有机酸反应生成表面活性物质,并集中在油水界面上,降低界面张力。油水界面张力下降的幅度与碱剂的浓度有关,浓度较低时,碱量不够,不能形成明显降低其界面张力所需要的足够的表面活性物质;浓度较高时,水溶液中的离子强度增加,可抑制界面张力的下降。

### (2)油层岩石的润湿性发生反转。

碱与原油中的有机酸反应生成的表面活性物质吸附在岩石表面,岩石的润湿性发生改变。如岩石表面的润湿性由亲油转变为亲水时,水变为润湿相,从而水在毛细管力作用下进入小孔道及颗粒表面,而油占据孔道中间,油和水的相对渗透率向有利于提高采收率的方向转化;若将亲水岩石变为亲油时,油层内的不连续非湿相残余油变成连续的润湿相,就可为其他的被捕获原油提供通道。与此同时,在连续的润湿油相中,低界面张力将导致油包水型乳状液的形成。这些乳状液滴将起到堵塞流动通道的作用,并在乳状液形成的多孔介质内产生比较高的压力梯度,克服已经被低界面张力所降低的毛管阻力,从而进一步降低油层内的残余油饱和度。

### (3)乳化和捕集作用。

这一机理通常发生在低含酸量下用高 pH 值碱液驱替中等酸值(大于 2)的油。当产生的表面活性物质使油水界面张力降到足够低时,在亲水岩石中剩余油将被乳化,形成水包油乳状液,在流动过程中若遇到比乳状液滴还要小的孔隙喉道,乳状液将被捕获,从而产生阻塞效应,