

KUANGCHANG YOUQI
JISHU YU CHULI

矿场油气集输与处理



郭揆常 主编

中國石化出版社

[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

矿场油气集输与处理

郭揆常 主编

中国石化出版社

内 容 提 要

本书是矿场油气集输与油气处理的专业技术书籍。内容包括陆地和海上油气田油气集输工艺、油气集输管路、气液分离、矿场原油处理、天然气净化、天然气脱水、天然气凝液回收、液化天然气等,并简要介绍了与矿场油气集输与处理相关的油气田开发基础知识。

本书可供从事陆地和海洋油气田开发油气集输和油气处理的科研、设计、工程建设和生产运行人员学习参考,也可作为石油院校石油天然气工程、油气储运等专业的教材。

图书在版编目(CIP)数据

矿场油气集输与处理/郭揆常主编. —北京:中国石化出版社, 2009

ISBN 978-7-5114-0157-1

I. 矿… II. 郭… III. 油气集输 IV. TE86

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2009)第 202058 号

未经本社书面授权,本书任何部分不得被复制、抄袭,或者以任何形式或任何方式传播。版权所有,侵权必究。

中国石化出版社出版发行

地址:北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编:100011 电话:(010)84271850

读者服务部电话:(010)84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail:press@sinopec.com.cn

北京科信印刷厂印刷

全国各地新华书店经销

*

787×1092 毫米 16 开本 29.75 印张 755 千字

2010 年 1 月第 1 版 2010 年 1 月第 1 次印刷

定价:75.00 元

前 言

矿场油气集输是石油天然气产业链中衔接上游油气开发与下游油气加工的重要系统。油气集输系统要确保油气田采输协调,生产平稳,产品合格。油气集输系统又是油气田地面工程建设的主体,既要满足油气开采的需要,又将决定油气田公用系统的建设。

随着油气田开发技术的进步,现在除了常规油气田开发外,诸如低渗透低产油气田、稠油油田、凝析气田等复杂油气藏和海洋、沙漠等恶劣自然环境下的油气开发也不断取得进步,促进了油气集输工程技术的进步,扩大了油气田地面工艺系统的工作,“油气集输”已不能概括油气田地面工艺系统的全部工作内容,特别是没有准确反映油气处理工作。为此本书定名为“矿场油气集输与处理”,以期全面反映油气田地面工艺系统包括矿场油气处理的全部工作内容和技术进步。

海洋油气集输与处理既有与油气集输与处理专业相同的工艺原理,又有由海洋环境带来的自身的特点。为满足在不同环境下从事油气集输与处理工作的工程技术人员需要,本书简要介绍了海洋油气集输与处理工程的相关内容。

油气田地面工艺系统发展至今,无论是油气集输还是油气处理都有不少技术值得总结。而当前有关矿场油气集输与处理的专业书籍很少,本着总结数十年从事陆地和海洋油气集输工程实践的目的编写本书,以期从事这方面工作的科研、设计、建设、生产运行的工程技术人员提供一本专业参考书。为便于应用,编写中力求深入浅出,除必要的基础理论外,着重于应用技术的描述,特别是力求反映国内外油气田开发中成功应用的案例。全书共分九章,主要内容包括陆地和海上油气集输工艺、集输管路、原油处理、天然气脱硫脱碳、天然气脱水、硫磺回收、天然气凝液回收和天然气液化等。油气集输工程必须满足油气田开发和开采的要求,为此本书第一章对油气田开发和开采工程作了简要介绍。鉴于天然气液化技术的成熟和液化天然气贸易的蓬勃发展,液化天然气已成为油气田开发的一种终端产品,本书第九章对天然气液化、储存、运输、接收作了介绍。

本书第三章第一、二、三节和第四章第一、二、三节由中国石油大学冯叔初教授编写;第五、六、七章由西安长庆科技工程有限责任公司王遇冬教授编写;其余各章节由郭揆常编写。全书由郭揆常负责统稿。

本书在编写过程中,得到众多从事陆地和海洋油气集输工作的工程技术人员的关心和帮助,提供的许多实际应用案例使本书的应用性得到充实,在此特表衷心感谢。

“路漫漫其修远兮,吾将上下而求索”。油气集输与处理毕竟是一项庞大的系统工程,数十年陆地与海洋的专业工作经验也实在难以将其全面总结,更何况科技进步迅速,对于油气集输工程这门综合性应用学科的推动也是日新月异,衷心希望日后有更多新内容对本书进行提高和充实,特别是海洋油气集输和液化天然气方面相信会有更多新技术进入。对于本书中的不当之处,恳请各位读者批评指正。

目 录

绪论	(1)
第一章 油气田开发	(3)
第一节 油气藏性质	(3)
第二节 油气田开发	(14)
第三节 油气田开采	(23)
第四节 提高油气采收率	(40)
第二章 油气集输工艺	(45)
第一节 陆上油田油气集输工艺	(45)
第二节 陆上气田集输工艺	(55)
第三节 海上油气集输工艺	(58)
第三章 油气集输管路	(70)
第一节 原油管路	(70)
第二节 简单输气管路	(78)
第三节 油气混输管路	(86)
第四节 海上油气管路	(121)
第四章 矿场原油处理	(140)
第一节 油气分离	(140)
第二节 原油脱水	(189)
第三节 原油稳定	(219)
第四节 海上油气处理	(238)
第五章 天然气脱硫脱碳	(249)
第一节 脱硫脱碳方法分类与选择	(249)
第二节 化学溶剂法	(253)
第三节 其他脱硫脱碳方法	(272)
第六章 天然气脱水	(282)
第一节 天然气水合物及其防止	(282)
第二节 低温法脱油脱水	(296)
第三节 吸收法脱水	(300)
第四节 吸附法脱水	(308)
第七章 硫磺回收及尾气处理	(324)
第一节 硫的物理性质	(324)
第二节 克劳斯法硫磺回收工艺技术	(326)
第三节 硫磺处理及储存	(339)
第四节 克劳斯装置尾气处理工艺技术	(342)

第八章 天然气凝液回收 (354)

 第一节 概述 (354)

 第二节 制冷方法 (361)

 第三节 凝液回收工艺及设备 (376)

 第四节 天然气凝液的综合利用 (399)

第九章 天然气液化 (401)

 第一节 概述 (401)

 第二节 天然气液化工艺 (408)

 第三节 液化天然气储存 (434)

 第四节 液化天然气运输 (446)

 第五节 液化天然气接收站 (451)

参考文献 (469)

绪 论

油气井作为油气田开发的基本单元星罗棋布在油气田的各个区域,开发一个油气田需要生产井少则几十口,多则成千上百口。单井采出的油、气需要集中起来,经过一定的处理成为产品才能销售出去。而这个将分散在油气田各处的油气井产物收集起来,经过处理成为合格产品的任务就是矿场油气集输工程研究的对象。油气集输工程要确保油气田开发生产采输协调,要保证各种油气产品质量合格,要使生产过程节能减排。

油气田开发是一项庞大的系统工程。对开发全过程来说,油气田开发由油(气)藏工程、钻采工程和油气集输工程组成。油(气)藏工程是研究所开发油气田的油(气)藏类型,预测储量和产能,确定油(气)田的生产规模和开发方式;钻采工程包括钻井、完井及油气开采工程;油气田地面工程包括油气集输与油气矿场加工、采出水处理、供排水、注水(注气、注汽、注聚合物)、供电、通讯、道路、消防等与油(气)田生产密切相关的各个系统。

油气田开发的目标是采用经济有效的方法,少投入,多采出,以尽可能少的工作量,获取尽可能高的采收率。而开发目标的实现是要经过包括油气藏、钻井、完井、采油(气)和地面工程在内的各方面共同努力的结果。为此,应在制订出符合油气藏实际的开发方案的基础上,综合优化钻井、完井、采油(气)和地面工程方案,以确保油气田开发建设取得好的整体经济效益。国外不少石油工程公司十分重视采用多专业结合、综合优化的方法,在进行总体技术经济比较的基础上,提出油气田的总体开发方案。在开发过程中,这些工作,相互衔接,互相配合,如油气集输系统要为油藏工程动态分析研究采集单井产量、压力、温度等参数。为不断加深对油气藏的认识、适时调整油气田开发方案提供科学依据。油气集输工程必须满足油气田开发和开采的要求,保证采输协调,生产平稳。

油气集输系统的总体布局应根据油气藏构造形态、生产井分布及自然条件等情况,统筹考虑注水、采出水处理、给排水及消防、供配电、通讯、道路等公用工程,经技术经济对比确定。油气集输工艺流程应根据油气藏工程和采油采气工程方案、油气物理性质和化学组成、产品方案、地面自然条件等具体情况,本着产品合格、节能降耗、流程简化的精神合理安排。

矿场油气集输与处理是石油天然气上游产业链中的重要一环。随着石油科技的进步,油气集输工艺技术发展迅速:集输流程的全密闭,大大减少了油气损耗;充分利用油气井流体的压力能,适当提高集输压力,扩大集输半径,降低集输能耗;合理利用热能,提高传热效率,减少集输热耗;高凝高黏原油的掺液输送技术;油气混输技术及设备;海上油气集输;采用高效设备,简化工艺流程;低能耗高收率凝液回收技术等等。矿场油气集输与处理已形成了一整套既能适用于常规油气田、低渗透低产油气田、稠油油田等不同性质油气藏的开发要求,又能适用于陆地、海洋、沙漠、滩海等不同自然环境的集输、处理技术与设备。

陆上油田的油气集输,按加热方式的不同,经常采用的五种典型流程是:井口不加热单管流程、井口加热单管流程、井口掺液输送双管流程、单管环状掺水流程、伴热输送三管流程。管网布置可根据油田实际情况,采用单井进站或多井串联进站方式。油田伴生气的集输

工艺结合原油集输流程，可选择油气混输工艺或油气分输工艺。

陆上气田集气系统，应根据天然气气质、单井产量、压力、温度和气田构造形态、驱动类型、井网布置、开采年限、逐年产量、产品方案及自然条件等因素，综合考虑确定集气工程总流程，以提高气田开发的整体经济效益。集气管网的压力应综合平衡气藏压力和商品气外输压力的要求来确定。如果可能，应尽可能提高集气压力。集气管网布置形式可根据集气工艺、气田构造形态及地形条件等因素，确定采用枝状管网、辐射-枝状组合管网或辐射-环形组合等管网形式。

海上油气集输要根据油气田性质、离岸距离、海洋环境、经营要求等综合比较确定采用全海式或半海半陆式。油气集输流程与海上工程设施的选型密切相关，应综合进行技术经济比较确定。我国近海油气田开发中已经形成了井口平台-浮式生产储油轮、井口平台-中心处理平台-管道输送、水下井口-浮式生产系统等几种形式的生产设施组合。

矿场油气处理应充分利用油气井产出物，生产符合产品标准的原油、天然气、液化石油气、稳定轻烃等产品。油气处理应选择收率高、能耗低、排放少的工艺流程。处理工艺及设备可以采用组合式，如油气分离器可与原油沉降脱水器结合；原油脱水工艺可采用热化学沉降脱水、电化学脱水的组合；原油稳定应与原油脱水、原油外输结合考虑等。以提高处理效率，降低处理成本，增加经济效益。

油气集输工程是油气田地面工程的主体。油气田采出水处理、注水、供排水、供电、通讯、道路、消防等与油气田生产密切相关的各个系统的建设规模、功能配置等要按照油气集输与处理工程的需要而定，必须满足油气集输工程在油气田各个开发阶段的需要。确保生产平稳、安全可靠。

矿场油气集输与处理是一门综合性的应用科学，它涉及流体力学、工程热力学、石油工程、化学工程等多学科的技术。随着世界科学技术的进步和油气田开发的不断推进，必将促进油气集输工程技术的进步。

第一章 油气田开发

石油工业包括了从油气田勘探、开发、油气输送到石油炼制、天然气利用和石油化学工业在内的完整产业链。油气田勘探、开发是石油工业的上游产业，而油气开发是指在基本探明油、气田储量和掌握了油气藏地质特征以后，着手制订合理的开发方案，采用科学的开采技术和方法，经济、合理地把地下油气资源最大限度地开采出来的全部工作。

油气开发包括油气藏工程、钻井工程、采油工程及油气田地面工程。油藏工程研究待开发油气田的油气藏类型、预测储量和产能、确定油气田的生产规模和开发方式；钻井工程研究钻井、完井工艺及设备；采油工程从事油气井开采工艺；油气田地面工程包括油气集输与油气矿场加工(以下简称油气集输)、油气田采出水处理、供排水、注水(注气、注汽、注聚合物)、供电、通讯、道路、消防等与油气田生产密切相关的各个系统。油气田地面工程建设的依据是油气田开发方案，地面工程设施必须满足油气田开发的需要，油气田地面工程工作者也必须掌握油气田开发方面的基本知识。

第一节 油气藏性质

一、油气田地下构造

石油是由碳与氢两种元素以各种形式构成的化合物所组成的混合物，其天然产状可以是液态、气态或固态。

对于石油是怎样生成的，至今有两种说法：一是沉积生成说，认为石油是地球上原始动植物(包括微生物)富集到一起被埋葬，经过千百百万年在缺氧状态下受温度、压力的作用逐渐生成。这就是有机成因理论。沉积生成说又分为海相沉积和陆相沉积，海相沉积是指被埋葬的生物是在海洋环境下生成石油，陆相沉积是指被埋葬的生物是在江河湖泊条件的作用下生成石油。有机成因说的实质是地球上远古生物的存在是石油生成的必要条件。另一种观点是无机成因说，其中有认为石油和地球是同时生成的，也有认为在地球深部存在的碳和氢在高温、高压下反应生成石油。

在生油层中生成的石油是分散的，没有开采价值，经过运移和聚集过程，才能构成一个具有工业开采价值的油气藏。生油层中分散的石油和水沿地层向低势能区流动，由于油比水轻，气比油轻，油、气有向上运移的趋势。石油在运移过程中，当流动受到阻碍时，就聚集起来，形成了具有工业开采价值的油气藏。

目前世界上已发现的油气田绝大部分是在沉积岩里，这些沉积岩都是由不同年代的沉积物经压实、成岩作用后形成的，通常是以成层、成片或成块的形式处于地下。在沉积岩形成的当初，它近似于水平，同一层内部存在着某种连续性，后来受到地壳运动的拉伸和挤压，发生了弯曲、扭曲甚至断裂，形成可以储集油气的地下构造。

沉积岩随成岩地质年代不同、沉积物不同，砂岩和其他岩石交互成层。适合于储油的封闭地质构造主要有背斜圈闭、断层圈闭和不整合圈闭三种，其共同特点是：中间有一层孔隙

性储油地层(大多为砂岩、石灰岩,少量为其他岩石);上部为阻止石油流失的不渗透层(一般为黏土岩),称盖层,如图1-1所示。

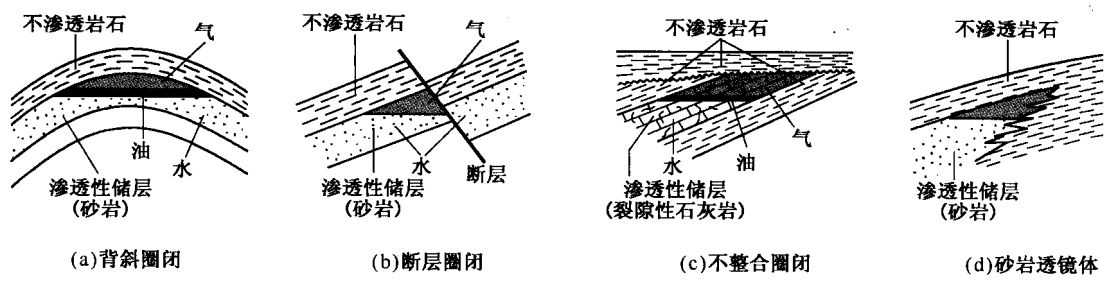


图1-1 典型的储油构造

背斜圈闭如图1-1(a)所示。它像一口倒扣的铁锅,有的背斜圈闭接近圆形,多数则呈长条椭圆状;像地下的山岗。背斜圈闭往往是几个、十几个成群出现,组成背斜圈闭带。目前已开发的油田中,背斜圈闭约占58.2%,产油量占80%。因而,在寻找石油时,背斜圈闭至关重要。

断层圈闭如图1-1(b)所示,由于地壳变动,使地层断裂、错位,形成断层。若断裂一侧的孔隙性地层恰好为另一侧的不渗透地层封堵,就构成了封闭石油的条件。断层圈闭约占已开发油田数的7.8%,产油量占1.2%。

不整合圈闭如图1-1(c)所示。水域底部沉积了某一时代地层后,由于地壳运动,水域底部上升并露出水面,此时它不仅不能接受沉积,连已形成的沉积岩层也将被风化、剥蚀。当地壳运动再次使该地层下降至水面以下时,又有新的沉积层覆盖在老地层上,新老地层的接触面称不整合面。若较早沉积的孔隙性地层被新沉积的不渗透地层所封闭,就形成了适合的储油条件。这种圈闭约占已开发油田数的6%,产油量占2.8%。

此外,还有因地层渗透性能变化形成的透镜状储油构造,即非结构性圈闭,如图1-1(d)所示。

图1-2表示当丰富的油气资源运移至背斜构造带时,随运移时间的延续油气越聚越多,油气和油水界面也将逐渐下降,如图1-2(a)所示。当油水界面降到构造溢出点时,后来的石油将不再进入构造1中储存。随油气继续运移,已储存在构造1中的油也会逐渐被后来进入构造的气体驱替出去,使油气界面下降,如图1-2(b)。当油气界面达到溢出点时,构造

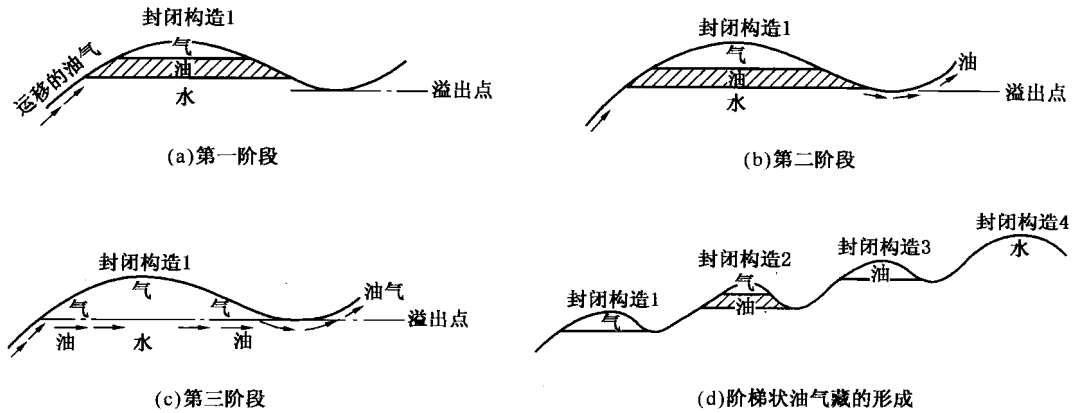


图1-2 背斜构造带油气的运移和聚集

1 中只储有气体,如图 1-2(c)。上述过程也会在封闭构造 2、3 中继续发生,聚集起一连串阶梯状的油气藏。由上述石油运移过程可知:溢出点最低的封闭构造首先为气体所占据,溢出点稍高的构造含油、气,更高的则含水。一般,在 6000 ~ 7000m 以下发现的几乎都是天然气藏,在 2000 ~ 5000m 内既产油又产气,更浅的则以生产原油为主。

二、油气藏类型

运移、聚集起来的并具有工业开采价值的油气藏有各种类型,它们是按地层内石油的压力-温度相态图来划分的。尽管各种石油的组成不同,但在 $p-T$ 相态图上的外形轮廓极其相似,如图 1-3 所示。图中 $AD'C$ 线称泡点线,在泡点线上方的压力、温度条件下,石油呈液态;线下方为气液两相共存区。泡点线上某一温度下所对应的压力称为该温度下石油的泡点压力。在泡点压力下,石油中除有微量的平衡气泡外、其余都是液体。图中的 BNC 线为露点线,在露点线右侧,石油为气态;左侧为气液两相共存区。露点线上某一温度下所对应的压力称为该温度下石油的露点压力。在露点压力下,石油中除有极少量的平衡液滴外,其余都是气体。若地层的压力和温度处于泡点线和露点线所围的范围内,石油呈气液两相共存于地层中,在该范围内的曲线表示石油在地层中原油所占的摩尔百分比。泡点线与露点线的交点 C 称为临界点,该点所对应的压力 p_c 和温度 T_c 称临界压力和临界温度。在临界状态下气液比体积相等,气液相的差别消失。泡点线和露点线构成的包线上的最高压力 p_L 和最高温度 T_N 分别称为临界凝析压力和临界凝析温度,它们分别表示石油在地层中能气液两相共存的最高压力和最高温度。气液两相共存区的宽窄和石油组成有关,组分愈少、两相区愈窄。临界点在相包线上的位置和石油中轻重组分比例有关,轻组分愈多临界点将向左移。

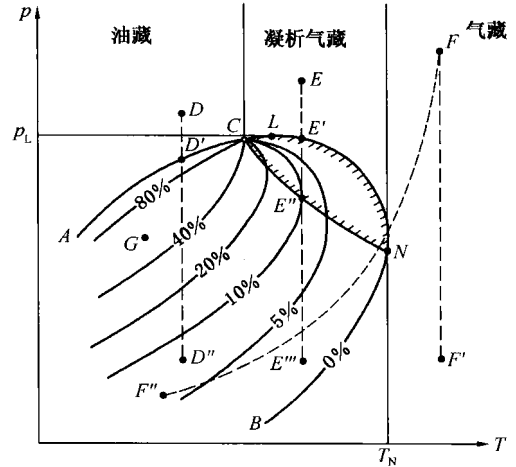


图 1-3 石油压力-温度相态图

由图 1-3 看出,若地层原始压力和温度条件为 D 点时,地层中只存在液态石油,并且尚有溶气能力,这种油藏称不饱和油藏,即无气顶油藏。石油在开采过程中地层温度近似不变,当地层压力从 D 点沿等温线降到 D' 点,开始出现微量气泡时,液态石油完全被气体所饱和。随石油的开采,地层压力继续下降,不断有气体从液相石油中析出,其压力、温度处于两相区,油藏中的石油呈气液两相共存,直至地层压力下降到油藏的枯竭压力 D'' 为止。显然,当地层温度低于石油临界温度、地层压力高于泡点压力时,随油藏开采时间的持续,地层压力下降,其相态变化均有上述特征。

若地层原始压力和温度条件相应于图中 G 点时,石油在地层中呈气液两相存在,液相原油已被气体饱和,稍稍降低压力即有溶解气体析出,这种油藏称为饱和油藏,即带有气顶的油藏。饱和油藏的压力为原油饱和蒸气压。油藏在开采过程中,为降低油藏压力下降速度、提高油藏采收率,常向油藏注水、注气。

若地层原始压力和温度条件相应于图中 G 点时,石油在地层中呈气液两相存在,液相原油已被气体饱和,稍稍降低压力即有溶解气体析出,这种油藏称为饱和油藏,即带有气顶的油藏。饱和油藏的压力为原油饱和蒸气压。油藏在开采过程中,为降低油藏压力下降速度、提高油藏采收率,常向油藏注水、注气。

当地层条件处于图中 F 点时,地层中的石油为气态。由于地层温度高于临界凝析温度,在开采过程中即使地层压力由 F 点下降至枯竭压力 F' 点,地层内的石油始终处于气态,故称为气藏。气藏中的气体沿井筒流向地面时,随压力和温度的降低,气体中可能出现凝析

液，如图中 FF'' 所示，这种气藏称湿气藏。若点 F'' 在两相区之外，在地面生产条件下不出现凝析液，这种气藏称干气藏。无论干气藏还是湿气藏，开采过程中气藏内不出现液相石油，流至地面的气体组成也无变化。

当地层原始条件处于 E 点时，地层中的石油为单相气体。在开采过程中，当地层压力沿等温线降至 E' 点时，地层中开始出现呈雾、露状态的凝析液滴，并有一部分附着于岩石孔隙壁上。当地层压力继续下降时，便会在地层中出现更多的凝析液，这称为等温降压反常凝析现象，其最大凝析液量如图中 E'' 点所示。图 1-3 中的阴影区为反常凝析区。地层温度介于临界温度和临界凝析温度之间，地层原始压力在露点线以上的气藏，称凝析气藏。在开采凝析气藏的过程中，地层内会产生凝析液(液相石油)，流至地面的气体组成随开采时间的延续而变化。

根据以上阐述，油气藏分为如下类型，见图 1-4。

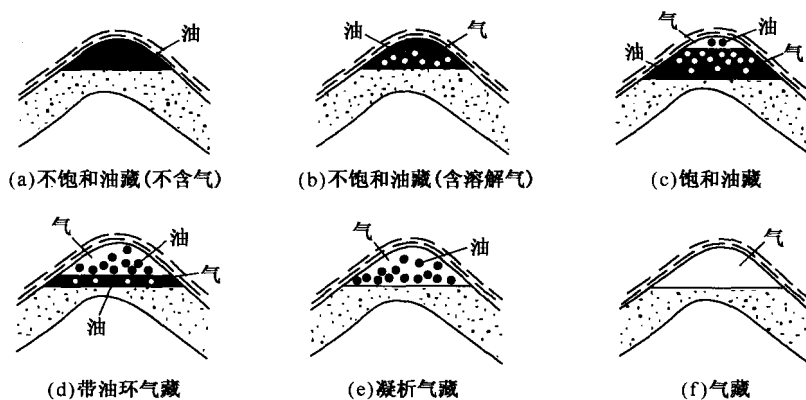


图 1-4 油气藏分类

(1) 不饱和油藏 图 1-4(a) 为油中不含溶解气，这种油藏极少；图 1-4(b) 为油中含有溶解气；

(2) 饱和油藏 油藏具有气顶，但原油占主要份额。原油中有溶解气，气顶气内有溶解油，如图 1-4 中(c)所示；

(3) 油环气藏 气藏内油气两相共存，在气与水间存在称为油环的少量油相，油的相对密度为 0.6~0.9，如图中 1-4(d)所示；

(4) 凝析气藏 气藏温度处于临界温度与临界凝析温度之间，气体内含大量在常态下为液相的轻烃(丙烷及重于丙烷组分)，气藏内气体对水的相对密度可高达 0.4，见图 1-4(e)；

(5) 气藏 非甲烷烃类气体份额极少($<10\%$)，但可能含有较多量的 N_2 和 CO_2 ，气藏常处于超临界状态。

以上(1)、(2)类为油藏，后三类统称气藏。与油藏相比，气藏在 $p-T$ 相图上的气液两相共存区较窄，气体愈“干”、共存区愈窄。绝大多数气藏的原始压力高于临界凝析压力，处于超临界状态。压力高于临界凝析压力，温度处于临界温度和临界凝析温度间的流体，称致密流体(dence fluid)，为气态。

以上油气藏的分类尽管较严格，但不便实施。西方文献介绍，可用气油比对油气藏进行大致分类。气油比 $<355m^3/m^3$ (气体状态：压力 101.325kPa、温度 15℃) 为普通油藏；355 ~

588m³/m³范围内为高气油比油藏；588~8905m³/m³范围为凝析气藏；气油比>8900m³/m³称湿气藏；地面条件下无凝析油者称干气藏。

除了按储层所含流体特征分类以外，从开发角度还可以按照储层的孔隙结构分为孔隙型、裂缝型、溶洞型及复合型油气藏；按照岩性分砂岩、碳酸岩、岩浆岩和变质岩油气藏；按照渗透性分，高渗、低渗、特低渗油气藏；按照油气水的分布特点分，带气顶油藏、边水油气藏和底水油气藏等；按储层产状分，厚油气藏、块状油气藏和层状油气藏；按油气藏压力系数分，异常高压、异常低压油藏和正异常压力系统气藏、异常高压气藏等。

从气藏开采出来的气体称天然气或气井气，其相对分子质量约为16~20，标准状态下的密度为0.73~0.9kg/m³。从油藏内同原油一起开采出来的气体称伴生天然气(其中包括原油释放的溶解气和饱和油藏的气顶气)，含有较多的重烃组分，其相对分子质量和密度均高于气井气。工业上有时把伴生气亦统称为天然气。气藏气约占世界天然气储量的70%，溶解气占20%，气顶气占10%。

水合物矿(也称可燃冰)的天然气资源的发现也为寻找天然气资源另辟新径。它存在于水深超过400m的海洋沉积物内，厚度可达几百米，1m³水合物内约有120kg甲烷，790kg水。水合物矿在世界上的分布范围极分散，在墨西哥湾、危地马拉、尼加拉瓜近海、西南非洲的大陆架地区、加拿大、挪威、中国南海等近海海底均发现水合物矿，在北极区的阿拉斯加、加拿大、挪威、北西伯利亚永冻土地区也发现水合物矿。据粗略估计，水合物矿内天然气的储量约占气体总量的1/3或更多。俄罗斯西伯利亚水合物矿的平均地层压力约7.9MPa、温度8~12℃。

三、油气储层的物理性质

储层岩石的物理性质对油气田的开发至关重要。当前世界上已开采的石油绝大多数来自沉积岩油层，如砂岩、石灰岩等。砂岩油藏主要为孔隙储油，石灰岩油藏主要为裂缝或溶洞储油。石灰岩的裂缝或溶洞很难找到代表性岩样，因而研究较少。已开发的油田大多属于砂岩孔隙性储油，故以砂岩为主介绍岩石的某些基本物理性质。

(一) 孔隙度

砂岩是由大小不等，形状各异的砂粒经胶结物胶结而成，某砂岩岩样砂子粒径分布见图1-5。胶结后的砂粒间留下许多孔隙。孔隙既是储油空间又是石油流向井底的通道。按油气在砂岩孔隙中流动的可能性，砂岩的孔隙可分成两类：一类是直径大于0.2μm、流体可以通过的连通孔隙；另一类是直径小于0.2μm、因孔隙壁分子引力使流体难于流动的微毛细管孔隙以及同其他孔隙不连通的“死”孔隙。前者称有效孔隙，后者称无效孔隙。

由于沉积条件不同，不同岩层或同一岩层的不同部位，单位体积岩石中孔隙体积大小各不相同，常用孔隙度表示孔隙的相对体积。若岩石孔隙体积为V_p，总体积V_t，孔隙度φ可表示为

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1-1)$$

若V_p指岩石总孔隙体积V_{tp}，则φ称绝对孔隙度，并以φ_a表示；若指有效孔隙体积V_{ep}，

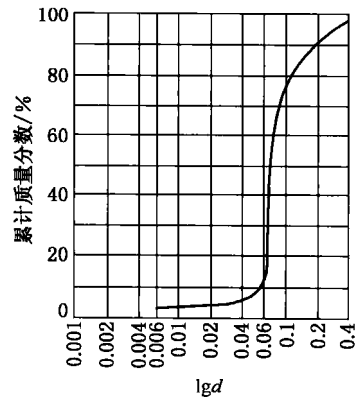


图1-5 砂岩的粒径分布

则为有效孔隙度，以 ϕ_e 表示。孔隙度用分数或百分数表示，砂岩孔隙度范围为 0.035 ~ 0.29，而石灰岩为 0.005 ~ 0.33。

大部分砂岩类型的储油岩层，绝对孔隙度和有效孔隙度十分接近，说明砂岩中不连通的孔隙很少。我国大部分油田砂岩的有效孔隙度在 0.2 ~ 0.29 之间，孔隙度可用来计算石油地质储量并可作为评价油藏好坏的重要参数。

(二) 流体饱和度

现场岩心资料表明，岩石孔隙并非全部被石油充满。在石油运移、聚集过程中，石油不可能把油层岩石中原有的水全部置换。孔隙中原油（或天然气）总体积与岩石有效孔隙总体积之比称含油（或含气）饱和度，以 S_o （或 S_g ）表示。

$$S_o = \frac{V_o}{V_{ep}} = \frac{V_o}{\phi_e V_r} \quad (1-2)$$

式中 V_o ——孔隙中原油的总体积；

V_{ep} ——岩石有效孔隙总体积。

油藏开采前的含油饱和度称原始含油饱和度。油层岩石中不能被石油置换的那部分水以分散状态存在于油层中，有的依靠界面张力存在于岩石微小的孔道中，有的依靠岩石表面对水的吸附作用以薄膜状态存在于岩石的孔隙表面。这种在石油开采过程中不能流动的水称束缚水。岩石内水占有效孔隙的分数称含水饱和度，以 S_w 表示

$$S_w = \frac{V_w}{\phi_e V_r} \quad (1-3)$$

式中 V_w ——孔隙内水的总体积。

若油藏某一部位中只有原油和水，显然 $S_o + S_w = 1$ 。若同时存在油、气、水三种流体，则含油、含气、含水饱和度之和应为 1，即 $S_o + S_w + S_g = 1$ 。

油藏中原始含油饱和度的大小，与油层水的性质及其盐含量有关。水中盐含量增高会使粘附于岩石壁的水膜变薄，束缚水饱和度下降，含油饱和度增大；而岩石中黏土含量增加，使水膜增厚，含油饱和度下降。束缚水饱和度的平均范围为 0.1 ~ 0.3，但亦有例外，如玉

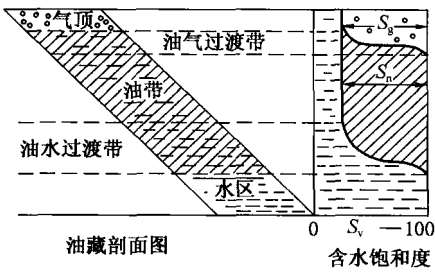


图 1-6 油气、油水过渡带

门油田 M 油层的束缚水饱和度就高达 0.5。气藏内的含气饱和度一般在 0.8 左右，但也有些低渗透率气藏的束缚水饱和度高达 0.7。含油气饱和度也是计算油气藏储量的重要参数。

油藏中油水、油气接触界面并非清晰的水平面。水润湿性较强的岩石孔道中，在毛细管力的作用下，水沿孔道向上爬升，直至毛细管力和爬高水柱的重力相平衡。由于岩石孔道直径各异，水柱爬升高度亦各不相同，因而形成油水过渡带，如图 1-6 所示。在油水过渡带内沿深度方向，含水饱和度由束缚水饱和度逐渐增加至 1。过渡带厚度与油水密度差和岩石孔道大小有关。密度差愈大，过渡带愈薄；岩石孔道愈小，过渡带愈厚。

油藏过渡带厚度一般为几米，但亦有高达几十米者。在地层倾角平缓的油藏（如大庆油田）或有底水的油藏，过渡带的体积相当庞大。了解过渡带含油饱和度的分布，对油藏储量计算与开发方案的制订均有重要意义。同样，油气间亦存在过渡带，只是由于油、气密度差

较大, 过渡带较薄而已。

(三) 渗透率

岩石允许流体通过的能力用渗透率表示, 它决定于岩石的孔隙结构。如有孔隙度相同的两种岩石, 一种主要由毛细管和超毛细管孔道构成, 而另一种主要由微毛细管孔道构成, 显然前者的渗透率优于后者。渗透率与油气在岩石中的流动阻力呈相反关系, 渗透率愈好、岩石对油气流动的阻力愈小。岩石渗透率与孔隙度之间没有必然的关系, 有些黏土层的孔隙度有时并不小于砂岩, 但渗透率却很低。但对同一油层, 由于沉积条件、沉积物来源大体相同, 故孔隙度和渗透率之间往往有一定内在联系。

如图 1-7 所示, 当流体以层流通过岩样并与岩石不发生物理、化学反应时, 根据达西线性渗流定律, 流体通过岩样的流量与流动方向上的压力梯度、垂直于流动方向的岩样面积成正比, 同流体黏度、岩样长度成反比, 即

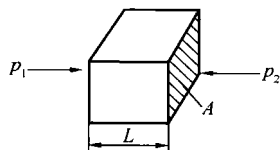


图 1-7 岩石渗透率

$$Q = K \frac{(p_1 - p_2) A}{\mu L} \quad (1-4)$$

或

$$K = \frac{Q \mu L}{(p_1 - p_2) A} \quad (1-5)$$

式中 Q ——通过岩样的流体体积流量, m^3/s ;

p_1 、 p_2 ——岩样两端的压力, Pa ;

A ——岩样截面积, m^2 ;

L ——长度, m ;

μ ——流体动力黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$;

K ——比例系数, 称岩石渗透率, m^2 。

渗透率仅与岩石孔隙的几何特性有关, 如孔道大小、形状、相互间的连通性等, 即渗透率为岩石的物性参数, 与通过流体的性质无关。在实验室中常用空气测定岩石渗透率, 因而亦称空气渗透率或绝对渗透率。由于渗透率具有面积量纲, 故能理解为 1m^2 截面积的岩石内能通过流体的孔道总面积。实用上, 以 m^2 作渗透率单位太大, 常用 μm^2 为渗透率单位。它与油田上习惯使用的单位——“达西”的关系为: $1 \text{ 达西} = 0.9869 \mu\text{m}^2$, 达西常以符号 d 表示。

根据绝对渗透率的高低, 可把油层分为低渗透率($0.1 \mu\text{m}^2$ 以下)、中等渗透率($0.1 \sim 0.5 \mu\text{m}^2$)和高渗透率(大于 $0.5 \mu\text{m}^2$)三种。国内一些油田的渗透率为: 大庆油田 S 油层 $0.2 \sim 2.5 \mu\text{m}^2$; 胜利油田 E·S 油层 $0.2 \sim 1.5 \mu\text{m}^2$; 玉门油田 L 油层 $0.205 \mu\text{m}^2$, M 油层 $0.024 \mu\text{m}^2$ 。

同一油田、不同油层或同一油层、不同区块的渗透率是不同的, 有时还有相当大的差异。此外, 岩石沿地层层理方向与垂直层理方向的渗透率亦不相同。由于受上覆地层的压力, 在垂直方向的渗透率低于沿层理方向的渗透率。

室内试验证明, 任一种单相液体长时间流过某一岩样时, 随流动时间的延续, 岩样渗透率会显著降低。这是因为液体流过岩样时总会发生各种物理-化学现象, 如水流过岩样时岩样的颗粒会发生水化和膨胀; 石油流过岩样时岩样颗粒会吸附石油中的重组分。

以上讨论的渗透率是指岩石中只有一种流体通过时的渗透率。实际油藏中, 都是两种或

两种以上的流体共存，如油 - 水或油 - 气 - 水等。实验还表明，岩石中存在多相流体时，由于各相流体间的互相干扰，使各相流体的渗透率均低于单相流体的渗透率。为描述岩石中存在多相流体时岩石允许每相流体的通过能力，引入有效渗透率和相对渗透率概念。

有效渗透率表示岩石中有多种流体存在时，岩石允许每种流体的通过能力。应注意，各种流体有效渗透率之和总小于岩石的绝对渗透率。

由式(1 - 5)求得岩石对水和油的有效渗透率 K_w 、 K_o 分别为

$$K_w = \frac{Q_w \mu_w L}{A \Delta P}$$

$$K_o = \frac{Q_o \mu_o L}{A \Delta P}$$

相对渗透率表示岩石中有多种流体存在时，每种流体的有效渗透率与岩石绝对渗透率之比。水和油的相对渗透率 K_{rw} 、 K_{ro} 分别为

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K}$$

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K}$$

同样，相对渗透率之和总小于 1，即 $K_{rw} + K_{ro} = 0.72 < 1$ 。某种流体的有效渗透率和相对渗透率同该流体在岩石中的饱和度有密切关系。若岩石中仅有油水两相，其实测的相对渗透率同饱和度的典型关系如图 1 - 8 所示。

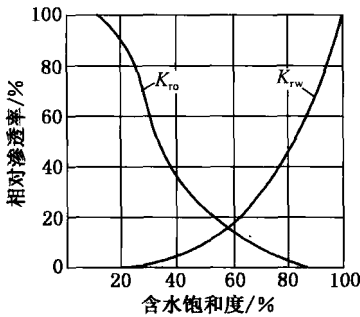


图 1 - 8 油水相对渗透率
与含水饱和度关系

由图 1 - 8 看出，当岩石含水饱和度从零增加到某一饱和度，如图中所示的 20% 时，油的相对渗透率缓慢下降。这是因为含水饱和度较小时，水粘附在岩石孔隙表面或滞留于微毛细管孔道内呈束缚水存在，即水占据不利的流动位置对油的流动影响不大，油的相对渗透率仍较高。岩石中开始有水流动时的含水饱和度称临界含水饱和度 S_{wc} (图中约为 20%)。当含水饱和度超过 S_{wc} 后，油、水开始在岩石内混合流动。随着含水饱和度的继续增加，一方面水逐渐占据孔道内有利的流动位置；另一方面水的黏度小、流动性能好，将超越油流，使连续流动的油流被切断，油在岩石中的流动遭到很大阻力，使油的相对渗透率急剧降低。当 S_w 达到一定数值、如图中 85% 时，岩石孔隙中只留下一些处于不利流动位置的油滴和油片，油的相对渗透率降为零。此时，油层中的石油为不能流向井底的残余油，相应的含油饱和度称残余油饱和度。

根据图示相对渗透率曲线，可计算油藏的最终采收率(指油藏枯竭时，已开采原油累计数量与油藏原始地质储量之比)。

根据图示相对渗透率曲线，可计算油藏的最终采收率(指油藏枯竭时，已开采原油累计数量与油藏原始地质储量之比)。

$$\text{最终采收率} = \frac{\text{原始含油饱和度} - \text{残余油饱和度}}{\text{原始含油饱和度}}$$

计算结果表明，即使在最理想的情况下，油藏最终采收率亦只能达到 80% 左右，被废弃的油藏中仍含有大量石油。油田的最终采收率常由技术和经济因素确定。依靠地层自身能量(即溶解气驱或衰竭式开采)开采的油藏，其采收率仅 5% ~ 25% 左右。气藏的最终采收率

比油藏高，一般在 80% 左右。当油气生产成本等于和大于油气销售价格时，就必须终止油气藏开采。

对图 1-8 分析可知，开采油藏时应采取有效措施控制油层水或人工注入油层水向生产井井底的推进速度，以免由于井底附近岩石内含水饱和度的急剧升高而影响油井产量和油藏的采收率。

岩石孔隙度与渗透率和油气藏埋设深度、孔性地层的矿物成分等有一定联系。孔性地层内页岩和细粒沉积物多，孔隙度和渗透率下降。油气藏愈深，油层受上覆地层压力愈大、愈密实，孔隙度和渗透率愈小。在某些深层天然气藏，岩石致密，孔隙度仅为 0.07 ~ 0.12，渗透率远低于 $0.1\mu\text{m}^2$ ，气井产能很低，称低渗透率气藏。

(四) 岩石压缩性

随油藏开采，油层压力下降，在上覆岩层压力下油层岩石颗粒变形，使岩石内孔隙体积减小，岩石的这种性质称为压缩性。以压缩系数表示岩石的压缩性，物理意义为：施加于单位体积岩石上，与单位压力增量相对应的孔隙体积的增量值。其数学表达式为

$$C_f = - \frac{\Delta V_p}{\Delta p \times V_f} \quad (1-6)$$

式中 ΔV_p ——体积为 V_f 的岩石，压力增量 Δp 时其孔隙体积的增量值。

压缩系数的数值范围为 $(0.3 \sim 2) \times 10^{-4}/\text{MPa}$ 。 C_f 值愈大，说明油层压力下降时岩石孔隙体积减小得愈多。此外，油层压力降低时，孔隙内原油和水都要膨胀，相应的压缩系数分别为 C_o (见式(1-10)) 和 C_w 。岩石、原油和水的压缩系数尽管很小，但油层体积很大，当油层压力下降时，岩石孔隙减小、油水体积膨胀，这就产生十分可观的弹性力，驱使石油流向压力较低的井底。

通常，用综合压缩系数 C_t 考虑岩石及其孔隙中流体的压缩性， C_t 的大小反映了油层压力下降时，弹性驱油能量的大小。其数学式为

$$C_t = C_f + \phi_e(S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g) \quad (1-7)$$

若计算所涉及的区域内没有天然气，可略去括号内的第三项。若油层中含水区体积远大于含油区体积时，式(1-7)可近似表示为

$$C_t = C_f + \phi_e C_w \quad (1-8)$$

四、油气藏流体的物理性质

(一) 油藏压力和温度

1. 油气藏压力

油(气)藏深度与油藏压力有一定的内在联系。有些油层能找到它的露头，在露头地点如有充足的水源，则经过某一地质年代后(几十万年)该油层的油藏压力与水源静水压力最终将达到平衡，这种有露头的油藏称开敞式油藏，如图 1-9 所示。有些油层的露头虽被泥性物质堵死或被断层封闭，但在生成油层时存在静水压力，封死时保存了压力，这种油藏称为封闭式油藏。这两种油藏的压力都可用同油藏埋深相等的一段静水柱压力来估算。可用静水压力柱估算油藏压力的地层，其埋深处于静水压力区内。超过静水压力区深度的地层处于静地压力区，即承受或部分承受上覆岩石的重力、可用岩石柱产

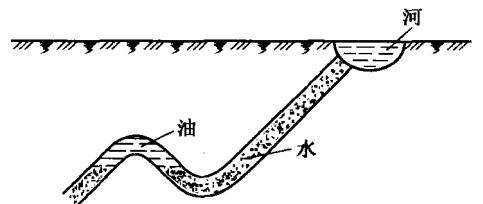


图 1-9 开敞式油藏