

泡沫流体 在油气开采中的应用

○ 李兆敏 编著



石油工业出版社

泡沫流体在油气 开采中的应用

李兆敏 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书首先介绍了泡沫流体基础理论, 主要包括泡沫流体组分、泡沫流体性质、泡沫流体的管流规律、泡沫流体渗流规律、泡沫流体射流原理; 然后介绍了泡沫流体在油气开采中的应用, 主要包括泡沫冲砂洗井、泡沫酸化、泡沫驱油、泡沫热采井调剖、泡沫压裂、泡沫压底水、泡沫冻胶堵水等工艺, 详细介绍了每种工艺的特点、原理、现场施工流程, 并给出了相关现场应用实例。

本书可作为石油工程专业科研人员和现场技术人员的参考书。

图书在版编目(CIP)数据

泡沫流体在油气开采中的应用/李兆敏编著

北京: 石油工业出版社, 2010.8

ISBN 978-7-5021-7650-1

I. 泡…

II. 李…

III. 泡沫-应用-石油工程

IV. TE

中国版本图书馆CIP数据核字(2010)第074625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

编辑部: (010) 64523585 发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 石油工业出版社印刷厂

2010年8月第1版 2010年8月第1次印刷

787×1092毫米 开本: 1/16 印张: 16

字数: 405千字

定价: 60.00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

序

石油和天然气资源关系国民经济、社会发展和国家安全，提高油气开发效率是国内外油气工业一直追求的目标。我国油田层间矛盾突出、地层能量亏空、漏失污染严重，上述问题在海洋油田更为突出，同时海洋平台对设备性能参数和安全性要求严格，对于海上定向井、水平井、分支井等复杂结构井，常规冲砂、洗井、解堵、增产等工艺技术难以进行有效开发，提高单井产能和油田采收率困难。由于氮气泡沫具有密度可调、对油层伤害小、携砂能力强、与天然气混合不易发生爆炸、“堵大不堵小”、“遇水稳定、遇油消泡”等特性，可以有效缓解层间矛盾，在复杂油气开采条件下具有较大优势和广阔应用前景。

中国石油大学（华东）泡沫流体研究中心主任、中海油田服务股份有限公司—中国石油大学（华东）“COSL-CUP泡沫流体联合实验室”主任李兆敏教授带领的科研团队先后承担了国家自然科学基金、国家“863”课题、国家油气重大专项及中石油、中石化、中海油20余项科研课题，经过10余年的科技攻关，在氮气泡沫基础理论、模拟实验研究、油田专用设备、增产系列技术和现场推广应用等方面取得创新和突破，取得了理论与实践相结合的丰富研究成果，成功解决了复杂条件下油井增产问题，提升了该领域的理论与技术水平。

阅读了本专著初稿后，发现有许多内容是在该书中首次出现。该专著有下列几个特点：

(1) 系统性强。本书首先介绍泡沫流体基础理论，然后介绍泡沫流体在油气开采中的应用，将理论研究的成果应用到生产现场，理论与实践结合，层次清晰。

(2) 创新技术多。氮气泡沫发生系统解决了以往地下起泡泡沫质量无法控制的问题；泡沫负压混排解堵技术解决了低压井的漏失、污染问题；泡沫分流酸化技术解决了常规酸液重复酸化老层、酸化后含水上升等问题，增产系列技术在油田得以成功应用。

(3) 可读性强。每项增产技术都有详细的技术说明，包括针对油田现场的实际情况、出现的问题、技术原理、技术特点、施工流程、典型井例等。本专著对在校研究生、现场科技人员均具有较强的可读性。

我相信，该书的出版必将有益于泡沫流体增产理论和技术的普及、提高，并在此基础上不断深入研究和创新，推动泡沫流体在石油工程中的理论和技术迅速发展。

中国工程院院士



2009年12月

前 言

石油和天然气是关系到国民经济、社会发展和国家安全的重要战略资源，提高油气开发效率是国内外油气工业一直追求的目标。随着我国东部油田进入开发的中后期以及低压、低渗、稠油等难开发油田比例的增加，采用常规开采手段不能对油气田进行有效的开发。对于低压、漏失、水敏地层，采用常规入井液进行洗井、冲砂等作业时，漏失严重，甚至不能建立正常的洗井循环，造成地层污染，降低油井产能，影响作业效果。另外，一些油藏非均质性严重，层间、层内矛盾突出，在酸化、注水、注汽等过程中，注入流体沿高渗层窜流严重，波及体积小，常规增产手段一般难以取得理想的效果。

泡沫流体具有很多独特的特性：泡沫对地层渗透率有选择性，“堵大不堵小”，即泡沫对高渗层具有较强的封堵作用，而对低渗层具有较好的波及效果；泡沫对油层有选择性，“堵水不堵油”，即泡沫遇水稳定，遇油消泡，堵水层不堵油层，泡沫对水层具有较强的封堵作用；泡沫具有较高的表观粘度，悬浮和携带能力强，返排时可将固体颗粒和不溶物携带出井筒；泡沫密度低且方便调节，井筒液柱压力低，并且泡沫中气体膨胀能为返排提供能量，适用于低压井和漏失井的井筒作业。

本书以泡沫流体相关性质和工艺为内容，可分为两部分。第一部分为第一章至第六章，介绍了泡沫流体基础理论，主要包括泡沫流体性质、泡沫流体组分、泡沫流体管流规律、泡沫流体渗流规律、泡沫流体射流原理；第二部分为第七章至第十三章，介绍了泡沫流体在油气开采中的应用，主要包括泡沫冲砂洗井、泡沫酸化、泡沫混排解堵、泡沫驱油、泡沫热采井调剖、泡沫压底水、泡沫冻胶堵水、泡沫压裂等工艺，详细介绍了每种工艺的特点、原理、现场施工流程，并给出了相关现场应用实例。

本书由李兆敏编著，是作者从事多年泡沫流体基础理论和应用研究的结晶，董贤勇、张绍东、吴信荣、孙茂盛、林日亿、李宾飞、李松岩、赵金省、张星等博士围绕上述内容做了大量系统的工作。第一章、第二章、第三章由李兆敏、林日亿编写，第四章由李兆敏编写，第五章由林日亿编写，第六章由李松岩编写，第七章、第八章由李兆敏、李松岩编写，第九章由李松岩编写，第十章由李宾飞编写，第十一章由林日亿、李兆敏编写，第十二章由李兆敏、李宾飞编写，第十三章由李松岩编写。

全书初稿完成后，先后交赵福麟、韩修廷等专家审阅，他们提出了许多宝贵的意见。在此谨向所有关心、支持过本书出版的各界人士表示衷心的感谢！

本书的出版得到了国家自然科学基金项目（50876115）和青岛市成果转化项目（09-2-3-20-chg）的资助，在此表示感谢。

限于编者的水平，书中一定有许多不尽如人意之处，恳请读者批评指正。

编著者

2009年12月

目 录

1 泡沫流体简介	1
1.1 泡沫流体的基本概念	1
1.2 泡沫形成的条件	2
1.3 泡沫性能试验评价方法	3
参考文献	4
2 泡沫流体组分	5
2.1 气体	5
2.2 基液	12
2.3 添加剂	13
2.4 氮气泡沫和二氧化碳泡沫的差异	14
参考文献	15
3 泡沫流体性质	16
3.1 泡沫的稳定性	16
3.2 泡沫的悬浮性	21
3.3 泡沫流体的流变性	25
3.4 氮气泡沫 pVT 关系	30
3.5 泡沫暂堵分流特性	34
3.6 泡沫流体的助排性	48
3.7 泡沫对地层的保护性	49
3.8 泡沫的滤失性能	50
参考文献	50
4 泡沫流体管流规律	53
4.1 幂律流体在圆管内的流动规律	53
4.2 幂律流体在环空中的流动规律	58
4.3 泡沫在圆管及环空中的流动规律	64
参考文献	64
5 泡沫流体渗流规律	66
5.1 微观渗流流态观察试验方法	66
5.2 泡沫在孔隙介质中的渗流	67
5.3 泡沫在孔隙介质中渗流的流动形态	71
参考文献	75
6 泡沫流体射流原理	76
6.1 泡沫流体射流模型	76

6.2	泡沫流体射流过程分析	77
	参考文献	80
7	泡沫发生系统	81
7.1	制氮设备总体方案	81
7.2	膜分离制氮系统	82
7.3	泡沫发生器	83
7.4	中央控制系统	83
8	泡沫冲砂洗井	85
8.1	概述	85
8.2	泡沫携砂能力的数值模拟	86
8.3	泡沫冲砂洗井的数学模型	99
8.4	泡沫冲砂洗井现场应用	104
8.5	小结	107
	参考文献	108
9	泡沫分流酸化	109
9.1	概述	109
9.2	泡沫酸缓蚀性能试验研究	110
9.3	泡沫分流酸化数学模型研究	115
9.4	泡沫分流酸化施工工艺及现场应用	129
9.5	泡沫举升排酸	133
9.6	小结	138
	参考文献	138
10	泡沫混排解堵	140
10.1	泡沫注入过程模拟	140
10.2	泡沫放喷过程模拟	144
10.3	泡沫混排解堵现场应用	150
	参考文献	152
11	注蒸汽井泡沫调剖	153
11.1	概述	153
11.2	蒸汽—氮气泡沫体系井筒流动	155
11.3	蒸汽—氮气泡沫体系的现场应用	177
11.4	小结	183
	参考文献	184
12	泡沫调驱	186
12.1	概述	186
12.2	氮气泡沫在多孔介质中的流动特性	187
12.3	氮气泡沫在非均质油层中的驱油试验研究	195
12.4	聚合物驱后泡沫驱油核磁共振研究	205
12.5	氮气泡沫调驱适应性分析	210

12.6 小结	216
参考文献	217
13 其他泡沫流体相关技术	219
13.1 泡沫压底水	219
13.2 冻胶泡沫堵水	231
13.3 泡沫压裂	235
参考文献	246

1 泡沫流体简介

泡沫流体是以气体为分散相的分散体系，分散介质可以是固相，也可以是液相。前者称为固体泡沫，如泡沫水泥；后者称为液体泡沫，即通常所说的泡沫，如灭火泡沫、浮选泡沫、钻井泡沫等。

泡沫流体的这种独特结构决定了泡沫具有诸如摩阻低、密度低、滤失低、返排能力强、携带固体颗粒能力强、对储层伤害小等优点，而且泡沫对高渗层有封堵作用，对低渗层有增大波及体积的效果，即“堵大不堵小”。同时，泡沫具有遇水稳定、遇油稳定性变差的特点，也即“堵水不堵油”。目前，泡沫流体在石油工业的钻井、油气井增产、修井、提高采收率等各个方面都显示出很大的应用潜力，逐渐形成了泡沫流体增产系列技术，包括泡沫欠平衡钻井、泡沫压裂、泡沫酸化、泡沫堵水堵气、泡沫排水采气、泡沫解堵、泡沫诱喷、泡沫冲砂洗井、泡沫调剖、泡沫驱油等^[1]，并在现场得以应用和推广，取得了良好的应用效果。

1.1 泡沫流体的基本概念

泡沫流体一般是指由不溶性或微溶性的气体分散于液体中所形成的分散体系^[2]。由液体薄膜包围着的气体就形成了单个的气泡，而泡沫则是气泡的聚集体，其中气体是分散相（不连续相），液体是分散介质（连续相）。

根据泡沫特征值的大小可将泡沫分为两种^[3]：一种泡沫特征值为52%~74%，此时气体以小的球形或多面体的形式均匀地分散在粘稠的液体中，气泡表面有较厚的膜，这种泡沫称为稀泡沫，灭火泡沫、钻井泡沫等均属于稀泡沫；另一种泡沫特征值为74%~97%，此时气体为平行六面体形式存在，这种泡沫称为浓泡沫，浮选泡沫就属于浓泡沫^[4]。

泡沫流体的分散程度较低，属于粗分散体系，通常气泡半径大于 10^{-7}m ，用显微镜或肉眼就能分辨出个别气泡的大小。多孔介质中的泡沫是分散在含有薄膜的连续液体中的体系。定义多孔介质中泡沫为气体分散在液体中的分散体系，该体系中，液体为连续相，且至少有部分气体为由液膜分隔的非连续相，即泡沫不是“大块”的泡沫；换句话说，气泡的大小和孔道是一样的数量级，即许多气泡是分散在液体或固体中的分散体系。

描述泡沫特性的一个重要参数是泡沫特征值，泡沫特征值又称为泡沫干度或者泡沫质量。泡沫特征值是指在一定的压力和温度条件下，单位体积泡沫中含有的气体体积，即泡沫中的气体体积含量，以百分比或比值来量度^[2]，常用 Γ 表示。其关系式如下：

$$\Gamma = \frac{V_G}{V_G + V_L} = \frac{V_G}{V_F} \quad (1-1)$$

式中， Γ 为泡沫特征值，无量纲； V_G 为气体体积， m^3 ； V_L 为液体体积， m^3 ； V_F 为泡沫体

积, m^3 。

也可用气液比 (R_{GL}) 描述泡沫特征, 气液比的定义式为:

$$R_{GL} = \frac{V_G}{V_L} \quad (1-2)$$

因此, Γ 与 R_{GL} 有下面的换算关系:

$$\Gamma = \frac{1}{\left(1 + \frac{1}{R_{GL}}\right)} \quad (1-3)$$

1.2 泡沫形成的条件

泡沫是气体在液体中的分散体系, 产生泡沫的首要条件是气液接触。根据经验, 纯液体不能形成稳定泡沫, 若要形成稳定的泡沫, 液体中必须具有两个以上的组分, 表面活性剂水溶液是典型的易于产生泡沫的体系。石油工程中所用到的起泡体系通常由起泡剂和稳泡剂组成。

起泡用的表面活性剂的作用机理和它的化学结构密切相关, 其分子结构分为两部分, 一部分是亲油性的非极性基团, 如烷基、芳香基; 另一部分是亲水性的极性基团, 如磺酸基等。表面活性剂的起泡机理, 主要是依靠非对称分子的渗入作用, 改变体系分子之间的作用能, 因而降低其表面张力。气体进入水溶液后表面活性剂的排列如图1-1所示。表面活性剂分子中非极性基团朝向气体, 极性基团朝向水层, 就形成泡沫。

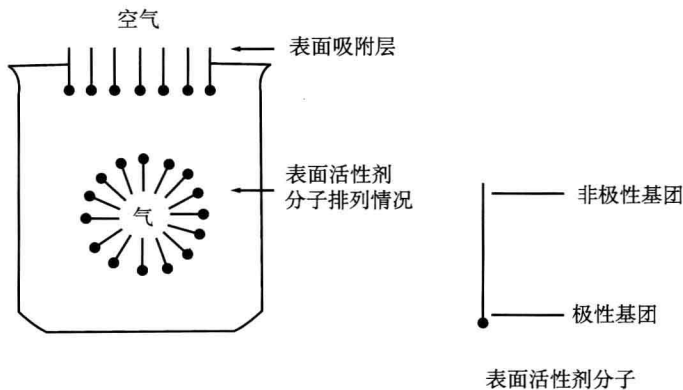


图1-1 表面活性剂分子作用机理示意图

起泡剂的存在使泡沫体系表现出不同于其基液的特性。起泡剂降低表面张力, 有助于降低泡沫体系的表面自由能, 使体系得以稳定。起泡剂的非极性基团的碳氢分子之间有较强的侧向引力, 尤其是直链的碳氢链较长的非极性基团, 可产生相当强大的侧向引力, 使形成的吸附膜非常结实、坚固, 有一定强度。同时由于液膜受到外力作用而变形时, 可局部形成较大的表面张力, 产生较大的马朗格尼 (Marangonic) 效应, 使液膜具有可伸缩的弹性, 导致液膜自行复原。另外, 起泡剂的亲水基团, 对水分子的吸引使液膜中的液体粘度显著增加, 流动度大大降低, 因而排液速度下降, 也可增加泡沫的稳定性。

1.3 泡沫性能试验评价方法

起泡能力是指加入起泡剂后，水和气体产生泡沫的能力，用于说明泡沫生成的难易程度和生成的泡沫量的多少。常用泡沫起泡高度（起泡体积）或泡沫体积膨胀倍数来表示其起泡能力的大小。

(1) 泡沫起泡高度（起泡体积）：一定体积的起泡剂溶液，在恒温、恒压、搅动的条件下，形成的泡沫的高度（mm）或者泡沫体积（mL）。

(2) 泡沫膨胀倍数：泡沫体积与产生泡沫的液体体积之比。泡沫膨胀倍数越大，表示泡沫特征值越高，起泡剂的起泡能力越强。

表面活性剂的分子结构、在溶液中的浓度和表面张力、环境温度、添加剂的性质等因素都会影响它的起泡能力。起泡能力的测量和评价方法有多种，如搅拌法、倾注法、打击法、模拟法等。

1.3.1 搅拌法

搅拌法是美国工业界评价起泡剂性能的一种常用方法，具有测定周期短、耗药量少、操作简单、测定结果重复性好、可靠性高等特点。Warning搅拌器搅拌法是常用的搅拌方法之一，常采用此方法测定起泡剂的起泡能力和形成泡沫的稳定性。搅拌法采用高速搅拌器测定起泡剂性能。将定量起泡剂溶液倒入量杯中，以规定的速度搅拌一定的时间，记录停止搅拌时泡沫体积 V_0 (mL)和泡沫析出一半液体时的时间（称为半衰期） $t_{0.5}$ (s)，用 V_0 表示起泡能力，用 $t_{0.5}$ 表示泡沫稳定性。

1.3.2 倾注法

倾注法采用罗氏泡沫仪，试验时使泡沫移液管内的200mL试液从高900mm、内径2.9mm的细孔中自由流下，冲击盛放在刻度管中的50mL同样浓度的试液后产生泡沫。以200mL试液流完时的泡沫体积表示起泡能力，以5min后的泡沫体积表示泡沫稳定性。

1.3.3 打击法

打击法利用一带孔圆盘打击起泡剂溶液，用产生的泡沫量评价其起泡能力。试验时先在量筒内装200mL（也可以自定）比较溶液，然后使孔盘相对于活塞在30s内均匀打击30次，可以机械驱动或手动。打击结束30s后，在量筒上读取泡沫体积 V_1 ， V_1 包括泡沫的体积和残余液体的体积。用同样的方法测另一种试验溶液的泡沫体积 V_2 ，以相对值 V_s 表示起泡能力，即：

$$V_s = \frac{V_2}{V_1} \times 100\% \quad (1-4)$$

V_s 越大，起泡能力越大，用这种方法只能评价相对起泡能力。

1.3.4 模拟法

模拟法评价起泡剂性能的方法有多种，其中比较理想的是美国石油学会制定的方法，简称API法。试验前，先按规定配制好标准溶液4L，其中1L放入外管中，3L盛于泡沫液罐中，并在外管中放入石英砂10g，然后以3.4m³/h的流量通入空气，待产生的泡沫上升到外管顶端时，以80mL/min的流量通入起泡剂溶液，总共试验时间为10min，测量返出的泡沫所

携带液体量（最大为1800mL）。将剩余的起泡剂溶液再重复一次试验，取两次试验平均值作为评价起泡剂起泡能力和泡沫稳定性的综合指标。

国内常采用Warning搅拌器搅拌法进行起泡能力和稳定性能的测定。

参 考 文 献

- [1] 李治龙，钱武鼎. 我国油田泡沫流体应用综述. 石油钻采工艺，1993，15（6）：88-94.
- [2] 郭万奎，廖广志，邵振波，等. 注气提高采收率技术. 北京：石油工业出版社，2003.
- [3] 张振华，鄢捷年，樊世忠. 低密度钻井流体技术. 东营：中国石油大学出版社，2004.
- [4] 马宝歧，詹少淮. 泡沫特性研究. 油田化学，1990，17（3）：22-24.

2 泡沫流体组分

液体泡沫是由不溶性或微溶性的气体分散于液体中形成的分散体系，因而泡沫从其成分分析角度来看是由气相和液相构成的。用于石油工业的泡沫流体，其气相可以是空气、氮气、二氧化碳以及天然气。由于空气和天然气存在易燃、易爆等不安全因素，应尽量避免用于油、气井。而用于油气生产井的泡沫，一般采用氮气或二氧化碳气体作为气源。其液相则种类比较多，可以是水基、醇基、烃基和酸基溶液。

泡沫体系构成一般可以归结为：气体和基液（液体和起泡剂、稳泡剂、缓蚀剂等添加剂）。

2.1 气体

2.1.1 氮气

2.1.1.1 氮气的一般性质

氮气在常温常压下是一种无色、无味、无臭的气体，在地球大气中占78%。氮气的临界压力为3.39MPa，临界温度为-147℃。在大气压力下，0℃时氮气的密度为1.25kg/m³。温度为-195.76℃时，氮气将变为无色透明的液体；温度为-210℃时，氮气将凝固为雪状的固体。氮气的化学性质极不活泼，在常态下表现出很大的惰性。氮气的基本物理参数见表2-1^[1,2]。

表2-1 氮气的基本性质

序号	物理性质及条件	单位	数值
1	摩尔质量	kg/mol	28.0134
2	气体密度 (21℃, 0.101MPa)	kg/m ³	1.1605
3	标准沸点	℃	-195.76
4	汽化潜热	kJ/kg	199
5	临界压力	MPa	3.39
6	临界温度	℃	-147
7	三相点压力	MPa	0.0125
8	三相点温度	℃	-210
9	三相点密度	kg/m ³	867
10	比定压热容 (0℃)	kJ/(kg·K)	1.039
11	绝热指数 (21℃)	—	1.4014
12	动力粘度 (0℃, 0.101MPa)	mPa·s	169 × 10 ⁻³
13	导热系数 (0℃, 0.101MPa)	W/(m·K)	0.0228
14	液氮密度	kg/m ³	808.23
15	液氮折合气态氮的体积	m ³ /m ³ (气/液)	696.5

2.1.1.2 氮气的物理性质

(1) 压缩系数。

氮气的压缩系数随压力的升高而增加，其压缩系数比二氧化碳的压缩系数高出很多^[3]。较大的膨胀性有利于渗流驱油，这一特性在氮气辅助采油工艺中是非常有利的。它受温度的影响较小，这主要是氮气的临界温度较低缘故。

(2) 体积系数。

氮气的地层体积系数随压力的增加而下降，这一点与理想气体性质有所不同。在相同温度条件下，氮气的体积系数比二氧化碳和烟道气的体积系数大，注入相同体积的气体，氮气可驱替出更多的油气，因而注氮气具有一定的优势。

(3) 密度。

同大多数其他气体一样，氮气的密度随压力的升高而增加，随温度的升高而降低。在相同的压力、温度条件下，氮气的密度要比二氧化碳的密度小，比甲烷的密度高，但比其他烃类气体的密度低得多。一般情况下，氮气的密度要低于气顶气的密度。氮气的这一特性有利于氮气重力驱替和开发凝析气田，防止粘性指进。

(4) 溶解度。

氮气在淡水和盐水中的溶解能力很弱，该特性对于注氮气保持油层压力来说十分重要。温度对溶解度有一定的影响，但是当温度比较稳定时，就不起作用了。压力和含盐量对氮气在水中溶解起主要影响作用，含盐量越高，溶解度越小；压力增加，氮气的溶解度提高。氮气更易溶于低密度的原油。

(5) 粘度。

在压力接近41.4MPa时，氮气的粘度和甲烷的粘度接近。在相同油层压力和温度下，氮气的粘度同CO₂和天然气的粘度相比，与气顶气的粘度更接近，但略高于甲烷的粘度，在保持压力开采气藏时，只要调节好注采速度，就可以避免粘性指进。

除了以上基本渗流物理性质外，氮气还是惰性气体，它不易燃烧、无爆炸性、无毒和无腐蚀性。

2.1.1.3 氮气的热力学特性

(1) 氮气的导热性。

氮气的汽化潜热为199kJ/kg，0℃时的比定压热容为1.039kJ/(kg·K)，21℃时的绝热指数为1.4014，在0.1MPa、0℃下的导热系数为0.228W/(m·K)。由此可见，氮气具有很强的隔热性，其导热性远低于水，也比空气的导热性低，因此在稠油热采中，在油管注蒸汽时套管环形空间内充入氮气将会大大改善套管的受热状况，保护套管，延长其使用寿命。

(2) 氮气的界面张力。

氮气与原油的界面张力一般为8.9mN/m，而水和原油的界面张力可高达30.5mN/m。界面张力越低，驱油效率越高。氮气与原油表面的低界面张力特性为注氮气提高原油采收率创造了有利条件。

2.1.2 二氧化碳

2.1.2.1 二氧化碳的一般性质

二氧化碳，又名碳酸气，在常温常压下为无色而略带刺鼻气味和微酸味的气体^[2]（表2-2）。能溶于水，溶解度为 1.44×10^{-3} g/g水（25℃）。在20℃时，将CO₂加压到5.73MPa

即可变成无色液体，常压缩在钢瓶中储存。在 -56.6°C 、 0.527MPa 时变为固体。液态 CO_2 降压迅速蒸发时，一部分汽化吸热，另一部分骤冷变成雪状固体，将雪状固体压缩，成为冰状固体，即俗称“干冰”。“干冰”在 $1.013 \times 10^5\text{Pa}$ 、 -78.5°C 时可直接升华变成气体。 CO_2 比空气重，在标准状况下密度为 1.977kg/m^3 ，约是空气的1.5倍。 CO_2 无毒，但是一种窒息性气体。在空气中通常含量为0.03%（体积分数），若含量达到10%时，就会使人呼吸逐渐停止，最后窒息死亡。

在自然界， CO_2 是最丰富的化学物质之一，为大气的一部分，也包含在某些天然气或油田伴生气中以碳酸盐形成的矿石中。大气里含 CO_2 为0.03%~0.04%（体积分数），总量约 $2.75 \times 10^{12}\text{t}$ ，主要由含碳物质燃烧和动物的新陈代谢产生。在国民经济各部门， CO_2 有着十分广泛的用途。工业 CO_2 主要是从合成氨、氢气生产过程中的原料气、发酵气、石灰窑气、酸中和气、乙烯氧化副反应气和烟道气等气体中提取和回收，其纯度不低于99.5%（体积分数）。

表2-2 二氧化碳的基本性质

序号	物理性质及条件	单位	数值
1	摩尔质量	kg/mol	44.01
2	气体密度 (0℃, 0.101MPa)	kg/m ³	1.977
3	沸点	℃	-75.5
4	汽化潜热 (0℃)	kJ/kg	235
5	临界压力	MPa	7.382
6	临界温度	℃	31.06
7	临界密度	kg/m ³	467
8	三相点压力	MPa	0.518
9	三相点温度	℃	-56.57
10	比定压热容 (20℃)	kJ/(kg·K)	0.845
11	比定容热容 (20℃)	kJ/(kg·K)	0.651
12	绝热指数	—	1.295
13	动力粘度 (0℃, 0.101MPa)	mPa·s	0.0138
14	导热系数 (0℃, 0.101MPa)	W/(m·K)	0.0139~0.0144
15	表面张力 (-25℃)	mN/m	9.13
16	液态密度 (0℃)	kg/m ³	924.8
17	1m ³ 气体 (15℃, 0.101MPa) 生成液体的体积	L	1.56

2.1.1.2.2 二氧化碳的热力学特性

(1) 二氧化碳的导热性。

二氧化碳0℃的汽化潜热为235kJ/kg，20℃时的比定压热容为0.845kJ/(kg·K)，比定容热容为0.651 kJ/(kg·K)。在0.1MPa、0℃下的气态导热系数为0.0139~0.0144W/(m·K)。由此可见，气态二氧化碳具有很强的隔热性，比空气的导热性低。

(2) 二氧化碳的溶解度。

CO_2 溶于水可以生成碳酸 (H_2CO_3)。碳酸是二元弱酸，其第一电离常数为 3.5×10^{-7} (18℃)，第二电离常数为 4.4×10^{-11} (25℃)。在0.101MPa、25℃时， CO_2 饱和和水溶液pH值为3.7；在2.37MPa、0℃时为3.2。二氧化碳在油中溶解度较高，当它大量溶解于原油中

时,可以使原油体积膨胀,粘度下降,还可以降低油水间的界面张力。实践证明,向油层注入CO₂的二次采油技术,其最终采油率要比注水高15%~20%,该项技术已经在国外普遍采用。二氧化碳驱油具有适用范围大、驱油成本低、采收率提高显著等优点。

2.1.3 天然气

2.1.3.1 天然气的一般性质

天然气的主要组分因油田、油井不同而不同,甚至随着生产时间而发生变化。中原油田生产的天然气物性参数见表2-3^[2,3]。

表2-3 天然气的基本性质

序号	物理性质及条件	单位	数值
1	摩尔质量	kg/mol	17.3
2	气体密度	kg/m ³	0.722
3	液相密度	kg/m ³	447
4	汽化温度	℃	-162.3
5	液态/气态膨胀系数 (15.5℃)	m ³ /m ³	612.5
6	燃点	℃	650
7	低位发热值	kJ/m ³	38151
8	汽化潜热	kJ/kg	498.5
9	闪点	℃	-190

天然气一般在温度-145℃,压力0.3MPa(绝)条件下储存。其闪点为-190℃,与空气混合能形成爆炸性混合物,爆炸下限(体积分数)为3.6%~6.5%,爆炸上限(体积分数)为13%~17%,最大爆炸压力6.8 kg。

天然气的密度定义为单位体积气体的质量。在标准状况(101325Pa, 15.55℃)下,天然气中主要烃类成分的密度为0.6773kg/m³(甲烷)~3.0454kg/m³(戊烷)。天然气混合物的密度一般为0.7~0.75kg/m³,其中石油伴生气特别是油溶气的密度最高可达1.5kg/m³,甚至更大。天然气的密度随重烃含量尤其是高碳数的重烃气含量增加而增大,也随CO₂和H₂S的含量增加而增大。

天然气的相对密度是指在相同温度、压力条件下天然气密度与空气密度的比值,或者说在相同温度、压力下同体积天然气与空气质量之比。天然气烃类主要成分的相对密度为0.5539(甲烷)~2.4911(戊烷),天然气混合物一般在0.56~1.0之间,也随重烃及CO₂和H₂S的含量增加而增大。

在标准状况下,天然气中常见组分的密度和相对密度值见表2-4。

2.1.3.2 天然气的物理性质

(1) 压缩性。

天然气在地下的密度随温度的增加而减小,随压力的增加而增大。但鉴于天然气的压缩性极强,在气藏中,天然气的体积可缩小到地表体积的1/200~1/300,压力效应远大于温度效应,因此地下天然气的密度远大于地表温压下的密度,一般可达150~250kg/m³;凝析气的密度最大可达225~450kg/m³。

(2) 溶解度。

天然气能不同程度溶于水和石油两类溶剂中。

① 天然气在水中的溶解度。

天然气和水是属于不易互溶的气—液系统。不同成分的气体其溶解系数有相当大的差别，在常温常压下天然气常见组分在水中的溶解系数见表2-5。

表2-4 天然气中常见组分的密度和相对密度 (15.55℃, 0.101MPa)

化合物	分子式	摩尔质量, kg/mol	密度, kg/m ³	相对密度
甲烷	CH ₄	16.043	0.6773	0.5539
乙烷	C ₂ H ₆	30.070	1.2693	1.0382
丙烷	C ₃ H ₈	44.097	1.8614	1.5225
丁烷	C ₄ H ₁₀	58.124	2.4535	2.0068
异丁烷	C ₄ H ₁₀	58.124	2.4535	2.0068
戊烷	C ₅ H ₁₂	72.151	3.0454	2.4911
异戊烷	C ₅ H ₁₂	72.151	3.0454	2.4911
新戊烷	C ₅ H ₁₂	72.151	3.0454	2.4911
己烷	C ₆ H ₁₄	86.178	3.6374	2.9753
庚烷	C ₇ H ₁₆	100.205	4.2299	3.4596
环戊烷	C ₅ H ₁₀	70.135	2.9604	2.4215
环己烷	C ₆ H ₁₂	84.162	3.5526	2.9057
苯	C ₆ H ₆	78.114	3.2974	2.6969
甲苯	C ₇ H ₈	92.141	3.8891	3.1812
二氧化碳	CO ₂	44.010	1.8577	1.5195
硫化氢	H ₂ S	34.076	1.4380	1.7165
氮	N ₂	28.013	1.1822	1.9672

表2-5 天然气常见组分在水中的溶解系数 (20℃, 0.101MPa)

天然气组分	甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	异丁烷	二氧化碳	硫化氢	氮气
溶解系数	0.033	0.047	0.037	0.036	0.025	0.87	2.58	0.016

天然气在水中的溶解系数不仅取决于气体组分与水的互溶能力（这是本质的），还与温度和含盐度有关。在淡水中，甲烷的溶解系数随温度上升而减小；在含盐水中，影响溶解系数的主要是盐度，溶解系数随盐度的增加而减小；压力对溶解系数没有影响。压力是直接影响溶解度的比溶解系数更为重要的主要因素，溶解度随压力增加而增大，在低压（<10MPa）时，溶解度随压力呈线性增加；而压力较高时，溶解度增加呈一条上升的曲线。实际上温度对溶解度的影响也与压力相关，且关系较为复杂，在较低压力（<10MPa）条件下，温度在75℃以下时，溶解度随温度升高而降低；温度高于75℃时，溶解度随温度上升而增加。这就是在高温高压下地层水中溶解气增加的原因。

此外，烃气在水中的溶解度还与水中CO₂含量有关，当地层水被CO₂饱和时，烃气溶解度会明显增大。

② 天然气在石油中的溶解度。

天然气与石油具有互溶性，因此天然气在石油中的溶解度比在水中大得多。影响天然气在石油中溶解度的因素很多，考虑在地层条件下，其中最重要的是地层压力、天然气组分和原油轻组分的含量。

首要因素是压力，天然气的溶解度随压力升高而增大，直至达到泡点压力为止。所谓