

石油科学进展 17B

提高石油采收率

第二分册 工艺过程和应用

〔美〕 E.C.唐纳森 G.V.奇尼加赖恩 T.F.晏 主编

石油工业出版社

(京)新登字 082 号

内 容 提 高

本书在总结大量文献资料的基础上,系统地介绍了各种提高石油采收率的方法及其配套技术,概括了这个领域的最新研究成果和实践经验,提出了提高石油采收率(EOR)的标准工艺及其操作过程,并通过一些具体实例说明 EOR 工艺的决策、设计和实施程序。

本书可供油田开采管理人员、工程技术人员和大专院校师生学习参考。

Developments in Petroleum Science, 17B
enhanced oil recovery,
II Processes and Operations
E.C.DONALDSON
G.V.CHILINGARIAN
T.F.YEN
(EDITORS)

Elsevier Science Publishers B.V., 1989

*

石油科学进展 17B
提高石油采收率
第二分册 工艺过程和应用
(美) E.C.唐纳森 G.V.奇尼加赖恩 T.F.晏 主编
闫熙熙 张卫国 等译 杨承志 等校

*

石油工业出版社出版
(北京安定门外安华里二区一号楼)
石油工业出版社印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 $24\frac{1}{4}$ 印张 607 千字 印 1—2000

1992 年 1 月北京第 1 版 1992 年 1 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-0724-X / TE · 684

定价: 11.35 元

目 录

绪 言	(1)
第一章 引言	(2)
参考文献	(7)
第二章 提高原油采收率的地质因素	(9)
一、储层非均质性 (提高采收率方案失败的最常见原因)	(9)
二、影响提高采收率方案的地质因素举例	(11)
三、储集岩的结构和组成	(23)
四、天然裂缝	(37)
参考文献	(40)
第三章 根据地球物理测井技术确定残余油饱和度	(43)
一、引言	(43)
二、确定残余油饱和度	(44)
三、在下套管井中确定残余油饱和度	(54)
四、结论	(61)
参考文献	(62)
第四章 注气	(64)
一、引言	(64)
二、预测技术	(65)
三、油藏动态	(70)
四、碳酸盐岩油藏注气	(72)
五、注惰性气体	(73)
六、注气候选油藏	(73)
参考文献	(74)
第五章 混相驱	(76)
一、引言	(76)
二、驱扫效率	(77)
三、高压注气	(78)
四、富化气驱	(79)
五、液化石油气段塞驱	(83)
六、混相驱的预测方法	(84)
七、现场应用	(84)
参考文献	(92)
第六章 二氧化碳驱	(95)
一、引言	(95)
二、历史回顾	(95)
三、工艺过程描述	(96)
四、现场实施方案	(101)
五、二氧化碳气源	(105)
六、混相驱存在的问题	(106)

七、二氧化碳驱替方案的设计	(108)
八、选择二氧化碳混相驱方案的准则	(111)
九、二氧化碳非混相驱	(112)
十、结论	(112)
参考文献	(113)
第七章 聚合物驱	(115)
一、引言	(115)
二、聚合物产品及其应用理论	(115)
三、聚合物驱方案的设计	(124)
参考文献	(134)
第八章 聚丙烯酰胺	(136)
一、引言	(136)
二、聚丙烯酰胺化学	(137)
三、PAM / AA 在 EOR 中的应用	(141)
四、影响聚合物在多孔介质中流动的因素	(143)
五、矿场要考虑的问题	(149)
六、现场实施要求	(150)
七、现场作业	(151)
八、应用情况回顾	(152)
参考文献	(153)
第九章 碱驱	(157)
一、引言	(157)
二、碱驱使用的碱型	(157)
三、残余油的捕集	(157)
四、碱驱机理	(159)
五、原油性质	(165)
六、碱耗	(166)
七、注水碱溶的 pH 值	(168)
八、钠离子和氯化钠的影响	(168)
九、二价离子的影响	(169)
十、油藏选择	(170)
十一、先导性试验	(172)
十二、有关碱驱矿场试验的资料	(174)
十三、总结	(174)
参考文献	(179)
第十章 表面活性剂在采油中的应用	(183)
一、引言	(183)
二、用于 EOR 的表面活性剂分类	(184)
三、表面活性剂驱油机理	(185)
四、表面活性剂驱油与超低界面张力	(190)

五、影响原油采收率的因素	(195)
六、表面活性剂—气(泡沫)驱提高原油采收率	(202)
七、表面活性剂—气(泡沫)驱过程中的界面现象	(205)
八、多孔介质中表面活性剂损失机理	(216)
九、提高原油采收率中使用表面活性剂的现状	(218)
参考文献	(218)
第十一章 蒸汽驱提高石油采收率	(225)
一、引言	(225)
二、理论	(225)
三、蒸汽驱的筛选标准	(227)
四、储集岩和油藏流体特性	(228)
五、热损失和地层加热	(232)
六、采收率计算	(236)
七、蒸汽驱模拟的综述	(237)
八、蒸汽驱的参数研究	(239)
九、蒸汽驱工艺的经济效益	(242)
十、总结	(244)
参考文献	(245)
第十二章 蒸汽驱工艺过程	(247)
一、引言	(247)
二、用于发生蒸汽的水处理	(248)
三、蒸汽发生器	(250)
四、蒸汽干度的确定	(257)
五、地面管线	(258)
六、井	(259)
七、生产设施	(268)
八、矿场原油外输	(273)
九、处理	(273)
十、特殊作业	(274)
十一、操作	(275)
参考文献	(275)
第十三章 地下燃烧技术	(278)
一、引言	(278)
二、油藏特性	(278)
三、点火	(282)
四、点火方法	(284)
五、地下燃烧工艺	(285)
六、地下燃烧工艺的应用	(289)
七、结论	(290)
八、地下燃烧工艺的目前状况	(291)

参考文献	(292)
第十四章 微生物提高石油采收率	(294)
一、微生物	(294)
二、微生物提高石油采收率的发展历史	(298)
三、室内试验表明微生物提高石油采收率具有潜力	(299)
四、微生物提高石油采收率的现场应用	(302)
五、伴生油田生产问题的微生物	(305)
六、细菌与产出油的相互作用	(305)
七、微生物提高石油采收率的潜力	(306)
八、总结	(309)
参考文献	(309)
第十五章 根据地球物理测井技术评价和监测提高石油采收率方案	(313)
一、引言	(313)
二、完井限制和井筒完整性检查	(313)
三、确定油层孔隙度	(314)
四、下套管的观察井	(315)
五、套管井测井——地层评价测井	(315)
六、中子寿命测井的数字测井分析技术 (最终测井解释成果图)	(317)
七、用中子寿命测井进行油藏监测	(318)
八、连续碳/氧比 (C/O) 测井	(320)
九、热采工艺的测井评价	(324)
十、测井评价混相驱工艺	(331)
十一、化学采油工艺	(341)
参考文献	(346)
第十六章 与采油有关的环境保护	(347)
一、引言	(347)
二、一次采油和二次采油时的环境保护	(349)
三、化学驱的环境保护	(351)
四、胶束—聚合物驱的环境保护	(352)
五、热驱的环境保护	(353)
六、气驱的环境保护	(354)
七、油田环境保护要研究的领域	(355)
参考文献	(355)
附录: 油藏中混相流体流动的有限元解	(357)
一、引言	(357)
二、流动描述	(357)
三、有限元解	(361)
四、对两相流 (水和油) 列出单元矩阵	(366)
五、应用	(379)
参考文献	(379)

绪 言

提高石油采收率 (EOR) 是一种关于提高各类油藏中烃类采收率的工程活动。对于含高粘原油的浅层油藏, 需要特殊的加热处理, 这已发展成为 EOR 的一种专门分支, 称为热力采油工艺。对于含低粘原油的深层油藏, 可根据其储层流体的化学性质和储集岩的岩石物理性质采用不同的方法提高采收率。在特定环境下所用的提高石油采收率方法包括注入表面活性剂溶液、碱溶液、胶束-聚合物溶液、聚合物溶液、微生物和气体作为驱油剂。在这些方法中, 每种方法的驱油原理都是不同的, 导致各种方法的设备设计、操作人员训练、操作方法和综合油田开发经济评价都是不同的。

所以, 对于一种给定的情况, 在为提高石油采收率而选择最佳的技术和解决实际作业中出现的各种问题时, 就要碰到许多有关决策、设计和职责等方面的问题。本书的目的是为管理人员和工程师们提供有关资料, 以便为他们的决策、设计和实施程序提供依据。

本书共分两册, 第一册论述基本物理原理和化学原理以及 EOR 工艺; 第二册是试图提出 EOR 的标准工艺过程及其操作。因此, 两册中分别论述的 EOR 的理论和实践是相辅相成的, 互相补充的。

这基本上是一本参考书, 但它也可作为研究生的教材和 EOR 短期强化课程的教科书。本书的侧重点在于 EOR 的设计和加工工艺, 著者与编辑为此进行了有效的合作。本书对 EOR 的理论和实践论述作出了应有的贡献, 它为掌握 EOR 理论及其工艺提供了丰富的知识, 同时本书也可作为选择、设计和实施提高石油采收率技术的指南。

第一章 引言

E.C.Donaldson

G.V.Chilingarian

T.F.Yen

M.K.Sharma

这部两卷版的著作是论述关于正在发展的工艺技术提高用二次采油方法所不能获得的原油采收率的问题，本著作总的目的在于深入探讨“提高原油采收率”(EOR)的现代最新工艺技术。第一卷主要阐述岩石物理学、油藏特性和二次采油方法的基础理论和分析方法。第二卷深入地探讨了 EOR 的工艺方法和操作。因此，第二卷中所讨论的内容都是基于通过对油藏的综合技术评价后认为 EOR 法是可行的并已开始应用。

迄今为止，还没有一种单一的 EOR 法可以作为提高原油采收率的通用方法适于所有油藏；然而，对于一些具有特殊性质的油藏，已开发了一些互不相同的特殊方法进行开采。对于每一种方法，必须考虑的因素是多方面的，如岩石物理学、化学、地质学、环境以及流体性质等，故选择对应的 EOR 方法的原则是很复杂的。

可以把油藏定义为多孔的、渗透性的介质，介质中含有盐水、油和气，它们在现有的地层压力或外加压力下能够向生产井运移。油藏中具有不同尺寸和形状的连通孔隙。油、气藏由许多不同的岩石组成，主要有半胶结砂岩、砂岩、碎屑岩、石灰岩和白云岩，这些岩石中含有孔隙空间以储存流体。大多数具有商业开采价值的油藏孔隙度范围为 10~25%。

油藏岩石的渗透率决定流体通过油藏孔隙空间流动的能力。渗透率的标准单位为 μm^2 或 D (达西)。“达西”定义为：在 1 atm cm^{-1} 的压力梯度下，粘度为 1 cP 的流体以 $1\text{ cm}^3\text{ s}^{-1}$ 的流速通过截面积为 1 cm^2 的多孔介质时，其渗透率为 1D。大多数含油油藏的渗透率变化范围从 0.5mD 到 3500mD (Foley, 1976)。

油藏水可以分为原生水、地层水或间隙水。存在于油藏中的水基本上都含有溶解的固体，主要为氯化钠盐。因此油田水也称之为盐水。地下油藏完全被流体所饱和 (气、油和水)，各种流体所占的饱和度份额变化范围从 0~100%。油藏水中既含有阴离子如 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 、 NO_2^- 、 S^{2-} 、 B_2^- 和 I^- ，又含有阳离子如 K^+ 、 Mg^{2+} 和 Ca^{2+} 。含盐浓度取决于油藏性质，如矿物盐易溶解性，化学反应和阳离子与粘土矿物的交换能力等 (McCain, 1973)。含盐浓度范围为 200~300000ppm。

油藏原油的流动度受原油粘度的影响。原油粘度是温敏性的，随温度升高而减小。因此，对油藏中流体流动的任何分析都必须考虑油藏的实际温度。根据油藏所处位置的平均地面温度和温度梯度，即 $1.8^\circ\text{C} / 100\text{m}$ ，可以估算出油藏温度。因此，当平均地面温度为 25°C 、储层深度为 2000m 时，则储层温度约为 61°C ，由测量值可知，这一温度下原油粘度明显下降。

1. 采油过程

采油过程可以分为三个主要阶段：一次采油，二次采油和三次采油 (强化采油)。在

次采油过程中，利用油藏中圈闭流体原始的天然压力把油驱出油藏。当油藏压力降低到不能再有效地把原油驱动到生产井时，就开始注入水 and 气来增大或增加油藏压力。这样，一些生产井就变成了注入井，因而，这种注入水和气以保持油藏压力的过程称之为二次采油。一次和二次两个采油过程中原油采收率为 20~50%，这取决于原油和油藏性质。三次采油（强化采油）过程的目的是至少要采出一部分的剩余油。目前有几种被认为是有发展前景的三次采油工艺方法：1) 化学驱；2) 热力驱；3) 混相驱法，这些方法将在下面的章节中与其它工艺方法一起论述。不同的采油工艺过程，其机理也各不相同。

2. 一次采油

一次采油过程中驱油效率主要取决于油藏天然压力。油藏天然压力由以下不同压力组成：1) 天然气的膨胀压力；2) 重力；3) 侵入水的浮力和 4) 由于弱胶结的油藏岩石压缩作用造成的排斥力 (Vren, 1939)。在这些力中高压天然气的膨胀力对原油生产起主要作用。这些油藏压力既可以同时起作用又可以顺序起作用，这取决于油藏的组成和性质。

在高角度倾斜的油藏中，重力更为有效，这类油藏中重力促使油的泄流。重力单独作用不能有效地把大量的油驱向生产井。另外一种对驱油更有效的力是来自油藏边缘或底部水的侵入。在一些油田，边水似乎是稳定的。边水侵入的能力取决于油藏压力的分布和渗透率。由于流体的采出造成的油藏岩石孔隙的收缩作用也可以促使油向生产井运移。由于油藏体积减小，一部分油被排斥出来。

3. 二次采油

采油的一般机理是：由于油藏和生产井之间的压力差，烃类物质向生产井的移动。因此，EOR 的目的就是增大油藏和生产井之间的压力差，或通过减小原油粘度来提高原油的流动度，或者降低驱替流体和原油之间的界面张力。

当由于地层中烃类的开采，原油产量递减时，就要用二次采油工艺方法来提高所需的把油驱向生产井的压力。二次采油的机理与一次采油类似，但不同之处在于：二次采油过程具有生产井和注入井二类不同的，用人工方法提高或保持把油驱向生产井的油藏压力。二次采油工艺过程包括油井抽汲、注天然气、注空气、注水和 / 或注碱性溶液和聚合物。

一次采油过程中油藏压力降可以部分地通过向油藏注入天然气恢复。注气方法分为三种类型：1) 压力恢复；2) 压力保持和 3) 气驱。这取决于气体注入油藏的方式，在压力恢复方法中，气体由一口井注入到生产层中，而其他井都关闭，直到整个油藏压力恢复为止，这一过程可能要持续一年或更多的时间。当达到所需油藏压力时，注气停止，所有其他井在人工注入的压力下开始生产。

压力保持方法：油藏压力枯竭前，来自生产井的气重新被压缩并注入到经过选择的井中。一些井作为注入井，而其他井仍为生产井。气驱方法：把气体注入油藏并保持从注入井到生产井气体的连续流动。移动的气体在到达生产井前以薄膜或气泡的形式驱动油。

一次采油以后，通过注水可以恢复枯竭油藏的压力。通过注入井把水注入油藏，水通过油藏把油驱向生产井。注水最常用的注入井和生产井的布井方式是五点井网，如图 1.1 所示，图中水被注入到中心井中，从中心井驱油到四周的生产井。图 1.1 还示出了注水通过油藏的驱油机理。为提高注水工艺的效率，可以向水中添加一些化学剂如碱或聚合物。一些早期的研究者（如 Reisberg 和 Doscher, 1956）曾把重点主要放在通过注入碱水降低界面张力的研究上，注碱水将促使形成水包油乳状液。由于乳状液表现为外相粘度，故原油以低粘度的乳状液形式采出。

通过降低水-油流度比 M 亦能改善注水效率，流度比 M 定义为：

$$k_w \mu_o / \mu_w k_o$$

式中 k_w ——水的有效渗透率，mD；

k_o ——油的有效渗透率，mD；

μ_w ——水的粘度，cP；

μ_o ——油的粘度，cP。

流度比大于 1 是不利的，因为水的流动度大于油。水可能通过油层指进并因而减小原油采收率。如果流度比小于 1，则水驱油近似活塞式驱替。注水中，通过减小水的流动度，能使流度比降低，而水的流动度的减小可以通过向注入水中添加化学剂如醇类、糖类、甘油、聚合物等来达到 (Pye, 1964, Sandiford, 1964, Dauben 和 Menzie, 1967; Gogarty, 1967; Jennings 等人, 1971)。水中含有低浓度 (250~1500ppm) 的聚合物能大大降低流度比。

4. 三次采油 (强化采油)

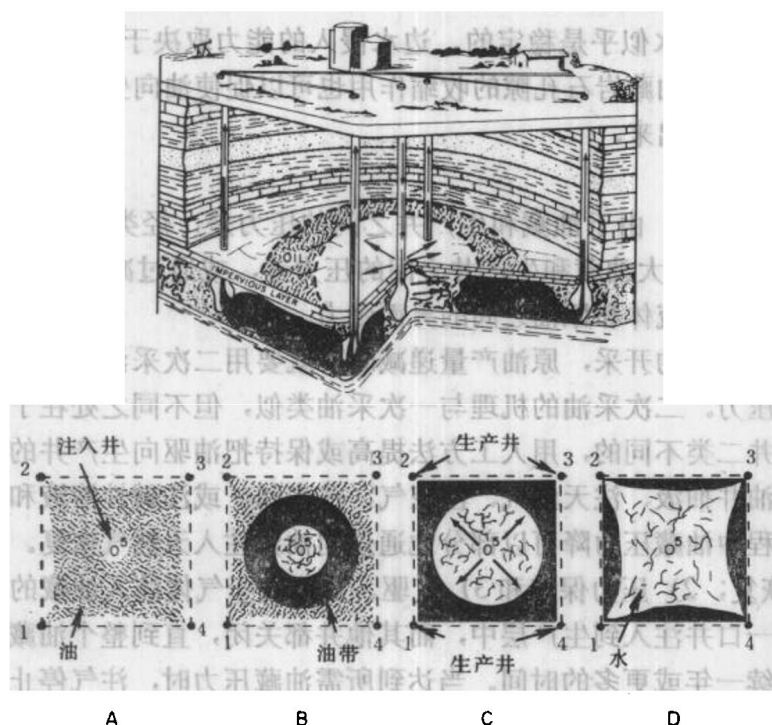


图 1.1 注水通过油藏岩石对油的驱替 (五点法井网)

三次采油 (强化采油) 的目的是增加通过二次采油 (注入或注水) 对开采过的枯竭油藏的原油采收量。EOR 工艺方法可以分为三种主要类型：1) 化学法；2) 热力法；3) 混相法。这三种主要的改善驱油效率的方法又可以进一步分为不同的工艺技术，如图 1.2 所示。热力法广泛用于重油的驱替，而化学法和混相驱法用于轻质油的开采。在这些方法中，热力法具有广阔的前景，并已广泛运用，热力法的采油量约占世界三次采油产量的 70%。目前，表面活性剂驱最为复杂，技术还不成熟，但是，如果采油用的表面活性剂配方设计合理且表面活性剂在油藏中的流动得到良好的控制，则这种驱替方法提高原油采收率潜力最大。

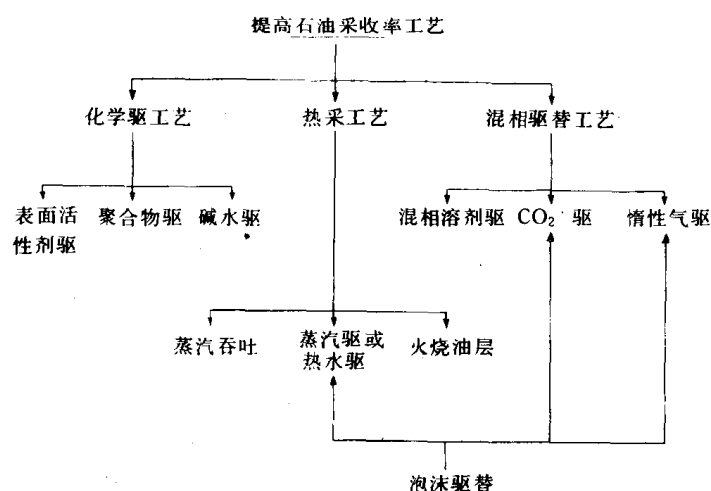


图 1.2 不同的 EOR 方法

化学驱可分为三种主要工艺技术：1) 表面活性剂驱；2) 聚合物驱和；3) 碱水驱。表面活性剂和碱水驱油的机理是以形成超低界面张力为基础的，而单注聚合物，或注入表面活性剂后又注入聚合物，则可以控制流动度，从而也就提高了原油采收率。注入到油藏中的碱水与存在于石油衍生物中的脂肪酸发生化学反应，就地形成脂肪酸的钠盐。这些表面活性剂的形成促使造成超低界面张力。化学驱过程如图 1.3 所示。

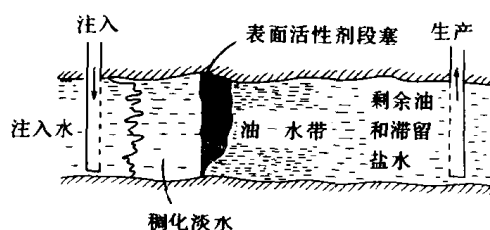


图 1.3 化学驱的原理

当油藏中含有低重度（小于 $20^\circ / \text{API}$ ），高粘原油并且油层的孔隙度较高时，用二次采油方法驱油效果不大。对这类油藏来说，应重视用热力法开采。注蒸汽降低原油粘度，从而提高原油流动性。根据热量在油藏中产生的方式不同，热力法可分为三种：1) 地下燃烧（或称火燃油层）；2) 注蒸汽；3) 湿式燃烧。

在火烧油层方法中，用化学品，井下电加热器或井下气体燃烧器点燃近井地带原油。火烧油层驱油机理已为众多研究人员广泛报导道（如 Kuhn 和 Koch, 1953; Grant 和 Szasz, 1954; Ramey 和 Naber, 1954; McNeil 和 Nelson, 1956; Benham 和 Poettmann, 1958; Martin 等人, 1958; McNeil 和 Moss, 1958; Nelson 和 McNeil, 1961）。在近井地带完成点火之后，就要连续注气促进燃烧带向生产井移动。连续燃烧带的延伸几乎能清除所有油藏流体，并在清除过的岩石中留下热量，留下的热量能使注入空气到达燃烧带前被预热。

第二种方法为注蒸汽法，蒸汽被连续或周期性地注入油藏，连续注汽是注入井注汽，生产井采油，而周期注蒸汽仅使用同一口井，即在同一口井注汽又在该井采油。注蒸汽比火烧油层易于控制。对相同的井网来说，火烧油层增产的见效时间比注蒸汽慢 25~50%。

第三种方法称为湿式燃烧。在火烧油层方法中，大量的热量留在被驱扫过的地层作为废热。可以用注入水的方法利用废热提高热能利用率并改善驱油效率。在燃烧过程中，水亦随空气注入。在汽化前缘形成过热蒸汽，过热蒸汽将传到燃烧前缘的后面。这一方法的优点是在燃烧前缘作为燃料燃烧的残余油量大幅度减少（Dietz, 1970; Burger 和 Sahuquet, 1973），这就可以驱替出更多的油和减少油藏中燃烧单位体积油所需的空气量。

混相驱的原理为，注入一种溶剂如酒精、烃、凝缩的石油气、液化石油气或二氧化碳，这些溶剂能溶解在油藏原油中。注入的溶剂减小了引起原油滞留在油藏岩石孔隙空间的毛管力。在混相驱油过程中，先注入一种溶剂段塞，然后再注入液体或气体把溶剂-油混合物驱替出来。混相驱方法可以分为：1) 注混相段塞法；2) 注富气法；3) 注高压贫气法；4) 注互溶剂和二氧化碳法。

混相段塞法的原理为注入大约等于一半油藏孔隙体积的液态烃段塞。然后注入气体或水把段塞驱替出油藏。在注入富气方法中，先注入富天然气段塞（10~20%孔隙段塞），然后注入贫气或贫气和水。高压注贫气方法是在高压下注入贫气，目的是造成原油的反汽化并在油藏原油和气之间形成由 $C_2 \sim C_6$ 成分组成的混相。在注富气方法中，中间馏分 $C_2 \sim C_6$ 由气体变成油，而在注高压贫气方法中，中间烃 $C_2 \sim C_6$ 馏分由油变成气。

注互溶剂方法的原理为：注入既在油藏油中混相、又在水中混相的溶剂（如醇类）。这些溶剂在油藏中形成单相并因而改善了原油采收率。为保证形成单相，需要非常高的注入溶剂浓度。在注二氧化碳方法中，二氧化碳在油中混相的机理类似于高压注贫气方法。在适当的压力、温度和地层原油组成条件下，二氧化碳能形成一个混相前缘，该前缘作为单相流体移动并有效地把原油驱替到生产井。在正常油藏温度下，低至 1500psi 的压力也可以达到使二氧化碳混相。二氧化碳中不纯物质的存在如氮气和甲烷气会增加混相压力，而存在另外一些不纯物如丙烷和硫化氢则会减小混相压力。

例如，在美国西得克萨斯 Permian 盆地的油田中，几家公司正在成功地使用二氧化碳进行提高石油采收率的生产。二氧化碳气源供应来自新墨西哥东北部的 Bravo Dome 储层（相距约 400km），该储层估计有 $2.8 \times 10^{10} m^3$ ($12 \times 10^{10} ft^3$) 纯度为 97% 的二氧化碳气储量。从美国科罗拉多东南部的绵羊山 (Sheep Mountains) 的科罗拉多西南部的 McElmo Dome 也可以得到地下二氧化碳气源供应。能够得到大量的二氧化碳气源供应就使这一地区用二氧化碳混相驱提高采收率成为可行。阿拉斯加北部斜坡油藏也正在考虑用二氧化碳混相驱方法提高深度约为 1100m 的西橡树油层重油的采收率。这里的石油储量估计约为 $3Gm^3$ ($20 \times 10^9 bbl$)。把二氧化碳混相驱法成功地用于重油开采将拓宽二氧化碳作为一种激励剂在采油中的应用。

用微生物和其代谢产物来激励原油生产的方法正在引起广泛的兴趣。这一技术的工艺过程为：把经过选择的微生物注入到油藏中，然后就地生长的产物在油层中传输并激励油井生产。微生物的存在有助于进一步减少二次采油以后油藏中滞留的残余油。微生物提高原油采收率法 (MEOR) 不可能取代常规 EOR 法，因为 MEOR 法本身具有一定的局限。然而，这一独特的方法似乎在许多方面有优越之外，微生物是能自行复制的物质；换句话说，微生物细胞被注入到油藏中去，还能就地增殖并起增效作用。当能提供基本的营养素和在适宜的环境下，微生物的繁殖能够从原油成份中合成大量的生物化学产物。事实上，已在深度约 2000m 的油藏中发现了不同类型的微生物群体 (Petzel 和 Williams, 1986)。流行的看法是，油藏中的微生物是在钻井、完井和油井大修过程中或者是二次采油期间通过注水带入的。微生物群体存在于深层多孔地层这一事实为在油藏中能进行生物繁殖提供了可靠的证据。这一事实对发现能导致提高原油采收率的微生物、工艺过程以及技术的基础研究是一个积极的促进。已报道的现场探索试验提出了需要进一步完全认识的问题。为了现场应用要进行的特殊研究将解决这些问题（见 Donaldson 和 Clark, 1982; Zajic 和 Donaldson, 1985; Yen, 1986）。

除了被认为是一项新兴技术（目前正在进行有限的现场试验）的微生物提高原油采收率方法之外，还有另外一项正处于实验室实验阶段和非常有限的现场试验的技术。这一项 EOR 技术为电渗流体的流动，即用直流电来提高注水能力和原油产量。实验室实验结果指出，在一次或二次采油期间可以用直流电增加油和水的体积流量（Adamson 等人，1963a, b; Anbah 等人，1965a, b; Chilingar 等人，1970）。Chilingar 等人（1968）曾经报道，利用直流电通过含有粘土的砂岩岩心可以使水流量增加 2~32 倍。此外，在多孔介质中还发生了电化学变化，这可由经过不连续处理（滞后效应）的岩心的最终渗透率增加来证实（Anban 等人，1965b）。对岩心施加电流的结果可由粘土的 X-射线分析表明，粘土中片状结构大量减少；硅酸盐似乎受到了破坏（Horton 等人，1967）。另一种讨论概念是根据薄膜—模拟化学原理使就地原油的胶束型态产生化学变化。这一技术将导致四次采油（以前讨论的 EOR 的所有技术为三次采油）或最终采收率的先进水平（Yen, 1986）。

然而，EOR 方法需要大量的原始资金投入，在应用期间要求细致地监测，而增加的采收率又比较低并且过程持续时间比较长。因此，由于投入的资金回收率低，所以 EOR 方案需要经过充分的经济评价和预测。需要对原始油藏进行地质描述，对含油饱和度、地层学和水文学进行评价以便确定任何 EOR 方案的可行性。因此，需要经过高度专业训练的技术人员来完成所有类型的 EOR 工程。尽管这些对 EOR 方法的限制造成了人们在确定是否应用 EOR 技术的犹豫不决，但有两种 EOR 方法已经被证明是成功的，即二氧化碳混相驱技术和热采技术。用其他 EOR 方法大大提高原油采收率的潜力依然存在；然而，为了消除经济上的局限性，需要进一步进行现场试验和评价。

本卷著作对全部的 EOR 技术包括数学模拟进行了论述。本书既可作为一本完整的 EOR 方法的教科书，又可作为进行特殊油藏评价的工程参考材料。

张卫国 译

杨承志 校

参 考 文 献

- Adamson, L.G., Anbah, S.A., Chilingar, G.V. and Beeson, C.M., 1963a. Possible use of electric current for increasing volumetric rate of flow of oil and water during primary or secondary recovery. *Chim. Chron.*, 28(1): 1-4.
- Adamson, L.G., Chilingar, G.V. and Beeson, C.M., 1963b. Some data on electrokinetic phenomena and their possible application in petroleum production. *Chim. Chron.*, 28(10): 121-127.
- Anbah, S.A., 1963. *Use of direct electrical current for increasing the flow rate of reservoir fluids during petroleum recovery*. Ph.D. Dissertation, University of Southern California, Los Angeles, Calif., 252 pp.
- Anbah, S.A., Chilingar, G.V. and Beeson, C.M., 1965a. Application of electrical current for increasing the flow rate of oil and water in porous medium. *J. Can. Pet. Technol.*, 4(2): 1-8.
- Anbah, S.A., Chilingar, G.V. and Beeson, C.M., 1965b. Use of direct electrical current for increasing the flow rate of reservoir fluids during petroleum recovery. *J. Can. Pet. Technol.*, 3(1): 8-14.
- Benham, A.L. and Poettmann, F.H., 1958. The thermal recovery process — an analysis of laboratory combustion data. *Pet. Trans. AIME.*, 213: 36-408.
- Burger, J.G. and Sahuquet, B.C., 1973. Laboratory research on wet combustion. *J. Pet. Technol.*, 25(10): 1137-1146.
- Chilingar, G.V., Chang, Kim Sang, Davis, J.E., Farhanghi, H.J., Adamson, L.G. and Sawabini, S., 1968. Possible use of direct electrical current for augmenting reservoir energy during petroleum production. *Compass of Sigma Gamma Epsilon*, 45(4): 272-285.
- Chilingar, G.V., El Nasir, Abdulrahman and Stevens, R.G., 1970. Effect of direct electrical current on permeability of sandstone cores. *J. Pet. Technol.*, 22(7): 830-836.
- Dauben, D.L. and Menzie, D.E., 1967. Flow of polymer solutions through porous media. *J. Pet. Technol.*, 19(8): 1065-1073.

- Dietz, D.N., 1970. Wet underground combustion state of the art. *J. Pet. Technol.*, 22(5): 605-617.
- Donaldson, E.C. and Clark, J.B. (Editors), 1982. *Proceedings, 1982 International Conference on Microbial Enhancement of Oil Recovery*. NTIS, Springfield, Va., 219 pp.
- Foley, C., 1976. *The Energy Question*. Penguin Books Ltd., Harmondsworth, Middlesex, 210 pp.
- Gogarty, W.B., 1967. Mobility control with polymer solutions. *J. Pet. Technol.*, 7(2): 161-173.
- Grant, B.F. and Szasz, S.E., 1954. Development of an underground heat wave for oil recovery. *Trans. AIME*, 201: 108-118.
- Horton, J.H., Hamid, S., Abi-Chedid, E., and Chilingar, G.V., 1967. Effect of electrochemical treatment on selected physical properties of clayey silt. *Eng. Geol.*, 2(3): 191-196.
- Jennings, R.R., Roger, J.H. and West, T.J., 1971. Factors influencing mobility control by polymer solutions. *J. Pet. Technol.*, 23(3): 391-410.
- Kuhn, C.S. and Koch, R.L., 1953. In-situ combustion, newest method of increasing oil recovery. *Oil Gas J.*, 52(14): 92-96, 113-114.
- Martin, W.L., Alexander, W.L. and Dew, J.N., 1958. Process variables in in-situ combustion. *Trans. AIME*, 213: 28-35.
- McCain, W.D., Jr., 1973. *The Properties of Petroleum Fluids*. Petroleum Publishing Company, Tulsa, Okla., 325 pp.
- McNeil, J.S. and Moss, J.T., 1958. In-situ combustion. *Oil Gas J.*, 56(37): 235-241.
- McNeil, J.S. and Nelson, T.W., 1956. Thermal methods provide three ways to improve oil recovery. *Oil Gas J.*, 57(3): 86-98.
- Nelson, T.W. and McNeil, J.S., Jr., 1961. In-situ combustion project. *Oil Gas J.*, 59(23): 59-65.
- Petzel, G.A. and Williams, B., 1986. Operations trim basic EOR research. *Oil Gas J.*, 84(6): 41-45.
- Pye, D.J., 1964. Improved secondary recovery by control of water mobility. *J. Pet. Technol.*, 16(8): 911-916.
- Ramey, H.J., Jr. and Naber, G.W., 1954. A blottertype electrolyte model determination of areal sweeps in oil recovery by in-situ combustion. *Trans. AIME*, 201: 119-123.
- Reisberg, J. and Doscher, T.M., 1956. Interfacial phenomena in crude oil water systems. *Prod. Mon.*, 21(1): 43-50.
- Sandiford, B.B., 1964. Laboratory and field studies of waterfloods using polymer solutions to increase oil recovery. *J. Pet. Technol.*, 16(8): 917-922.
- Uren, L.C., 1939. *Petroleum Production Engineering*, 2. McGraw Hill, New York, N.Y., 632 pp.
- Yen, T.F., 1986. *A State of the Art Review on Microbial Enhanced Oil Recovery*. Report to National Science Foundation, IOR 8405134, 278 pp.
- Zajic, J.E. and Donaldson, E.C. (Editors), 1985. *Microbes and Oil Recovery*, 1. Bioresources Publications, El Paso, Texas, 370 pp.

第二章 提高原油采收率的地质因素

P.A.Dickey

一、储层非均质性（提高采收率方案失败的最常见原因）

大多数（可能超过一半以上）提高采收率方案的现场试验失败了，因为其实际采油量低于方案预计的采油量。方案失败的最常见原因是储层的非均质性，它造成了低波及效率（另一个常见的原因是实际的剩余油量低于估算的）。注入的驱油介质简单地横穿储层岩石中的高渗透层而绕过其低渗透层。当然，应用二次采油方法也会出现由于绕流带来的麻烦，但它的风险要小些。因为水和甲烷价格便宜，把它们循环注进渗透层而期待从低渗透层中产出部分油是可能的。所有用于三次采油的流体价格都是较昂贵的。其中一些是粘性的，其目的是为了控制流度比，以便驱动低渗透层中那些未被驱动出的原油。

部分由 DOE 资助的提高石油采收率（EOR）方案的报告经常以这样的论点——“储层非均质性对提高采收率的影响要比预期的更占主导地位”，“地质和渗透率非均质性是低采收率的最可能的原因”（Goodrich 和 Watson, 1980）——来结束。“储层非均质性至少与工艺特征同等重要，对于了解和解释一个现场试验来说更是如此”（Claridge 和 Lohse, 1983）。

事实上，虽然储层非均质性是方案失败的最常见的原因，但许多“目的层”的资料（Hicks 和 Foster, 1979; Goodrich 和 Watson, 1980）和“筛选”标准的数据表中没有提到它。在没有获得尽可能多的有关储层形状、大小和非均质性的资料前，开始制订 EOR 方案是不可理解的。

1. 非均质性的类型

最常见的储层非均质性的类型是储集岩渗透率在横向和纵向上的简单变化。此外，有一些储层被充当阻挡层的断层分隔开。储层通常由一系列侧向上部分或全面尖灭的河道砂体组成，有时呈现为一个平行裂缝系统。正常情况下，这些裂缝是紧密闭合的，但受到注入流体的压力后就容易张开。

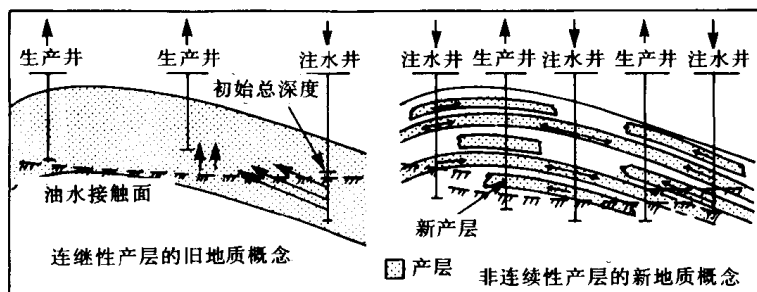


图 2.1 产层连续性的新旧地质概念

（据 Ghauri 等人，1974，第 596 页，图 3；经美国石油工程师学会同意）

几乎所有的砂岩和多数碳酸盐岩是层状的，即它们由渗透率不同的水平地层所组成。这些水平层相互之间又被不渗透的页岩层分隔开。通常，页岩层是相当薄的，以致于在电缆测井中记录不到，甚至在岩心中也观察不到。正常情况下，这些页岩层可以把储层分隔成一系列独立的各有其孔隙度和渗透率的小（子）储层。水平不渗透阻挡层的存在有利于二次采油和三次采油，因为它可使所注入的流体平行于层理流动。如果阻挡层不是这样，则所有的注入流体将穿过层面进入渗透性最好的层，从而使纵向波及效率急剧降低。

在西得克萨斯的二叠纪白云岩地层中，开始水驱时，层理起到了惊人的影响（Ghauri 等人，1974，Barrett 等人，1977）。据推测，在地层的整个厚度上是均匀的白云岩。当证实边缘注水无效时，地质研究表明，水不是严格地从油下面通过，但面积注水已获得相当大的成功（图 2.1）。

岩石孔隙的几何形状对提高采收率（EOR）方法的效果有影响。相当多的孔隙被本身有微孔隙的自生粘土部分充填。自生粘土中的微孔隙被束缚水充填，所以它们不储油。这些细粒片状晶体具有极大的表面积，因而对表面活性剂有吸附作用。

如果孔喉直径与孔隙直径的比值比较小，则采油效率将会降低。孔隙表面的润湿性对采油效率有影响，但对此我们知之甚少，因为几乎不能确定在地下哪部分表面是亲油的，哪部分又是亲水的。

在碳酸盐岩地层中，孔隙特性有时起主要的作用。象西得克萨斯的二叠纪地层一样，许多碳酸盐岩储层有相当均匀的粒间孔隙，其状态就象砂岩储层一样[●]。在其它情况下，碳酸盐岩具有双孔隙度，绝大多数的油储在低渗透基质中，它们靠高渗透率的溶洞或裂缝运移。在这样的储集岩中进行注水开发，其响应极差；对提高采收率来说也是如此。

2. 渗透率成层非均质性的数学表示

当 EOR 方法在 40 年代后期用于实际油藏时，其结果是令人失望的，这是因为实际采收率要比实验室的实验结果低，大多数实验是一维的。实验室的实验者提出了“波及”的概念，它用现场结果与实验室实验预测定量的相关数值表示。这个概念表示了科学上和工程上的不完善性。科学上，数学应符合自然条件，而不是符合周围其它模式；工程上，所设计的任何地层构造应符合局部的岩层，而不是仅符合一些理想的情况。

后来，人们进行了另外的工作，即以某些定量方式从岩心分析中表示出渗透率的变化。Craig (1971) 对这些方法做了很好的评论。Dykstra 和 Parsons 在 1950 年提出了后来最常用的“渗透率变异系数”。他们以下式定义渗透率变化 V ：

$$V = \frac{\bar{k} - k_{\sigma}}{\bar{k}} \quad (2.1)$$

式中 $\bar{k}$ ——是渗透率中间值，

k_{σ} ——是 84.1% 的累积岩样的渗透率值。对于完全均质系统， V 值应为 0。

象许多其它的地质参数一样，渗透率变化通常呈对数正态分布。对数正态分布的中间值就是几何平均值，因此平均渗透率 $\bar{k}$ 为：

$$\bar{k} = \sqrt[n]{k_1 \times k_2 \times k_3 \cdots \times k_n} \quad (2.2)$$

但这些数学表示式对预测波及效率并不十分有用。由不稳定试井确定的渗透率、厚度

[●]但在碳酸盐岩储层中垂直于层面的渗透率常常与平行于层面的渗透率相近。

(kh) 乘积的加权平均值是不可靠的。就象一个被水淹的人试图穿过加权平均深度为 1m 的河一样。对大多数油藏, 根据测井推算, 一次采油开发仅采自整个砂岩地层厚度的一小部分。大多数的剩余油滞留在致密砂层中, 它们是不可采出的。所以就存在过高估计油藏体积和残余油的倾向。一次采油和二次采油可能要比初期设想的更有效。

事实上, 许多油藏是由河道或浅滩沉积构成的, 因此它们在横向上和纵向上是有限的。在模拟三次采油方案中, 这很容易导致错误估算渗透率变异系数。必须根据油藏的实际大小和形状, 设计出完整的注入井和生产井井网、方案, 以便使注入流体波及可渗透砂岩地层。

二、影响提高采收率方案的地质因素举例

我们从众多描述提高采收率的方案中来选择实例, 说明储层非均质性的影响。非均质常常导致方案的失败。有时也使设计方案与油藏的地质条件相符。

1. 烃类溶剂驱

当两种流体混相时, 在它们之间的毛细管压力就消失了。当一束丙烷和丁烷 (LPG) 通过含有小油珠的地层时, 油珠将被“拾走”, 采收率达到 100%。

应用烃类溶剂的主要难点在于其本身粘度低, 因为它与地层中油和水的混相比低。由溶剂向前穿透的图示可以看出没有形成油堤。如果用天然气作驱替 LPG 的流体, 流度比将更低, LPG 趋向于蒸发而回到天然气中。只有把 LPG 限制在实验室中的一维管子中, 这个效果才比较好, 但这是一种假象。

只有在陡倾的地质情况下, 诸如一个较高的具有良好垂直渗透率的碳酸盐岩礁, 或盐丘翼部的陡倾地层, 接着天然气驱的 LPG 段塞才能够达到重力稳定。通过向气顶注入天然气, 驱动 LPG 段塞向下穿过礁, 溶解和带走重力泄液后剩下的油, 从而有效地冲洗了岩层。为使加拿大的 Alberta 泥盆纪礁实现这个目标曾进行过几方面的工作。

Golden Spike 油藏是一列塔礁之一, 它从 Redwater 延伸到 Rimbey (Reitzel 和 Callow, 1977)。它的面积 1385acre (561ha), 平均厚度为 480ft (146m)。该油藏是于 1949 年开发的, 它从 1953 年开始注天然气保持压力, 产生了一个次生气顶。该油藏既无原生气顶又无底水。因为礁未经白云化, 并且看上去是均质的, 所以它似乎是注入混相 LPG 段塞的最佳选择对象。故决定从 1964 年开始在次生气顶和油层之间注入 7% 烃孔隙体积的溶剂带。

在 1972 年钻了另一口井, 后者表明混相带不象所预期的那样。在 1973 年, 油藏一侧的油层界面为 130ft (40m)。在油藏基底上部有厚度为 325ft (107m) 的不渗透层。气顶从这个阻挡层下部穿过, 并绕过一部分油和一半的注入溶剂; 剩余的溶剂扩散进入气顶。图 2.2 表示出了这种情况。

此后进行的详细地质研究表明, 该礁由许多的岩石类型组成。存在几个其它的小范围的水平渗透率阻挡层。在这些阻挡层的上部有薄油层, 油从此向下流入油柱。30 × 10⁶bbl 溶剂带的增产油量为 10 × 10⁶bbl 而不是预期的 69 × 10⁶bbl 油。溶剂驱扫过的小层的原油采收率为原始原油地质储量的 90% 之多。Reitzel 和 Callow 在 1977 年报告最终采收率将达到原始地质储量的 67%, 虽然方案的最终结果尚未报道过。

几个应用烃类溶剂相当成功的方案之一是由 Texaco 公司进行的 (Martin 和 Young, 1982)。Wizard Lake 油田是加拿大 Alberta 的高堤礁的另一列。礁是 1951 年发现的。在