

高等学校教材

提高采收率原理

(第二版)

叶仲斌 等编

石油工业出版社

高等学校教材

提高采收率原理

(第二版)

叶仲斌 等编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书从水驱残余油的形成与启动机理入手,系统而全面地论述了聚合物驱、表面活性剂驱、碱水驱、气体混相驱、复合驱、热力采油、微生物采油等提高采收率技术的原理。

本书适合石油工程专业、油田应用化学专业本科生的教学,也可以作为相关专业本专科生、硕士研究生以及工程技术人员的参考书。

图书在版编目(CIP)数据

提高采收率原理/叶仲斌等编. —2版.

北京:石油工业出版社,2007.8

高等学校教材

ISBN 978-7-5021-6183-5

I. 提…

II. 叶…

III. 采收率(油气开采)-高等学校-教材

IV. TE357

中国版本图书馆CIP数据核字(2007)第110783号

提高采收率原理

叶仲斌 等编

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里二区一号 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: 石油工业出版社印刷厂

2007年8月第2版 2007年8月第2次印刷

787×1092毫米 开本: 1/16 印张: 19

字数: 483千字 印数: 1001—4000册

定价: 28.00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

前 言

《提高采收率原理》是为石油工程专业本科生编写的教材，力图贯穿剩余油和残余油的形成、启动、运移、聚并的提高采收率主线，因此将水驱剩余油、残余油的形成机理作为基础，通过油滴的启动运移条件，得出提高原油采收率的途径。

在几乎所有化学驱技术中都涉及驱替介质（各种化学剂的水溶液）与地层水、后部顶替水的互溶问题（弥散渗流），它是影响化学剂在孔隙介质中传播的重要因素，因此将互溶驱替单独成章，作为提高采收率的理论基础之一。然后分别以流度控制和提高洗油效率为主线，论述聚合物驱、表面活性剂驱、碱性水驱的原理、室内评价方法、适用条件等。在复合驱一章中论述了泡沫驱与碱/表面活性剂/聚合物三元复合驱，反映了化学驱提高采收率技术当今的发展趋势，即更强调扩大波及系数和提高洗油效率的结合。对于气体混相驱，重点讲述在汽化气驱和富气驱过程中动态混相的实现机理、实现混相驱的油藏与注入气组成条件、最小混相压力的室内测定方法与预测方法。热力采油是目前稠油开采的主要方法，在第八章中介绍了稠油的黏温特性、热损失计算方法及各种具体应用方法。第九章介绍了微生物在提高采收率中的应用基础。

本书的第一章、第四章由蒲万芬编写，第三章、第八章的第五节至第七节、第九章由陈铁龙编写，第二章、第八章的第一节至第四节由王健编写，绪论、第五章、第六章、第七章由叶仲斌编写。全书由叶仲斌统稿，彭克宗教授主审。

在该书的编写过程中，得到了西南石油学院石油工程专业教改领导小组的大力支持、鼓励和帮助，黄爱斌、彭铭华、郑晓春、赵继宽为图表的编辑付出了艰苦细致的努力，崔炯屏在完成全书的绘制工作中付出了辛勤的劳动，吴小玲、彭彩珍、魏发林、杨建军等对初稿进行了细致的校对，在此一并致谢！

由于编者水平有限，定有不当之处，敬请指正！

编 者

2000 年 2 月

再 版 说 明

《提高采收率原理》自 2000 年 10 月出版以来，广大学生、教师、工程技术人员和其他读者在使用过程中提出了许多宝贵意见。借再版之机，特对水驱油机理、聚合物驱、表面活性剂驱、气体混相驱、热力采油等部分的相关内容进行了修订。

由于编者水平有限，定有不当之处，敬请指正！

编 者
2007 年 5 月

目 录

绪论	1
第一章 水驱油机理	8
第一节 油藏排驱过程中的力	8
第二节 微观水驱油机理	12
第三节 宏观驱油机理	25
第四节 黏性指进和舌进	31
第五节 水驱采收率的影响因素	36
第二章 互溶驱替理论	43
第一节 理想互溶驱替理论	44
第二节 考虑吸附和化学反应作用的互溶驱替理论	48
第三节 考虑黏度差异的互溶驱替理论	50
第三章 聚合物驱	52
第一节 流度控制用聚合物	52
第二节 聚合物驱油机理	56
第三节 聚合物溶液性质	59
第四节 聚合物溶液在多孔介质中的流动特性	69
第五节 聚合物驱的室内评价与设计	74
第六节 聚合物驱现场实施及监测	83
第四章 表面活性剂驱	93
第一节 表面活性剂的结构和性能	94
第二节 微乳液特性	105
第三节 微乳液驱油机理	121
第四节 微乳液驱油的采收率	133
第五节 微乳液驱油设计	136
第六节 表面活性剂的损失和抑制	139
第七节 活性水驱	143
第八节 典型实例	145
第五章 碱水驱	147
第一节 驱油用碱剂及其基本性质	147
第二节 碱水驱机理	149
第三节 碱与储层的相互作用	156
第四节 碱水驱实例	159

第六章 复合驱..... 162

第一节 泡沫及其基本性质..... 162

第二节 泡沫稳定性..... 168

第三节 泡沫在孔隙介质中的流动..... 172

第四节 碱/表面活性剂/聚合物三元复合驱油体系的性质..... 174

第五节 复合化学驱实例..... 178

第七章 气体混相驱..... 181

第一节 基本概念..... 182

第二节 拟三元相图与 CO₂/原油体系性质 183

第三节 混相机理..... 194

第四节 混相条件的确定方法..... 199

第五节 混相驱应用条件..... 204

第六节 混相驱现场试验..... 215

第八章 热力采油..... 222

第一节 稠油特性..... 222

第二节 注热载体..... 226

第三节 注蒸汽过程中的热损失..... 230

第四节 油层注蒸汽加热..... 234

第五节 蒸汽吞吐..... 239

第六节 蒸汽驱..... 247

第七节 火烧油层..... 263

第九章 微生物采油..... 270

第一节 油层微生物..... 271

第二节 微生物采油机理与筛选..... 278

第三节 微生物采油应用..... 283

参考文献..... 291

绪 论

原油采收率是采出地下原油原始储量的百分数，即采出原油量与地下原油原始储量之比。在经济条件允许的前提下追求更高的原油采收率，既是油田开发工作的核心，又是对不可再生资源的保护、合理利用、实现社会可持续发展的需要。

一、采油方法回顾

大多数油藏在发现以后，一般都经历了所谓的“一次采油”阶段。在这个期间，主要是利用油藏本身的天然能量来采出一部分原油。其采油机理是：随着油藏压力的下降，液体的体积膨胀和岩石压缩作用把油藏流体驱入井筒。当油藏压力降低到原油的饱和压力以下时，气体释放和膨胀又能采出一部分原油。有些油藏带有气顶，气顶膨胀和重力排驱也能促使原油流入生产井。一些油藏与含水层相连，它能提供活跃的或部分活跃的水驱。含水层的水侵既能驱替油藏孔隙中的原油，又能弥补由于原油开采造成的压力下降。

从石油开采的早期到 20 世纪 30 年代初期，大多数油藏都是利用一次采油机理进行开采的，直到经济极限产量为止，然后废弃这些油藏。此时，油藏压力一般衰竭到很低，或者具有活跃天然水驱油藏的产水率变得特别高。对于不同的油藏，一次采油的采收率相差极大，这取决于开采机理和各种机理的组合、油藏类型、岩石性质、原油性质。一次采油的采收率一般为 5%~20%。

作为一种提高一次原油采收率和产能的方法，在一口或多口井中注入流体。为此，曾将水和（或）天然气作为注入流体，在低于天然气和原油的混相压力条件下注入地层，气体注入气顶，水注入靠近油水界面的含水层，或者注入油层。开始，提高采收率只是为了延缓或防止油藏压力下降，这样可维持较高的产量和较长的生产时间。我们称这种技术为“保压”开采。目前，在一次采油后一定时间内注入流体的采油方法通常被称为“二次采油”。一次采油和注水或非混相注气的二次采油的最终采收率通常为原始地质储量的 20%~40%。

在二次采油达经济极限时，向地层中注入流体、能量，将引起物理化学变化的方法通常被称为“三次采油（Tertiary Recovery）”。包括聚合物驱、各种化学驱（活性水驱、微乳液驱、碱性水驱）及复合化学驱、气体混相驱（不是以保压为目的的注气）。

在任何时期，向地层中注入流体、能量，以提高产量或采收率为目的的开采方法常被称为“强化采油（Enhanced Oil Recovery - EOR）”。包括三次采油中的所有方法和热力采油法。

常规注水、注气等二次采油技术所不能开采的那部分原油构成了三次采油或强化采油的目标油量，它包括所谓的“剩余油”和“残余油”。由于地层渗透率的宏观非均质性和孔隙结构的微观非均质性、注入水（气）与地层原油的黏度差以及井网的关系，使得注入流体不可能波及整个油藏体积，即使在注入流体所波及的区域内，也不可能将所有原油驱赶走。因此，定义“波及系数”为注入流体在油藏中波及到的体积占油藏总体积的百分数，用 E_v 表示，它为面积波及系数和垂向波及系数的乘积。定义“驱油效率”为注入流体从波及的单位

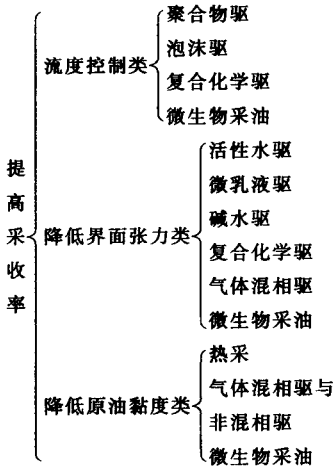
孔隙体积中所驱出的油量，用 E_D 表示。

由于波及系数低，注入流体尚未波及的区域所剩余下的原油被称为“剩余油”，如低渗透夹层内和水绕流带中的剩余油；钻井未钻到的透镜体中的原油，局部不渗透遮挡处的原油等，其特点是宏观上连续分布。

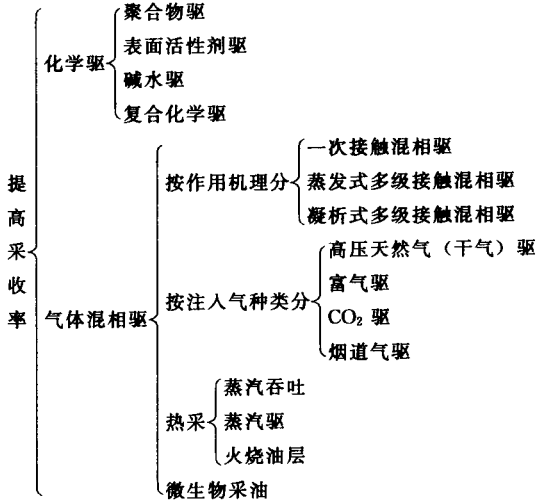
在注入水波及区内或孔道内已扫过区域内残留的、未被驱走的原油被称为“残余油”，其特点是分布不连续。

二、EOR 方法及应用范围概述

从 20 世纪 50 年代早期开始，人们就已着手进行大量提高采收率的室内研究，包括：聚合物增效水驱、表面活性剂驱、碱性水驱、泡沫驱、气体混相驱、 CO_2 混相与非混相驱、蒸汽吞吐、蒸汽驱、就地燃烧等。提高采收率方法分类见下图。从提高采收率的机理来分，共有三大类提高采收率方法，它们是流度控制类、降低界面张力类和降低原油黏度类；从注入工作剂种类来分，共有化学驱、气体混相驱、热采和微生物采油四大类。到目前为止，比较成熟的提高采收率技术有蒸汽吞吐、蒸汽驱、聚合物驱、气体混相与非混相驱等，下面分别介绍聚合物驱、表面活性剂驱、气体混相驱、热采和微生物采油。



(a) 按提高采收率机理分类



(b) 按注入工作剂类型分类

提高采收率方法分类图

1. 化学驱

凡是向注入水中加入化学剂，以改变驱替流体性质、驱替流体与原油之间的界面性质，从而有利于原油生产的所有方法都属于化学驱范畴。通常包括：聚合物驱、表面活性剂驱（胶束/聚合物驱、微乳液驱）、碱水驱和复合化学驱。

聚合物驱：聚合物驱实际上是一种把水溶性聚合物加到注入水中以增加水相黏度、改善流度比、稳定驱替前沿的方法，因此又称为稠化水驱。目前广泛使用的聚合物有人工合成的化学品——部分水解聚丙烯酰胺和微生物发酵产品——黄原胶。早期曾经使用过羧甲基纤维素和羟乙基纤维素等。部分水解聚丙烯酰胺不仅可以提高水相黏度，还可以降低水相的有效渗透率，从而有效改善流度比、扩大注入水波及体积。

聚合物驱以提高波及系数为主，因此它更加适用于非均质的中质或较重质的油藏。当聚

合物驱与交联聚合物调剖技术相结合时，也可以用于那些具有高渗透率通道或微小裂缝的油藏。

聚合物驱油藏原油黏度一般不超过 $100 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ，原油黏度增加，要达到合适的流量控制就需要更高的聚合物浓度，从而增加成本，降低经济效益。

由于聚合物驱通常不能降低残余油饱和度，即不能提高驱油效率，所以聚合物驱后的残余油饱和度仍然较高。而聚合物驱后岩石的渗透率将降低，所以对于驱油效率不高而下一步又准备进行表面活性剂驱或其他化学驱以提高驱油效率的油藏，最好不先使用聚合物驱，而应直接采用表面活性剂/聚合物驱或以碱为主剂的复合驱。

聚合物的相对分子质量与地层的渗透率密切相关。渗透率越高，可以使用更高相对分子质量的聚合物而不堵塞地层，从而降低聚合物用量。当渗透率低于 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时，只能使用低相对分子质量的聚合物。要达到所需黏度，必须使用高浓度聚合物溶液，将导致经济效益降低。

部分水解聚丙烯酰胺存在盐敏效应、化学降解、剪切降解问题，尤其对二价离子特别敏感。为了使聚丙烯酰胺具有较高的增黏效果，地层水含盐度不要超过 $100,000 \text{ mg/L}$ ，注入水要求为淡水，因此在油藏周围应有丰富的淡水水源。聚合物化学降解随温度升高急剧增加，目前广泛使用的部分水解聚丙烯酰胺，要求其油藏温度低于 93°C 。当温度高于 70°C 时，要求体系严格除氧；并且温度越高，盐效应的影响越大，甚至会发生沉淀，阻塞油层。因此油藏深度不要超过 3000 m 。

生物聚合物——黄原胶对盐不十分敏感，适合于地层水含盐度较高的油藏。它的主要缺点是生物稳定性差。聚丙烯酰胺虽然也受细菌侵害，但不严重；而细菌对生物聚合物的伤害是主要问题，在应用中必须严格杀菌。这种聚合物的热稳定性也较差，其使用温度一般不超过 75°C 。生物聚合物在其发酵过程中残留许多细胞残骸，极易阻塞地层；油藏注入前要严格进行过滤。再加上生物聚合物的价格也较昂贵，因此，一般只适用于含盐度比较高的地层，其使用范围不如聚丙烯酰胺广泛。

为了能在高温高盐油藏中应用，研制新型的耐高温高盐的聚合物十分必要。

表面活性剂驱：应用表面活性剂提高采收率可分为活性水驱、乳状液驱、胶束驱和低界面张力驱。目前在国外的化学驱中，研究和应用的最为广泛的是胶束/聚合物驱。它可分为两种，一种是表面活性剂浓度较低（2%）、注入段塞大（15%~60%孔隙体积）的稀体系法；另一种是表面活性剂浓度较高（5%~8%）、注入段塞较小（3%~20%孔隙体积）的浓体系法。前者是通过降低油水界面张力到超低程度（小于 10^{-2} mN/m ）使残余油流动的方法，所以又叫做低界面张力采油法。后者又可分为水外相胶束驱、油外相胶束驱及中相微乳液驱方法，它是通过混溶、增溶油和水形成中相微乳液，它与油、水都形成超低张力，而使残余油流动。表面活性剂溶液以段塞形式注入，为保护此段塞的完整性，后继以聚合物段塞，因此统称为胶束/聚合物驱。

从技术上讲，表面活性剂驱最适合三次采油，是注水开发的合理继续，基本上不受含水率的限制，可获得很高的水驱残余油采收率。但由于表面活性剂的价格昂贵，投资高，风险大，因而其使用范围受到很大限制。从技术角度来看，目前只是温度和含盐度还有一定的限制，其他限制都属于经济问题。随着技术的提高，成本降低，其使用范围会大大展宽。

从经济角度来看，能否进行表面活性剂驱应考虑如下几个因素：（1）渗透率及其变异系数：它对该方法成功与否具有极大的影响，渗透率高低在很大程度上控制着流体的注入速

度,因而决定着井距、寿命,影响其经济效果,渗透率小于 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油藏目前暂不考虑,渗透率变异系数决定着注入流体与被驱替油接触的多少,直接影响着活性剂的驱油效果。在加拿大的筛选标准中规定渗透率变异系数应小于 0.6。在美国的标准中虽然未明确规定变异系数允许的范围,但规定了水扫及效率应大于 50%。其他非均质性如裂缝、砾岩、泥质灰岩等都对表面活性剂驱不利,在选择储层时都应予以考虑。(2) 流体饱和度及其分布:它对表面活性剂驱效果十分敏感。一般规定残余油饱和度不能低于 25%。(3) 油的黏度希望小于 $40\text{mPa} \cdot \text{s}$ 以便实现合适的流度控制。(4) 此方法目前只适合于相对均质的砂岩油藏。对于碳酸岩油藏不仅其非均质性比较严重,含有比较发育的裂缝系统,并且其地层水含有较多的二价阳离子。对于砂岩油藏其岩石的矿物组成、黏土含量、类型及产状都对表面活性剂驱有较大影响。表面活性剂主要吸附在黏土表面上,高的黏土含量会造成大量的吸附损失。目前普遍认为泥质含量要低于 10%。石膏是水溶性矿物,钙的溶解性会引起石油磺酸盐沉淀。蒙皂石的离子交换也会影响水中钙离子的含量,因此,应该用 X 衍射及扫描电镜分析黏土矿物的成分、类型和产状,综合评定表面活性剂驱的可行性。

碱水驱:对于原油中含有较多有机酸的油层可以注入浓度为 0.05%~4% 的 NaOH、 Na_2CO_3 等碱性水溶液,在油层内和这些有机酸生成表面活性剂的方法称为碱水驱,单纯碱水驱的采油机理十分复杂,可由降低油水界面张力,产生润湿性反转、乳化、乳化夹带、自发乳化和聚并以及硬膜溶解等机理采出残余油。

这种方法早在 1920 年就已提出,但直到如今矿场实验成功的事例仍很少。主要的原因是机理比较复杂,碱与岩石相互作用造成大量碱耗,产生低张力的碱浓度范围比较窄,油藏注入的碱浓度范围难于控制。并且酸值较大的原油,黏度一般都比比较高,流度控制比较困难,因此近年来单纯碱水驱的矿场实验项目反而有所减少。单纯碱水驱的驱油机理有些类似于表面活性剂水溶液。因其活性剂来源于原油的有机酸,因此,酸值一般要达到 0.2mg KOH/g 油以上才能采用;若酸值达到 0.5mg KOH/g 油则使用该方法成功的可能性较大。

对碱水驱的另一限制是地层水中二价阳离子的含量一般必须很少,因为二价阳离子会形成活性剂的钙盐沉淀,使界面张力急剧上升。碱耗量的大小是碱水驱成败的关键,它不仅会大量消耗碱,使过程难于控制并且还会在地层和井筒中结垢,使矿场应用失败。碱耗量与岩石矿物组成和油藏温度密切相关,其中泥质含量是关键因素,尤其是应尽量避免有石膏存在。其他限制与表面活性剂驱类似。

复合化学驱:单一的聚合物驱、碱水驱、表面活性剂驱各自有其优缺点,将它们联合使用,在功能上互相弥补,以达到最佳驱油效果,这就是各种形式的复合化学驱。

碱/聚合物驱就是在碱水溶液中加入高分子聚合物,通过提高碱水溶液的黏度,改善不利的流度比,使碱溶液与原油有更多的接触机会,在通过提高波及效率的同时提高驱油效果。同时还由于聚合物与活性剂之间所发生的协作效应,在配方合适时其驱油效果可以远远超过单纯碱水驱和聚合物驱,有时甚至超过二者之和,可与胶束/聚合物驱相比。

对于酸值较高的原油,碱/聚合物驱有较大的潜力,且投资少,来源广,成本低,这种方法将是表面活性剂驱的有力竞争对象。对于酸值较低的原油,比如小于 0.1mg KOH/g 油可以采用碱/表面活性剂/聚合物复合驱。其活性剂用量从目前的 2%~5% 降至千分之几至万分之几的数量级,使其在经济上具有明显的竞争力。加入少量表面活性剂的目的是可以把产生低界面张力的碱浓度大幅度展宽,以抵消碱消耗使碱浓度难于控制的缺点,同时天然表面活性剂与外加表面活性剂也可以产生协同效应,因而可使所要求的酸值范围降低。碱的加

人可以明显减少活性剂在岩石表面上的吸附。这也是活性剂用量大大减少的原因之一，实际上这种方法是充分发挥活性剂、碱、聚合物的协同作用，取长补短，提高效益的一种方法，从而可以说是活性剂驱、碱水驱、聚合物驱三者合流而加以综合运用方法。由于这种方法的表面活性剂用量大幅度降低，因而它有可能解决表面活性剂驱在经济上不能过关的问题。

因为复合驱中仍要使用相当数量的碱，因此，影响碱耗的因素仍起作用。复合驱比较适用于黏土含量不高，油藏温度较低，地层水矿化度不高尤其是地层水硬度也不大的油田，其油藏参数的限制大体上与碱水驱和表面活性剂驱相同。

2. 气体混相驱

所谓混相就是指两种流体可以完全相互溶解。它与非混相驱的区别就在于两相之间的界面张力为零，因而不存在明显的界面，也不存在毛细管压力，从而大大提高原油采收率。

按混相方式的不同，混相驱可分为“一次接触混相”和“多次接触混相”或“动态混相”。当某些注入流体与储层流体可以以任何比例直接与储层油混合，而且混合物为单相时就属于一次接触混相；而注入流体与储层流体接触时形成两相，不过在这两种流体组分间可进行组分间质量交换，从而形成过渡带驱动相，过渡带流体组成在油和注入流体的组分范围内变化。由于原油和注入流体在流动时重复接触形成组分质量转移而达到混相即为“多次接触混相”或“动态混相”。在动态混相方式上又可分为蒸发和凝析方式的动态混相。

按照使用气体方式的不同，气体混相可以分为烃混相驱、 CO_2 混相驱、惰性气体混相驱。烃混相驱又有高压干气混相驱、富气驱和液化石油气驱。惰性气体混相驱可以分为烟道气和氮气混相驱。 CO_2 混相驱同时包括蒸发和凝析两种质量交换方式。在应用 CO_2 驱油时除混相驱外，近年来又大量应用 CO_2 非混相驱、碳酸水驱和 CO_2 吞吐，其作用机理主要为溶于油后降低原油黏度，促使原油体积膨胀并发生溶解气驱作用。要想使混相驱在指定的储层中成为有竞争力的方法，必须满足几个条件：（1）有足够数量的溶剂，即有充足的气源，并且价格便宜，可在经济上获利；（2）油藏必须能够提供溶剂与原油之间混相所要求的混相压力；（3）原油产量必须能大幅度增加，以提高采收率并获得经济效益。

气体混相驱的混相压力随使用气体和原油组成而变化。在烃混相驱中，液化石油气驱的混相压力最低，富气驱次之，干气驱的压力最高。而且原油愈轻，其混相压力也愈低。其注入压力一般在 8.4~35.2MPa 之间变化。

CO_2 与原油的混相压力与原油密度和温度关系极大，对于低密度原油 ($0.875\text{g}/\text{cm}^3$) 在低温下的最低混相压力约为 8.4MPa；对于高温下的重质原油甚至可达 31.6MPa。并且混相压力的高低与 CO_2 气体的纯度有很大的关系。在 CO_2 气体中夹杂少量氮气或甲烷气体时就会使混相压力明显升高。另外，混相压力与原油的性质也有很大关系，在同样条件下，石蜡基原油混相压力比环烷基原油的要高。因此，必须通过实验确定最低混相压力，才能确定该油藏能否进行 CO_2 混相驱。

氮气的黏度较低，在油中的溶解性差，需要高得多的压力才能产生混相，其最低混相压力甚至比甲烷的还高。因此，氮气混相驱只适用于密度很小的轻质油，即使很深的油藏，其原油密度也要小于 $0.85\text{g}/\text{cm}^3$ 。烟道气中除氮气外，还含有 12% 左右的 CO_2 ，因此最低混相压力介于氮气和 CO_2 之间，要达到混相状态其原油密度要小于 $0.9\text{g}/\text{cm}^3$ 。

由于混相压力一般不宜超过原始地层压力，尤其不能超过地层的破裂压力，因此对油藏埋深就有所限制。最低混相压力愈高，要求地层埋深愈大，如氮气驱要达到混相，其埋藏深

度一般要达到 3000m 以上，氮气驱与 CO₂ 驱的不同点在于 CO₂ 与原油的最低混相压力随温度升高而升高，氮气则相反，它的混相压力随温度升高变化不大或少有降低，因此，比较适合于高温的深部油藏。

气体混相驱目前存在的最大问题是黏性指进和由于密度差引起的重力分离，致使注入的气体过早突破，使波及效率过低。为克服这一问题，除研究开发 CO₂ 驱的泡沫剂、可抽提到 CO₂ 中去的聚合物和改进 CO₂ 重新循环注入工艺外，在油藏选择上也应予以注意。只要能保持足够的注入速度，对渗透率偏低和比较薄的油层应用混相驱比较方便，尤其是地层倾斜度比较大，以及尖顶块状生物礁和盐丘侧翼遮挡油藏可以利用重力来提高波及效率。事实上目前经济上成功的 CO₂ 混相驱，大多数也属于这类油藏。

烟道气中由于存在 CO₂ 和含量较多的含硫气体，存在着严重的锈蚀问题，其混相压力又比较高，因而使其应用受到了很大的限制，近年来矿场实验项目较少。

在气体混相驱中由于注入气体的黏度都比较低，处于不利的流度比，因此渗透率的非均质性的对混相驱效果有很大影响。非均质性严重的地层会引起气体过早地突破，应该采用提高波及效率的各种措施。如果地层存在天然裂缝就不利于进行气体混相驱。有底水地层只能采用重力驱替，否则 CO₂ 会溶解于水而造成 CO₂ 的损失。

在 CO₂ 混相驱中还需考虑因抽提作用引起沥青质沉淀问题，在地层水二价阳离子高时还需要考虑结垢等问题。除上述条件外，能否使用气体混相驱更为关键的因素是有无足够的气源。

泡沫驱：该方法是利用泡沫在孔隙介质中的贾敏效应，增加驱替相的流动阻力，以便稳定驱替前沿和提高波及体积，从而提高原油采收率。

泡沫在多孔介质内运动，其表观黏度一般与孔道直径成正比，同时泡沫直径也可随孔道大小的改变而变化。因此，泡沫是提高水驱，尤其是提高各种气驱（混相和非混相驱、蒸汽驱）波及效率的良好方法。我国从 20 世纪 70 年代起就已开始泡沫驱的研究，研究的内容主要集中在泡沫的稳定性、起泡剂的损失及其抑制、泡沫驱油机理等关键问题上，同时也研究了不同的发泡方式（层内发泡和地面发泡）。研究结果表明，阴离子表面活性剂（如烷基磺酸盐、烷基苯磺酸盐）是很好的发泡剂，适量的高分子可延长气泡的寿命，聚磷酸盐可减少发泡剂的损失。

3. 热力采油

热力采油是最有效、最有前途的提高采收率方法之一，它立足于利用热量来稀释和蒸发油层中的原油以驱动所形成的产物。该方法可以分为热物理学（注热载体）和热化学（火烧油层、液相氧化作用等）两类方法。

通常利用蒸汽，有时用热水作为热载体。

最有效的热载体是饱和的蒸汽。蒸汽由于汽化的潜热，具有比水高得多的热量。它在地层中占有比热水大 20~40 倍的体积，能达到 80%~90% 的驱替效率。在注入蒸汽时，原油被气相、液相以及一定数量冷水驱动。原油黏度的降低、其相渗透率的改善及结构力学性质的减弱、岩石水润湿性的改善都有利于驱动。该方法经常与周期性蒸汽处理的注汽井联合采用。在碎屑岩储层采用热载体的效果最好。为了保证高速度注入热载体以减少热损耗，建议地层孔隙度不小于 18%~20%，渗透率不低于 0.1 μm²，厚度大于 6~7m、小于 20 m（在较小厚度地层中围岩热损耗太大，而在大厚度地层中则重力的不利作用加剧），地层原油黏度应高于 50~100 mPa·s。储层埋深具有重要意义，在埋深很大时，大量热量未达到储层。所

以,认为向埋深超过 1000 m 的地层注热载体是不合适的。

对井网密度的要求颇为严格。为了顺利地采用该方法,井网密度应为 $(2\sim6) \times 10^4 \text{ m}^2/\text{井}$ 左右。一般利用面积或三排行注水系统。

该方法的完善主要是采用各种提高波及程度的化学剂:注蒸汽时,添加泡沫、凝胶、聚合物等;注热水时,添加碱、聚合物等。同时必须使注入井管柱和输送管道隔热,安装加热器和在高压大排量情况下往地层中注蒸汽的装置,以及蒸汽发生装置。

热化学的特点是应用范围比热物理方法更为广泛。例如地层埋深可达 2000 m,地层原油黏度为 $10\sim 10000 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。该方法基于地层中原油部分燃烧情况下放出热量。为了保持燃烧需向地层注入空气,该方法最有效的一种是湿式燃烧,此时,与空气一起注入水。在燃烧前缘的运移过程中,形成若干温度带,从而在地层温度下形成气体、轻烃和热水段塞、蒸汽连续驱油。

采用该方法时地层厚度不得超过 15 m,否则波及范围将减小。注水系统可以是面积、点状或三行排列的。但在火烧油层时井网可比注热载体时稀些,个别情况下可达 $(10\sim 16) \times 10^4 \text{ m}^2/\text{井}$ 。

4. 微生物采油 (MEOR)

它是利用微生物及其代谢产物对油藏原油、地层产生作用,提高原油的流动能力或改变液流方向,从而提高注入水波及体积,提高原油采收率。

从广义上讲 MEOR 有两大类,一类是把油层作为巨大的反应器,将培养基、生物催化剂和筛选的微生物菌种注入油层,或利用油层固有微生物,通过它们的代谢活动提高采收率。首先,这些代谢产物能改变原油的物理化学性质,克服地层对原油的束缚力。微生物代谢所产生的气体(如 CO_2 和 CH_4)溶于油中,将降低原油的黏度,提高原油的流动能力;厌氧菌生长时产生的类似乙醇和甲醇的溶剂,能降低表面张力,更利于原油从岩石表面剥落;烃类物质生长微生物,能产生具有天然类脂性质的表面活性物质,它与原油混合能降低其表面张力及黏度,因而有利于提高原油采收率。其次,微生物产物能改善驱替相性质。微生物生长中生成的聚合物,诸如多醣,可以增加驱替水的黏度,改善流度比,从而有利于提高采油率。第三,厌氧层的有机酸或由于硫杆菌对还原硫化物的好氧氧化而形成的硫酸,能溶解烃源岩中碳酸盐胶结物,从而提高储层的渗透性能。第四,在水驱油过程中,可以利用某些微生物堵塞大通道,降低强吸水部位的吸水量,从而提高注入水波及体积。

另一类是在地面用微生物发酵生产生物聚合物或生物表面活性剂等驱油剂,通过聚合物驱和表面活性剂驱油机理提高采收率。

狭义地讲,MEOR 是指利用微生物地下发酵来提高采收率的方法。

第一章 水驱油机理

二次采油的主要方法是水驱（注水），它作为一种最早加速采油的方法，在世界范围内被广泛采用。注水在油田上应用至今已有一百多年历史，直到 20 世纪 50 年代后期和 60 年代初期，才在矿场上得到普遍应用和迅速发展。早期的人工注水，是先在一口井中注水，随着水侵层带的扩展和增大，临近各井将被水淹，然后再把这些水淹井改为注水井，从而使水侵地区不断扩张，这便是“环状注水”。以后，发展成为一连串的井中同时注水，形成了线性水驱。用水驱油具有以下优点：（1）水源易寻，并相对廉价；（2）水的特性适合作排驱介质；（3）注水井中的水柱本身就具有一定的水压，水在油层中具有扩展能力。

向油层注水，既补充油层能量，保持油藏压力，又作为排驱剂，将油向生产井推进，以提高原油采收率。一般来说，由于地层孔隙结构、岩石和流体的物化性质及其界面性质、当前开发技术水平等因素的影响，水驱后尚有 50% 以上的原油留在地下，留在地下的这部分油即残留油。残留油指油藏注水开采之后所剩留下的石油的总称，它包括残余油和剩留油两部分。残余油是水驱后水波及区的剩余油。残余油的分布是微观的，一般无水力连贯性；多呈孤立的膜状、滴状、悬环状、索状、簇状等，它的形成与水的微观驱油有关。剩留油是水驱过程中水未波及区所剩的油。剩留油的分布是宏观的，一般具有水力连贯性；它的形成与油藏在纵向和横向上的非均质性有关，大多是由于注水的波及效率低和接触效率差的原因所致。

本章的主要内容是水驱残余油和剩留油的形成机理及分布，水驱油采收率的影响因素。

第一节 油藏排驱过程中的力

毛细管力和黏滞力决定了孔隙介质中流体的相圈闭和流动。为了了解水驱油及 EOR 过程的排驱机理，需要了解和评价多相流体中与相的圈闭和相的流动有关的力，包括界面张力（IFT）、黏滞力。

一、毛细管力（Capillary forces）

1. 表面张力和界面张力

油藏中的油和水是非混相流体，它们共存于多孔介质中，与油水相有关的界面张力将影响相的分布、相的饱和度和相的排驱效果。

图 1-1 是一个自由的液体表面，液体表面分子 B、C 和内部分子 A 的处境不同，由于内聚力，A 分子在各个方向上受到的吸引力相同，彼此互相抵消，所受合力为零。而 B、C 分子处在或靠近液/气表面，受内部液体分子对它的吸引力大于外部气体分子对它的吸引力，所受合力不为零，即液体分子之间的内聚力，将表面分子引向内部，因而液体表面有自动收缩的趋势，水滴成为圆球形便是这个道理。因此，要把液体分子从内部移到表面层，以形成

新的表面时，或者说，要想使液体的表面伸展，就必须抵抗使表面缩小的这个力（表面力），就要对它作一定的功，可见，表面上的分子比内部分子具有更高的能量。

表面力即表面抗张力。用表面张力 σ 来确定表面力的大小，表面力指表平面的单位表面长度上的作用力。表面张力可如图 1-2 所示那样形象化。 F 是对长度为 L 的液体表面作用的法向力，单位长度上的法向力 (F/L) 就是表面张力，单位通常用 mN/m 表示。表面张力与产生新的表面所要做的功有关。假定图 1-2 中的力 F 移动了 dx 距离，产生的新的表面是 Ldx ，所做的功可表示为：

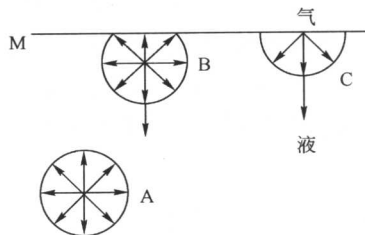


图 1-1 表面分子与内部分子能量的不同

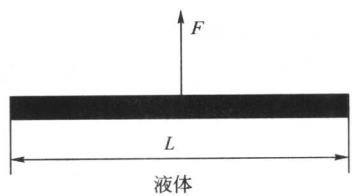


图 1-2 定义表面张力的力和长度

$$W = Fdx \tag{1.1}$$

$$W = \sigma dA \tag{1.2}$$

或

式中 F ——施加于表面的力；

σ ——界面张力；

$dA = Ldx$ ——新的表面；

L ——表面受力长度。

产生附加表面所需要做的功与界面张力成正比， σdA 也就是表面能。

表面张力通常是在液体和它的蒸气或液体和空气表面使用，如果是两种液体之间的表面，或者是液固之间的表面，则用界面张力来定义。室温下，水与其蒸汽的界面张力大约是 $73 \times 10^{-3} \text{N/m}$ ；水和纯的碳氢化合物之间的界面张力大约是 $30 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \text{N/m}$ ；水与原油这样的烃类混合物之间的界面张力较低，该界面张力并与原油组成有关。界面张力和表面张力与温度有很大关系。

用毛细管测定某一液体界面张力的方法很简便。如图 1-3 所示，将半径为 r 的毛细管插入一盛水的烧杯中，毛细管中水将升到某一高度，并且因为力的差异会产生一弯液面。静态条件下，力是通过作用在液柱上的重力所平衡：表面张力向上的垂直分力 $\times$ 润湿周长 = 作用在液柱上向下的重力。即：

$$\sigma \cos \theta \times 2\pi r = \pi r^2 h (\rho_w - \rho_a) g \tag{1.3}$$

式中 r ——毛细管半径，m；

h ——毛细管中水的上升高度，m；

ρ_w 、 ρ_a ——分别为水和空气的密度， kg/m^3 ；

g ——重力加速度， 9.8m/s^2 ；

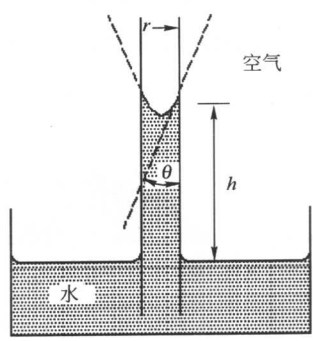


图 1-3 毛细管测表面张力示意图

θ ——水和毛细管之间的接触角, ($^{\circ}$)。

为了计算界面张力, 方程 (1.3) 可写为:

$$\sigma = \frac{rh(\rho_w - \rho_s)g}{2\cos\theta} \quad (1.4)$$

因此, 仔细测定 θ 角和给定毛细管半径的液面高度 (通过液体测接触角), 就可确定界面张力。实际上, 测定接触角是相当困难的, 一种简单的技术是使用吊环张力仪测定油水之间的界面张力。用精心清洗过的铂/铱吊环放置于界面处, 将环经过该界面上拉, 其界面面积增大 [图 1-4 (a)], 并且表面进一步展开, 直到破裂 [图 1-4 (b)]。整个过程中可测定环上的力, 在表面破裂点 (环吊出界面时), 力除以吊环周长就是实验温度下的界面张力值。对于一般的表面张力和界面张力值范围 ($\sigma > 1.0 \times 10^{-3} \text{ N/m}$), 如水、碳氢化合物, 水/碳氢化合物体系及水/碳氢化合物/活性剂体系, 使用吊环法测界面张力可靠而方便。

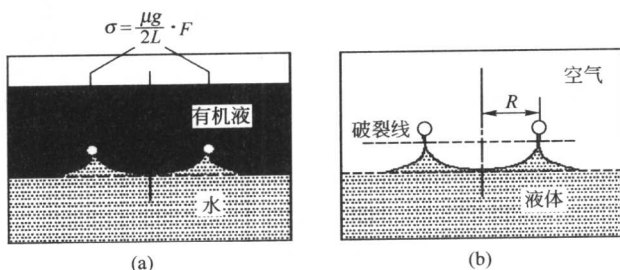


图 1-4 吊环张力仪

(a) 界面膜的扩张; (b) 破裂点的条件

对于超低界面张力体系, 如表面活性剂驱替过程, 则需用悬滴法和旋滴法测定界面张力。

2. 岩石润湿性

润湿性是在两种流体同时存在时, 某一种流体在固体表面的铺展或黏附的倾向性。当两种非混相流体与固体表面接触时, 某一相通常比另一相更强烈地吸引到固体表面, 更强烈的这一相称润湿相。当两种非混相流体与固体表面接触时, 通过确定界面张力, 可以定量分析润湿性。图 1-5 表明, 油相存在时, 加入水滴与均质岩石表面接触, 水滴在固相上铺展, 直到达到力平衡。在油、水、固接触面产生的力平衡, 可通过杨氏润湿方程表示:

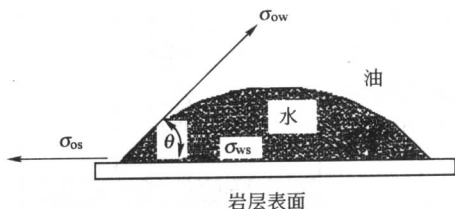


图 1-5 油、水、固界面间的界面力

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos\theta \quad (1.5)$$

式中 σ_{os} 、 σ_{ws} 、 σ_{ow} ——分别是油固、水固和油水之间的界面张力;

θ ——接触角。

液-液界面张力可以测定, 但液-固界面张力还没有实验方法能够测定。除 σ_{ow} 能够测定以外, 目前还没有实验方法可以直接测得 σ_{ws} 和 σ_{os} , 因此, 采用接触角的大小来确定润湿性。 $\theta < 90^{\circ}$, 固相为水湿, $\theta > 90^{\circ}$ 为油湿, 若接触角接近 0° , 则固相为强水湿, 接触角接近 180° 为强油湿, θ 向 90° 靠近为中间润湿性。为了方便, 通常用水相测定接触角。