

# 巴西、中国、印度和墨西哥过渡到超低硫燃料 (ULSF) 的技术和经济分析

编制用于：



国际清洁交通委员会 (ICCT)

**Hart 能源和 MathPro 公司编制**

**HART**ENERGY



**2012 年 10 月**

## 目录

1.0	概要 .....	1
1.1	引言 .....	1
1.2	目标和工作范畴 .....	1
1.3	炼油流程与硫控制的投资选择 .....	2
1.4	决定硫控制成本的关键技术因素 .....	3
1.5	炼油厂分析的重要前提和假设 .....	3
1.6	估算超低硫燃油生产经济的分析方法 .....	4
1.7	超低硫燃油生产成本估算所包含的成本项目 .....	5
1.8	主要分析结果：生产超低硫燃油的国家平均成本 .....	7
2.0	ULSF 炼制与生产简介 .....	13
2.1	引言 .....	13
2.2	石油炼制简介 .....	13
2.3	原油简介 .....	14
2.3.1	原油的化学成分 .....	14
2.3.2	原油的特性 .....	16
2.3.3	原油质量和炼制经济学 .....	18
2.4	炼制加工基本原理 .....	20
2.4.1	按配置结构和复杂性对炼油厂进行分级 .....	22
2.4.2	炼制工艺等级 .....	25
2.5	ULSF 生产的基本原理 .....	34
2.5.1	汽油和柴油掺混原料的主要特性 .....	34
2.5.2	满足 ULSG 和 ULSD 标准涉及的炼制工艺 .....	36
2.5.3	为符合更严格的硫标准对炼油厂进行升级 .....	37
2.5.4	符合 ULSF 标准的经济学 .....	39
3.0	ULSF 生产炼制工艺的技术特征 .....	41
3.1	FCC 石脑油加氢处理 .....	42
3.2	(其他) 石脑油脱硫 .....	42
3.3	馏出物加氢处理 .....	43
4.0	各种标准的 ULSF 生产成本评估的分析方法 .....	47
4.1	关键前提和假设 .....	47
4.2	炼油厂建模方法 .....	48
4.3	每个国家的模拟炼制模型 .....	49
4.4	炼制工艺经济特征表示 .....	53
4.4.1	投资说明 .....	53
4.4.2	炼制成本 .....	55
4.5	年度融资费用率以及投资评估参数 .....	56
4.6	基准值和各国具体的投资参数 .....	57
4.7	研究情景分析 .....	58
4.7.1	硫控制情景 .....	58
4.7.2	欧 5 情景 .....	59
4.7.3	RVP 控制情景 (仅限于中国) .....	61
5.0	国家概述、炼制数据以及集合 .....	62
5.1	印度 .....	62
5.1.1	国家概况 .....	62
5.1.2	供应和需求 .....	63

5.1.3	燃料质量规格 .....	64
5.1.4	原油品种结构 .....	66
5.1.5	印度炼油厂产能和产能集合 .....	66
5.1.6	模拟炼油厂分组的输入和输出 .....	69
<b>5.2</b>	<b>墨西哥 .....</b>	<b>72</b>
5.2.1	国家概况 .....	72
5.2.2	墨西哥的供应和需求 .....	72
5.2.3	墨西哥的燃料质量规格 .....	74
5.2.4	墨西哥原油品种结构 .....	76
5.2.5	墨西哥炼油厂产能和产能集合 .....	76
5.2.6	墨西哥炼油厂的输入和输出 .....	76
<b>5.3</b>	<b>巴西 .....</b>	<b>79</b>
5.3.1	国家概况 .....	79
5.3.2	巴西的供应和需求 .....	79
5.3.3	巴西的燃料质量规格 .....	81
5.3.4	巴西原油品种结构 .....	84
5.3.5	巴西炼油厂产能和产能集合 .....	84
5.3.6	模拟炼油厂分组的输入和输出 .....	87
<b>5.4</b>	<b>中国 .....</b>	<b>88</b>
5.4.1	国家概况 .....	88
5.4.2	供应和需求 .....	88
5.4.3	燃料质量规格 .....	90
5.4.4	原油品种结构 .....	91
5.4.5	中国炼油厂产能和产能集合 .....	91
5.4.6	模拟炼油厂分组的输入和输出 .....	94
<b>6.0</b>	<b>炼油厂建模分析结果 .....</b>	<b>100</b>
6.1	背景 .....	100
6.2	ULSF 生产的预估成本：结果汇总，按国家 .....	101
6.3	ULSF 生产的预估成本：详细结果，按国家和炼油厂组 .....	107
6.4	ULSG 和 USLD 生产的预估成本：论述 .....	111
6.4.1	印度 .....	111
6.4.2	墨西哥 .....	112
6.4.3	巴西 .....	113
6.4.4	中国 .....	114
6.5	符合欧 5 汽油和柴油燃料排放标准质量规格的附加炼制成本 .....	115
6.6	中国生产 60kPa RVP 夏季汽油的炼制成本 .....	117
<b>7.0</b>	<b>解释分析结果 .....</b>	<b>141</b>
7.1	炼油厂使用完全成型的工艺生产 ULSF .....	141
7.2	具体技术因素决定的硫控制成本 .....	141
7.2.1	墨西哥 .....	142
7.2.2	巴西 .....	142
7.3	年度融资费用是 ULSF 炼制成本中最大的部分 .....	143
7.4	基准和各国具体的投资参数决定预估成本的范围 .....	143
7.5	其他因素可能影响预估成本 .....	144
7.5.1	位置系数 .....	144
7.5.2	能源价格 .....	144
7.6	预估的炼制成本是国家炼制成本，而不是价格变化指标 .....	144

7.7	主要炼制模型中的“过度优化” .....	145
7.8	炼油厂之间的差异可能影响对新标准的响应 .....	145
8.0	燃料输送基础设施和执行 ULSF 的挑战 .....	146
8.1	印度 .....	146
8.1.1	产品输送系统概述 .....	146
8.1.2	当前燃料分级销售 .....	152
8.1.3	未来的燃料战略 .....	153
8.1.4	未来 ULSF 的输送问题 .....	153
8.2	墨西哥 .....	154
8.2.1	产品输送系统概述 .....	154
8.2.2	Storage and Handling Terminals .....	162
8.2.3	当前燃料分级销售 .....	164
8.2.4	未来的燃料战略 .....	164
8.2.5	未来的输送问题 .....	164
8.3	巴西 .....	164
8.3.1	产品输送系统概述 .....	164
8.3.2	ULSF 标准对巴西燃料输送系统的潜在影响 .....	171
8.4	中国 .....	173
8.4.1	中国产品分布网络概述 .....	173
8.4.2	当前燃料等级销售 .....	176
8.4.3	未来的燃料战略 .....	176
8.4.4	未来输送问题 .....	176
9.0	实现过渡到 ULSF 的运行时间 .....	177
9.1	规定的设计 .....	177
9.2	选址和许可要求 .....	178
9.3	项目执行 .....	178
10.0	转换系数 .....	180
11.0	参考文献 .....	181

## 表目录

表 1.1: 生产超低硫燃油的炼油流程.....	2
表 1.1a: 现有炼油厂满足汽柴油硫含量标准的成本估算, 按投资参数种类分: .....	10
印度和墨西哥.....	10
表 1.1b: 现有炼油厂满足汽柴油硫含量标准的成本估算, 按投资参数种类分: .....	11
巴西和中国 .....	11
表 2.1: 原油等级.....	18
表 2.2: 一些重要原油的° API 重度和硫含量.....	18
表 2.3: 区域性和全球原油平均质量: 2010 年(实际)和 2030 年(预测) .....	19
表 2.4: 炼油厂分级方案.....	23
表 2.5: 炼油厂等级和产量结构特征.....	24
表 2.6: 炼制工艺的重要等级.....	25
表 2.7: 主要转化工艺的突出特点 .....	27
表 2.8: 主要提质加工工艺的突出特点 .....	30
表 2.9: 标准汽油掺混原料的典型体积份额和特性 .....	34
表 2.10: 标准柴油掺混原料的典型体积份额和特性 .....	35
表 2.11: 生产超低硫燃料(ULSF)的炼制工艺 .....	37
表 2.12: 生产 ULSF 的工艺中氢消耗量大致情况.....	39
表 3.1: FCC 石脑油脱硫装置特征表示 .....	44
表 3.2: 石脑油脱硫装置特征表示 .....	45
表 3.3: 馏出物脱硫装置特征表示 .....	46
表 4.1: 印度模拟炼油厂模型.....	50
表 4.2: 墨西哥模拟炼油厂模型.....	50
表 4.3: 巴西模拟炼油厂模型.....	50
表 4.4: 中国模拟炼油厂模型.....	50
表 4.5: 硫控制产能投资 .....	54
表 4.6: 假设的炼油厂投资位置系数.....	54
表 4.7: 计算 ACC 比所用的投资参数.....	57
表 4.8: 基准值和各国具体的投资参数 .....	57
表 4.9: 基准值和各国具体的投资参数 .....	58
表 4.10: 硫控制研究情景分析与炼油厂建模 .....	59
表 4.11: 符合研究情景中新硫标准的柴油燃料 .....	59
表 4.12: 欧 5 汽油参数和模型表示 .....	60
表 4.13: 欧 5 汽油参数和模型表示 .....	61
Table 5.1: India Product Supply and Demand in 2010 .....	64
(thousand b/d).....	64
Table 5.2: India Product Demand Growth, 2010 to 2015.....	64
(thousand b/d).....	64
Table 5.3: Current Select Gasoline Specifications India .....	65
Table 5.4: Current Select Diesel Specifications India .....	65
Table 5.5: Oil Refineries in India .....	67
Table 5.6: Refinery Aggregation for Indian Refineries: b/d .....	70
Table 5.7: India Notional Refinery Crude Input.....	71
(thousand b/d).....	71
Table 5.8: India Notional Refinery Product Output .....	71
(thousand b/d).....	71
Table 5.9: Mexico Product Supply and Demand in 2010.....	73

(thousand b/d).....	73
Table 5.10: Mexico Product Demand Growth, 2010 to 2015 .....	73
(thousand b/d).....	73
Table 5.11: Current Select Gasoline Specifications for Mexico .....	75
Table 5.12: Current Select Diesel Specifications for Mexico .....	75
Table 5.13: Oil Refineries in Mexico .....	76
Table 5.14: Refinery Details for Mexican Refineries .....	77
Table 5.15: Mexico Notional Refinery Crude Oil Input .....	77
(thousand b/d).....	77
Table 5.16: Mexico Notional Refinery Product Output .....	78
(thousand b/d).....	78
Table 5.17: Brazil Product Supply and Demand In 2010 .....	80
(thousand b/d).....	80
Table 5.18: Brazil Product Demand Growth, 2010 to 2015 .....	81
(thousand b/d).....	81
Table 5.19: Select Gasoline Specification in Brazil.....	83
Table 5.20: Select Diesel Specification in Brazil .....	84
Table 5.21: Oil Refineries in Brazil.....	85
Table 5.22: Refinery Aggregation for Brazilian Refineries .....	86
Table 5.23: Brazil Refinery Notional Refinery Crude Oil Input .....	87
Table 5.24: Product Output at Brazilian Refineries .....	87
(thousand b/d).....	87
表 5.25: 2010 年中国产品的供应和需求.....	89
表 5.26: 中国产品需求增长 (2010 年到 2015 年) .....	90
表 5.27: 中国当前选用的汽油规格 .....	90
表 5.28: 中国当前选用的柴油规格 .....	91
表 5.29: 中国的炼油厂 .....	92
表 5.30: 中国炼油厂的炼油厂集合 .....	95
表 5.31: 中国模拟炼油厂原油输入 (2010 年) .....	99
表 5.32: 中国炼油厂各组的炼制产品输出 (2010 年) .....	99
表 6.1a: 当前炼油厂汽油和柴油燃料硫标准的预估成本, 按投资参数类型: .....	104
印度和墨西哥.....	104
表 6.1b: 当前炼油厂汽油和柴油燃料硫标准的预估成本, 按投资参数类型: .....	105
巴西和中国 .....	105
表 6.2: 过渡期炼油厂汽油和柴油燃料硫标准的预估成本, 按国家和投资参数类型 .....	107
表 6.7: 不符合欧 5 的 10ppm 情况的炼油厂组的燃料质量 .....	116
表 6.3: 重要炼油厂建模结果: 印度 .....	119
表 6.3 (续): 重要炼油厂建模结果: 印度 .....	121
表 6.4: 重要炼油厂建模结果: 墨西哥 .....	123
表 6.4 (续): 重要炼油厂建模结果: 墨西哥 .....	125
表 6.5: 重要炼油厂建模结果: 巴西 .....	127
表 6.5 (续): 重要炼油厂建模结果: 巴西 .....	129
表 6.6: 重要炼油厂建模结果: 中国 .....	131
表 6.6 (续): 重要炼油厂建模结果: 中国 .....	133
表 6.8: 汽油和柴油欧 5 质量: 印度.....	135
表 6.9: 汽油和柴油欧 5 质量: 墨西哥 .....	136
表 6.9 (续): 汽油和柴油欧 5 质量: 墨西哥 .....	137
表 6.10: 汽油和柴油欧 5 质量: 巴西.....	138
表 6.11: 汽油和柴油欧 5 质量: 中国.....	139

表 6.12: 中国冶炼厂执行 60kPa RVP 标准的成本估算 .....	140
Table 8.1: Availability of BS-IV Diesel Fuel in India .....	153
Table 8.2: Utilization Rate of Product Pipelines in Central Zone .....	156
Table 8.3: Utilization Rate of Product Pipelines in North Zone .....	157
Table 8.4: Utilization Rate of Product Pipelines in North Zone .....	158
Table 8.5: Utilization Rate of Product Pipelines in South East Zone .....	160
Table 8.6: Product Storage and Handling Terminals .....	163
Table 8.7: Regional Distribution of Gasoline and Diesel, 2011 .....	166
Table 8.8: Regional Balances in Brazil, 2011 .....	167
Table 8.9: Pipeline Systems in Brazil.....	168
Table 8.10: Diesel Supply Balance, 2011 .....	172
Table 8.11: Brazilian Gas Station Incremental Cost for Additional Diesel Tankage .....	173
(Investment in Millions of U.S. Dollars) .....	173
表 9.1: 炼油厂汽油和柴油燃料硫控制项目的步骤 .....	179

## 插图目录

图 1.1a: 基于基准投资参数的汽油硫含量标准成本估算 .....	8
图 1.1b: 基于国家特定投资参数的汽油硫含量标准成本估算 .....	8
图 1.2a: 基于基准投资参数的车用柴油硫含量标准成本估算 .....	9
图 1.2b: 基于国家特定投资参数的车用柴油硫含量标准成本估算 .....	9
图 2.1: 原油中主要类别的烃类化合物 .....	15
图 2.2: 轻原油和重原油的典型自然产量 .....	16
图 2.3: 全球原油质量趋势 (2010-2030) (—) ° API、(—) 硫 [wt%] .....	19
图 2.4: 模拟 (非常) 复杂的炼油厂的流程简图 .....	21
图 2.5: 原油蒸馏和下游加工示意图 .....	22
Figure 5.1: India Product Demand Composition (2010) .....	63
Figure 5.2: Mexico Product Demand Composition (2010) .....	72
Figure 5.3: Low Sulfur Fuel Availability in Mexico .....	74
Figure 5.4: Brazil Product Demand Composition (2010) .....	80
图 5.5: 中国产品需求组成 (2010 年) .....	89
图 6.1a: 当前炼油厂汽油硫标准的预估成本-基准投资参数 .....	102
图 6.1b: 当前炼油厂汽油硫标准的预估成本-各国具体的投资参数 .....	102
图 6.2a: 当前炼油厂车用柴油燃料硫标准的预估成本-基准投资参数 .....	103
图 6.2b: 当前炼油厂车用柴油燃料硫标准的预估成本-各国具体的投资参数 .....	103
图 6.3a: 过渡期炼油厂 10ppm 硫标准的预估成本-基准投资参数 .....	106
图 6.3b: 过渡期炼油厂 10ppm 硫标准的预估成本-各国具体的投资参数 .....	106
图 6.4a: 硫标准的预估成本, 按炼油厂组: 印度基准投资参数 .....	108
图 6.4b: 硫标准的预估成本, 按炼油厂组: 墨西哥基准投资参数 .....	108
图 6.4c: 硫标准的预估成本, 按炼油厂组: 巴西基准投资参数 .....	109
图 6.4d: 硫标准的预估成本, 按炼油厂组: 中国基准投资参数 .....	109
图 6.5: 60kPa RVP 标准的炼制成本: 中国 .....	118
Figure 8.1: Industry Mode-wise Transportation of Petroleum Products .....	147
Figure 8.2: Growth of Product Pipeline in India (Km) .....	147
Figure 8.3: Growth of Product Pipeline Capacity in India (MMT) .....	148
Figure 8.4: % share of Products Pipeline .....	148
Figure 8.5: Petroleum Product Market Share of Oil Companies - % .....	149
Figure 8.6: IOCL's Liquid Pipeline Network (2011) .....	149
Figure 8.7: BPCL's Liquid Pipeline Network (2011) .....	150
Figure 8.8: HPCL's Liquid Pipeline Network (2011) .....	151
Figure 8.9: Product Distribution Approach in India .....	152
Figure 8.10: Crude and Refined Product Supply Chain in Mexico .....	154
Figure 8.11: Refined Pipeline Distribution Network in Mexico .....	155
Figure 8.12: Pipeline Network in Central Zone .....	156
Figure 8.13: Pipeline Network in Central Region .....	158
Figure 8.14: Pipeline Network in Pacific Zone .....	159
Figure 8.15: Pipeline Network in South East Zone .....	160
Figure 8.16: Marine Transport Network for Products Distribution .....	161
Figure 8.17: Land Transport Network for Products Distribution .....	162
Figure 8.18: Location of Products Storage and Handling Terminals .....	163
Figure 8.19: Regional Distribution .....	165
Figure 8.20: Logistic Systems .....	169
Figure 8.21: Future Logistic Systems .....	170
图 8.22: CNPC 历史和未来的管线网络-公里 .....	174
图 8.23: 中石化炼制产品分布网络 .....	175



# 1.0 概要

## 1.1 引言

先进的发动机和车辆排放控制技术需要清洁的燃油，尤其是超低硫汽油(ULSG)和超低硫柴油(ULSD)。在上个十年中，许多发达国家，包括美国、加拿大、西欧和日本，都过渡到了超低硫燃油(ULSF)，尤其是超低硫汽油和超低硫柴油。比如，2006 年美国制定了 30ppm 的汽油硫含量标准(平均值)和 15ppm 的柴油硫含量标准(最高值)。这些国家还制订和实施了控制汽油的挥发性、芳烃含量和苯含量，以及柴油的芳烃含量和十六烷值的更严格的标准。

新兴市场国家，包括巴西、中国、印度和墨西哥，也减少了它们的燃油的硫含量，但是在全国范围内还未达到超低硫的水平(<50ppm)。比如印度当前的全国柴油和汽油硫含量标准分别是 350ppm 和 150ppm，在主要城市则是 50ppm。<sup>1</sup> 中国对柴油和汽油设定的最高硫限值分别为 350ppm 和 150ppm。但是，随着北京将汽油和柴油标准降低至 10ppm，一些其他省份和城市也开始提供 50ppm 的汽油和柴油。在全国平均柴油含硫量为 1350ppm 的情况下，巴西要求自 2013 年 1 月起，在全国范围内对实行欧 5 标准的重型机动车限量出售 10ppm 柴油。墨西哥主要大城市区域遵从 30ppm (平均值) / 80ppm (最大值) 的汽油硫含量标准，而农村地区的汽油硫含量则达到 300-650ppm。对于柴油，即便容许的最大硫含量为 500ppm，美墨边界的主要城市和大城市区域仍然有 15ppm 柴油供应。

超低硫燃油的生产既需要资本投入，也需要额外的直接运营成本。在大多数情况下，资本投入占超低硫燃油成本的绝大部分。

基于这个背景，国际清洁交通委员会(ICCT)委托开展了一项关于印度、墨西哥、巴西和中国的超低硫燃料成本研究。这项研究关注于这些国家对炼油能力的需求，对应的资本投入需要，以及过渡到超低硫汽油与超低硫柴油以及对汽油柴油进行其它一些改进所需的每升的提炼成本。

这份报告是这项研究的最终报告。本报告将大部分以中文呈现，主要包括技术和成本的概览与分析，以及与中国相关的概述、分析与数据表格。有关印度、墨西哥和巴西的具体内容仍然以英文呈现，为有兴趣的读者提供相关信息。

## 1.2 目标和工作范畴

这项研究的主要目标包括：(i) 根据上述四个国家现有的炼油运作方法和目前典型的原油成分构成，确定进行超低硫汽油与超低硫柴油生产所需的主要提炼能力的提升空间；以及(ii) 通过使用 LP 模型<sup>2</sup>评估这些国家过渡到超低硫燃油（以及其它考虑到的燃油标准）所需的资本与运营成本。

研究包括：

- ◆ 开发一套炼油与超低硫燃油生产的技术基础教程；<sup>3</sup>
- ◆ 开发分析方法与炼油厂 LP 模型，用于估算在印度、墨西哥、巴西和中国生产分别达到 50ppm 与 10ppm 硫含量标准的超低硫汽油和超低硫柴油所需的投资和炼油成本；<sup>4</sup>
- ◆ 收集每个国家炼油领域的相关数据，用以支持炼油厂模型；

<sup>1</sup> 印度的差不多 20 个城市现在在 50ppm 的汽油供应，政府打算在 2015 年前给 63 个城市供应 50ppm 的汽油

<sup>2</sup> Linear Programming (LP) 代表线性规划，是一种严格的、被广泛使用的数学建模方法，用来找到技术和经济问题的优化解。

<sup>3</sup> 这个教程也是本报告的一部分(第 2 章)，并且在 ICCT 网站上有一份独立文档：<http://www.theicct.org/introduction-petroleum-refining-and-production-ultra-low-sulfur-gasoline-and-diesel-fuel>。

<sup>4</sup> 分析还涉及了(i) 一个在中国更严格的夏季蒸汽压标准(60kPa RVP)，和(ii) 在这四个国家中关于汽油和柴油的主要欧 5 标准。

- ◆ 对这四个国家的成品油的流通体制的特性描述；以及
- ◆ 运用炼油厂 LP 模型估算在本研究中考虑到的各种超低硫汽油和超低硫柴油标准所需的投资要求和炼油成本（资本成本和运作成本）。

### 1.3 炼油流程与硫控制的投资选择

炼油厂可以通过使用一些成熟的先进炼油流程生产出硫含量低至<5ppm 的超低硫汽油和超低硫柴油<sup>5</sup>。这些先进流程是美国、加拿大、西欧、日本等国家和地区在过去 10 年中为了应对更严格的超低硫汽油和超低硫柴油标准而开发出来的。到目前为止，严格的硫控制技术的经济性、效果和可靠性都已被很好的掌握。

表 1.1 显示了主要的用来满足超低硫燃油标准的炼油流程。<sup>6</sup>

表 1.1：生产超低硫燃油的炼油流程

流程	流程类型	主要目的	减少以下燃油中的硫含量	
			汽油	柴油
加氢裂化	转化	增加产量	✓	✓
FCC 原料加氢处理	处理	增加产量	✓	✓
FCC 石脑油加氢处理	处理	硫控制	✓	
其他石脑油加氢处理	处理	硫控制	✓	
馏分油加氢处理	处理	硫控制		✓

**硫控制**流程的唯一目的就是满足现行标准的硫含量要求。在几乎所有情况下，这些流程都是超低硫燃油生产所必需的。并且在大多数情况下，它们能够达到这个目的。

**增加产量**流程的主要目的是通过将较重的原油馏分转化为较轻的原油流，从而增加炼油厂轻产品的产量。这些流程对满足超低硫燃油标准有所贡献，但不是必需的。此外，仅凭这些流程不足以生产出超低硫燃油。在这些流程上的投资主要是用来提高产品销售额和整体的炼油经济性，从而实现令人满意的投资回报。

在大多数情况下，在产品需求没有同时增长的前提下，升级一个炼油厂来生产超低硫燃油只需要对**硫控制**进行投资。（超低硫燃油生产还需要适当的氢生产能力、炼油厂能源供给、硫回收、油的移动与存储——这些也许需要额外的投资。）

总体来说，将现有炼油厂升级为能够生产超低硫燃油或者能够将超低硫燃油的生产达到一个新的更严格的标准一共有三种投资的选择：

<sup>5</sup> 另外，也有流水线技术和操作规程将燃油运送到最终使用的并保持<10ppm 的硫含量。

<sup>6</sup> 第 2 章对这些流程进行了简要描述。

- ◆ 加入新的基层硫控制处理单元——最有可能的是为生产超低硫汽油进行流化催化裂化石脑油的加氢处理，和为生产超低硫柴油进行的馏分油加氢处理；
- ◆ 扩展现有的硫控制单元的产能；以及
- ◆ 翻新现有的硫控制单元来实现更严格的硫控制。<sup>7</sup>

通常，一个炼油厂生产超低硫燃油最实用最经济的路线是这三种路线的特定组合<sup>8</sup>。不同的组合会需要不同的额外投资，用来升级设备或者增加设备产能。比如，氢的生产及回收、炼油厂能源供给、硫回收、油的移动与存储，以及其它设备。

由于每个炼油厂都是独一无二的，针对每个炼油厂的升级路线都会不同。

## 1.4 决定硫控制成本的关键技术因素

对于任何一个超低硫汽油或超低硫柴油标准，达到该标准所需要的炼油厂投资规模和炼油成本增量主要由以下一些技术因素的相互影响所决定：

- ◆ 汽油或柴油的当前（基准）硫含量；
- ◆ 要达到的硫含量标准（比如 50ppm，10ppm）；
- ◆ 炼油投资的地域因素；
- ◆ 炼油厂产能；
- ◆ 炼油厂配置；
- ◆ 原油成分属性（比如重度和硫含量）；
- ◆ 产品成分（汽油、柴油和其他产品的产量比例）

比如，燃油的当前硫含量越高——无论是由于原油成分中硫含量高，硫控制能力有限，还是同时存在两种因素——达到某个超低硫燃油标准的成本就越高（在其他条件都相同的情况下）。类似的，炼油厂越大，达到某个超低硫燃油标准的单位成本（美分/公升）就越低（在其他条件都相同的情况下）<sup>9</sup>。

## 1.5 炼油厂分析的重要前提和假设

由于这些因素的技术本质和它们之间相互作用的复杂性，对超低硫燃油的生产成本进行有效估算需要开发有力的分析工具和分析方法，对炼油运作和经济成本进行专门分析。因此，本项分析采用了严格的炼油厂 LP 模型方法。

炼油厂建模分析的重要前提和假设包括：

- ◆ 分析的目标年限为 2015 年。
- ◆ 给定国家的超低硫汽油和超低硫柴油的国家标准(i)是全年的标准，并且(ii)适用于车用燃油，除非在个别国家标准法规中特别说明。超低硫柴油标准不涵盖船用柴油和供暖设备使用的燃油。
- ◆ 这四个国家的现有炼油厂和在建炼油厂可以仅针对已经商业化的工艺流程进行升级，即可生产满足硫含量标准（和其它欧 5 标准）的超低硫燃油。（在中国，对于雷氏蒸气压[RVP]控制也是类似的）。

<sup>7</sup> 翻新通常包含以下几种组合：(1) 增加反应炉容积，(2) 增加氢的浓度，(3) 改进反应炉内的气液接触，和(4) 改用更有效的催化剂。

<sup>8</sup> 这些升级路线并不会改变炼油厂的原油成分。通常，改用低硫原油并不经济，通常在没有额外投资对炼油厂的处理设备进行改造，以适合新的原油产量模式的情况下，改用低硫原油并不经济可行。类似的，这些路线也不包括为了生产超低硫燃油而快速搭建新的炼油厂（与为了满足国内和出口需求的增长而建设新炼油厂的情况有所不同）。

<sup>9</sup> 这反映了适用于对炼油厂硫控制设施投资的规模经济效应。

- ◆ 这四个国家的新炼油厂和现有炼油厂的扩建不是为了生产超低硫燃油而快速建造的；它们只是为了满足国内消费和进口机会的增长。炼油厂的新建和扩建都是按照其建成时预期实施的燃料标准设计的，除非炼厂所有人另行规定。
- ◆ 炼油厂不会为了生产超低硫燃油而在短期内放弃高硫原油板岩，而改用低硫原油板岩。
- ◆ 在这四个国家，每个目标年的原油来源模式都和 2010 年一样（有可能针对在某目标年里已知的某特定原油的供给量的变化而进行调整）。
- ◆ 中国夏季汽油（RVP 控制）平均时长为六个月。
- ◆ 该分析针对炼油成本，而非最终使用（销售）价格。<sup>10</sup>

## 1.6 估算超低硫燃油生产经济的分析方法

炼油厂模型分析分别按国家和按炼油厂类型，在总炼油成本最低情况下，估算为达到各超低硫汽油和超低硫柴油标准组合<sup>11</sup>所需的投资和运营成本。

在这个背景下，总炼油成本包括：

- ◆ 资本投入；以及
- ◆ 直接运营成本（例如能源、催化剂和化学制剂等）

资本投入的估算反映了各国影响增加炼油产能方面的经济因素。

本分析利用一系列模拟炼油厂模型来代表各国炼油业。<sup>12</sup>

一个模拟炼油厂的模型代表一组类似的炼油厂——即具有相似研究特性的同一组炼油厂。在本分析中，这些相关特性包括炼油厂类型（加氢型，裂化型，焦化型），规模（原油处理能力），原油构成，以及地点。一组类似炼油厂的模拟炼油厂模型选取了这组炼油厂的平均规模，这组炼油厂的平均原油构成，和有代表性的加工工艺。<sup>13</sup>

每个模拟炼油厂模型包含了包括硫控制工艺在内的主要炼油工艺的技术层面，以及各硫控制工艺的经济层面（包括按区域成本系数调整的投融资成本等）的内容。每一个模拟炼油厂模型都使用了一个指定国家的特定因素，主要是影响每个国家投资的地域因素，以及影响各硫控制处理单元的工艺规模因素。（这两个因素都影响各炼油工艺过程的每桶投资成本。）

炼油厂线性规划模型的建立和操作采用了成熟并广泛使用的通用炼油厂模型系统（AspenTech 的 PIMS™ 系统）。

对每一个模拟炼油厂组，炼油厂模型分析有以下三个阶段：

### ◆ 校准

首先，每个模拟炼油厂模型都被设定为校准年份（即 2010 年）的评估运行情况。根据需要，模型的参数（例如：生产输入/输出系数，中间物质流属性）可调，这样模型就会反馈出与校准年份十分接近的炼油产品产量和炼油产品特性（包括硫含量）水平。

<sup>10</sup> 最终使用价格取决于诸多制度因素（比如，政府政策，包括补贴、税收、指令等）和市场因素（比如，全球和全国的供求平衡）。这些因素都不在该研究的范畴内。

<sup>11</sup> 以及中国特定的夏季雷德蒸汽压标准。

<sup>12</sup>（仅）对墨西哥，我们模拟了其每一个炼油厂（总共 6 个），而非炼油厂组。

<sup>13</sup> 模拟炼油厂模型概念在许多支持燃油质量标准的分析中被用到，比如美国的低硫项目。使用模拟炼油厂模型概念的相关项目介绍可参考 [www.Mathpro.com](http://www.Mathpro.com)。

### ◆ 参照情景

经过校准的模型被用于开发参照情景——参照情景预测各国到目标年份即 2015 年，相应炼油产品供需平衡和炼油运营方案情况，但采用 2010 年的硫含量标准。炼油厂基准运营情况将被设定为 2010 年的原料输入、产出、生产能力（并做调整以反应适当的产品增长水平和已知的炼油能力增长），以及产品硫含量水平。原油吞吐量可以允许增加至上报炼油能力的 90%，除非受到一些外界因素（如政府政策、原油获取等）的制约。目标产品产量反映了从 2010 年到 2015 年的预计增长。参照情景的炼油能力被设定为 2010 年的产能加上已知扩建项目增加的产能。

### ◆ 研究情景

研究情景重复参照情景的计算过程，但逐步使用更加严格的汽油和柴油的（分别）硫含量标准，保持 2015 年的炼油品产量不变。

模拟模型反馈的结果指出了实现不同硫含量控制水平的最佳（成本最低）途径——包括添加硫含量控制新工艺单元的工艺组合、扩建现有工艺设备及/或升级现有工艺设备来满足更加严格的硫含量控制要求——并且会同时计算出附带的融资要求和运营成本。模拟模型反馈的解决方案还包括与控制硫含量相关的次级技术和经济影响，如汽油和柴油的平均品质变化，要求增加氢的使用量（用于加氢处理），以及对汽油而言，补偿脱硫导致的产量下降与辛烷值“损失”。

对于各国和各炼油厂组而言，将每一个 2015 年研究情景（硫含量标准）所得出的结果与相应的 2015 年参考情景相比较，就会得出满足特定硫含量标准的投资要求、融资费用和营运成本。

影响硫控制总成本的因素各个国家不同，但在所有的情景中，每年炼油工艺相关的资本投入占到硫控制总成本和每升炼油成本的绝大部分（70%-80%），剩下部分为直接炼油营运成本的变化。也就是说，超低硫汽油和超低硫柴油的生产相对还是资本密集型的，只有较少的直接炼油营运成本。

因此，对于每个国家的每个炼油厂组（对于墨西哥是每个炼油厂），该分析得出了各国特定的能满足生产 50ppm 和 10ppm 硫标准的超低硫汽油和超低硫柴油的炼油成本（国家特定情景）与基准炼油成本的估算。<sup>14</sup>

硫基准控制成本反映了对所有国家来说相同的一组投资相关的参数（比如，资本成本，税率等）。因此，硫基准控制成本反映的只是每个国家特有的技术因素（比如，汽油和柴油的硫基准水平，现有的工艺产能情况，汽柴油比等）——而并不反映各国的资本成本、税率和其它投资相关政策的差异所带来的影响。

相对地，*国家特定的硫控制成本*不仅反映了技术因素，还反映了各国独特的金融和政策因素。

该分析还得出汽柴油车辆满足欧 5 排放标准所需的相关成本估算。最后，[仅]对中国，本分析还得出对控制夏季汽油 RVP 至 60kPa[8.7psi]所需的炼油投资和炼油成本的估算。

## 1.7 超低硫燃油生产成本估算所包含的成本项目

炼油分析中的炼油成本为(i)投资新建炼油产能的资本投入，和(ii)直接运营成本（例如能源、催化剂和化学制剂等）在模型中各炼油生产流程中的总和。估算成本项目包括：

- ◆ 为达到标准而投资的生产能力（包括场地内和场地外）产生的资本投入（每升）

<sup>14</sup> 对墨西哥的分析考虑了 30ppm（而非 50ppm）和 10ppm 汽油硫含量标准，以及 10ppm 柴油硫含量标准。这反映了墨西哥的现行（参考）标准。

- 特定生产工艺的投资额是包含多种参数的复杂运算，包括（部分的）建筑时间、融资成本、折旧速度、投资回本要求、地方和国家税收以及相关固定费用。计算程序被嵌入一张电子数据表当中，我们已在此前的大量研究中使用过该计算程序。
- ◆ 为达到标准，在不同炼油工艺流程中增加的直接运营成本（主要是能源（燃料和电力）以及催化剂和化学制剂）
  - 这些成本在炼油厂模型中由代表各个炼油工艺流程的能源消耗量和直接成本的标准系数来表示。
- ◆ 氢供应成本，用以支持增加的加氢脱硫工艺
  - 制氢在模拟模型中被设定为一项炼油工艺，所以氢供应成本是包含在模型反馈出的炼油总成本当中的。
- ◆ 增加的硫回收设备成本
  - 硫回收在模拟模型中被设定为一项炼油工艺，所以硫回收的成本（回收的硫产品带来的收入还会抵消一部分成本）是包含在模型反馈出的炼油总成本当中的。
- ◆ 补偿产品产量损失的成本
  - 在所有情景下，无论对应的是何种燃料标准，模拟模型都会保持稳定不变的产品产出量。加氢处理工艺通常会导致产量上的损失，并且加氢处理越深入损耗就越大。因此，还原产品产量的附加成本（例如，增加原油处理量等）是已经包含在模型反馈出的炼油成本当中的。
- ◆ 还原汽油辛烷值损失的成本
  - FCC 石脑油加氢处理（生产超低硫汽油通常需要此工艺）会导致辛烷值降低约 1%。在所有情景下，无论对应的是何种燃料标准，模拟模型都保持一致的汽油辛烷值。因此，还原汽油辛烷值的附加成本（例如，增加升级生产单元的产量，初步重整）是已经包含在模型反馈出的炼油成本当中的。

## 1.8 主要分析结果：生产超低硫燃油的国家平均成本

图 1.1a 和 图 1.1b 显示了将汽油硫含量控制在 50 ppm（墨西哥为 30 ppm）和 10 ppm 的国家平均成本（美分/升），分别使用投资参数的基准值和特定国家值。

图 1.2a 和 图 1.2b 显示了将柴油硫含量控制在 50 ppm（除墨西哥）和 10 ppm 的平均成本（美分/升），分别使用投资参数的基准值和特定国家值。

表 1.1a（印度和墨西哥）和 表 1.1b（巴西和中国）显示了汽油和车用柴油的硫含量控制平均成本（包括资本投入和炼油运营成本），资本投入分别使用投资参数的基准值和特定国家值进行了估算。

生产 10 ppm 的超低硫汽油的国家平均成本（按成本由低到高的顺序）分别为：每升 0.7 美分-0.8 美分（中国），每升 0.9 美分-1.1 美分（印度），每升 1.1 美分-1.4 美分（墨西哥），和每升 2.0 美分-2.4 美分（巴西）。

生产 10 ppm 的超低硫柴油的国家平均成本（按成本由低到高的顺序）分别为：每升 0.8 美分-1.1 美分（印度），每升 1.7 美分-2.2 美分（中国），每升 2.0 美分-2.7 美分（巴西）和每升 2.5 美分-3.2 美分（墨西哥）。

以上所有估算值中，低值和高值都分别对应相应国家的国家特定投资参数和基准投资参数。

图标中显示的各国炼油成本估算（美分/升）均为各国炼油厂组的成本估算按产量的加权平均值。各国的炼油资本投入估算（\$ 百万美元/年）则为那个国家所有炼油厂组资本投入的总和。

表 1.1a 和 表 1.1b 还显示了为达到汽柴油车欧 5 排放标准的燃油质量要求而额外增加（基于 10 ppm 硫含量标准以外）的成本。炼油厂模型分析表明，对于大多数国家和大多数炼油厂组，满足 10 ppm 硫含量标准的汽油和柴油同时也能达到欧 5 标准，除了汽油辛烷值和（在某些情况下的）柴油十六烷值，以及汽油苯含量（1.0% 体积百分比）。<sup>15</sup>

<sup>15</sup> 我们在模型中没有限定炼油厂模型达到欧 5 的辛烷值标准。

图 1.1a: 基于基准投资参数的汽油硫含量标准成本估算

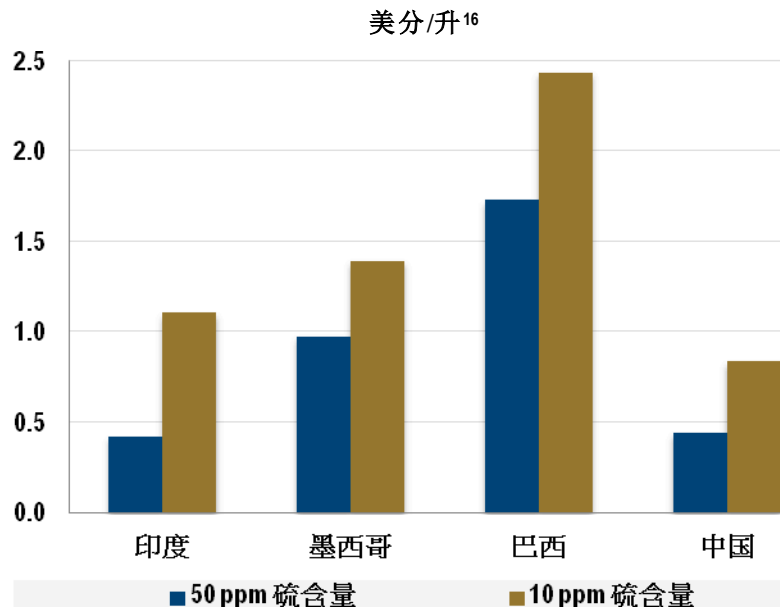
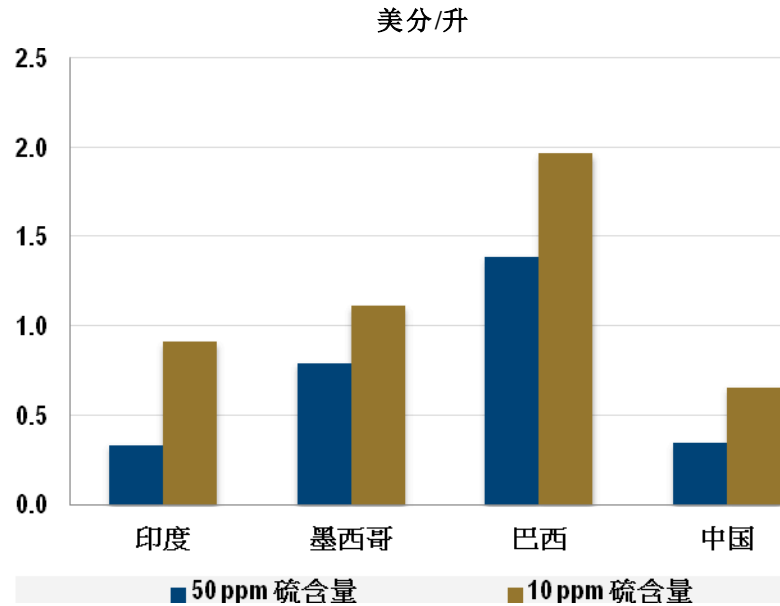


图 1.1b: 基于国家特定投资参数的汽油硫含量标准成本估算



<sup>16</sup> 如前所述，墨西哥柱形中的 50ppm 其实代表的是 30 ppm 汽油的成本；图 1.1b 同上



图 1.2a: 基于基准投资参数的车用柴油硫含量标准成本估算

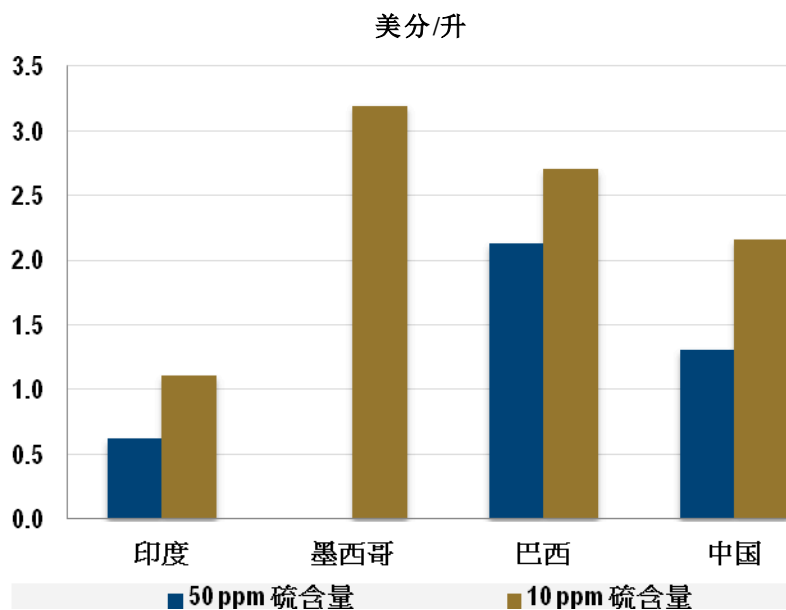


图 1.2b: 基于国家特定投资参数的车用柴油硫含量标准成本估算

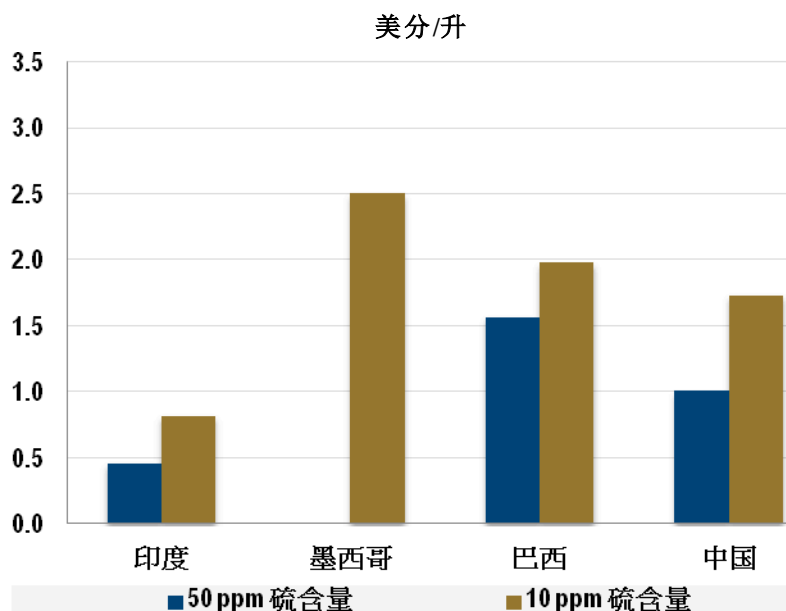


表 1.1a: 现有炼油厂满足汽柴油硫含量标准的成本估算, 按投资参数种类分:

印度和墨西哥

参数	印度				墨西哥			
	50 ppm 硫含量		10 ppm 硫含量		50 ppm 硫含量 <sup>1</sup>		10 ppm 硫含量	
	仅汽油	汽柴油	仅汽油	汽柴油	仅汽油	汽柴油	仅汽油	汽柴油
<b>基准投资参数</b>								
增加炼油成本 (\$百万美元/年)	146	635	874	1,263	313	1,047	1,177	1,177
资本和固定投入	98	526	652	1,008	216	812	924	924
炼油运营成本 <sup>2</sup>	48	110	223	255	97	234	254	254
<b>每升炼油成本 (美分/升)</b>								
成品汽油	0.4	0.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.4	1.4
车用柴油 <sup>2</sup>		0.6	0.6	1.1		3.2	3.2	3.2
<b>达到欧 5 标准增加的成本</b>								
成品汽油 (美分/升)				-			0.1	0.1
车用柴油 (美分/升) <sup>2</sup>				-				-
<b>国家特定投资参数</b>								
增加炼油成本 (\$百万美元/年)	117	480	682	966	255	828	929	929
资本和固定投入	69	371	460	711	158	594	675	675
炼油运营成本 <sup>2</sup>	48	110	223	255	97	234	254	254
<b>每升炼油成本 (美分/升)</b>								
成品汽油	0.3	0.3	0.9	0.9	0.8	0.8	1.1	1.1
车用柴油 <sup>2</sup>		0.5	0.5	0.8		2.5	2.5	2.5
<b>达到欧 5 标准增加的成本</b>								
成品汽油 (美分/升)				-				-
车用柴油 (美分/升) <sup>2</sup>				-				-

注:

1. 汽油 30 ppm 和柴油 10 ppm
2. 包括十六烷助剂成本, 若有的话

表 1.1b: 现有炼油厂满足汽柴油硫含量标准的成本估算, 按投资参数种类分:

巴西和中国

参数	巴西				中国			
	50 ppm 硫含量		10 ppm 硫含量		50 ppm 硫含量		10 ppm 硫含量	
	仅汽油	汽柴油	仅汽油	汽柴油	仅汽油	汽柴油	仅汽油	汽柴油
<b>基准投资参数</b>								
增加炼油成本 (\$百万美元/年)	480	1,504	1,701	1,975	443	1,543	1,956	2,660
资本和固定投入	321	1,257	1,383	1,648	286	1,082	1,397	1,688
炼油运营成本 <sup>1</sup>	159	246	318	327	157	461	559	972
<b>每升炼油成本 (美分/升)</b>								
成品汽油	1.7	1.7	2.4	2.4	0.4	0.4	0.8	0.8
车用柴油 <sup>1</sup>		2.1	2.1	2.7	0.0	1.3	1.3	2.2
<b>达到欧 5 标准增加的成本</b>								
成品汽油 (美分/升)				-				-
车用柴油 (美分/升) <sup>1</sup>				0.3				0.2
<b>国家特定投资参数</b>								
增加炼油成本 (\$百万美元/年)	387	1140	1300	1498	353	1204	1518	2131
资本和固定投入	228	893	983	1170	196	743	959	1159
炼油运营成本 <sup>1</sup>	159	246	318	327	157	461	559	972
<b>每升炼油成本 (美分/升)</b>								
成品汽油	1.4	1.4	2.0	2.0	0.3	0.3	0.7	0.7
车用柴油 <sup>1</sup>		1.6	1.6	2.0		1.0	1.0	1.7
<b>达到欧 5 标准增加的成本</b>								
成品汽油 (美分/升)				-				-
车用柴油 (美分/升) <sup>1</sup>				0.3				0.2

注:

<sup>1</sup>包括十六烷助剂成本, 若有的话

第 6 章介绍了全部研究结果, 细分到各国炼油厂组水平。<sup>17</sup>

<sup>17</sup> 第 6 章还介绍和讨论了各国达到欧 5 标准的成本估算分析结果, 以及中国夏季汽油达到 60 kPa 雷德蒸汽压标准的成本估算分析。

这些成本估算是炼油厂为生产超低硫汽油和超低硫柴油而增加的炼油成本总和除以产品总产量，所以是硫控制的全国平均值，也就是这个国家的炼油业为达到超低硫燃油标准所耗费的资源价值。

这些成本估算不是燃油供给的边际成本（这通常决定了油品出厂的现货价格），不应被看做炼油厂下游，包括零售阶段的汽油和柴油的价格变化指数。

平均炼油成本不包括下游（从炼油厂到加油站）的物流系统产生的任何附加成本（或盈余），也不包括(i)市场行情比如某时期的供需平衡对当时汽油零售价产生的影响，或(ii)政府政策项目可能对终端价格的影响。

**第 7 章** 为帮助理解和诠释此次研究结果提供了进一步的说明和讨论。

## 2.0 ULSF 炼制与生产简介

### 2.1 引言

本指南叙述了石油炼制的基本原理，因为这与超低硫燃料（ULSF）的生产，尤其是超低硫汽油（ULSG）和超低硫柴油（ULSD）<sup>18</sup>的生产有关。本指南由 HART 能源和 MathPro 公司为国际清洁交通委员会（ICCT）撰写，是在巴西、中国、印度和墨西哥进行超低硫汽油（ULSG）和超低硫柴油（ULSD）生产和供应经济学综合分析的第一项工作成果。

本指南旨在（1）为总体分析提供背景和组织框架，（2）确定在超低硫汽油（ULSG）和超低硫柴油（ULSD）生产中决定炼制成本的技术因素，以及（3）方便对分析结果的解释。本指南叙述了：

- ◆ 石油炼制行业的基本原理；
- ◆ 原油及其特性；
- ◆ 炼油厂的工艺种类和配置结构；
- ◆ 炼油厂生产的构成汽油和柴油燃料物质流（掺混原料）的特性；以及
- ◆ 炼油厂生产超低硫汽油（ULSG）和超低硫柴油（ULSD）的工艺类型。

本指南主要针对那些对低硫汽油（ULSG）和超低硫柴油（ULSD）生产感兴趣，但是对精炼生产、特别是对硫控制不熟悉的读者而编写。

### 2.2 石油炼制简介

石油炼制是从井源到泵的石油供应链中一个独特而又关键的环节。其他环节主要通过运送和储存石油增值，（例如：将原油提升到地面；将原油从油田运送到储存设施进而到炼油厂；将炼制品从炼油厂运送到转运基地和最终用户所在地，等等）。炼制则通过将（本身最终使用价值不多的）原油转化成一类包括运输燃料在内的炼制品来实现增值。炼制的主要经济目标是在将原油转化为成品的过程中最大程度地增加价值。

石油炼制厂是采用极其复杂的加工方案的大型资本密集型制造工厂。它们将原油和其他原料流转化成许多炼制副产品，包括：

- ◆ 液化石油气（LPG）
- ◆ 汽油
- ◆ 喷气燃料
- ◆ 煤油（用于照明和加热）
- ◆ 柴油燃料
- ◆ 石化原料
- ◆ 润滑油和蜡
- ◆ 家用燃料油
- ◆ 燃料油（用于发电、船用燃料、工业和区域供暖）
- ◆ 沥青（用于铺设路面和屋顶）

<sup>18</sup> 我们将 ULSF 定义为硫含量 <30ppm 的燃料。

这些产品中，运输燃料价值最高，燃料油和沥青价值最低。

许多炼制品，如汽油，会制成多个牌号的产品，以符合不同的规格和标准（例如辛烷值、硫含量）。

目前在 116 个国家有超过 660 个炼油厂在运营，每天可生产超过 8500 万桶炼制品。每个炼油厂都有自己独特的配置结构以及独特的运营特性和经济情况。炼油厂的配置结构和性能特性主要由炼油厂的位置、建造时期、资本投资资金的可获得性、可获得的原油、产品需求（当地和/或出口市场）、产品质量要求、环境规定和标准以及炼制品的市场规格和要求而定。

北美的大多数炼油厂都是按照尽可能提高汽油产量的目的来配置的，却牺牲了其他炼制品的产量。此外，大部分的现有炼油产能以及几乎所有的新增产能都是按照尽可能扩大馏出产品（柴油和喷气燃料）产量的目的来进行配置的，在某些地区，炼油厂以实现石化原料产量最大化为目的进行配置，因为在全球大部分地区这些产品的需求量都在急速增长。

## 2.3 原油简介

炼油厂是将原油转化成石油成品的地方。因此，人们若想要了解石油炼制的基本原理，必须从原油开始。

### 2.3.1 原油的化学成分

世界上的炼油厂以或多或少的量加工数百种不同的原油（通常根据地理产地进行标识）。

每一种原油都是独特的，都是数千种化合物的复杂混合物。原油中的大多数化合物都是烃（由碳原子和氢原子组成的有机化合物）。原油中的其他化合物不仅含有碳和氢，也含有少量（却是重要）的其他（“杂”-）元素——最多的是硫，以及氮和某些金属（例如：镍、钒等）。构成原油的化合物有从最小、最简单的烃分子—— $\text{CH}_4$ （甲烷）——到含有多达 50 个或更多碳原子（以及氢和杂元素）的大而复杂的分子。

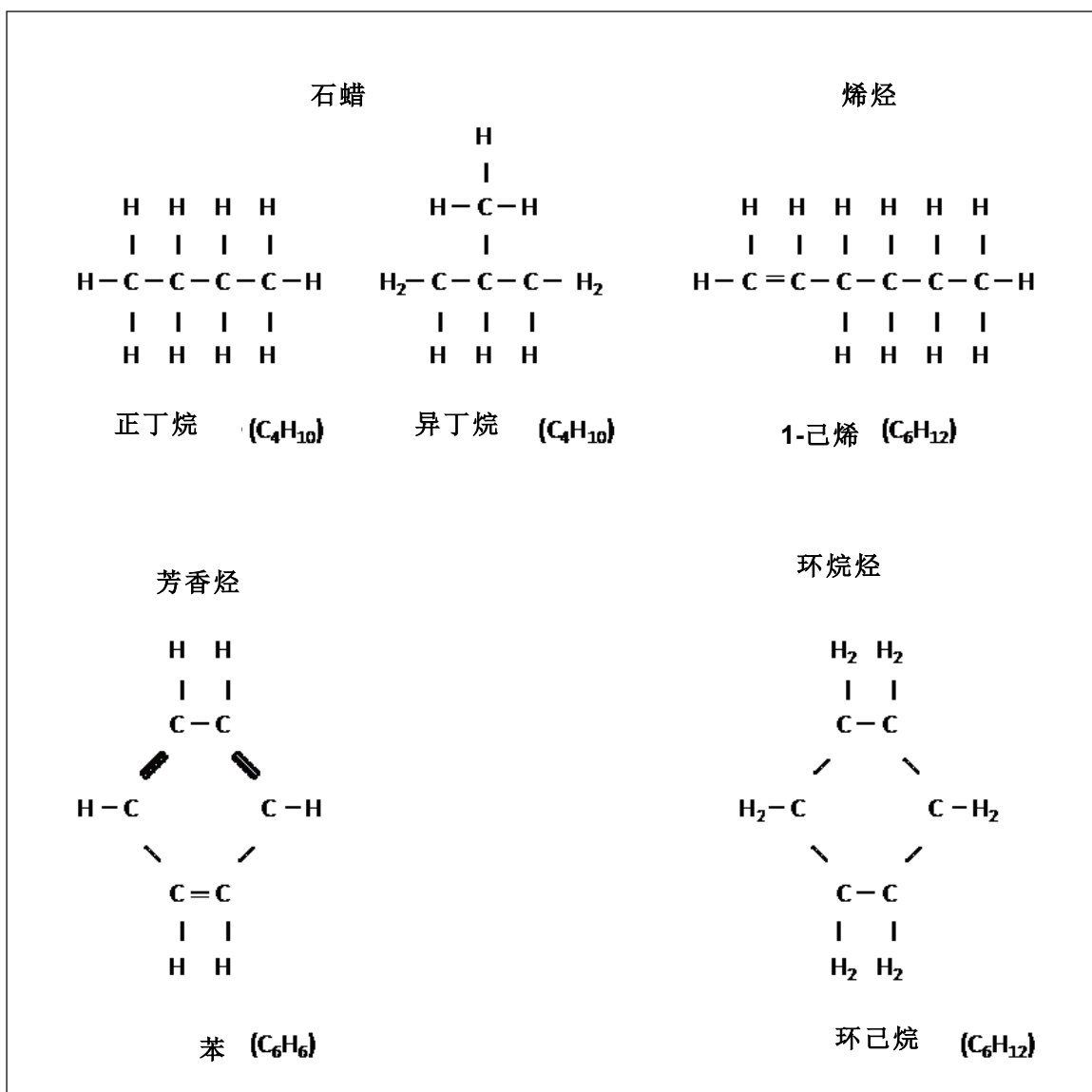
任何烃类或分子的物理化学特性不仅取决于分子中碳原子的数量，还取决于原子之间化学键的性质。碳原子会很容易的以各种方式——单键、双键和三键——彼此结合，形成不同类别的烃类，如图 2.1 所示。

石蜡、芳香烃和环烷烃是原油的天然成分，在各种精炼生产过程中也会产生。原油中通常没有烯烃；烯烃是通过某些主要专用于汽油生产的精炼生产而产生。如图所示，芳香族化合物具有比环烷烃更高的碳氢比（C/H），而环烷烃的 C/H 比又比石蜡的高。

原油越重（密度越大），其 C/H 比就越高。由于石油炼制的化学性质，原油的 C/H 比越高，则生产固定量汽油和馏出燃料所要求的炼制加工程度就越深、费用就越贵。因此，原油的化学成分及其沸程分布影响炼油厂的投资要求和炼油厂能耗，而这是炼制总成本中最大的两个组成部分。

原油中各种烃类所占比例、碳数分布以及杂元素浓度决定着炼油厂可从原油制得的炼制品产量和质量，从而决定原油的经济价值。不同原油需要不同的炼制设施和操作，以使其所生产的产品品种结构的价值达到最大化。

图 2.1: 原油中主要类别的烃类化合物



## 2.3.2 原油的特性

评定原油的炼制价值需要完整描述原油及其组分，包括特性的评分。但是，有两个特性对于快速分类和进行原油比较特别有用：*API 重度*（一种密度度量单位）和硫含量。

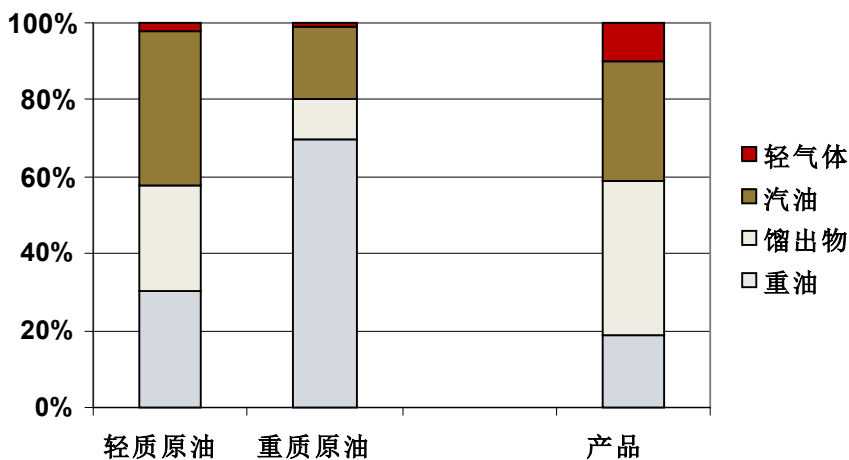
### API° 重度（密度）

原油的密度表示其大致轻重。较轻的原油含有的小分子比例较高，炼油厂可将这些小分子加工成汽油、喷气燃料和柴油（其需求正在增长）。较重的原油含有的大分子比例较高，炼油厂可将大分子（1）制成重质工业燃料、沥青和其他重产品（市场需求不大，有时还会萎缩），或者（2）加工成可制成运输燃料产品的较小分子。

在炼油行业中，石油的密度通常用 API 重度表示，该参数的单位是度（° API）——例如：35° API。API 重度与密度成反比（即：物质越轻，其 API 重度越高）。水的 API 重度规定为 10°。

图 2.2 给出了按照其轻质气体、汽油组分、馏出物（主要是喷气燃料和柴油）组分和重油的自然产量来衡量的典型轻原油（35° API）和典型重原油（25° API）的质量。该图也表明了发达国家对这些产品类型的平均需求图。

图 2.2: 轻原油和重原油的典型自然产量



来源：哈特能源咨询公司（2010 年）



轻质和重质原油的重质油自然产量超过重质炼制产品的要求，并且重质原油的重质油自然产量是轻质原油自然产量的两倍。原油的这些普遍特征表明，（1）炼油厂必须能将至少一些，甚至或许是大部分重质油转化成轻质产品，以及（2）原油越重，就越需要更多此类转化能力来生产给定产品品种。

## 硫含量

在原油中所含的所有杂元素中，硫对炼制的的影响最重要。

- ◆ 炼油厂物质流中的硫含量高会导致（1）使那些促进某些炼制过程中发生预期化学反应的催化剂失去活性（“中毒”），（2）导致炼油厂设备腐蚀，以及（3）导致向空气中排放硫化物，这不仅有害，还可能会受到严格的法规控制。
- ◆ 车辆燃料中的硫会导致车辆尾气排放有害硫化物，还会影响用于控制挥发性有机化合物、氮氧化物和颗粒物等排放物的车辆尾气控制系统。

因此，炼油厂必须要能从原油和炼制物质流中去除硫，直至达到所需范围，从而消除这些不良影响。原油硫含量越高，所需的硫控制程度越高，相关成本就越高。

原油和炼制物质流的硫含量通常用重量百分数（wt%）或重量百万分率（ppmw）表示。在炼油行业中，原油硫含量小于阈值 [例如：0.5wt%（5,000 ppmw）] 时称为无硫原油（低硫原油），而硫含量高于阈值时称为含硫原油（高硫原油）。大多数含硫原油的硫含量范围为 1.0 - 2.0 wt%，但也有一些含硫原油的硫含量 >4wt%。

对于任一原油，硫浓度倾向于随碳数增加而逐渐增大。因此，燃料油和沥青沸程内粗馏分的硫含量高于喷气燃料和柴油沸程内粗馏分的硫含量，而喷气燃料和柴油沸程内粗馏分的硫含量又高于汽油沸程内粗馏分的硫含量。同理，例如汽油沸程内较重组分的硫含量高于该沸程内较轻组分的硫含量。

## 根据 API° 重度和硫含量对原油进行分级

表 2.1 显示了一种广泛使用的基于原油 API 重度和硫含量进行分级的方案。每一原油等级都根据 API 重度范围和硫含量范围进行定义；类别名称采用定性术语表示范围。

表 2.2 列出了世界石油贸易中的一些重要原油，并指出了每种原油的 API 重度/硫分级。

表 2.1: 原油等级

原油等级	特性范围	
	重度 (° API)	硫 (wt.%)
轻质无硫	35-60	0-0.5
轻质含硫	35-60	>0.5
中质中等含硫	26-35	0-1.1
中质含硫	26-35	>1.1
重质无硫	10-26	0-1.1
重质含硫	10-26	>1.1

表 2.2: 一些重要原油的 ° API 重度和硫含量

原油	原产国	原油等级	特性	
			重度 (° API)	硫 (wt.%)
布伦特原油	英国	轻质无硫	40.0	0.5
西德州中级原油	美国		39.8	0.3
阿拉伯超轻质出口原油	沙特阿拉伯原油	轻质含硫	38.1	1.1
大庆原油	中国	中质中等含硫	33.0	0.1
费卡多斯出口原油	尼日尼亚		29.5	0.2
阿拉伯轻质出口原油	沙特阿拉伯原油	中质含硫	34.0	1.9
科威特出口掺混原油	科威特		30.9	2.5
马尔林姆出口原油	巴西	重质无硫	20.1	0.7
卡诺里蒙原油	哥伦比亚		25.2	0.9
奥连特出口原油	厄瓜多尔	重质含硫	25.0	1.4
玛雅重质出口原油	墨西哥		21.3	3.4

来源: MathPro 公司依据各种来源编制

### 2.3.3 原油质量和炼制经济学

#### 平均原油质量呈下降趋势

炼油厂原油品种的平均 API 重度和硫含量大体上随地区而变化; 与其它地区相比, 某些地区加工的原油较轻、硫含量较低。但是, 随着时间的推移, 全球原油板岩的平均质量已经在逐渐下降。多年来, 平均 API 重度正在缓慢下降 (不过, 由于液化天然气、天然气凝析油以及美国非常规轻质原油产量的增加, 目前预期在本年代末, 平均 API 重度将有所上升)。平均硫含量正在以较快的速度增高, 但是在这个十年结束时, 随着硫含量的降低, 该趋势也可能掉头向下, 然后再稳步向上。

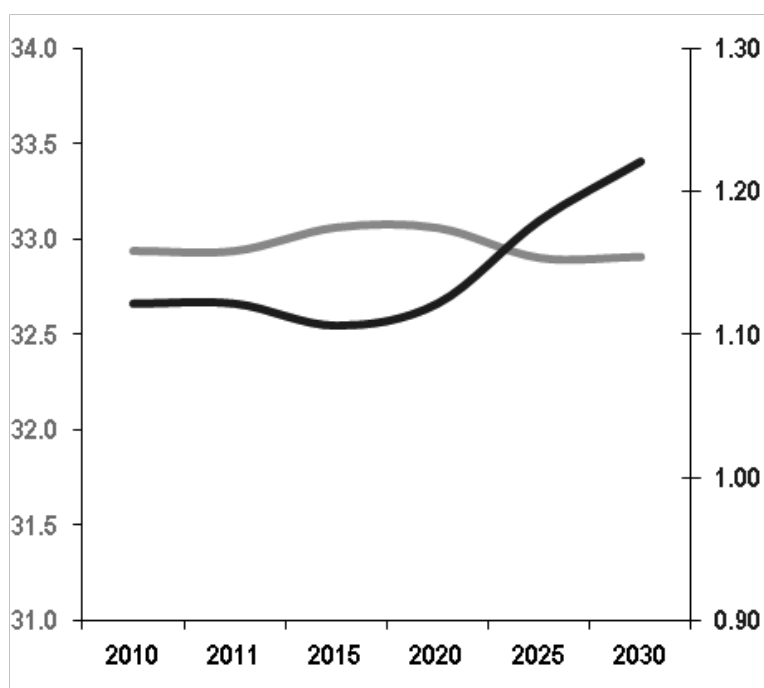
为了说明这种趋势，表 2.3 根据 API 重度和硫含量给出了 2008 年（实际）和 2030 年（预测）世界各地的原油质量估计，图 2.3 显示了从 2008 年到 2030 年平均 API 重度和硫含量的预计时间曲线。

**表 2.3：区域性和全球原油平均质量：  
2010 年（实际）和 2030 年（预测）**

地区	2008 年（实际）		2030 年（预测）	
	重度 (° API)	硫 (wt.%)	重度 (° API)	硫 (wt.%)
北美	29.9	1.22	28.8	1.31
拉美	24.6	1.51	23.5	1.42
欧洲	37.3	0.40	37.7	0.40
独联体	34.1	1.11	35.4	0.98
亚太	35.2	0.16	35.8	0.16
中东	33.8	1.72	33.6	1.81
非洲	36.4	0.29	37.4	0.26
世界平均	<b>32.9</b>	<b>1.12</b>	<b>32.9</b>	<b>1.20</b>

来源：哈特能源公司分析（2011 年）

**图 2.3：全球原油质量趋势（2010-2030）**  
(—) ° API、(—) 硫 [wt%]



来源：哈特能源公司分析（2011 年）

这些趋势反映了世界原油储备的平均质量与原油年产量之间的变化关系。通常，相比目前世界生产的原油，世界总原油储备具有更低的 API 重度和更高的硫含量。中东（绝大部分为中质含硫原油）、南美（绝大部分为重质含硫原油）和加拿大（绝大部分为重质含硫原油）的大储量原油在全球原油供应中所占份额在逐渐增加。欧洲和亚洲生产的原油在平均水平上具有高 API 重度和低硫含量，但是其在全球原油供应中所占的份额有所减少。

## 原油质量影响原油价格

大众媒体常常提到“原油价格”，似乎所有原油定价都相同。事实并非如此。原油质量越高，其市场价格相较于现行原油平均价格就要越高。换句话说，轻质无硫原油比中质和重质原油的价格要高。

轻质无硫原油比起含硫较多的重质原油具有更高的炼制价值，因为（1）轻质原油中可制成具更高价值的轻质产品的组分的自然产量更高，以及（2）无硫原油含有的硫更少。所以，和较重的含硫较多的原油相比，轻质无硫原油所需的加工能量更少，并且只需较低的基本投资就可达到既定的产品要求和质量标准。

因此，炼油厂在满足产品要求和质量标准时面临一项关键的经济选择。它们要么为质量较高的原油付出更高的价格，以获取其经济利益，要么选择承受更高的炼油厂资本投资和更高的炼制成本，但可利用质量较低但原油价格也相对较低的优势。

由于很多技术和经济因素的相互影响，轻质无硫/重质含硫原油的价差会随时间波动，随地域变化。这些因素包括质量差异、原油供需平衡、当地产品市场和产品规格以及当地的炼制能力和升级能力。但是，一般情况下，轻质无硫/重质含硫原油的价差趋向于（1）随世界石油价格水平的上升而增大（按绝对价格计算），以及（2）在轻质无硫原油平均价格的大约 15%到 25%范围内浮动。

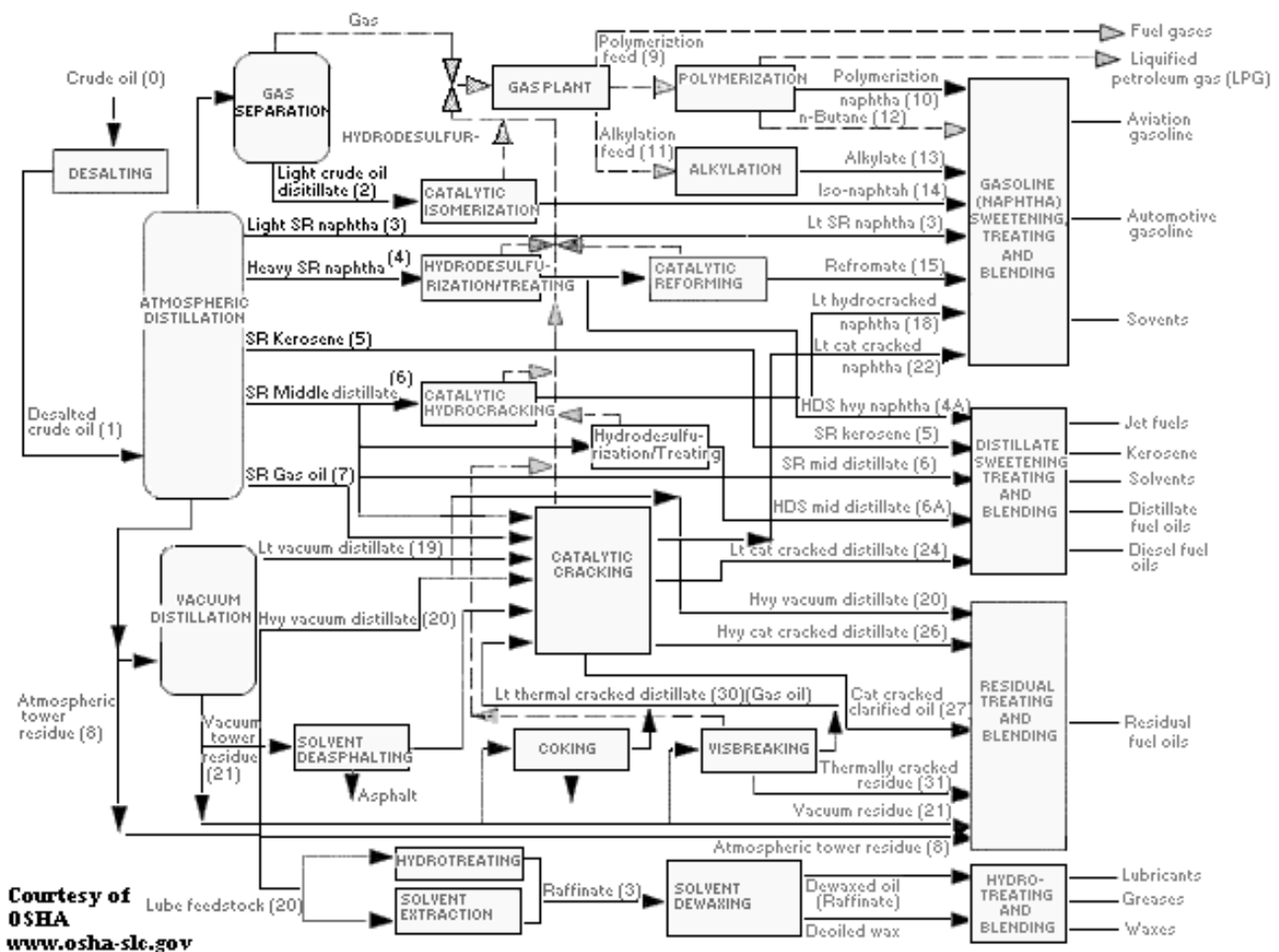
## 2.4 炼制加工基本原理

炼油厂是大型、资本密集型、连续运行的生产设施。它们将原油转化成最终的炼制品（主要是 LPG、汽油、喷气燃料、柴油燃料、石化原料、家用燃料油、燃料油和沥青），转化方法是通过一系列物理和化学转化，

（1）将原油分离成不同的馏分（每种馏分有独特的沸程和碳数分布），然后（2）将这些馏分加工成成品。

**图 2.4** 是一家模拟（典型）的现代炼油厂生产全系列优质燃料和其他产品的简化流程。该流程图仅用于说明炼油厂股份资本的范围和复杂性，典型炼油厂的工艺单元数量，以及炼油厂生产的副产品的数量。为了基本了解炼制行业，必须对于这种复杂性有正确的理解。

图 2.4: 模拟 (非常) 复杂的炼油厂的流程简图

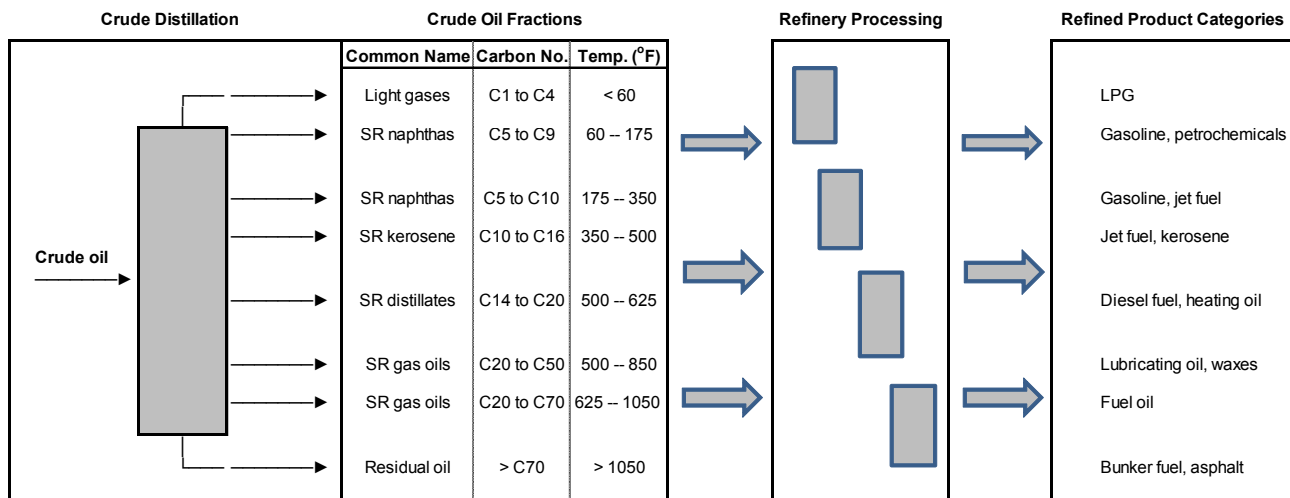


应该注意图 2.7 中所示精炼生产的几个方面。炼油厂生产许多炼制品（从很轻的例如 LPG 到很重的例如残渣燃料油）。炼油厂这样做不仅是因为市场需要各种产品，还因为原油的特性和炼制设施的能力对炼油厂生产任何一种产品的产量都有约束作用。炼油厂可以并且确实在改变精炼生产，以适应原油和产品市场的不断变化，但改变仅限于其炼制设施的性能特性及其所加工原油的特性所规定的物理限制。最后，精炼生产的复杂性在于，只有通过采用针对整座炼油厂的数学模型，才能从经济意义上完全理解和优化精炼生产的复杂性。要应对市场环境变化和新的（通常更严格的）产品规范，精炼生产的数学模型是制订可达成（即可行的）且经济的（最佳的）生产方案的唯一可靠方式。

图 2.5 简单地展示了一个炼油厂，对本指南非常有用。插图以示意图的方式说明了在原油蒸馏过程中原油如何分离成特定沸程（碳数）的馏分，给出了这些粗馏分的标准工业名称，并且指明了通过这些物质流来生产出标准的炼制成品后续精炼工艺。<sup>19 20</sup>

<sup>19</sup> 报告中图 2.5 和其他地方的名称 SR 表示直馏，一个炼制术语，表示指定物质流直接来自原油蒸馏单元，没有进一步加工。

图 2.5: 原油蒸馏和下游加工示意图



本节（1）的余下部分讲述根据炼油厂所用炼制工艺组合对炼油厂进行标准分级的方案（2.4.1 节），以及（2）简要叙述炼油厂将原油转化为成品的最重要的工艺类型（2.4.2 节）。

## 2.4.1 按配置结构和复杂性对炼油厂进行分级

每个炼油厂的配置结构和操作工艺特点都是独特的。它们主要取决于炼油厂的位置、建造时期、喜欢选用的原油品种结构、炼制品的市场要求以及炼制品的质量规格（如硫含量）。

本文中，术语配置结构表示一个给定炼油厂内具体的炼制工艺单元、各种单元的大小（生产能力）、各种单元的主要技术特征以及连接这些单元的流通形式。

虽然没有两个炼油厂会有完全相同的配置结构，但是可将具有可比性的炼油厂分为一类，并用炼油厂复杂性进行定义。

本文中，术语复杂性有两种意思。一种是非技术性的：表示错综复杂的，由许多连接部分组成。另一种是炼制行业的一个技术术语，称为纳尔逊复杂性指数。纳尔逊指数是一个记分，表示特定炼油厂原油蒸馏单元（根据定义其复杂性为 1.0）下游炼制工艺的范围、能力和资本密集度。炼油厂的复杂性越高，则炼油厂的资本投资密集度就越高，并且炼油厂通过以下方式使原油增值的能力越大：

- ◆ 将更多重质粗馏分转化成较轻、高价值产品，以及
- ◆ 生产出质量规格更严格的轻质产品（例如：超低硫燃料）。

<sup>20</sup> 图 2.5 中所示原油馏分的温度范围是大致的。准确的“分馏点”温度随炼油厂不同而略有变化，这取决于原油品种构成，炼油厂产能、产品品种构成以及产品标准。

一般来讲，所有炼油厂均属于根据工艺配置和炼油厂复杂性所定义四个级别之一，如表 2.4 所示（复杂性数据基于纳尔逊复杂指数）。

表 2.4: 炼油厂分级方案

配置结构	复杂性	
	分级	范围
拔顶	低	<2
轻度加氢	中	2 -- 6
转化	高	6 -- 12
深度转化	非常高	>12

- ◆ **拔顶**炼油厂只有原油蒸馏和基本的支持操作。它们没有能力改变其加工原油的自然产量构成；只是简单地将原油分离成轻质气体和炼油厂燃料、石脑油（汽油沸程）、馏出物（煤油、喷气燃料、柴油和家用燃料油）以及残余或重质燃料油。某些情况下，一部分石脑油材料可能适用于生产辛烷值很低的汽油。

拔顶炼油厂没有用于控制产品硫含量的设施，因此不能生产超低硫燃料（ULSF）。

- ◆ **轻度加氢**炼油厂不但包括原油蒸馏和支持操作，还包括催化重整、各种加氢处理单元和产品掺混。这些工艺过程能够（1）将石脑油提质加工成汽油，以及（2）控制炼制品的硫含量。催化重整提质加工直馏石脑油以符合汽油辛烷值规格并为加氢处理单元生产副产品氢。加氢处理单元会从轻质产品（包括汽油和柴油燃料）中去除硫，以符合产品规格和/或允许加工硫含量较高的原油。

轻度加氢炼油厂通常位于汽油需求量较小的地区，没有能力改变所加工原油的自然产量结构。

- ◆ **转化（或裂化）**炼油厂不但包括轻度加氢炼油厂中的所有工艺，最重要的是，还包括催化裂化和/或加氢裂化。这两种转化工艺将大多数原油中自然产量较高的重质原油组分（主要是瓦斯油）转化成可用于汽油、喷气燃料、柴油燃料和石化原料生产的轻质炼制物质流。

转化炼油厂有能力按需要改进所加工原油的自然产量结构，满足轻质产品的市场需求，但是它们仍然（不可避免地）会生产一些重质、低价值产品，例如残余燃料和沥青。

- ◆ **深度转化（或焦化）**炼油厂，顾名思义，是一种特殊类型的转化炼油厂。它们不但包括用以转化瓦斯油馏分的催化裂化和/或加氢裂化，还包括焦化和渣油加氢裂化。焦化单元“破坏”渣油（最重且价值最低的粗馏分），将其转化成更轻的物质流，作为其他转化工艺（例如催化裂化）和生产更具价值的轻质产品的提质工艺（例如：催化重整）的附加进料。在渣油加氢裂化中，加氢处理操作部分生产更高质量的产品，适用于产品掺混。

具有充分的焦化或渣油加氢裂化能力的深度转化炼油厂基本上能够破坏原油板岩中所有的渣油，将其转化为轻质产品。

几乎所有的美国炼油厂都是转化或深度转化炼油厂，而亚洲、中东、南美和轻质产品需求快速增长的地区的新炼油厂也是这样。相反，欧洲和日本的大部分炼制产能均来自轻度加氢和转化炼油厂。

表 2.5 总结了不同类型炼油厂的显著特点，同时指出了在原油质量相同的情况下各种炼油厂的产量结构特征。<sup>21</sup>

在美国和许多其他国家，包括巴西、中国、印度和墨西哥，转化和深度转化炼油厂构成原油加工总产能的 95% 以上，在原油蒸馏产能 > 5 万桶/天的炼油厂中，转化和深度转化炼油厂几乎占据了 100% 的原油加工产能。这些国家中所有新建炼油厂都是转化或深度转化炼油厂。因此，下一节的讨论特别适用于这两类炼油厂。

表 2.5: 炼油厂等级和产量结构特征

炼油厂类型	特征工艺	产品产量曲线 (vol%)		备注
		汽油	柴油和 喷气燃料	
拔顶	原油蒸馏	31	30	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 产品硫含量与粗馏分硫含量相同</li> <li>◆ 产品产量和质量仅由原油特性所决定</li> <li>◆ 汽油具有低辛烷值</li> </ul>
轻度加氢	原油蒸馏 重整 加氢处理	28	30	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 产品硫含量可通过加氢处理进行控制</li> <li>◆ 有一定的产品产量和质量改进能力</li> <li>◆ 可通过重整提高汽油辛烷值</li> </ul>
转化	原油蒸馏 FCC 和/或加氢裂化 重整 烷基化和其他提质加工 加氢处理	44	32	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 产品硫含量可通过加氢处理进行控制</li> <li>◆ 具有很大的产能和质量改进能力</li> </ul>
深度转化	原油蒸馏 焦化 FCC 和/或加氢裂化 重整 烷基化和其他提质加工 加氢处理	47	42	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 产品硫含量可通过加氢处理进行控制</li> <li>◆ 可产出最大产量的高价值炼制品</li> <li>◆ 质量改进能力最高</li> <li>◆ “破坏”几乎所有残油</li> </ul>

注：

汽油和馏出物燃料产量是基于加工平均质量原油估计的标称值

<sup>21</sup> 实际的炼油厂产量类型可能和这些类型差别很大，这取决于具体的原油品种结构和炼油厂工艺单元具体的性能特征。



## 2.4.2 炼制工艺等级

原油在炼油厂中许多不同的工艺中会发生物理和化学转化，每种工艺都在一个分立的设施或工艺单元中执行。大型现代化炼油厂包括多达五十个不同的工艺，这些工艺操作联系密切。但是在本指南中，这些工艺可以看作几个主要的类别，如表 2.6 所示。

**表 2.6：炼制工艺的重要等级**

等级	功能	例子
原油蒸馏	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 将原油进料分离成沸程馏分，以便进一步加工</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 常压蒸馏</li> <li>◆ 真空蒸馏</li> </ul>
转化（“裂化”）	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 将重质粗馏分破裂（“裂化”）成较轻的炼制物质流，以便进一步加工或掺混</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 流化床催化裂化（FCC）</li> <li>◆ 加氢裂化</li> </ul>
提质加工	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 重排分子结构，以改进汽油和柴油组分的特性（例如辛烷值）和价值</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 催化重整</li> <li>◆ 烷基化、异构化</li> </ul>
处理	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 从炼制物质流和掺混原料中去除杂原子杂质（例如硫）</li> <li>◆ 从炼制物质流中除去芳香烃</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ FCC 进料加氢处理</li> <li>◆ 重整炉进料加氢处理</li> <li>◆ 汽油和馏出物加氢处理</li> <li>◆ 苯饱和</li> </ul>
分离	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 用物理或化学方法分离炼制物质流中的组分，以便进行质量控制或进一步加工</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 分馏（许多的）</li> <li>◆ 芳香烃萃取</li> </ul>
掺混	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 将掺混原料混合，以生产出符合产品规格和环境标准的成品</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 汽油掺混</li> <li>◆ 喷气燃料和柴油掺混</li> </ul>
公用工程	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 炼油厂燃料、电力和蒸汽供应；硫回收；石油运输；原油和产品储存；排放控制；等等</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 发电</li> <li>◆ 硫回收</li> </ul>

下文将就这些类别进行简要讨论。

## 原油蒸馏

原油蒸馏是每个炼油厂的前端，不管炼油厂的大小或总体配置结构如何。它具有影响其下游炼制工艺过程的独特功能。

原油蒸馏将未处理的原油进料（通常是原油混合物）分离成若干中间炼制物质流（称为“粗馏分”或“馏分”），这些物质流的特征用其沸程（其挥发性或蒸发倾向的一种度量）来表示。离开原油蒸馏单元的每种馏分（1）都用唯一沸点范围（例如：180° - 250°F、250° - 350°F 等）来定义，并且（2）是由数百或数千种不同的碳氢化合物组成，所有这些碳氢化合物的沸点都在馏分沸程以内。这些馏分包括（按照沸程增加的顺序）轻质气体、石脑油、馏出物、瓦斯油和渣油（如图 2.5 所示）。每种馏分都去向不同的炼制工艺，以进行进一步加工。

石脑油是属于汽油沸程的物质，通常被送到提质加工单元（进行辛烷值提高、硫控制等），然后送到汽油掺混单元。馏出物包括煤油通常会经过进一步处理，然后掺混到喷气燃料、柴油和家用燃料油中。瓦斯油去向转化单元，在那里被破裂成较轻的（汽油、馏出物）物质流。最后，渣油（或残渣）被输送到其他转化单元，或者掺混到重质工业燃料和/或沥青中。残渣具有相对较低的经济价值——事实上低于其所出自的原油的价值。大多数现代炼油厂都将低价值的重组分转化或提质加工成更有价值的轻质产品（汽油、喷气燃料、柴油燃料等）。

因为进入炼油厂的所有原油都要经过原油蒸馏，所以炼油厂的产能通常用原油蒸馏处理能力来表示。

## 转化（裂化）工艺

转化工艺进行化学反应，将（经济价值低的）大的、高沸点烃分子破裂（“裂化”）成较小、较轻的分子，以便在进一步加工之后掺混到汽油、喷气燃料、柴油燃料、石化原料和其他高价值轻质产品中。转化单元形成了现代精炼生产的基本核心，因为它们（1）能够让炼油厂大量产出运输燃料和其他有价值轻质产品，（2）提供操作灵活性，以便在原油质量波动的情况下维持轻质产品的产出，以及（3）能有效地使用重质含硫原油。

最有利的转化工艺是流化床催化裂化（FCC）、加氢裂化和焦化。<sup>22</sup>

表 2.7 对三种工艺的突出特性进行了简单对比。

有必要对表 2.7 中的 C/H 比调整项作一些说明。如前面所述，原油越重（越浓），其 C/H 比就越高。类似地，在任何给定的原油内，沸程馏分越重，其 C/H 比就越高。同样的现象也适用于炼制品：产品越重，其 C/H 比就越高。因此，总的说来，精炼生产必须降低所加工原油和中间物质流的 C/H 比。这一负担的大部分（但并非全部）都落在转化工艺上。

一般来讲，降低 C/H 比可通过以下两种方式之一来完成：去除过量的碳（以石油焦的形式存在），或者增加氢。FCC 和焦化采用的是前一种方法；加氢裂化采用的是后一种方法。

<sup>22</sup> 减粘裂化，另外一种转化工艺，功能与焦化类似。减粘裂化主要用于欧洲。

## 流化床催化裂化

根据工业范围的处理能力和对经济性及操作的总体影响，FCC 是原油蒸馏下游最重要的一种炼制工艺。该工艺在高温低压下工作，采用一种催化剂<sup>23</sup>将来自原油蒸馏（以及其他重质物质流）的重质瓦斯油转化成轻质气体、石化原料、汽油掺混原料（FCC 石脑油）和柴油燃料掺混原料（轻循环油）。

表 2.7：主要转化工艺的突出特点

特点	FCC	加氢裂化	焦化
<b>主要进料</b>			
SR 馏出物	◆	◆	
SR 瓦斯油	◆	◆	
SR 渣油			◆
焦化器瓦斯油	◆		
FCC 油浆		◆	◆
<b>工艺类型</b>			
催化	◆	◆	
热			◆
<b>C/H 比调整</b>			
去除碳	◆		◆
增加氢		◆	
<b>主要功能</b>			
增加轻质产品产量	◆	◆	◆
生产附加 FCC 进料			◆
消除异质原子（包括硫）		◆	
<b>裂化产品的硫含量</b>	中到高	< 100 ppm	非常高

FCC 提供了（1）高产量的汽油和馏出物（FCC 进料体积的 60 - 75%），（2）高可靠性和低操作成本，以及（3）适应原油质量和炼制品要求的操作灵活性。在大型的生产运输燃料的炼油厂中，FCC 单元占炼油厂汽油和馏出燃料（例如：柴油）总产出的 40% 以上。FCC 产出的汽油与馏出物（G/D）比取决于 FCC 操作条件和催化剂。在美国炼油厂中，G/D 比夏季高于冬季，反映了燃料需求结构的变化。在其他地方，G/D 比趋向于比美国低，也是为了适应当地的需求结构。

FCC 也生产大量轻质气体（C1 到 C4），包括烯烃。轻质烯烃是价值较高的高反应性化学品，可作为石化原料或（生产高辛烷值、低硫汽油掺混原料的）炼油厂提质工艺的原料。如果选择适当的催化剂，FCC 单元可设计为最大限度地生产汽油掺混原料（FCC 石脑油）、馏出物掺混原料（轻循环油）或石化原料。

硫是 FCC 催化剂“毒害物”，即接触硫会降低 FCC 催化剂的效力。为了解决这一问题，许多炼油厂在 FCC 前配有脱硫单元，用于除去 FCC 进料中的大部分硫。即使有此类脱硫单元，FCC 单元生产的炼制物质流仍然含有原先存

<sup>23</sup> 催化剂是一种物料（常为金属或金属氧化物），促进或加速具体的化学反应，而其本身并不参与反应。

在于 FCC 进料中的一些硫。实际上，未处理的 FCC 产品（FCC 石脑油和轻循环油）是汽油和柴油燃料中硫的主要来源。

未反应的 FCC 进料（“油浆”）在炼油厂中有各种处置方式，包括送往焦化单元（在有 FCC 和焦化两种单元的炼油厂中）。

## 加氢裂化

加氢裂化和 FCC 一样，主要是将来自原油蒸馏（以及其他重质炼制物质流）的馏出物和瓦斯油转化成汽油和馏出物。加氢裂化是一种催化工艺，在中温和高压下操作。它将外部产生的氢用于把馏出物和重质瓦斯油进料裂化成轻质气体、石化原料以及汽油和柴油燃料的掺混原料。

和 FCC 一样，加氢裂化提供高产量的轻质产品，并具有很大的操作灵活性。加氢裂化的产品产量取决于该单元的设计和操作系统。在一个操作极限内，加氢裂化装置基本上可将所有进料转化成汽油掺混原料，产量约为 100% 体积的进料。或者，加氢裂化装置可生产喷气燃料和柴油燃料，两者产量可占进料体积的 85% 到 90%，同时还产出少量的汽油原料。

加氢裂化较之 FCC 有显著优势；输入到加氢裂化装置的氢不仅会引起裂化反应，还会引起其他从加氢裂化物质流中消除异质原子（特别是硫）的反应。这些“加氢处理”反应可产生具有很低硫含量和其他改进特性的加氢裂化物质流。

因此，加氢裂化物质流是生产 ULSF 的特别有用的掺混原料。加氢裂化物质流不但接近无硫，而且芳香族化合物含量也低。芳香族化合物是具有环形分子的碳氢化合物（图 2.11）。馏出物沸程内的芳香族化合物在柴油燃料中的发动机性能差（即：十六烷值低），并且排放特性也差。加氢裂化中的化学反应打开芳环，从而产生具有价值高的、性能和排放特性突出的馏出物掺混原料。所以，配有 FCC 和/或焦化单元的炼油厂中的加氢裂化装置常常接收来自这些单元的芳香族化合物含量高、硫含量高的馏出物物质流作为进料。

加氢裂化在转化重质瓦斯油和生产低硫产品方面比 FCC 或焦化更有效，但是加氢裂化装置的安装和操作都比较昂贵，主要原因在于其氢消耗量很高。

## 焦化

焦化是一种热、非催化转化工艺，将来自原油蒸馏的渣油（最重的残渣）裂化成一系列较轻的中间物，以便进行进一步的加工。焦化是炼制行业将渣油——“原油桶的残渣”——转化成有价值的较轻产品的主要（但不是唯一）方式。

产自焦化的裂化产品包括轻质气体（包括轻质烯烃）、必须进一步加工的低质量石脑油（焦化器石脑油）和馏出物物质流（焦化器馏出物），以及大量的焦化器瓦斯油和石油焦（约为 25 - 30% 的进料重量）。

焦化器瓦斯油主要用作附加 FCC 进料。但是，焦化器瓦斯油含有高浓度的硫和其他污染物，和直馏瓦斯油相比，焦化器瓦斯油就是价值较低的 FCC 进料。

根据原油情况，焦化器生产的石油焦可出售并用于各种最终用途，用作炼油厂或外部电站的燃料，或者简单地进行掩埋。

## 提质加工工艺

提质加工工艺进行化学反应，组合或重构低价值物质流中的分子，生产较高价值的物质流，主要是高辛烷值、低硫汽油掺混原料。主要的提质加工工艺均使用催化剂，包含小的烃分子，用于生产汽油。

多数提质加工工艺中最重要环节是催化重整、烷基化、异构化、聚合和醚化。

表 2.8 简单概括了这些工艺的一些突出特性。

按照设备产能和对汽油生产的重要性的降序，下面简单讨论一下这些工艺。

### 催化重整

催化重整（或者简称“重整”）是应用最广的提质加工工艺，特别是在美国炼油厂中。重整单元加工各种石脑油物质流（主要但不是唯一来自原油蒸馏的直馏石脑油）<sup>24</sup>。重整炉对这些石脑油物质流进行多次催化反应，显著增加这些物质流的辛烷值（有些情况下，辛烷值会增加 50）。重整炉的产品（称为重整产品）是具有很高价值、高辛烷值的汽油掺混原料。重整产品约占美国汽油调和组分总和的 25%。

<sup>24</sup> SR 石脑油和其他石脑油物质流均处于汽油沸程内。（约为 60°–400° F）。

表 2.8：主要提质加工工艺的突出特点

	重整	烷基化	异构化	聚合	醚化
<b>主要进料</b>					
SR 石脑油（中质和重质）	◆				
SR 石脑油（轻质）			◆		
天然汽油			◆		
异丁烷		◆			
C3 烯烃		◆		◆	
C4 烯烃		◆		◆	◆
甲醇/乙醇					◆
<b>主要产品</b>					
汽油掺混原料	重整产品	烷基化产物	异构物	聚合汽油	MTBE
其他	氢				
<b>主要功能</b>					
提高炼油厂的汽油产量	◆	◆		◆	◆
增加汽油调和组分总和的辛烷值	◆◆◆	◆◆	◆	◆	◆◆◆
控制汽油调和组分总和的辛烷值	◆				
生产炼油厂用的氢	◆				

重整中的主要化学反应生成芳香族化合物（有环形分子的烃，如图 2.1 所示）。汽油沸程内的芳香烃具有很高的辛烷值和其他适合用于生产汽油的特性。

催化重整是一个核心炼制工艺。它既是炼油厂增加汽油辛烷值的主要来源，也是调节汽油调和组分总和辛烷值的主要方式。重整可生产出辛烷值 > 100 RON 的重整产品<sup>25</sup>。重整是唯一一种通过控制操作条件从而控制产品辛烷值的炼制工艺。操作条件的调整能让重整炉在不同的严格条件下操作，生产辛烷值为 85 到 100 RON 范围的重整产品。（重整炉严格度是工艺操作条件的一个指标，也就是重整反应的程度，定义为单元生产重整产品的研究法辛烷值（RON）。）

重整炉还有另一项重要的炼制功能。芳香族化合物的 C/H 比高于重整生产的碳氢化合物。因此，重整炉生产的氢是副产品。重整炉生产的氢供应量约占美国炼油厂氢消耗量的 45%。

重整产品中高浓度的芳香族化合物是重整产品辛烷值的主要来源。这些芳香族化合物作为石化原料也具有自身价值。因此，靠近石化中心的许多炼油厂都拥有萃取其中一些芳香族化合物作为石化原料销售的工艺。

<sup>25</sup>研究法辛烷值（RON）和马达法辛烷值（MON）是汽油辛烷值的两种标准度量单位。汽油等级的辛烷值规格通常规定为 RON 和 MON 的平均值（在加油站指定为(R+M)/2）。

芳香族化合物特别是苯被认为是有毒化合物，这给从芳香族化合物含量较低的来源产生高辛烷值带来了外部压力。

## 烷基化

烷基化将轻质烯烃（主要是 C4 和一些 C3）与异丁烷（参见图 2.1）化合生成高辛烷值（约 90 - 94 RON）汽油掺混原料（烷基化产物）。轻质烯烃和大部分或全部异丁烷都来自炼油厂的 FCC 单元<sup>26</sup>。因此，烷基化单元只存在于有 FCC 单元的炼油厂中。美国的 FCC 产能在所有国家中是最高的，因此也具有最高的烷基化产能。

由于烷基化工艺的性质原因，烷基化产物不含有芳香烃和硫，使其成为具有很高价值的汽油掺混原料。

实际上，根据工艺情况，所有烷基化单元都使用强液酸催化剂——氢氟酸（HF）或硫酸（H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>）。两种工艺均需小心操作，因为这些酸可能会对环境和公众健康造成危害。对 HF 单元的关注主要集中在其可能释放高毒性的 HF 蒸气。对 H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 单元的关注更多地集中在大量浓强酸的搬运、储存和运输。

## 异构化

异构化会重排轻质 SR 石脑油中辛烷值较低的 C5 和 C6 正构石蜡分子（图 2.1），生产辛烷值相对较高的 C5 和 C6 异构石蜡，因此会显著增加所得石脑油物质流（异构物）的辛烷值，使其成为有价值的汽油掺混原料。

作为一种附加的工艺优势，通过异构化可生产基本上不含硫和苯的产品。因此，有些炼油厂最近已经增加了异构化产能，作为使其汽油产出符合严格的新苯标准的一种方法。

## 聚合

聚合会组合两种或三种轻质烯烃分子（C3 或 C4），产生高辛烷值烯烃汽油掺混原料（聚合汽油）组分。

聚合是一种相对较便宜的工艺。但是使用并不广泛，因为聚合汽油是一种相对不太受欢迎的汽油掺混原料。聚合汽油高度烯烃化，而烯烃在汽油中是不稳定的（在储存中易形成胶质）。

## 醚化

醚化将 FCC 装置生产的 C4 和/或 C5 烯烃与购得的醇（甲醇或乙醇）化合生产醚（一种含氧有机化合物）。

醚是优质的汽油掺混原料，具有很高的辛烷值和其他令人满意的掺混特性。

最常用的醚化工艺将甲醇与异丁烯（一种 C4 烯烃）化合生产甲基叔丁基醚（MTBE）。其他商业应用中的醚（虽然只是少量）包括（用乙醇和异丁烯制成的）乙基叔丁基醚（ETBE）和（用甲醇和异戊烯（一种 C5 烯烃）制成的）叔戊基甲基醚（TAME）。醚是在炼油厂的单元（往往较小）和专用商业工厂（往往较大）中生产的。

根据联邦法律，MTBE 已经从美国汽油调和组分总和中被逐步淘汰（到 2006 年为止），以响应公众关心的报告所称的 MTBE 泄漏到地下水中的问题。这种淘汰已经让美国炼油厂停止了他们的醚化单元。但是美国商业工厂继续生产 MTBE，出口到欧洲、墨西哥和其他地方的市场。在这些地区，醚类（主要是 MTBE 和 ETBE）用作汽油掺混原料仍在继续并不断增长。2010 年，墨西哥每天大约消耗 4.3 万桶 MTBE，而中国每天大约消耗 4.9 万桶 MTBE。

<sup>26</sup> 一些靠近天然气生产场所的炼油厂从天然气液装置获得附加的异丁烷。

## 处理（加氢处理）工艺

处理工艺执行化学反应，为各种目的而去除杂原子（如：硫、氮、重金属）和/或某些来自原油馏分和炼制物质流的特定化合物。最重要的目的是（1）符合炼制品规格（例如：汽油和柴油燃料中的硫含量、汽油中的苯含量等），以及（2）防止许多炼制工艺中的催化剂因为长时间接触杂原子而出现失活（“中毒”）<sup>27</sup>。迄今为止，各种处理技术使用最广泛的是催化加氢或加氢处理。

加氢处理装置通过让含有杂原子的炼制物质流与催化剂中存在的氢发生反应而去除杂原子。氢与杂原子化合，形成易于从炼制物质流中分离的非烃分子<sup>28</sup>。

加氢处理具有许多形式和不同的加氢程度，因此，在炼制行业和文献中有多个名称。注重去除硫的加氢处理常常称为加氢脱硫；注重去除氮的加氢处理称为加氢脱氮；等等。在极其严格的条件下（即：高温、高压和高氢浓度）进行的加氢处理常常还涉及一些附带的加氢裂化。这种深度加氢处理称为加氢精炼。而在不太严格的条件下进行的加氢处理则用于改进特制炼制品的某些特性（例如各种润滑油特性），以符合规格。轻度加氢处理常常称为加氢补充精制。

生产轻质产品的大多数炼油厂都有许多加氢处理单元。它们处理许多不同原油馏分、中间炼制物质流、原料和掺混原料，从轻质石脑油到重质残渣，并用于多种用途。例如，

- ◆ 所有催化重整炉都有石脑油加氢处理装置，用于将重整炉进料的硫含量降到 <1 ppm，以保护重整炉催化剂。有些重整炉还有后加氢处理装置（苯饱和单元），去除来自重整产品的苯。
- ◆ 许多 FCC 单元，特别在处理含硫原油品种或者生产低硫汽油和柴油燃料的炼油厂内，都有 FCC 进料加氢处理装置。这些加氢处理装置降低了 FCC 排放的硫氧化物，保护 FCC 催化剂不会因氮和金属而引起中毒，提高裂化产量，以及降低 FCC 产品（包括那些进入汽油和柴油掺混工艺的产品）的硫含量。

生产低硫汽油的炼油厂中几乎所有 FCC 单元都有后加氢处理装置（FCC 石脑油加氢处理装置），用于去除 FCC 石脑油中大部分的硫，FCC 石脑油是 FCC 生产的一种重要的汽油掺混原料。

- ◆ 馏出物加氢处理装置去除某种馏出物燃料掺混原料或这些掺混原料混合物以及其他炼制物质流中的硫，以符合成品中对硫的规格要求（一些情况下还要符合芳香烃和辛烷值的规格要求）。

## 分离工艺

实际上，所有炼制物质流都是碳氢化合物的混合物。分离工艺过程利用这些化合物的物理和化学特性差异，将一种炼制物质流分离成两种或多种新的物质流。

蒸馏或分馏是最常用的分离工艺，利用沸点温度差异进行分离，分离成相对较轻的（低沸点）和相对较重的（高沸点）混合物。蒸馏是已经被认可的技术，毫无疑问是使用最广的炼制工艺；蒸馏单元（分馏器）在炼油厂内随处可见。

蒸馏单元要求输入大量的热能，使待分离混合物中较易挥发的组分沸腾。因此，炼油厂的蒸馏单元，包括原油蒸馏占用了炼油厂总能耗中相当大的一部分。

<sup>27</sup> 一些催化剂不能耐受超过 1ppm 的硫浓度。

<sup>28</sup> 例如：氢与硫反应生成硫化氢，硫化氢是一种轻质易分离的气体。



抽提是另一种常用的分离工艺，利用不同化合物在液体溶剂中相对溶解性的差异，去除烃混合物中特定的化合物。抽提最常见的炼制应用是芳香烃的抽提，选择性地从催化重整中生产的高芳香烃重整产品流（2.4.2 节）中去除某些芳香族化合物。抽提的芳香族化合物（苯、甲苯和二甲苯）是重要的石化原料。

## 公用工程和支持操作

炼油厂包括许多具有不同复杂性和用途的附加工艺单元。有些用于生产特制产品（蜡、润滑油、沥青等）；有些用于控制向空气和水排放的排放物；还有一些为上述主要工艺提供支持。

主要的支持设施包括

- ◆ 氢生产和回收；
- ◆ 硫回收（从脱硫工艺回收）；
- ◆ 轻质气体的处理和分离；
- ◆ 废水处理；
- ◆ 油运输和储存；
- ◆ 发电和生产蒸汽；

加氢裂化装置和加氢处理装置需要输入大量的氢。如上所述，炼油厂的部分氢需求（美国炼油厂总量的大约 45%）通过重整炉中产生的副产品氢来满足。其余的氢需求通过炼油厂内专用的氢生产单元或者通过从附近商业氢工厂购买氢来满足。这些单元利用天然气来生产氢。因为不管来自哪里，专用的氢都比较昂贵，所以大多数炼油厂都有一些设施，用于回收和循环利用加氢裂化和加氢处理残余物质流中的废氢。

炼油厂工艺利用燃料和蒸汽加热和/或煮沸工艺物质流，提供促进化学反应所需要的能量，同时这些工艺利用电能运转泵和压缩机。有些炼油厂购买燃料（天然气）、电和/或蒸汽；另一些炼油厂自行生产现场公用工程用的部分或全部燃料（天然气）、电和/或蒸汽。现场生产涉及传统蒸汽锅炉和发电设施或热电联产。热电联产利用购买的天然气或炼油厂生产的轻质气体作为燃料，以极高的热效率进行电和蒸汽的综合生产。

## 产品掺混

不管炼油厂的大小或总体配置结构如何，产品掺混都在每个炼油厂的后端操作，以各种比例将炼制物质流掺混，以最低成本生产特性符合所有适用的行业和政府标准的成品炼制品。各种标准均涉及物理特性（例如密度、挥发性、沸程）、化学特性（例如硫含量、芳香烃含量等）以及性能特性（例如辛烷值、烟点）。

每种成品的生产都要求多个组分掺混，因为（1）炼油厂不会单独生产足够数量的单一掺混组分来满足任何一种主要掺混产品，例如汽油、喷气燃料和柴油燃料的需求，（2）许多掺混组分的特性能够部分而非完全符合必须掺入的炼制品的相关标准，以及（3）成本最小化要求炼制品掺混后产品的规格尽可能将达标而不是超过规格。通常，汽油是约 6 - 10 种掺混原料的混合物；柴油燃料是约 4 - 6 种掺混原料的混合物。

汽油掺混是最复杂和高度自动化的混合操作。在现代炼油厂中，自动化系统对掺混原料和添加剂进行计量和混合。在线分析仪（由混合样品的实验室分析补充）连续监测掺混特性。计算机控制和数学模型确定掺混配方，以最低生产成本生产所需的产品量和满足所有掺混规格。其他产品的掺混通常涉及更少的自动化和数学分析。

## 2.5 ULSF 生产的基本原理

本节叙述关于转化和深度转化炼油厂中 ULSG 和 ULSD 生产的四个主题。

- 1、为生产汽油和柴油燃料掺混的炼制物质流和掺混原料的主要特性，尤其是硫含量
- 2、生产 ULSG 和 ULSD 所需的炼油厂工艺
- 3、为符合 ULSG 和 ULSD 标准升级现有炼油厂的途径
- 4、与符合 ULSF 标准相关的炼制成本

### 2.5.1 汽油和柴油掺混原料的主要特性

#### 汽油掺混原料

单个炼油厂都生产一到四个牌号的汽油（根据其辛烷值、硫含量和其他物理特性进行区分）。通常，每个牌号都是六到十种（炼油厂生产或购买的）掺混原料的掺混物。所有牌号都采用同样一组掺混原料进行掺混，但是配方不同。

表 2.9 列出了最常见的汽油掺混原料，并给出了每种掺混原料相对重要的掺混特性（包括硫含量）的典型范围。

表 2.9: 标准汽油掺混原料的典型体积份额和特性

来源	掺混原料	典型份额 (Vol%)	典型特性						
			辛烷值		硫 (ppm)	RVP (psi)	芳香烃 (vol%)	苯 (vol%)	烯烃 (vol%)
			RON	MON					
原油蒸馏	直馏石脑油	5--10	71	70	≈120	12	-	-	-
提质加工单元	异构物	0--10	82	80	1	13	-	-	-
	烷基化产物	5--10	94	92	<10	3	-	-	-
	重整产品	20-30	97	88	<4	5	60	5	-
转化单元	FCC 石脑油	30--35	92	80	500-1500	5	25	1	30
	焦化器石脑油	0--5	88	80	≈500	19	0.5	0.5	50
	加氢裂化的石脑油	5--15	78	76	<4	11	2	2	-
购买	液化天然气	0--5	73	71	≈150	13	3	1	1
	MTBE	0--15	118	102	<5	8	-	-	-
	乙醇	0--10	123	103	<5	18	-	-	-
(用于参考)	普通汽油*		92	82	10-1000	8-13	20-40	1-4	10-20
	高级汽油*		97	87	1--1000	8-13	20-40	1-4	10-20

\*汽油的硫、RVP、芳香烃以及苯依据规定和炼油厂操作的不同而不同。RVP 在不同的季节也不同。

表 2.9 给出了很多掺混原料的特性，因为具体的特征值取决于原油以及（对一些掺混原料而言，尤其是重整产品和 FCC 石脑油）生产这些产品的单元的工艺严格度。例如，根据经验，FCC 石脑油的硫含量大约为生产这种 FCC 石脑油所用原油中硫含量的 1/10。因此，含硫为 2wt%（20,000 ppm）的原油可生产出硫含量约为 0.2wt%（2000 ppm）的 FCC 石脑油。

给出的特性是针对“原”物质流的，即针对那些未经进一步加工来改进特性的物质流。具体来说，给出的硫含量没有反映生产物质流的单元下游的加氢处理。

在控制硫的加工之前，由于 FCC 石脑油的高硫含量和在汽油调和组分总和中所占的高体积份额，FCC 石脑油是汽油中硫的主要来源，约占汽油中硫的 90%。焦化器石脑油和直馏石脑油则是其余硫的大部分来源。

因此，ULSG 生产要求对 FCC 石脑油进行严格的脱硫（主要通过加氢处理）。在深度转化炼油厂中，ULSG 生产也要求对焦化器石脑油进行脱硫。要满足最严格的硫含量标准，ULSG 生产还要求对直馏石脑油和液化天然气进行脱硫。

## 柴油掺混原料

单个炼油厂生产一或两种牌号的柴油（主要根据硫含量，还根据十六烷值、密度和其他物理特性来区分）。通常，每个牌号都是三到五种炼油厂生产的掺混原料 [有些地方，还有购买的生物柴油和（一些情况下）费托柴油] 的掺混物。和汽油一样，所有的柴油牌号都是由同一组掺混合原料掺混，但是配方不同。

表 2.10 列出了最常见的柴油掺混原料，并给出了每种掺混原料相对重要的掺混特性的典型范围。

**表 2.10：标准柴油掺混原料的典型体积份额和特性**

来源	掺混原料	典型份额 (Vol%)	典型特性			
			硫 (ppm)	十六烷值	芳香烃 (vol%)	比重
原油蒸馏	直馏煤油	25--33	3000	45	19	0.82
	直馏馏出物	31--35	7000	53	21	0.85
转化单元	FCC 轻循环油	15--21	12500	22	80	0.93
	焦化器馏出物	8--10	32000	33	40	0.89
	加氢裂化的馏出物	7--15	100	45	20	0.86
(用于参考)	柴油燃料		15-10000	40-50	20-45	.82-.87

本表没有显示掺混原料特性的范围，但是（和汽油掺混原料一样）这些特性的值取决于原油品种的特性。

和前面一样，给出的特性是针对“原”物质流的，即针对那些未经进一步加工改进特性的物质流。具体来说，给出的硫含量没有反映生产物质流的单元下游的加氢处理。

在硫控制加工之前，FCC 轻循环油是柴油调和组分总和中硫含量的最大单一来源。焦化器馏出物（在深度转化炼油厂中）和直馏物则是其余硫的来源。

ULSD 生产要求对所有炼油厂生产的柴油掺混原料进行严格脱硫（主要通过加氢处理）。

## 转化单元的特殊作用

表 2.9 和 2.10 表明：

- ◆ 提质加工工艺根据工艺技术和和催化剂要求，生产超低硫汽油掺混原料。
- ◆ 转化工艺——FCC、加氢裂化和焦化——生产用于汽油和柴油的掺混原料。在许多炼油厂中，特别是 FCC 单元是汽油调和组合总和和柴油调和组合总和的最大单体组分来源。
- ◆ FCC 和焦化是汽油调和组合总和和柴油调和组合总和（特别是汽油调和组合总和）中硫的主要来源。

因此，生产 ULSG 和 ULSD 的主要任务就是控制转化工艺生产的汽油和柴油掺混原料的硫含量（虽然直馏煤油和馏出物物质流也要求脱硫）。

### 2.5.2 满足 ULSG 和 ULSD 标准涉及的炼制工艺

使用已经被认可的炼制工艺的高级形式，炼油厂可以按照出厂控制要求生产硫含量低至 <5ppm 的 ULSG 和 ULSD。<sup>29</sup>

当前硫控制技术的许多要素都是针对过去十年美国、加拿大、西欧和日本以及其他地方所采用的严格的 ULSG 和 ULSD 标准而开发的。到目前为止，人们已充分了解到严格硫控制技术的经济学、性能和和可靠性。

表 2.11 给出了致力于符合 ULSF 标准的主要炼制工艺。

<sup>29</sup> 此外，管道技术和操作规程使得这些燃料最终可以以 <10 ppm 的硫含量被输送到最终使用场所。

表 2.11：生产超低硫燃料（ULSF）的炼制工艺

工艺	工艺类型	主要目的	降低以下产品中的硫	
			汽油	柴油
加氢裂化	转化	产量提高	✓	✓
FCC 进料加氢处理	处理	产量提高	✓	✓
FCC 石脑油加氢处理	处理	硫控制	✓	
其他石脑油加氢处理	处理	硫控制	✓	
馏出物加氢处理	处理	硫控制		✓

表 2.11 以两种类型显示了这些工艺。

- ◆ **硫控制：** 这些工艺的唯一目的就是满足现行 ULSF 标准的硫含量控制要求。实际上在所有情况下，ULSF 生产都需要这些工艺，并且大多数情况下，这些工艺足以实现该目的。

这些工艺的投资是“维持经营性的”投资。它们不产生投资经济回报，只是为了让炼油厂符合现行硫的标准，从而维持经营。

- ◆ **产量提高：** 这些工艺的主要目的是通过将重质粗馏分转化为较轻物质流，从而增加炼油厂轻质产品的产量。加氢裂化直接增加炼油厂轻质产品的产量；FCC 进料加氢处理通过改进 FCC 操作（4.2 节）间接实现同一目的。这些工艺有助于符合 ULSF 标准，但并不是必须如此。一般情况下，仅仅只有这些工艺不足以生产 ULSF。

这些工艺的投资主要是“盈利性”投资。这些投资可增进产品实现和提高总体炼制经济效益，足以产生令人满意的投资回报。这些投资还有一些辅助益处，包括对硫的控制，但是这些益处本身几乎不足以从经济上证明这些工艺投资的合理性。

ULSF 生产同时还在充足的氢产能，炼制能源供应、硫回收、石油运输和储存等方面存在需求。

两种炼油厂产能投资（以及其他投资）可以通过以下方式实现：（1）设计和建造新的“基础”炼油厂，以及（2）扩展现有的炼油厂，增加原油处理能力和产品产量以及符合新监管标准的要求。然而，大多数情况下，如果产品需求没有增加，纯粹为符合新监管标准而对炼油厂进行升级，只有硫控制投资才会真正发挥作用。

### 2.5.3 为符合更严格的硫标准对炼油厂进行升级

大体上说，有三种途径用于升级炼油厂，以便按照新的、更严格的标准生产 ULSF 或 ULSF。

- ◆ 为硫控制而增加新的“基础”工艺单元，很可能是用于 ULSG 的 FCC 石脑油加氢处理、ULSD 的馏出物加氢处理，以及 FCC 进料加氢处理（可能性较低）；
- ◆ 为硫控制扩展现有工艺单元的产出能力；以及
- ◆ 改进现有工艺单元，以便进行更严格的硫控制。<sup>30</sup>

<sup>30</sup> 改进通常涉及以下几种情况的组合：（i）提供额外的反应器容积，（ii）提高氢的浓度，（iii）增进反应器中液/蒸气接触，以及（iv）换用更有效的催化剂。

在有些情况下，生产 ULSF 的最实用或最经济的途径可能是三种途径的组合<sup>31</sup>。每种途径都要求升级或者增加氢生产和回收、炼油厂能源供应、硫回收、石油运输和储存能力，以及其他支持设施，还有新的催化剂、新的操作规程等。

因为每个炼油厂都是独特的，所以每个炼油厂可能都有独特的升级途径。

## ULSG 生产

表 2.9 表明，降低汽油硫含量需要（按优先顺序）对 FCC 石脑油、焦化器馏出物（深度转化炼油厂）和直馏石脑油进行脱硫。

- ◆ **FCC 石脑油**是汽油中硫的主要来源，在适当配置的 *FCC 石脑油氢处理装置*中可以脱硫至<10ppm。这些单元可以设计或升级为使 FCC 石脑油的硫含量降低>97%，并能生产硫含量低至 10ppm 的 FCC 石脑油。在转化炼油厂中，只需进行该步骤就足以符合低至 10ppm 的汽油含硫标准。
- ◆ **焦化器石脑油**是在深度转化炼油厂中生产出来的，通常在 FCC 石脑油加氢处理装置中脱硫（用于直接掺混到汽油）或在石脑油加氢处理装置中进行脱硫（用作重整炉进料）。
- ◆ **直馏石脑油**来自原油蒸馏单元，如果炼制厂存在异构化单元，就在异构化单元（2.4.2 节中讨论的一种提质加工工艺）中脱硫。否则，如果有必要，直馏石脑油可在专用（新的）加氢处理装置中脱硫。

还有必要说一下另一种不太常用的方法。几家大型的美国炼油厂拥有专门在极高严格程度下（几乎接近加氢裂化）操作的 FCC 进料加氢处理装置。这些单元实现此类高程度的 FCC 进料脱硫，使得 FCC 石脑油不需要进一步脱硫（即：没有 FCC 石脑油加氢处理）就可让炼油厂的汽油调和组合总和符合很严格的硫标准。

## ULSD 生产

表 2.10 表明，降低柴油的硫含量需要对以下所有主要的柴油燃料掺混原料进行脱硫：直馏煤油和柴油、轻循环油、（深度转化炼油厂中的）焦化器馏出物，以及（配备加氢裂化器的炼油厂中的）加氢裂化馏出物。

通常的做法是先掺混所有这些物质流，然后在单独的馏出物加氢处理装置中进行脱硫。要满足新的、更严格的柴油硫含量标准会涉及更换、扩大和/或改进现有的馏出物加氢处理装置，而这取决于该装置的具体产能和要满足的硫含量标准。

<sup>31</sup> 这套升级途径不改变炼油厂原油品种结构。在不增加投资让炼油厂的加工能力符合新的原油产量结构的情况下，换用低硫原油不太经济也不太可行。类似地，相对于满足日益增长的国内和出口需求而言，换用低硫原油不包括迅速新建炼油厂生产 ULSF。

上述严格的 FCC 加氢处理类型能够大大降低 FCC 生产轻循环油的硫含量，但如果没有附加的馏出物加氢处理能力，这还远远不足以符合更严格的柴油硫含量标准。

## 2.5.4 符合 ULSF 标准的经济学

### 投资要求

资本投资需要符合给定的 ULSF 标准，而这不但取决于所选择的升级途径，还取决于当地经济因素，例如炼油厂所有权、人工成本、施工周期、货币汇率、税率等。

这些因素使 ULSF 生产投资要求难以统一。

### 炼制成本

为满足新的、更严格的汽油或柴油硫含量标准，附加的每加仑炼制成本的主要组成部分有，（i）与新的或升级的工艺能力和支持设施投资相关的资本费用，以及（ii）附加的氢供应运行成本。

在涉及硫控制的各种工艺中，氢消耗量取决于炼油厂原油品种结构和各种工艺的操作严格程度。表 2.12 给出了有关工艺中氢消耗的大致水平。

表 2.12: 生产 ULSF 的工艺中氢消耗量大致情况<sup>32</sup>

工艺	工艺类型	主要目的	大约 H2 消耗量 (Scf/Bbl)
加氢裂化	转化	产量提高	1200 - 2500
FCC 进料加氢处理	处理	产量提高	800 - 2000
FCC 石脑油加氢处理	处理	硫控制	50 - 200
其他石脑油加氢处理	处理	硫控制	25 - 100
馏出物加氢处理	处理	硫控制	250 - 1000

#### ◆ 弥补产品产量损失所需的成本

加氢处理工艺总会造成一些产量损失，这是由于不希望产生的（但却无法避免的）将加氢处理装置进料转化成轻质气体的副反应引起的。产量损失较小，通常约占 1% 体积，但会随着加氢程度增加而增大。

<sup>32</sup> 氢用量以每桶 (Bbl) 碳氢化合物产出所用标准立方英尺数 (Scf) 来衡量，按照能含量来讲，大约 20,000 标准立方英尺的氢当于 1 桶燃料油。

#### ◆ 弥补损失的汽油辛烷值所需的成本

FCC 石脑油含有高浓度烯烃化合物（见图 2.1）。烯烃易于与氢反应，生成石蜡，这就是烯烃饱和反应，是脱硫的副反应。石蜡的辛烷值通常比烯烃低，因此烯烃饱和（以发生饱和的程度）会降低 FCC 石脑油的辛烷值。FCC 石脑油加氢处理催化剂设计是为了限制烯烃饱和，但是无法完全清除。因此，FCC 石脑油加氢处理会造成辛烷值减少约 1%。减少的辛烷值必须付出相应的运行成本，通过增加提质加工单元（主要是重整）的产出来弥补。

上述前三项成本适用于 ULSG 和 ULSD；而最后一项只适用于 ULSG。

最后，满足新的、更严格的 ULSF 标准的炼制成本是新的硫标准和先前硫标准的一个函数。例如，同样是满足 10ppm 的标准，如果当前标准为 500ppm，过渡至 10ppm 硫含量标准的成本会比当前标准为 50ppm 条件下过渡至 10ppm 标准的成本要高。

## 能耗和 CO<sub>2</sub> 排放

降低炼制物质流或成品（如汽油、柴油燃料、残余燃料）的硫含量需要一定的炼油厂能耗，从而导致炼油厂 CO<sub>2</sub> 排放量增加。炼油厂必须消耗能源，用于（1）生产附加的氢用于必要的脱硫，（2）按需增加炼油厂的工艺产出，以便弥补脱硫引起的产品产量损失，以及（3）按需提高重整和其他提质操作的严格程度，以便弥补脱硫引起的辛烷值损失。炼油厂所需的能量增加来自于燃烧附加的（购买的）天然气以及在较小程度上燃烧附加的釜馏气（作为各种炼制工艺副产品的轻质气体物质流的混合物）。附加的碳氢化合物的燃烧增加了炼油厂的 CO<sub>2</sub> 排放。（此外，氢装置生产 CO<sub>2</sub> 作为副产品。）

和炼制成本一样，满足新的、更严格的 ULSF 标准的附加能耗和 CO<sub>2</sub> 排放的幅度是新的硫标准和先前硫标准的函数。例如，如果当前标准为 500ppm，则满足 10ppm 硫标准相关的附加能量要求和 CO<sub>2</sub> 排放量高于当前标准为 50ppm 条件下的能量要求和 CO<sub>2</sub> 排放量。

美国炼油厂能耗的最新历史记录大致指出了关于生产低硫燃料产生的附加能耗幅度。到 2005 年为止的二十年中，以每桶记，美国炼油厂的能耗总量下降了约 10%。每桶原油能耗的下降趋势在 2006 年发生了逆转，到 2010 年止，每桶原油的能耗从 2006 年的水平上升了大约 5%。这种逆转可能是美国大部分地区于 2006 年实施的新联邦汽油硫含量（第 2 阶段）和柴油燃料硫含量（ULSD）标准的结果。



## 3.0 ULSF 生产炼制工艺的技术特征

本节概述了本分析中炼油厂 LP 模式中应用的三种重要的硫控制工艺的特征，这三种硫控制工艺为 FCC 石脑油加氢处理，其他石脑油加氢处理以及馏分加氢处理。即使考虑到本分析中最严格的硫标准，这三种工艺对于 ULSF 生产来说也是必要且充分的。

如第 4.2 节所述，我们关于 ULSF 生产经济学的分析采用了炼油厂操作的线性规划 (LP) 模型。这些模型含有主要炼制工艺的详细定量表征，包括此处所述的三种工艺<sup>33</sup>。这些工艺的定量表征直接和间接（通过与 LP 模型的其他部分交互）确定了模型反馈的 ULSF 生产总成本的直接成本部分。其他成本部分、每个单元关于新工艺产能投资的资本费用由这些工艺的投资参数确定，具体见第 4 节。

本节概述了本分析中所用炼油厂模型中的工艺表征，具体方面在于 (i) 工艺输出物质流中的目标硫含量水平，(ii) 每种工艺处理的炼制物质流类型，以及 (iii) 确定工艺经济学的关键操作参数值的典型范围<sup>34</sup>。

一般而言，每种工艺的操作特性（如生产产量、氢要求、运行成本等）主要取决于产品的硫水平以及输入物质流的一些特性。反过来，输入物质流的特性主要取决于炼油厂原油品种结构和脱硫单元的上游工艺。

因此，本节所述的三种概略表征包括工艺参数范围，表现为每种工艺的低、平均和高的值。这三组值对应于典型的低硫 (0.5 wt%)，中硫 (1.5 wt%) 和高硫 (2.5 wt%) 原油品种结构。

要发展这三种表征，我们首先要规定模拟的低、中和高硫原油品种结构。然后，我们通过三种脱硫工艺上游工艺单元，循着每种原油品种结构的沸程馏分，建立送往各工艺的输入物质流的原油品种结构特性（低、中、高硫）。对于每种工艺和输入物质流（低、中、高硫），炼油厂模型中的工艺表征返回一组对应该工艺的预估操作参数（如氢消耗量、产量损失等）。

本方法论中形成的概述工艺表征有用地表示了 (i) 每种工艺关键操作参数的关联幅度以及 (ii) 这些参数与输入硫含量的变化率。然而，还需承认的是炼油厂模型中实际的工艺表征比此处所述要复杂得多。

**表 3.1** 概述了炼油厂 FCC 石脑油加氢处理模式的表征。

**表 3.2** 概述了炼油厂重整装置进料及其他石脑油物质流加氢处理模式的表征。

**表 3.3** 概述了炼油厂馏分加氢处理模式的表征。

以下是每种工艺的简单评述。

<sup>33</sup> 复杂炼油厂的 LP 模型可以包括 40 个或以上的此类工艺表征。

<sup>34</sup> 本分析中应用的实际工艺表征无法在此详细呈现，因为这些表征复杂而且量很大，此外，其中还含有具有专利性质的工艺数据。

### 3.1 FCC 石脑油加氢处理

如第 2 节所述，FCC 石脑油是转化和深度转化炼油厂生产的汽油中硫的主要来源。因此，生产 ULSG 的炼油厂中大多数的 FCC 单元均配有 FCC 石脑油加氢处理装置，以去除 FCC 石脑油中大部分的硫。在深度转化（焦化）炼油厂中，FCC 石脑油加氢处理装置经常也处理焦化器石脑油。

商业性 FCC 石脑油加氢处理工艺在多种设计严格度下操作，而这取决于原料 FCC 石脑油的硫含量以及需要符合的 ULSG 硫标准。表 3.1 的两个部分适用于分别将 FCC 石脑油（和焦化器石脑油）脱硫至约 50ppm 和约 10ppm。后面一种操作通常足以生产 30ppm 的 ULSG，无需对其他汽油掺混原料进行脱硫。

如表所述，相对于所述的硫减少量而言，本工艺的操作参数更多的取决于原料 FCC 石脑油的硫含量（以及烯烃含量）。

FCC 石脑油加氢处理单元中的氢消耗量是最少的，范围约为 70 - 220 scf/Bbl，而这取决于进料的硫含量以及所需的硫减少量。

如第 2 节所述，FCC 石脑油加氢处理导致一定量的辛烷减少（脱硫至 50ppm 和 10ppm 时分别为约 1%和 2%辛烷值。）辛烷减少是由于 FCC 石脑油中的烯烃加氢生成了石蜡。

### 3.2 （其他）石脑油脱硫

如第 2.4.1 节所述，所有配备催化重整单元的炼油厂都有石脑油脱硫单元，以便将重整器进料<sup>35</sup>的硫含量降至 <1ppm，以保护重整器催化剂。这个功能与汽油硫控制没有关系。但是在很多炼油厂中，石脑油脱硫单元也用于脱硫（i）异构化单元进料（轻直馏石脑油），以保护异构化催化剂，以及（ii）其他无需进一步提升辛烷值或其他提质操作（如天然汽油、轻石脑油以及（用于更严格的硫标准的）烷基化物）的轻石脑油物质流。在此类操作中，石脑油脱硫装置下游的分馏将重整器进料与更轻的物质流分离。

表 3.2 仅表示了轻石脑油（异构化单元进料和轻汽油掺混原料）脱硫，而没有表示重整器进料的脱硫。所示这些物质流的石脑油脱硫操作参数主要取决于物质流的硫含量。

要满足最严格的汽油硫含量标准（如<10ppm 的限值要求）可能几乎需要把所有的汽油掺混原料（FCC 石脑油以外的）送至石脑油脱硫装置。

<sup>35</sup> 重整器进料包括中等和重质直馏石脑油，以及（在某些炼油厂中）焦化器石脑油，加氢裂化石脑油和/或重质 FCC 石脑油。

### 3.3 馏出物加氢处理

和 FCC 石脑油加氢处理一样，馏出物加氢处理工艺在多种设计严格度下操作，而这取决于原料馏出物物质流的硫含量以及需要符合的 ULSD 硫标准。表 3.3 的两个部分适用于分别将馏出物掺混原料（直馏和裂化物质流）脱硫至 50ppm 和 10ppm（去除>99%的硫）。

如第 2 节所述，生产符合本研究中考虑的任何硫标准的 ULSD 都需要对所有主要的柴油燃料掺混原料进行脱硫，包括：直馏煤油、直馏馏出物、轻循环油（配备 FCC 单元的炼油厂）以及焦化器馏出物（深度转化炼油厂）。在配备加氢裂化装置的炼油厂，馏出物产品脱硫成为加氢裂化操作的一部分（见第 2 节）。然而，在一些严格的情况下，加氢裂化物质流可能还需要进一步脱硫。

ULSD 生产中常用的方法就是掺混所有这些物质流（加氢裂化装置馏出物除外），然后在单独的馏出物加氢处理装置中对其进行脱硫，这和 ULSG 生产不同。

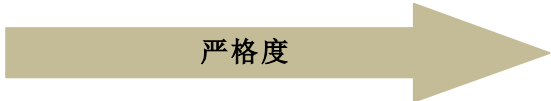
馏出物脱硫生产 ULSD 要比石脑油脱硫生产 ULSG 严格得多（因此成本更高）。馏出物物质流的硫含量大大高于汽油物质流的硫含量。此外，馏出物物质流中的一部分芳香族化合物在分子结构中含有硫元素，这使得这些化合物难以脱硫。<sup>36</sup>

馏出物加氢处理中的氢消耗量比 FCC 石脑油加氢处理要高，范围约为 300-600 scf/Bbl，而这取决于进料物质流中的硫、氮和芳香烃的含量，也取决于所需的硫减少量。严格的馏出物脱硫会降低馏出物中芳香烃的含量，如表 3.3 所述，这会消耗额外的氢，但会增加馏出物的十六烷值。

<sup>36</sup> 所述的化合物是多核芳香烃或称为 PNA。

表 3.1: FCC 石脑油脱硫装置特征表示

主要输入物质流				
汽油掺混原料				
全馏分 FCC 石脑油				
中馏分 FCC 石脑油				
轻焦化器石脑油				
关键操作参数	测量单位	典型参数范围		
		低	平均	高
进料硫水平	ppm	900	2000	2500
<b>目标硫水平: 50 ppm</b>				
氢消耗	SCF/Bbl	75	100	120
轻质气体生产				
硫化氢	Foeb/Bbl	0.0003	0.0006	0.0008
釜馏气	Bbl/Bbl	0.0036	0.0039	0.0032
产量损失	Bbl/Bbl	0	0	0
辛烷损失		1	1.5	1.6
公用工程消耗				
燃料	Foeb/Bbl	0.0056	0.0056	0.0056
电力	Kwh/Bbl	0.5	0.5	0.5
蒸汽	Lbs/Bbl	0	0	0
运行成本	\$/Bbl	0.18	0.25	0.28
<b>目标硫水平: 10 ppm</b>				
氢消耗	SCF/Bbl	150	200	220
轻质气体生产				
硫化氢	Foeb/Bbl	0.0003	0.0007	0.0008
釜馏气	Bbl/Bbl	0.0063	0.0065	0.0066
产量损失	Bbl/Bbl	0	0	0
辛烷损失		2.1	2.7	2.8
公用工程消耗				
燃料	Foeb/Bbl	0.0059	0.0059	0.0059
电力	Kwh/Bbl	0.52	0.52	0.52
蒸汽	Lbs/Bbl	0	0	0
运行成本	\$/Bbl	0.35	0.41	0.47


 严格度

确定因素...

 进料硫含量  
 进料烯烃含量  
 产品硫含量要求

表 3.2: 石脑油脱硫装置特征表示

主要输入物质流
汽油掺混原料
LSR 石脑油 (C5-185°)
天然汽油
烷基化物
重整器进料 不包括下表中内容
轻焦化器石脑油
中馏分石脑油 (185°-250°)
重质石脑油 (250°-350°)

关键操作参数	测量单位	典型参数范围		
		低	平均	高
进料硫水平	ppm	225	275	450
<b>目标硫水平: 1 ppm</b>				
氢消耗	SCF/Bbl	30	45	115
轻质气体生产				
硫化氢	Foeb/Bbl	0.00007	0.0001	0.00025
釜馏气	Bbl/Bbl	0.00055	0.00118	0.00366
产量损失	Bbl/Bbl	0	0	0
公用工程消耗				
燃料	Foeb/Bbl	0.0093	0.0094	0.0097
电力	Kwh/Bbl	1.4	1.5	1.8
蒸汽	Lbs/Bbl	21.3	21.8	23.9
运行成本	\$/Bbl	0.05	0.05	0.05

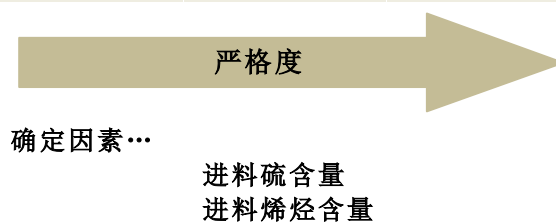



表 3.3: 馏出物脱硫装置特征表示

主要输入物质流				
馏出物掺混原料				
直馏煤油				
直馏馏出物				
FCC 轻循环油 (LCO)				
焦化器馏出物				
加氢裂化柴油				

关键操作参数	测量单位	典型参数范围		
		低	平均	高
进料硫水平	ppm	3950	10700	18100
<b>目标硫水平: 50 ppm</b>				
氢消耗	SCF/Bbl	210	380	585
轻质气体生产				
硫化氢	Foeb/Bbl	0.0015	0.0042	0.0071
釜馏气	Bbl/Bbl	0.0031	0.0044	0.006
产量损失	Bbl/Bbl	0.014	0.015	0.018
十六烷增加		2.6	3.6	4.8
芳香烃减少	Vol%	2.2	2.9	3.7
公用工程消耗				
燃料	Foeb/Bbl	0.0061	0.0056	0.005
电力	Kwh/Bbl	1.7	2.1	2.6
蒸汽	Lbs/Bbl	8.5	9.5	11.0
运行成本	\$/Bbl	0.051	0.069	0.091
<b>目标硫水平: 10 ppm</b>				
氢消耗	SCF/Bbl	240	415	630
轻质气体生产				
硫化氢	Foeb/Bbl	0.0016	0.0043	0.0071
釜馏气	Bbl/Bbl	0.0034	0.0047	0.0064
产量损失	Bbl/Bbl	0.016	0.017	0.020
十六烷增加		3.1	4.2	5.5
芳香烃减少	Vol%	2.6	3.2	4.1
公用工程消耗				
燃料	Foeb/Bbl	0.0059	0.0054	0.0049
电力	Kwh/Bbl	1.8	2.2	2.7
蒸汽	Lbs/Bbl	8.5	9.5	11.0
运行成本	\$/Bbl	0.045	0.045	0.045



严格度

确定因素...

进料硫含量  
 进料芳香烃含量  
 进料 PNA 含量  
 产品硫含量要求

## 4.0 各种标准的 ULSF 生产成本评估的分析方法

本节论述评估炼油厂投资和运行成本的方法，用于：

- ◆ 生产符合 BCIM 国家各种硫标准和欧 5 标准（尤其是硫、芳香烃、苯【仅用于汽油】和辛烷值【仅用于柴油】）的 ULSG 和 ULSD；以及
- ◆ 在中国，夏季 ULSG 的 RVP 控制在 60kPa。

为便于后文表述，术语 ULSG、ULSD 以及 ULSF 不仅包含超低硫燃料，还包含生产为符合欧 5 标准的燃料。

然后论述还涉及：

- 1、 关键前提和假设；
- 2、 炼油厂建模方法；
- 3、 各国模拟炼油厂模型；
- 4、 过渡年份炼制产能；
- 5、 年度资本费用率以及评估参数；
- 6、 基准值和各国具体的投资参数；以及
- 7、 考虑的欧 5 标准。

### 4.1 关键前提和假设

分析方法用的关键前提和假设包括：

- ◆ 分析的目标年份是 2015 年。
- ◆ 给定国家的 ULSD 国家标准（i）是全年实施的标准，并且（ii）适用于道路行驶车辆燃料，而且除非各国法规另行规定，则不包括非道路柴油。超低硫柴油标准不涵盖船用柴油和供暖设备使用的燃油。
- ◆ 中国 60kPa 的汽油标准仅用于夏季，平均为 6 个月。
- ◆ BCIM 国家现有和目前在建的炼油厂可以只使用已经商业化的工艺技术，升级到生产 ULSF，以满足硫标准以及其他欧 5 标准。（中国的 RVP 控制也可以进行类似的升级）。
- ◆ BCIM 国家的新炼油厂和现有炼油厂的扩建并非专为生产 ULSF，而是为了满足日益增长的国内消费以及出口需求。新炼油厂和炼油厂扩建工程的设计是为了满足建成时预期实施的燃料标准，除非业主另行规定。
- ◆ 炼油厂不会为了生产超低硫燃油而快速地从高硫的原油板岩转换到低硫的原油板岩。
- ◆ 目标年份每个 BCIM 国家的原油来源类型依然与 2010 年一致（可能会根据目标年份已知会发生的具体原油供应量的变化而进行调整）。
- ◆ 本分析仅表述了炼制成本，未表示从炼油厂至最终用户设施的配送成本。
- ◆ 本分析没有表述汽油和柴油的最终用户（零售）价。<sup>37</sup>

<sup>37</sup> 最终用户价取决于许多制度因素（比如政府定价，包括补贴、税费、指令等）和市场因素（如全球和国家的供需平衡），而这不属于本研究的范围。

## 4.2 炼油厂建模方法

第 2 节讲述了炼油厂控制 ULSG 和 ULSD 硫含量的工艺类型。升级炼油厂以符合更严格的硫标准和其他燃料特性涉及在这些工艺的某一组合中增加、扩大或改进（再改进）产能。炼油厂建模分析为各国每种组合中规定的 ULSF 标准和炼制类型提出了以最低总炼制成本满足标准要求的工艺路线。本文中，总炼制成本是直接运行成本（如能源、催化剂和化学品等）和资本费用的总和。本节分析解释了各个国家影响各国炼制行业产能增加的具体经济学因素。

从经济学的角度完全理解和优化炼油厂操作复杂性的最正确和最广泛接受的方法就是使用炼油厂的数学模型。炼油厂操作的数学模型主要是线性规划（LP）模型，是大家认可并且可靠的方式，能对市场环境变化和新的更严格的炼制产品标准提供可实现的（可行的）和最佳的（最省钱）的应对方法。LP 建模方法考虑到了精炼生产中大量的进料、中间品以及产品物质流，因为它们会通过各种步骤和操作类型进行加工、化合以生产各种产品结构，还要掺混以符合一整套的质量和性能规格。LP 权衡成本和经济性的平衡点，从而进行供应、需求和操作的经济评估。可以采用其他工具来模拟或平衡炼油厂加工流程，但是它们无法提供经济层面的分析来评估炼油厂的运营方案，而这恰恰是制订真正的炼油厂最佳运营方案所需要的。

线性规划是严密且广泛使用的数学建模技术，用于获取技术和经济问题的最佳（如缩减成本）解决方案。炼油厂的 LP 模型是对各种炼制工艺操作以及工艺之间的物质流进行详细的工程学表征描述。自从 20 世纪 50 年代以来，LP 建模就一直是整个炼制行业在一般和大量应用中进行精炼生产的技术-经济分析的不二选择。这些操作包括掺混优化、操作规划以及投资规划。

炼油厂投资、战略规划以及计划都用 LP 建模完成。因此未来硫控制的成本评估通过 LP 建模方法能最正确地完成。工程设计和技术工业也采用 LP 建模来支持炼油厂和工艺配置结构设计，尤其是前端工程设计（进料）阶段，这形成了项目范围的初步基础和炼油厂项目的经济评估，包括低硫燃料项目。政府机构如美国环境保护署（及其顾问）也均使用炼油厂 LP 建模来评定成本和炼油厂燃料质量规定的可行性（如降低燃料中的硫）

<sup>38</sup>。

本研究中的炼油厂建模在现有的用于创建和操作炼油厂 LP 模型的普通建模系统（AspenTech's PIMS™ 系统，由 Hart 能源公司特许）中进行。PIMS™ 在全球炼制行业中广泛使用；Hart 能源公司已经将其用于多种用途中，包括为重要的拉美国家、印度和中国开发综合炼油厂模型。

我们使用 PIMS 创建和处理一组**模拟**的炼油厂模型，代表每个 BCIM 国家中的炼制行业。一般而言，模拟炼油厂模型表示一组类似的炼油厂，也就是说，具有与分析相关的共同特征的炼油厂。共同的确定特征包括炼油厂类型（轻度加氢、裂化、焦化）、大小（原油处理能力）以及位置。给定炼油厂组的一个模拟炼油厂模型表示了本组中平均大小的炼油厂，处理本组中估计的平均原油品种结构，具有代表性的工艺产能曲线。模拟炼油厂模型概念已经用于分析支持拟定燃料的质量要求，如美国的低硫燃料项目。<sup>39</sup>

每个模拟炼油厂模型均包括主要炼制工艺的明确技术表征，包括硫控制工艺以及第 2 和第 3 节中所述的每种硫控制工艺的技术表征（包括投资成本和融资费用，根据区域成本因素进行调整）。每种模拟的炼油厂模型均包括各国具体的因素，主要是关于每个国家投资的独特的位置因素以及关于硫控制的各种工艺单元的比例系数。（两者都会影响各种炼制工艺中以每桶油计的投资成本）。

炼油厂建模分析包括三个阶段：

<sup>38</sup> 参见美国环境保护署关于 2 级汽油和柴油燃料硫控制的管理影响分析。

<sup>39</sup> 关于采用模拟炼制模型概念的相关项目的描述，参见 [www.Mathpro.com](http://www.Mathpro.com)。



## 校准

最初，每个模拟炼油厂模型都代表校准年份 2010 年的运行情况。模型中的每个元素（如工艺输入/输入系数、中间物质流特性）都可以根据需要进行调整，以便模型提供的解决方案非常接近校准年份炼制产品输出水平和炼制产品特性（包括硫含量）。

### ◆ 参照情景分析

经过校准的模型被用于开发参照情景——参照情景预测各国到目标年份即 2015 年，相应炼油产品供需平衡和炼油运营方案情况，但仍采用 2010 年的硫含量标准。炼油厂基准运营情况将被设定为 2010 年的原料输入、产出和产能，并根据适当的产品增长水平和已知的工艺产能增加进行调整。可用的原油输入允许增加到 90% 的利用率，除非预计利用量的增加会受到外部因素（政府政策原油获得等）的影响。目标产品生产增长基于预期的产品增长（并受到输入和产能约束的限制）。产能规定为 2010 年产能，并量化各种已知的扩建。

倘若炼油厂扩建涉及主要原油和下游产品的增加（如 >20% 的 2010 年产能或 >50,000 桶/天），增加的产能就应包括在产能变化量当中。

对于每个模拟炼油厂，基准硫含量水平反映了模拟炼油厂的原油品种结构（主要是其硫含量）、产品混合以及现有（2010）硫控制能力。

### ◆ 研究情景分析

研究情景中，我们基于炼制产品包括汽油和柴油输出（2015 年）不变的条件下，对汽油和柴油渐次使用更严格的硫含量标准（分别）。（此外，我们分析了代表欧 5 汽油和柴油燃料生产的研究情景，考虑了第 4.7.2 节中所述以及表 4.12 和表 4.13 中所示的欧 5 标准。）我们允许 LPG、炼油厂燃料以及焦炭生产变化，以提供调节炼油厂加工的灵活性。

模拟模型反馈出的解决方案表明了实现每种规定的硫控制水平的最佳（成本最低）方法——增加用于硫控制的新工艺单元的组合，扩建现有单元和/或升级现有单元，以实现更严格的硫控制，并计算出相关资本要求和运行成本。模拟模型提供的解决方案包括与硫控制相关的次级经济影响，如额外的氢需求（用于加氢处理）和就汽油而言，在脱硫过程中弥补产量和辛烷“损失”。

对每个国家和模拟炼油厂而言，每个 2015 研究情景提供的结果（硫标准）与相应的 2015 年基准情景之间的比较表明了实现既定硫含量标准的投资要求、融资费用以及运行成本。我们依据总年度成本和每体积的汽油和柴油成本说明了改善燃料质量的资本费用和运营成本。我们将这些结果分国家以图标的形式表现出来。

## 4.3 每个国家的模拟炼制模型

本分析用的模拟炼油厂对应于第 5 节中所示的每个国家的炼油厂组。表 4.1 到 4.4 表示了每个国家的模拟炼油厂，并标明了（1）每个代表组内各炼油厂的数量，（2）组内总的和平均的原油处理能力，以及（3）每组综合原油品种结构中低硫/高硫的区分。第 5 节讲述模拟炼油厂原油和下游工艺产能情况以及输入和产出量。

表 4.1: 印度模拟炼油厂模型

Notional Refinery Group	Count	Crude Capacity (K B/d)		Crude Type	
		Total	Average	Low S	High S
Group A: Large Export	3	1520	506.7	4%	96%
Group B: High Distillate Conversion	6	1120	186.7	14%	86%
Group C: Small Sweet	4	98.6	24.7	100%	
Group D: Medium Conversion	6	976.3	162.7	19%	81%
Transition Year Capacity	8	1234	154.2	40%	60%

表 4.2: 墨西哥模拟炼油厂模型

Notional Refinery Group	Count	Crude Capacity (K B/d)		Crude Type	
		Total	Average	Low S	High S
Cadereyta Refinery	1	275	275		100%
Madero Refinery	1	143	143		100%
Minatitlan Refinery	1	340	340		100%
Salamanca Refinery	1	240	240	1%	99%
Salina Cruz Refinery	1	330	330		100%
Tula Hidalgo Refinery	1	315	315		100%
Transition Year Capacity	0				

表 4.3: 巴西模拟炼油厂模型

Notional Refinery Group	Count	Crude Capacity (K B/d)		Crude Type	
		Total	Average	Low S	High S
Group A: Conversion	5	588	117.5	49%	51%
Group B: Coking	6	1399	233.2	40%	60%
Group C: Small Simple	4	67	16.7	45%	55%
Transition Year Capacity	2	395	197.5		100%

表 4.4: 中国模拟炼油厂模型

模拟炼油厂组	计数	原油产能 K B/d)		原油类型	
		总计	平均	低硫	高硫
A 组: 深度转换 w/加氢裂化	14	3090	220.7	45%	55%
B 组: 深度转换 w/o 加氢裂化	6	870	145	32%	68%
C 组: 复杂焦化 w/加氢裂化	14	2140	152.8	55%	45%
D 组: 转换 w/o 焦化	16	2350	146.9	72%	28%
E 组: 其他杂项	50	2250	45	70%	30%
过渡年度产能增量	26	2900	111.5	40%	60%

这些表中，术语 *过渡年度产能增量* 表示新增的炼制产能(规划中或在建的)，计划在过渡期间(校准年 2010 年和炼制分析目标年 2015 年之间)投运。也就是说，模拟建模不仅涵盖现有炼油厂，也涵盖新建炼油厂、在建或设计初期阶段计划于 2015 年前投产的炼油厂。

分析中包括过渡年度产能增量是一种方式，承认 BCIM 国家对于炼制产品的国内需求增长迅猛，需要相应地增加炼制产能，尽管这些国家发布了更加严格的汽油和柴油燃料标准。尽管主要致力于满足国内需求的增长，一些过渡年份项目也可以设计为生产质量高于现有炼油厂生产水平的燃料。

本研究中过渡年度产能增量的处理对于中国和印度尤为重要，在这两个国家中，需求增长快，炼制产能设为在整个过渡阶段都快速扩展。除了计划的下游工艺产能的扩展外，到 2012 年前中国和印度会增加超过 100 万桶/天的新原油处理能力。这种扩展速度设定将至少持续至 2015 年，且不会有任何明显的停顿，在本次分析中应当考虑将这一部分产能纳入新增或现在产能当中。

在本分析中，我们可以假定，所有过渡年度产能增量相加作为 2015 年的新产能，或者将其全部纳入 2010 年作为基准产能。但两种方法都不能完全令人满意。

第一种方法（将过渡年度产能增量的产能增长排除在炼油厂建模用的基准之外）会影响研究情景中分析的实现燃料质量提高（减少硫）的成本在所有投资和运行成本中的分配。

第二种方法（将过渡年份项目纳入炼油厂建模的基准炼油能力当中）则意味着，（i）资本成本下降，（ii）在融资成本和运营成本都不增加的条件下，2015 年之前就可以拥有这部分炼油能力，（iii）这部分增加的炼油能力只能满足 2010 年执行的硫标准，即使一些项目是设计为今后生产质量更高的燃料的。基准产能中包括的过渡年份产能量越多，指定燃料质量改进的预估的投资和运行成本就越低。

将过渡年份项目纳入炼油行业基准也会产生炼制投资和成本评估中采用的基准供需平衡的问题。本方法会要求包括假设的汽油和柴油需求增长，这可能会或不会与基准和目标年份之间的预期增长一致。但这很可能会使得具有激进扩展计划的中国和印度的炼制分析结果与具有平和扩展计划的巴西和墨西哥的炼制分析结果不一致。

因此，本分析将过渡年度产能增量作为基准炼制产能的一个独立部分，具有单独的模拟炼油厂表征。如上所述，模拟炼油厂模型综合地表示了每个国家的基准产能，反映了 2010 年炼制产品的供需以及 2010 年适当的炼制产能（仅作了细微调整）。这些模型反馈的结果形成了基准炼制行业产能满足该国未来燃料需求提高燃料质量所需的预估资本和运行成本。表示过渡年份项目的模拟模型所得的结果形成了这些项目提高燃料质量的预估成本。有时，过渡期的炼油能力变化是为了满足一些已经发布的燃料质量改善标准，在这种情况下，在评估燃料质量提高的成本时只会反映出运营成本。在需要进一步提高燃料质量的研究情景中（高于现有的能力水平），实现这些标准的附加成本包括资本要求和成本。

本方法为基准炼制行业（按 2010 年）和过渡年项目就各自规定的燃料质量提高水平预估了不同的关于燃料质量提高的投资要求和运行成本。和各表中所述一样，我们看看该方法在巴西、中国和印度的应用。墨西哥没有提供过渡产能，因为墨西哥没有重大的过渡年份项目。

每个国家的过渡炼油厂基准情景操作（输入和输出）都基于国家需求增加要求、当前进口依赖以及计划或与其原油输入来确定。过渡年度产能增量首先供应本地需求和取消进口要求；剩余产能就是基于价格和炼油厂经济生产最佳水平的产品。具体的国家过渡产能特征如下所述。

## 印度

India refinery expansions will add 1.29 million b/d of capacity between 2010 and 2015 while demand will increase 0.54 million b/d (**Table 5.2, Section 5**). Of this total capacity expansion, the 0.06 million barrels per day at the IOC Panipat refinery was included in the existing baseline capacity, with the remainder included in transitional capacity. India demand will increase by 0.55 million barrels per day over this period (**Table 5.2, Section 5**); this additional product volume was supplied by the transitional capacity. The notional refinery models specified the incremental demand as minimum production volumes; additional production of LPG, gasoline, diesel fuel and heavy fuel were allowed, as driven by world market prices. Crude oil input consisted of 40% low sulfur and 60% high sulfur, consistent with marginal export volumes expected to be available.

Note that in the case of India, surplus capacity already exists and a portion of existing capacity is focused on the export market. The transitional capacity serves to increase the capacity surplus. The transitional model determined an average cost for producing ULSF in these facilities, whether exported or used indigenously, as the cost of ULSF supply from another incremental product source. Costs from the existing indigenous refinery sources of supply (the four refinery groups identified in **Table 4.1**) were determined independent of the transitional capacity. Costs were calculated and reported for all groups, but no competitive analysis was conducted to assess potential shifts in supply sources.

The notional refinery capacity, average capacity and crude type for India are included in **Table 4.1**

## 墨西哥

No transition capacity was represented for Mexico, because only one expansion/upgrading project is scheduled. The 0.07 million barrel expansion and coker addition in Minatitlan refinery was included in the baseline model.

## 巴西

Brazilian refinery expansions will add 0.40 million b/d of capacity by 2015 while demand will increase 0.48 million b/d (**Table 5.18, Section 5**). Biofuel expansion will add 0.20 million b/d of product. Transitional refinery production was specified to cover incremental demand (less biofuel supply) with surplus production used to back out diesel imports. Overall, the net capacity expansion, plus biofuels will roughly balance net product demand requirements and current diesel imports. Incremental crude oil will come from existing and new Brazilian production as well as heavy Venezuelan crude. The crude will be 100% high sulfur. However, a large portion of the crude is Brazilian crude, which is borderline high sulfur, not significantly above 0.5wt% sulfur.

The notional refinery capacity, average capacity and crude type for Brazil are included in **Table 4.3**

## 中国

到 2015 年，中国炼油厂产能将会增加 290 万桶/天，而需求量将增加 250 万桶/天（**表 5.25，第 5 节**）。Hart 国际炼油&燃料服务咨询公司（WRFS）根据炼油厂操作和产能要求建模提供了中国供需情况的预测。Hart 分析表明目前已知的产能增长与炼油厂产能要求契合，以满足所需的预期增长。过渡炼油厂产能将填补增加的产品需求。原油输入规定为包括 40%低硫和 60%高硫，与预期可用的边缘出口量一致。

中国所用的模拟炼油厂产能、平均产能以及原油类型见表 4.4。

## 4.4 炼制工艺经济特征表示

第 2 节表示了炼油厂满足更严格汽油和柴油标准的升级类型以及确定相关投资要求和每加仑炼制成本的因素。

本节 (i) 描述了模拟炼油厂模型关于硫控制和其他燃料质量提高所需的投资，以及 (ii) 论述了相关每加仑炼制成本的构成。

### 4.4.1 投资说明

如第 2 节所述，三种方式可增加工艺产能：

- ◆ 增加新的“基础”工艺单元；
- ◆ 扩展现有工艺单元的生产量；以及
- ◆ 改进现有工艺单元，以便进行更严格的操作（如更严格的硫控制）。

每种工艺用的每种方式都在模拟炼油厂模型中进行了表述。

后两种方法很可能是过渡年份炼油厂和已经能实现中等硫控制水平的老炼油厂的首选。

预估在具体的炼油工艺和炼油厂中增加新基础产能所需总投资的标准公式为：

总投资（千美元）=基础投资\*（增加的产能/基础产能）<sup>SE</sup>\*（厂区外系数）\*位置系数

其中：

**总投资**是给定位置（如美国墨西哥湾、印度等）给定工艺和产能增加的总资本成本（ISBL + OSBL）<sup>40</sup>，以具体年美元的方式表示（如 2010 美元）。

**基础投资**是位于美国墨西哥湾的标准（用于参考）大小的基础工艺单元所需的资本成本（仅为 ISBL）。<sup>41</sup>

**基础产能**是标准规模单元（如 25,000 桶/天）的生产量。

**增加的产能**投资预期获得的产能增加（如新产能为 50,000 桶/天）。

**SE** 是规模指数，其值取决于具体的工艺，但是通常范围为 0.6 到 0.7。该系数反应了规模经济，注意每桶产能的成本随着工艺产能的增加而降低。比例系数的各种来源通常报告为 0.6 到 0.7 范围内的系数。<sup>42</sup>

**厂区外系数**是 OSBL 成本与 ISBL 成本的比，取决于具体的工艺和其他系数，但是通常处于 1.2 到 1.4 这个范围（也就是说，OSBL 为 ISBL 的 20%到 40%）。

**位置系数**是指定位置施工成本指数与美国墨西哥湾指数的比。

表 4.5 表示了本研究中各相关工艺采用的基础投资、基础产能、规模指数以及厂区外系数值。所述工艺不仅包括那些直接适用于脱硫的工艺，也包括生产氢的工艺以及符合欧 5 苯和芳香烃标准所需的两种工艺。

<sup>40</sup> ISBL（界区内）表示现场设施，如工艺单元本体。OSBL（界区外）表示厂区外（支持）设施，如罐容量、公用工程等。

<sup>41</sup> 美国墨西哥湾是资本成本出版文献中进行预估所采用的标准位置。

<sup>42</sup> 样本来源于成本预估和经济评估，www.scribd.com；《相关成本因素：炼油厂投资比较法》，Rand 出版公司，1987 年

表 4.6 表示了本分析中所用的每个国家的位置系数。这些系数来自各种来源。具体国家的预估值在不同情景中差别很大，表明该行业中位置对于投资成本的影响是不确定的。（例如，有一个来源建议巴西的位置系数为 1.4 到 1.6，然而本研究中使用的系数却为 1.15）。这种情况并不是本研究中特有的；就我们所知，并不存在位置系数综合数据的公共来源。

一般而言，印度和中国的系数反映的成本低于美国墨西哥湾。这和低成本劳动力以及获得制造支持设施（钢、生产设备等）的可用性有关。另一方面，美国的劳动力成本更高，大多数重要设备都依赖于外部来源。

表 4.5: 硫控制产能投资

功能	工艺	基础产能 (K B/d)	基础投资		规模系数
			(百万美元 2009 年)	(美元/桶/天)	
硫控制	FCC 进料加氢处理	50	260	5200	0.65
	加氢裂化 (汽油)	50	400	8000	0.65
	FCC 石脑油脱硫	25	70	2800	0.6
	馏出物脱硫	35	98	2800	0.6
苯控制	苯饱和	10	44	4400	0.65
芳香烃控制	馏出物脱芳烃	20	81	4050	0.65
辛烷替换	重整	25	140	5600	0.6

表 4.6: 假设的炼油厂投资位置系数

位置	系数
美国墨西哥湾	1.00
巴西	1.15
中国	0.98
印度	0.98
墨西哥	1.15

在评估扩展或翻新现有生产单元的总投资时，标准的方法是将其设定为相同炼制工艺和位置增加相同的基础产能的投资的一定比例。本分析中，我们假设扩展或翻新现有生产单元的总投资为用于相同产能基础单元（仅有）ISBL 建设投资的 50%。<sup>43</sup>

考虑到不同国家生产投资的不确定性，研究情景包括了敏感性分析，以便描述每个国家 ULSF 生产的总体炼制成本。

<sup>43</sup> 不同炼油厂、技术、操作条件下的改进成本可能相差很大。美国 EPA 和其他机构使用的是 50% 的系数范围。例如，参见《更低硫、更低 RVP 汽油潜在的供应和成本影响》，Baker 与 O'Brien 合著，2011 年 7 月，美国环境保护署第 2 阶段汽柴油燃料硫控制管理影响分析。

## 4.4.2 炼制成本

就每个分析的情景而言，模拟炼制模型提供的总炼制成本为以下各项之和，（i）新产能投资相关的资本费用，以及（ii）直接运行成本（如能源、催化剂和化学品等），以上两部分成本汇总在模型中模拟的各种炼制工艺流程当中。

关于符合具体的硫和其他燃料质量标准相关（涉及基准或基准标准）的附加炼制成本为以下各项之和：

- ◆ 为满足标准要求而投入的生产工艺资本费用（每升）。

给定工艺投资的资本费用是各种参数的复函数，（部分）包括施工时间、资本成本、折旧时间表、所需的投资回报、使用的当地或国家税费以及适用的固定费用。该计算规程在电子表格中执行，美国环境保护署（EPA）在先前的研究已经采用该表格进行超低硫汽油和柴油分析。

- ◆ 为满足标准要求，各种炼制工艺中增加的直接运行成本（主要是能源（燃料和电力）、催化剂和化学品）。

这些成本表现为 PIMS 能耗标准系数和各炼制工艺的直接成本。

- ◆ 需要支持附加的加氢处理的附加氢供应成本。

氢生产表现为模拟模型中的一项炼制工艺，所以氢供应成本包含于模拟模型提供的总炼制成本中。生产氢的天然气进料的成本是氢供应成本的最大部分。

- ◆ 附加的硫回收设施的成本。

硫回收表现为模拟模型中的一项炼制工艺，所以硫回收成本包含于模拟模型提供的总炼制成本中。来自回收硫的收益会抵消部分成本。

- ◆ 弥补损失的产品产量所需的成本。

如第 2 节所述，加氢处理工艺总会导致一些产量损失，这是不希望产生（但却无法避免的）将加氢处理装置进料转化成轻质气体引起的副反应，而且该损失随着加氢处理严格度的增加而增加。不管燃料标准如何，所有情景中的模拟模型均维持了恒定的产品输出。因此，弥补产量损失的附加成本（如增加原油处理等）包含于模拟模型提供的炼制成本中。这部分附加成本主要取决于弥补这部分产量的成本以及这部分产量所需的直接运营成本。

- ◆ 弥补损失的汽油辛烷值所需的成本。

如第 2 节所述，FCC 石脑油加氢处理（通常用于生产 ULSG）会导致辛烷值降低约 1%。不管燃料标准如何，所有情景中的模拟模型均维持了恒定的汽油辛烷。因此，弥补辛烷损失的附加成本（如增加提质单元输出、主要的重整）包含于模拟模型提供的炼制成本中。

## 4.5 年度融资费用率以及投资评估参数

如前所述，炼油厂建模分析中预估的硫控制炼制成本（美分/加仑或美分/升）是以下各项之和，（i）用于硫控制的新炼制产能投资相关的资本费用，以及（ii）直接炼制成本（第 4.4.2 节所列各项）。资本费用（包括相关固定成本如新设施管理费、年度维护等）是新炼制设施投资（不管是基础的、扩建或改进）、位置系数以及年度资本费用率的函数。

多数情况下，炼油厂投资相关的年度资本费用约为总年度成本和每升硫含量炼制成本的 70% - 80%，差别在于剩下部分的直接炼制成本。（产生年度融资费用的炼油厂投资主要用于附加的汽油加氢处理、柴油燃料加氢处理和专用氢的生产能力建设。）

本研究的分析框架中，与给定国家炼制投资（百万美元）相关的年度融资费用（百万美元/年）是以下三个系数的结果：

$$\text{年度资本费用(百万美元/年)} = (\text{炼油厂投资})_{\text{USGC}} \times (\text{位置系数})_C \times (\text{ACC 比})$$

也就是说，年度资本费用是以下各项所得的结果，（i）基于美国墨西哥湾位置成本的总炼油厂新硫控制设施的投资；（ii）具体国家的**位置系数**，当地投资成本与美国墨西哥湾相同新炼制设施投资成本的比；以及（iii）**ACC 比**。

**ACC 比**是炼油厂总投资的一部分，必须每年都收回（税后），以便实现炼油厂投资规定的目标投资回报。

$$\text{ACC 比} = (\text{年度资本费用 (百万美元/年)}) / \text{炼油厂总投资 (百万美元)}$$

本研究中，**炼油厂总投资**由炼油厂建模确定；各国**位置系数**参见表 4.6，**ACC 比**由基于大量的投资参数开发的折旧现金流电子计算表格确定。这些参数参见表 4.7。

- ◆ 表 4.7 中的前六行项目直接输入到折旧现金流计算中。
- ◆ 项目**年度固定成本**表示了炼油厂新硫控制设置投资相关的附加年度固定成本（包括保险、地方税收、维护、供应、管理费和环境支出），用投资额百分比的形式表示。
- ◆ **其它成本**一行表示了与新的硫控制设施相关的营运资本和劳动力成本，用设备投资额百分比的形式表示。



表 4.7：计算 ACC 比所用的投资参数

投资参数	单位
施工时间	年
项目寿命	年
折旧时间	年
资本成本（税后）	%
边际税率	%
通货膨胀率	%
年度固定成本	%
其他成本	%

注：

折旧是 200% 递减折旧法。

（表 4.7 中项目“资本成本”一行等效于“投资回报（ROI）”或“预期收益率”）。

## 4.6 基准值和各国具体的投资参数

因为年度融资费用是硫控制年度成本和每升成本最大的一部分，分析考虑了两组不同的投资参数值：基准组和四国组。

- ◆ 基准组在于表示评估美国炼油厂投资所用的典型投资参数。
- ◆ 四国组由 ICCT 进行规定，旨在表示评估各个国家炼油厂投资的投资参数。

表 4.8 表示了各组的参数值。

表 4.8：基准值和各国具体的投资参数

投资参数	单位	基准值	各国具体值			
			巴西	中国	印度	墨西哥
施工时间	年	3	2	2	2	2
经济项目寿命	年	15	20	20	20	20
折旧时间	年	10	10	10	10	10
资本成本（税后）	%	10	5	5	5	6
边际税率	%	30	34	25	30	30
通货膨胀率	%/年	2	5	5	7	3
年度固定成本	%	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
其他成本	%	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4

各国具体投资参数旨在导向各国的 ACC 比，该 ACC 比（i）低于基准值，（ii）与每个国家炼油厂投资的适用税率一致，以及（iii）是合理的。这些参数都基于 ICCT 员工和熟悉本国炼油厂投资经济学的咨询公司员工的建议予以规定。

表 4.9 表示了通过指定的基准值和各国具体的参数计算的相应的 ACC 比。

表 4.9：基准值和各国具体的投资参数

	基准值	各国具体值			
		巴西	中国	印度	墨西哥
ACC 比	0.277	0.197	0.190	0.195	0.192
资本费用	0.183	0.103	0.096	0.101	0.098
固定成本	0.090	0.090	0.090	0.090	0.090
其他成本	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004

注：

折旧图是 200%递减折旧法。

所有个例中，各国具体的 ACC 比都大大低于基准 ACC 比。该差异主要来自于各国的资本成本低于 10%（税后）基准值。各国具体的 ACC 比（表 4.9）彼此相近，因为这些国家都有类似的资本成本。到目前为止，资本成本是 ACC 比计算中最重要的元素。

我们将两组投资参数用于所考虑的所有四个国家炼油厂的模型结果中，每个国家得出了两组预估的炼制成本：每种硫标准的基准成本和各国具体成本。

每个个例都是基准成本比较高。

因为基准投资参数对所有国家都一样，本研究中炼油厂建模所得的基准硫控制成本仅反映了每个国家独特的技术因素（如汽油和柴油燃料中的基准硫水平，现有的工艺产能曲线，汽油/柴油比，等），而没有考虑各国税率或其他相关的投资政策的影响。因此，例如，如果 A 国的基准硫控制成本高于 B 国，那么说明 A 国的硫控制难度实质上要高于 B 国，而这仅仅是因为技术因素的差异。

相反，本研究中炼油厂建模所得的各国具体的硫控制成本反映的是技术、金融和政策因素的综合影响。

## 4.7 研究情景分析

### 4.7.1 硫控制情景

表 4.10 表示了通过炼油厂 LP 模型分析的硫控制研究情景。

每个硫控制研究情景对应于 ULSG 和 ULSD 硫标准的具体组合。例如，表中的第一个研究情景评估了符合 50ppm 硫标准汽油的炼制成本，而柴油燃料硫含量仍保持基准（基准情景）水平。第二个研究情景评估了符合 50ppm 硫标准的汽油和柴油燃料的炼制成本。两个情景中的炼制成本差异表明了汽油硫含量保持 50ppm 不变的情况下，柴油燃料要满足 50ppm 硫标准的炼制成本。

表 4.10: 硫控制研究情景分析与炼油厂建模

燃料	研究情景			
	50ppm 硫		10ppm 硫	
	1	2	3	4
汽油	基准值 50	50	50 10	10
柴油	基准值	基准值 50	50	50 10

注:

- 1、对于印度、巴西和中国而言，这些研究情景是对于每个炼油厂组进行分析的。
- 2、对墨西哥而言，这些研究情景是对于各个炼油厂进行分析的。

我们对每个国家的每个炼油厂组<sup>44</sup>分析了这组研究情景。

为了让研究情景符合当前的柴油燃料分类以及各国拟定的标准，我们将 50ppm 和 10ppm 硫标准在各国分别用于以下柴油燃料范围，如表 4.11 所示。

表 4.11: 符合研究情景中新硫标准的柴油燃料

地区	公路上	所有
巴西		◆
中国	◆	
印度	◆	
墨西哥		◆

## 4.7.2 欧 5 情景

分析包括附加情景，即设计用于评估因为与欧 5（或欧 V）汽油和柴油车辆排放标准一致的质量规格而增加的炼制成本。这些情景代表了所有的 10ppm 硫标准情景中的燃料质量参数和关于欧 5 的附加燃料参数。

表 4.12 和 4.13 分别表示了为符合欧 5 排放要求而建立的汽油和柴油标准。

欧洲标准实际上是表示轻型载货汽车（LDV）和重型载货汽车（HDV）的排放标准。注意在 HDV 排放标准时候通常使用罗马数字（欧 I 到 VI），而阿拉伯数字（欧 1 到欧 6）则用于 LDV 排放标准。然而，为了方便，本报告仅使用阿拉伯数字表示 LDV 和 HDV 相关的汽油和柴油标准。

与欧洲标准相关的燃料质量要求发布于欧盟燃料质量指令（FQD）中。这些法规涵盖的参数从环境角度来看很重要，可符合车辆排放（欧 5）要求，并且保护人体健康。FDQ 的另一个重要目标在于协调欧盟市场。法规的内容是所有利益相关者（车辆和石油行业、NGO、出口商等）的协商结果。

欧洲质量标准由欧洲标准化委员会（CEN）建立，该组织是欧盟授权制订和实施燃料质量标准的组织。质量标准（称为 EN）是技术规范，并不具有强制性。这些技术规范将安全因素、发动机和车辆性能、驾驶性能、缓

<sup>44</sup> 对于墨西哥，分析涉及的是单个炼油厂而非炼油厂组。

和空气污染、保护健康和环境等产品特征要求规定在合理范围。欧洲燃料标准中包括的参数列表比 FQD 中的参数列表更长。

表 4.12（汽油）和 4.13（柴油燃料）表示了欧 5 FQD 的参数，在炼油厂模型和每个 FQD 参数的规格限值（最大和最小）中可见到和追溯到这些参数。这些表也表示了欧 5 研究情景中表示的参数，一些情景中有其在模型中表示的注解。

欧 5 情景中不包括汽油辛烷。如表 4.12 所述，辛烷是欧洲的最低要求，但是也可以提供更低牌号的汽油。此外，辛烷与欧 5 排放要求关联性不高，而与欧洲车辆制造商设定的车辆性能和要求关联性更高。不希望其他国家或地区采用欧洲最低辛烷要求。

欧 5 情景中不包括柴油多环芳烃含量。实际的多环芳烃浓度的地区差异很大，因此难以建模，尤其是难以在综合炼油厂模型（如本研究中采用的模型）中展现。

**表 4.12: 欧 5 汽油参数和模型表示**

特性	规格	测试方法	包括在模型中
RON, min	95 (1)	EN ISO 5164	是
MON, min	85 (1)	EN ISO 5163	是
硫 ppm, 最高	10	EN ISO 20884, EN ISO 20846	是
铅, g/l, 最高	0.005	EN 237	是 (2)
苯, vol%, 最高	1	EN 238, EN 14517	是
芳香烃, vol%, 最高	35	EN 14517, EN 15553	是
烯烃, vol%, 最高	18	EN 14517, EN 15553	是
RVP @ 37.8° C (100° F), kPa, 最高	60 (3)	EN 13016-1	是
蒸馏			
E100, vol%, 最低	46	EN ISO 3405	是
E150, vol%, 最低	75	EN ISO 3405	是
氧, wt%, 最高	3.7 (4)	EN 1601, EN 13132, EN 14517	是 (5)
甲醇, vol%, 最高	3	EN 1601, EN 13132, EN 14517	是 (5)
乙醇, vol%, 最高	10	EN 1601, EN 13132, EN 14517	是 (5)
异丙醇, vol%, 最高	12	EN 1601, EN 13132, EN 14517	是 (5)
异丁醇, vol%, 最高	15	EN 1601, EN 13132, EN 14517	是 (5)
叔丁醇, vol%, 最高	15	EN 1601, EN 13132, EN 14517	是 (5)
醚类 (>5 C 原子), vol%, 最高	22	EN 1601, EN 13132, EN 14517	是 (5)
其他, vol%, 最高	15	EN 1601, EN 13132, EN 14517	是 (5)
使用添加剂	(6)		是 (6)

## 注：

- 1、 成员国可能继续售买 91RON 和 81MON 牌号。
- 2、 模型中不允许有铅。
- 3、 夏季值。RVP 规格取决于季节和地理位置。
- 4、 成员国要求提供具有最低 2.7wt%和最高 5vol%乙醇的牌号。
- 5、 模型中仅使用了乙醇和醚类（MTBE）。最大浓度不超过模型浓度，巴西除外。鉴于可获得的供货以及经济情况，实际建模体积远远低于其他国家。设想巴西没有调整 ULS 情景中的乙醇掺混体积。模型中，仅设想中国使用甲醇。综合使用设想为\_Vol%，并且在 ULS 情景之间没有变化。可能会有地区性掺混高于 3%，但是 ULS 建模不处理这一点。
- 6、 2011 年 1 月 1 日，MMT 限值 0.6mg/li，自 2014 年 1 月 1 日限值为 2mg/li。模型中，仅设想中国使用 MMT。综合使用设想为\_mg/li，并且在 ULS 情景之间没有变化。

表 4.13：欧 5 汽油参数和模型表示

特性	规格	测试方法	包括在模型中
十六烷值，最低	51	EN ISO 5165， EN 15195	是
硫 ppm，最高	10	EN ISO 20846， EN ISO 20884	是
多环芳烃，wt%，最高	8	EN 12916	否
15° C(60° F)时浓度 kg/m3，最高	845	EN ISO 3675， EN ISO 12185	是
蒸馏			
T95， ° C，最高	360	EN ISO 3405	是
FAME 含量， vol%，最高	7 (1)	EN 14078	是

## 注：

1. 模型中包括生物柴油，但是并未具体识别为脂肪酸甲酯（FAME）。体积少于 7%。

## 4.7.3 RVP 控制情景（仅限于中国）

对中国炼油厂而言，炼油厂建模分析包括研究情景，研究情景设计为评估假定汽油已经符合 10ppm 硫标准，将每个模拟炼油厂组夏季汽油的 RVP 降低至 60kPa 所需增加的炼制成本。<sup>45</sup>

<sup>45</sup> 要知道汽油 RVP 控制成本基本上与汽油的硫水平关系不大。

## 5.0 国家概述、炼制数据以及集合

第 4 节概述了评估每个 BCIM 国家炼油厂投资和生产 ULSG 和 ULSD 运行成本的分析方法。本节将描述炼制行业数据——包括本研究中形成的原油供应、炼制产品需求、汽油和柴油规格以及炼油厂配置结构数据。这些数据用于规定每个国家炼油厂的分组和创建相应的模拟炼油厂模型。

本节的论述为每个国家提供了如下内容：

- ◆ 炼制产品行业概述，
- ◆ 供应、需求和炼油厂产能概述，
- ◆ 当前和计划的燃料质量标准，
- ◆ 模拟炼油厂组相关原油处理和下游工艺产能的定义，以及
- ◆ 模拟炼油厂原油输入和炼制产品输出。

关于最后一项，炼油厂具体的原油输入和炼制产品输出的可用数据有限。有关中国炼制产能的数据也有限。本节提供的供应、需求、炼油厂输入和输出以及下游炼制产能预估值来自多个来源，均包含于第 10 节所列之参考文献中。Hart 能源公司基于 Hart 正在进行的 WRFS 和专有数据源对这些数据进行了分析和编制。

### 5.1 印度

#### 5.1.1 国家概况

India has been one of the fastest growing economies in the Asia-Pacific region after China. The country has achieved an economic growth rate of 8.3%<sup>46</sup> and further targets 9 to 10% growth rate for the next Five Year Plan.

Demand for refined products in India has grown by an average of 5.3% per year during the past five years. Energy demand in the transportation sector is particularly high as a result of the rapid growth in the number of vehicles. Demand for gasoline and on-road diesel increased by nearly 10% annually between 2005 and 2010, and is projected by Hart Energy to continue expanding at 5.1% per year over the next five years.

Indian refiners have aggressively expanded refining capacity to keep pace with domestic demand and to meet the growing demands of the international export market. Capacity has expanded by 1.5 million b/d since 2005 (more than 65%) and an additional 1.3 million b/d of capacity is expected to be commissioned by 2015.

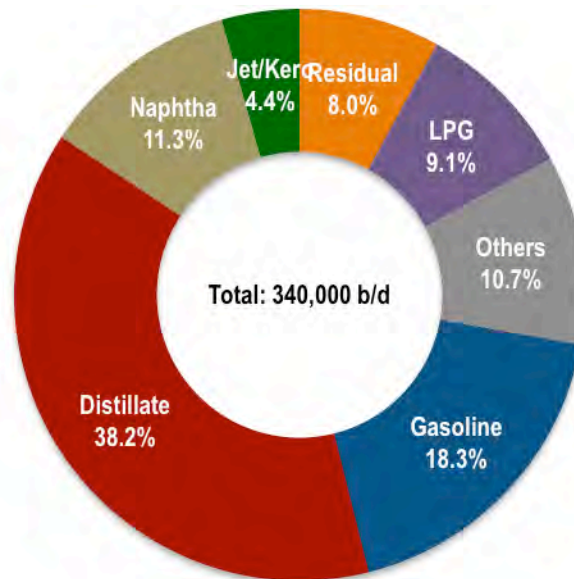
India's crude oil production falls far short of domestic refining requirements; more than 80% of the crude processed at Indian refineries is imported, primarily from Middle Eastern and African countries. During 2010, India imported about 3 million b/d of crude. With limited prospects for increasing domestic crude production and burgeoning demand, crude oil imports are only expected to grow further.

<sup>46</sup> World Bank and CIA Factbook data

## 5.1.2 供应和需求

Refined product demand in India for 2010 was 3.40 million b/d, making it the third largest consuming country in Asia after Japan and China. Middle distillate (diesel and other distillate fuels, including heating oil) constituted 37% of demand (**Figure 5.1**). Within the distillate category, on-road diesel has 51% share. Together gasoline and on-road diesel accounted for 29% of Indian refined product demand.

**Figure 5.1: India Product Demand Composition (2010)**



Source: Hart Energy WRFS data

**Table 5.1** shows estimated supply and demand for refined petroleum products in 2010. The domestic product demand was 3.4 million b/d versus production (refinery plus non-refinery components – NGL streams and biofuel) of 4.02 million b/d. The net product exports were 790,000 b/d (India imported 135,000 b/d of petroleum products and exported almost seven times this volume: 925,000 b/d). At present, regardless of its huge surplus of refining capacity, India still imports some refined products to meet domestic demand as private sector refineries export their products to international markets. Export refineries have capability to produce gasoline and diesel to U.S. EPA and Euro V standards. Indian export product is shipped to numerous world markets and in 2010 included 80,000 b/d Euro V diesel to Europe and 50,000 b/d gasoline to the U.S. (30 ppm sulphur).

**Table 5.1: India Product Supply and Demand in 2010**

(thousand b/d)

Product	Refinery Production	Net Imports	Non-refinery Components	Product Supplied
LPG	192	100	80	372
Naphtha	330	(140)		290
Gasoline	580	(255)	15	340
Jet Kerosene	470	(60)		410
Diesel	1610	(360)		1250
Fuel Oil	577	(110)		390
Other	256	35		350

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

Growth in refined product demand in India will continue to be robust. **Table 5.2** shows the expected growth between 2010 and 2015.

**Table 5.2: India Product Demand Growth, 2010 to 2015**

(thousand b/d)

Product	2010	2015	Annual % Growth
LPG	372	452	4.0%
Naphtha	290	250	-3.0%
Gasoline	340	455	6.0%
Jet Kerosene	410	428	0.8%
Diesel	1250	1568	4.6%
Fuel Oil	390	413	1.2%
Other	350	386	2.0%

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

India has a mandatory program of 5 vol% ethanol blending in select states but compliance has not been achieved owing to lack of biofuels. India is also considering a major biodiesel program because of its large diesel fuel demand. However, currently biodiesel is not available, even for 5% blending. In the future jatropha plantations may lead in providing oil feedstock for biodiesel production.

### 5.1.3 燃料质量规格

Fuel quality standards for gasoline and diesel in India are developed through the Auto Fuel Policy per the Essential Commodities Act 1955. Vehicle emission standards are established per the



Environment Protection Act and classified under the Bureau of Indian Standards (BIS)<sup>47</sup>. They are implemented by the Ministry of Petroleum & Natural Gas, with assistance from oil companies. To align with the regional efforts towards fuel quality, standards are modelled after the EU specifications, implemented in so-called Bharat stage (BS) emission standards. India has set two separate fuel quality specifications; one for nationwide implementation and the other currently for 20 selected cities including Delhi (the national capital region), Mumbai, Kolkata, Chennai, Bangalore, Hyderabad, Pune, Surat, Ahmedabad, Kanpur, Agra, Solapur and Lucknow. The specifications for the 20 cities are one step ahead of the rest of the country to help curtail air pollution problems in these areas.

For gasoline, India has required 150 ppm maximum sulfur (BS III) content nationwide and 50 ppm (BS IV) for select cities since April 2010, although the national implementation was carried out in September 2010. Similarly, for diesel India has a 350 ppm sulfur (BS III) limit nationwide and 50 ppm (BS IV) for select cities. Currently, Hart Energy estimates that 17% of the total diesel and 27% of total gasoline consumption in the country is of BS-IV grades (50 ppm sulfur). The select specifications for gasoline and diesel fuel in India are given in **Table 5.3 and Table 5.4**, respectively.

**Table 5.3: Current Select Gasoline Specifications India**

Country	Sulfur (ppm, max)	Aromatics (vol%, max)	Benzene (vol%, max)	RVP <sup>(1)</sup> at 37.8°C(kPa) min-max	Octane (RON, min)	
					Regular	Premium
Urban Areas <sup>(2)</sup>	50	35	1.0	60	91	95
Nationwide <sup>(2)</sup>	150	42	1.0	60	91	95

**Notes:**

<sup>(1)</sup>RVP requirements may vary by season, region within country and type of blend (ethanol).

<sup>(2)</sup>India's Bharat IV standard currently applies to 20 cities; Bharat III standard applies to the rest of the country

Source: Hart Energy International Fuel Quality Center

**Table 5.4: Current Select Diesel Specifications India**

Country	Fuel Type	Sulfur (ppm, max)	Cetane Index	Density at 15°C (kg/m <sup>3</sup> , max)
Urban Areas <sup>(1)</sup>	On-Road	50	46	845
Nationwide <sup>(1)</sup>	On-Road	350	46	845

**Note:**

<sup>(1)</sup> India's Bharat IV standard currently applies to 20 cities; Bharat III standard applies to the rest of the country.

Source: Hart Energy International Fuel Quality Center

The Ministry of Petroleum & Natural Gas plans to introduce BS-IV gasoline and diesel in 50 more cities. The cities will be identified on the basis of ambient air quality, vehicle population and logistic arrangements. Implementation will be conducted in phases and is expected to be carried out by 2015.

<sup>47</sup> [www.apcivilsupplies.gov.in/Ann1-Ess-Comm:Act.htm](http://www.apcivilsupplies.gov.in/Ann1-Ess-Comm:Act.htm) and [www.envfor.nic.in/legis/envl.htm](http://www.envfor.nic.in/legis/envl.htm)

### 5.1.4 原油品种结构

Indian crude oil production has remained relatively flat through most of the decade but is expected to continue an upward trend over the next decade. Crude oil production is expected to reach 900,000 b/d by 2020. India's crude oil production is predominately light and sweet, with specific gravity ranging between 32° to 38° API and sulfur content below 0.5 wt%.

More than 60% of imported crude oil originates from Middle Eastern countries, primarily Saudi Arabia, Iran, and Kuwait. Imported crudes largely have a high sulfur content characteristic of Middle East blends, in contrast to the light and low-sulfur domestic crude. The total crude slate (domestic and imported) consists of nearly 70% high sulfur crude.

### 5.1.5 印度炼油厂产能和产能集合

India currently has 21 refineries: 18 in the public sector and three in the private sector. The public sector refineries are mainly owned by Indian Oil Corporation Ltd. (IOCL), Bharat Petroleum Corporation Ltd. (BPCL), Hindustan Petroleum Corporation Ltd. (HPCL), Chennai Petroleum Corporation Ltd. (CPCL), Mangalore Refinery and Petrochemical Ltd. (MRPL), and Numaligarh Refinery Limited (NRL). The private sector refineries are owned by Reliance Industries Limited (RIL) and Essar Oil Limited (EOL).

**Table 5.5** shows the location, ownership, and capacities of the Indian refineries.

**Table 5.5: Oil Refineries in India**

Company	Location	Capacity b/d
IOCL	Bongaigaon, Assam	47,000
IOCL	Barauni, Bihar	120,000
IOCL	Digboi, Assam	11,700
IOCL	Gawahati, Assam	19,920
IOCL	Haldia, West Bengal	150,000
IOCL	Koyali, Gujarat	274,000
IOCL	Mathura, Uttar Pradesh	156,000
IOCL	Panipat, Haryana	240,000
HPCL	Mahul, Mumbai, Maharashtra	132,000
HPCL	Visakhapatnam (Vizag), Andhra Pradesh	164,250
BPCL	Mahul, Bombay, Maharashtra	240,000
BPCL	Ambalamugal, Kerala	190,000
NRL	Numaligarh, Guwahati, Assam	60,000
BORL	Bina, Sagar, Madhya Pradesh	120493
CPCL	Manali, Tamilnadu	190,000
CPCL	Cauvery Basin, Nagapattnam, Tamilnadu	20,000
MRPL	Mangalore, Karnataka	180,000
ONGC	Tatipaka, Andhra Pradesh	1,300
RIL	Jamnagar, Gujarat	660,000
RIL	Jamnagar, Gujarat	580,000
EOL	Vadinar, Jamnagar	280,000

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

India is unique in breadth of its refinery complexity and configuration, inasmuch as it is home to one of the oldest refineries (Digboi, established in 1901) and also home to the new, state-of-the-art Reliance Jamnagar refining complex.

During 2010, refining capacity in the country reached 3.7 million b/d. Capacity utilization for Indian refineries was more than 100% during 2010. The surge in refined product demand in Indian markets, especially for middle distillate, has consumed most of the surplus public sector refining capacity. Currently planned expansions will increase refining capacity by about 1.3 million b/d.

The Indian notional refinery groupings have been defined in terms of refinery capacity and configuration and product orientation. The aggregations shown in Table 5.6 also classify some of the refinery groups according to location and crude oil quality. Crude and downstream capacities for the four groups are provided in Table 5.6. The notional refinery groups are defined as follows:

### **Group A: Modern Complex Export Refineries**

Group A consists of the large export oriented refineries of India. The aggregation has been defined on the basis of the crude capacity level, state-of-the-art downstream refining configuration, and superior product slate. All located in the western portion of India, these refineries produce high yields of light refined products and petrochemicals, the majority of which are exported. These refineries are highly competitive owing to the advantages of operational costs, economies of scale, advanced technology and operational synergies.

The Group A export refineries have state-of-the-art downstream facilities including fluid catalytic cracking (FCC), catalytic reforming (CR), delayed coking (DC) and alkylation units. The high proportion of coking and other conversion capacity allows for near zero production of fuel oil.

As well, the Group A refineries process a wide range of heavy and sour crudes, including high acid crude, to produce high value products. These refineries have been designed to produce Euro IV and Euro V grades of gasoline and diesel and other products like LPG, naphtha, light diesel oil, jet fuel and kerosene. As a result, these refineries are expected to incur lower capital expenditures for Euro V standards than most other Indian refineries or refineries in other countries.

### **Group B: High Distillate Yield Conversion Refineries**

Group B includes refineries with high distillate yield conversion capacity. These refineries have been grouped on the basis of their cracking capacity (both catalytic cracking and hydrocracking), hydroprocessing, and reforming capacity. Located in the north, north east and western portion of the country, these refineries run a mix of low sulfur and high sulfur crudes, with the exception of the Numaligarh refinery that runs 100% sweet crude.

Most of these refineries are producing Euro III and Euro IV grade (Euro III constituting the higher share) equivalent gasoline and diesel.

### **Group C: Small Sweet Crude Refineries**

Group C includes the smaller refineries running on sweet crude. Three of them are located in north east India and run indigenous sweet crude. The fourth is located in the southern part of India and also processes sweet indigenous crude.

The fuel (gasoline and diesel) produced in these refineries meets Euro III equivalent specifications. All of them except the Cauvery Basin refinery have delayed cokers for residue upgrading. These refineries are basic in configuration with no vacuum distillation or catalytic cracking units, although some of them have some hydroprocessing and reforming capacity.

### **Group D: Other Conversion Refineries**

Group D includes the remaining refineries which are generally moderate complexity conversion refineries running a mix of high and low sulfur crudes. Four of them are in the southern part of India; the other two are in north and west of India. Only one has a delayed coker. Five have FCC capacity with no hydrocracking and the remaining refinery has hydrocracking capacity with no FCC.

Most of these refineries are producing Euro 3 or Euro 4 grade equivalent gasoline and diesel, though some in 2010 still produced fuel meeting BS II and BS III specifications.

## 5.1.6 模拟炼油厂分组的输入和输出

**Table 5.7** provides a breakdown of crude input for each of the four notional refinery groups. The table also shows aggregate crude oil gravity and sulfur for each notional refinery group. Group A refineries process the highest portion of high sulfur crudes and a relatively high volume of the very high sulfur and low gravity crude. The average gravity and sulfur of crude processed by Group A refineries is 32 °API and 1.66 wt% sulfur. Groups B and D refineries process a mix of high and low sulfur crude with an average gravity and sulfur around 34 °API and 1 wt% sulfur. Group C refineries run 100% sweet crude with specific gravity 35.5 °API and 0.15 wt% sulfur.

**Table 5.8** provides the refined product output for the notional refineries. Group B, C, and D refineries produce low yields of gasoline consistent with low levels of reforming and other light oil processing capacity, and the relatively low level of demand for gasoline in India. Group A refineries produce higher gasoline yields and high light product yields, focusing more on the export market.

Table 5.6: Refinery Aggregation for Indian Refineries: b/d

Company	Location	Crude	Light Oil Processing				Conversion				Hydroprocessing				
			Vacuum	Reforming	C5/C6 Isomerization	Alkylation Polymerization	Coking	Other Thermal	Catalytic Cracking	Hydro-cracking	Gasoline	Naphtha	Middle Distillate	Heavy Gas Oil	Resid
<b>GROUP A - Modern Export Refineries</b>															
RIL	Jamnagar	580,000	305000	85,000		85,000	160,000		200,000	111,000	24,000	70,000	180,000	220,000	
RIL	Jamnagar	660,000	300000	74,000			124,700		130,000			74,000	180,000	80,000	
EOL	Vadinar, Jamnagar	280,000	144000	21,000				40,000	65,000		11,500	32,000	105,500		
<b>GROUP B - High Distillate Yield Conversion Refineries</b>															
BPCL	Mahul, Bombay	240,000	39000	5,503					50,000	65,000			31,000		
BPCL	Numaligarh, Assam	60,000	24000	2,000			8,400	20,000	11,000	22,000		29,000	20,000		
IOCL	Haldia, West Bengal	150,000	27000	5,300	3,500			9,600	14,000	24,000		5,300	47,000		
IOCL	Koyali, Gujarat	274,000	98000	8,300			36,000	19,500	20,000	24,000		8,300	72,000		
IOCL	Mathura, UP Pradesh	156,000	47000	12,800	10,000			18,000	30,000	24,000		13,000	72,000		
IOCL	Panipat	240,000	62000	12,000			25,000	6,500	13,400	32,600		12,000	94,000		
<b>GROUP C - Small Sweet Crude Refineries</b>															
IOCL	Bongaigaon Assam	47,000		3,500			13,000					3,500			
CPCL	Cauvery Basin	20,000													
IOCL	Digboi, Assam	11,700		1,800			3,400						6,600		
IOCL	Gawahati, Assam	19,920			1,000		6,000						12,500		
<b>GROUP D - Other Conversion Refineries</b>															
HPCL	Visakhapatnam (Vizag)	164,250						20,580	32,900				47,104		
CPCL	Madras	190,000	66866	2,138					20,000			2,138	27,722		
HPCL	Mahul, Mumbai	132,000	63420						20,000				37,000		
IOCL	Barauni, Bihar	120,000	23,700	13,000			10,000		29,000				48,000		
BPCL	Kochi, Ambalamugal	190,000	80,000	4,599				19,000	27,000			5,913	49,932		
MRPL	Mangalore	180,000	100,000	19,000				24,000		41,000		20,000	60,000		

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

**Table 5.7: India Notional Refinery Crude Input****(thousand b/d)**

Crude Source	Group A Modern Export Refineries	Group B High Distillate Yield Conversion Refineries	Group C Small Sweet Crude Refineries	Group D Other Conversion Refineries	Sum Total
<b>Total LS Domestic</b>	43	387	101	219	750
Malaysia		7		46	
Nigeria		121	0	100	
Angola	66	42			
Other Low Sulf. Imports		2		54	
<b>Total Low Sulf. Imports</b>	66	172	0	200	438
Saudi Arabia	360	125		88	
Iran	282	54		173	
Kuwait	66	197		55	
Iraq	41	157		88	
UAE	146	45		64	
Venezuela	180				
Kazakstan		15		22	
Other High Sulf. Imports	342	38		137	
<b>Total High Sulf. Imports</b>	1,417	631		627	2,675
<b>Total Crude Processed</b>	1,526	1,190	101	1,046	3,863
<b>Avg. API Gravity</b>	32.0	34.2	35.5	34.6	33.5
<b>Avg. wt% Sulfur</b>	1.66	1.15	0.15	1.10	1.31

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

**Table 5.8: India Notional Refinery Product Output****(thousand b/d)**

Products	Group A Modern Export Refineries	Group B High Distillate Yield Conversion Refineries	Group C Small Sweet Crude Refineries	Group D Other Conversion Refineries	Sum Total
LPG	73	65	3	51	192
Naphtha	77	123	7	123	330
Gasoline	368	107	12	92	580
Jet Fuel/Kerosene	191	152	7	120	470
Diesel/ Distillate	666	477	49	417	1610
Residual fuel	98	199	15	206	577
Other	101	100	10	46	257
<b>Total Output</b>	1578	1223	103	1055	3959

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

## 5.2 墨西哥

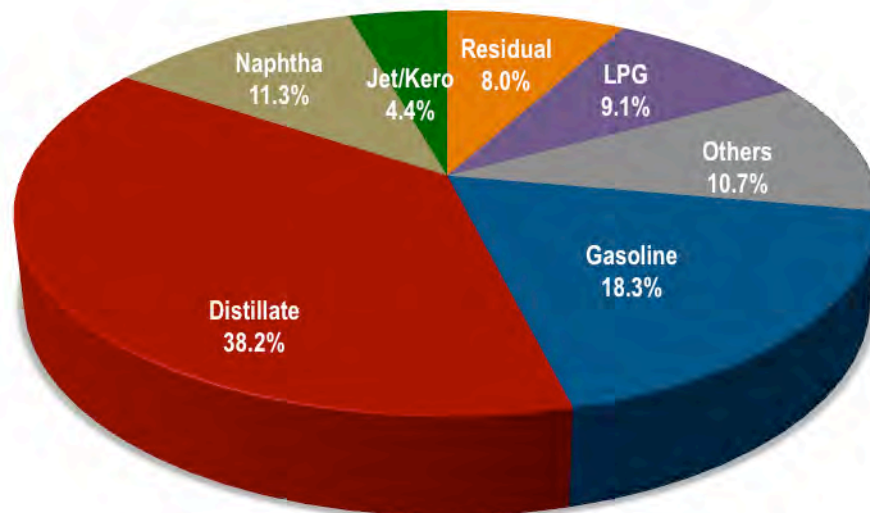
### 5.2.1 国家概况

Mexico has enjoyed moderate economic growth; GDP grew about 4% per year between 2003 and 2007. While Mexico suffered from the global contraction in 2008-09, GDP growth for 2009-10 was 4.2%. Demand for refined products in Mexico has grown modestly (0.7% annually) over the past decade, with a decline in heavy fuel oil demand offsetting stronger growth for transportation fuels. Growth is expected to be higher (1.8% annually) over the next 5 years, as the decline in heavy fuel oil demand moderates. The entire petroleum sector value chain in Mexico is managed by Pemex, the state-owned company covering exploration, extraction, transportation, and marketing of crude oil and natural gas. Mexico has world-class refineries but capacity has not kept pace with demand and refined product imports have increased over the past 5 years. Mexico has six refineries, all operated by Pemex.

### 5.2.2 墨西哥的供应和需求

Refined product demand in Mexico for 2010 was 1.87 million b/d. Middle distillate constituted 21% of demand (**Figure 5.2**). Within the distillate category, on-road diesel's share is 66%. Together gasoline and on-road diesel accounted for 57% of Mexican product demand.

**Figure 5.2: Mexico Product Demand Composition (2010)**



Source: Hart Energy WRFS data

**Table 5.9** shows estimated supply and demand for refined petroleum products in 2010. The product demand was 1.87 million b/d vs. production (refinery plus non-refinery components – NGL streams and biofuel) of 1.22 million b/d. The net product imports were 422,000 b/d. At present, the country imports nearly half of the transportation fuels needed to meet domestic demand and exports roughly one-third of its fuel oil production to international markets.



**Table 5.9: Mexico Product Supply and Demand in 2010****(thousand b/d)**

Product	Refinery Production	Net Imports	Non-refinery Components	Product Supplied
LPG	25	78	185	288
Naphtha	16	(16)		0
Gasoline	424	341	37	802
Jet Kerosene	52	3		55
Diesel	284	107		391
Fuel Oil	322	(111)		211
Other	99	20		119

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

Growth in refined product demand in Mexico will continue to be modest, with demand growth for transportation fuel about twice that of other products (**Table 5.10**). Mexican demand is expected to remain oriented towards gasoline in the near term, with some shift toward diesel in the future. Reliance on imports is expected to grow, driven by the return to more robust economic growth and fixed domestic product prices that are below international market levels. The new refinery mentioned above will not have an impact before 2016. The demand for the target year shown in **Table 5.10** is used as input for the refinery modeling analysis.

**Table 5.10: Mexico Product Demand Growth, 2010 to 2015****(thousand b/d)**

Product	2010	2015	Annual % Growth
LPG	288	306	1.2%
Naphtha	0	0	0.0%
Gasoline	802	907	2.5%
Jet Kerosene	55	58	0.9%
Diesel	391	440	2.4%
Fuel Oil	211	200	-1.0%
Other	119	126	1.2%

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

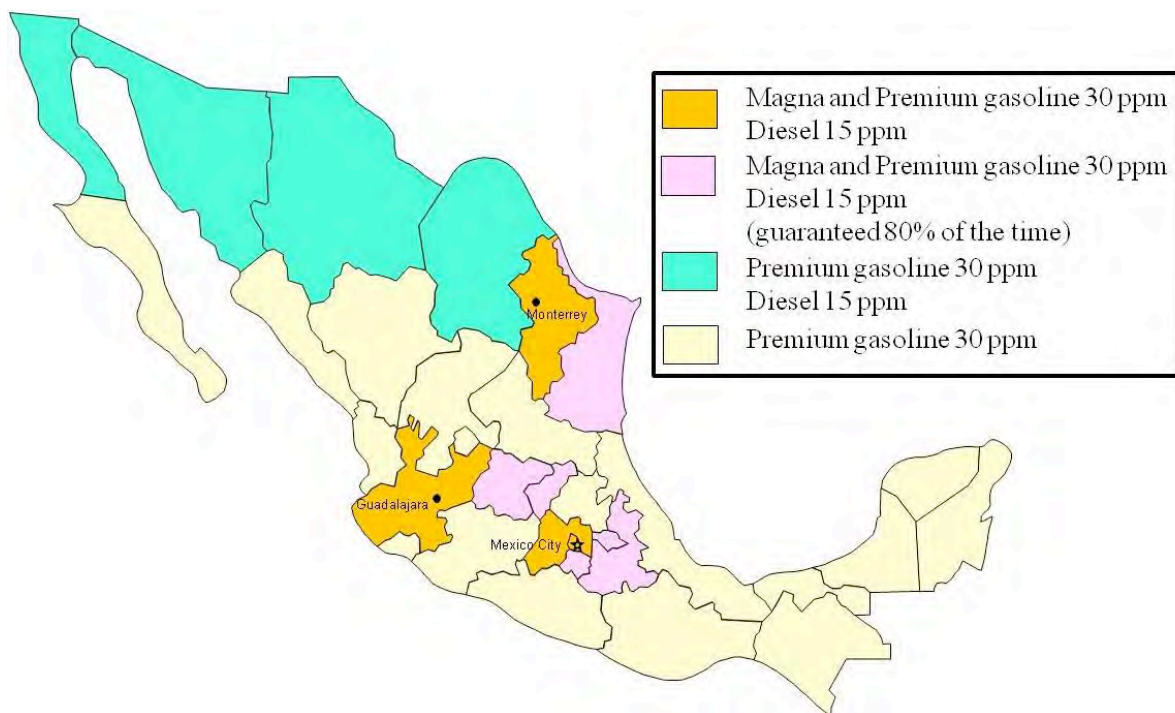
Mexico is also looking to implement ethanol blends. Initially, E10 was proposed nationwide, but implementation seems unlikely. The government is now focusing on E6 in Mexico City, Guadalajara and Monterrey. The goal is to implement E6 by 2012, which should still be a challenge because domestic production remains insufficient. Ethanol use will not have a large impact on overall product supply as it will simply back out the MTBE currently being used.

### 5.2.3 墨西哥的燃料质量规格

Mexico is one of Latin America's leading countries in the effort toward implementation of cleaner fuels. Since the late 1980s Pemex has made significant efforts to improve fuel quality by phasing out lead, adding oxygenates and reducing overall sulfur levels in diesel and gasoline.

Current specifications focus mainly on reducing sulfur in gasoline and diesel in line with specifications in effect in the U.S. and Canada. Maximum sulfur limits for gasoline and diesel were set at 300 ppm and 500 ppm, respectively, with a timeline to reduce national levels to 30 ppm and 15 ppm by 2009. Nationwide availability of 30 ppm sulfur in Premium gasoline was achieved at the end of 2006, and availability of 15 ppm diesel in northern Border States was achieved by June 2007. **Figure 5.3** shows low sulfur fuel availability in the country, as of November 2010 and **Tables 5.11** and **5.12** show current gasoline and diesel standards.

**Figure 5.3: Low Sulfur Fuel Availability in Mexico**



Source: Pemex, November 2010

Mexico City, Monterrey and Guadalajara are the three biggest metropolitan areas in Mexico and all suffer from significant levels of air pollution. The addition of oxygenates is mandatory in these cities. Distribution of reformulated gasoline, with reduced sulfur, aromatics, olefins and benzene levels, was initiated in 1997. There are two grades of gasoline in the market: Magna (regular) and Premium. Benzene and aromatics limits are set for gasoline sold in Mexico City, Monterrey and Guadalajara that are different from those required for gasoline sold in the rest of the country.

**Table 5.11: Current Select Gasoline Specifications for Mexico**

Grade	RON, min	Sulfur, ppm, max	Benzene, vol%, max	Aromatics, vol%, max	Olefins, vol%, max	RVP @ 7.8°C (100°F), kPa, min	RVP @ 37.8 °C (100°F), kPa, max
<b>Magna (Mexico City, Guadalajara &amp; Monterrey)</b>	Report	80 <sup>(1)</sup>	1	35 <sup>(4)</sup>	12.5 <sup>(5)</sup>	45 <sup>(7)</sup>	54 <sup>(11)</sup>
<b>Magna (rest of Mexico)</b>		500 <sup>(2)</sup>	3	Report	Report	54 <sup>(8)(9)</sup>	79 <sup>(12)</sup>
<b>Premium</b>	95	80 <sup>(1)</sup>	2 <sup>(3)</sup>	35 <sup>(4)</sup>	15 <sup>(6)</sup>	54 <sup>(9)(10)</sup>	69 <sup>(9)(13)</sup>

**Notes:**

- (1) NOM-086 also stipulates a limit for the average sulfur content of 30ppm.
- (2) 300 ppm average, sulfur limit was supposed to be reduced to a maximum of 80 ppm with a 30 ppm average in Jan. 2009 but Pemex is behind schedule.
- (3) Maximum limit of 1 vol% benzene for the Metropolitan Regions of Mexico City, Monterrey, Guadalajara).
- (4) Maximum aromatics content of 25 vol.% for the Metropolitan Region of Mexico City.
- (5) Maximum olefins content of 10 vol.% for the Metropolitan Region of Mexico City.
- (6) Maximum olefins content of 12.5 vol.% for the Metropolitan Regions of Guadalajara and Monterrey and 10 vol.% for the Metropolitan Region of Mexico City.
- (7) NOM-086 also requires that Mexico City gasoline have a vapor/liquid ratio of 20 at 51°C or 56°C (depending on the season), as measured by ASTM D 2533.
- (8) Minimum and maximum limits vary according to region and season
- (9) NOM-086 also requires that gasoline have a vapor/liquid ratio of 20 at 51°C, 56°C or 60°C (depending on the season), as measured by ASTM D 2533.
- (10) Minimum and maximum limits vary according to region and season.
- (11) NOM-086 also requires that Guadalajara gasoline have a vapor/liquid ratio of 20 at 51°C or 56°C (depending on the season), as measured by ASTM D 2533.
- (12) This specification requires content of benzenes, toluene, and xylenes (BTX) be reported per test method ASTM D 3606.

Source: Hart Energy International Fuel Quality Centre

**Table 5.12: Current Select Diesel Specifications for Mexico**

Grade	Cetane number, min	Cetane index, min	Sulfur, ppm, max	Total aromatics, vol%, max	Density @ 20°C kg/m3, min	Density @ 20°C, kg/m3, max
<b>Pemex Diesel</b>	48	48	500 <sup>(2)</sup>	30	Report	Report
<b>Pemex Diesel UBA <sup>(1)</sup></b>			15			

**Notes:**

- (1) Introduced in the Northern Frontier Zones and in the Metropolitan Regions of Valley of Mexico and Monterrey.
- (2) The sulfur limit was supposed to be reduced to a maximum of 15 ppm by September 2009 but Pemex is behind schedule.

Source: Hart Energy International Fuel Quality Centre

## 5.2.4 墨西哥原油品种结构

During 2010 Mexico produced 3 million b/d of crude oil. Most of the crude produced by Mexican reservoirs is known as Maya and is heavy and high in sulfur, with API gravity between 21° and 22° and sulfur content of 3.4%. Mexico also produces two other light crude varieties, known as Isthmus (33 °API and 1.3 wt% sulfur) and Olmeca (39 °API and 0.8 wt% sulfur), most of which are processed domestically by Pemex.

## 5.2.5 墨西哥炼油厂产能和产能集合

Pemex refineries are mainly located in the south of country with total refining capacity of 1.64 million b/d. Most of these refineries lack the sophisticated configurations needed to process high sulfur, heavy crude oil. The location and capacity of these refineries is shown in **Table 5.13**.

**Table 5.13: Oil Refineries in Mexico**

Company	Location	Capacity (B/d)
Pemex	Cadereyta	275,000
Pemex	Madero	153,000
Pemex	Minatitlan	340,000
Pemex	Salamanca	240,000
Pemex	Salina Cruz	285,000
Pemex	Tula Hidalgo	315,000

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

Mexican refineries are similar in configuration with downstream units like reformers, and isomerization and alkylation units designed to produce high octane gasoline. Only two refineries, at Minatitlan and Tula Hidalgo, have coker facilities enabling residual upgrading to produce high value products. All of the refineries have catalytic crackers.

With only six refineries in Mexico, each will be analyzed individually rather than be aggregated. Crude and downstream configuration details for the six refineries are shown in **Table 5.14**.

## 5.2.6 墨西哥炼油厂的输入和输出

As mentioned earlier, the refineries in Mexico process mostly high sulfur domestic crude. The volume of low sulfur crude production is very low, and it is only being processed at the Salamanca refinery. The heavy high sulfur crude comprises about 30% of the overall input. The distribution results in the average input characteristics that are shown in **Table 5.15**.

The product output for the six refineries mainly consists of gasoline, diesel and fuel oil. The refinery product production is shown in **Table 5.16**.

**Table 5.14: Refinery Details for Mexican Refineries**

Company	Location	Crude	Vacuum	Light Oil Processing			Conversion				Hydroprocessing				
				Reforming	C5/C6 Isomerization	Alkylation Polymerization	Coking	Other Thermal	Catalytic Cracking	Hydro-cracking	Gasoline	Naphtha	Middle Distillate	Heavy Gasoil	Resid
Pemex	Cadereyta	275,000	137,000	20,000	12,000	5,900	50,000		65,000			25,000	61,500	40,000	
Pemex	Madero	153,000	106,000	40,000		7,600	50,000		52,000			40,000	53,000	32,000	
Pemex	Minatitlan	340,000	161,000	48,000	15,000	26,800	56,000		72,000			53,400	91,000	50,000	
Pemex	Salamanca	240,000	165,000	39,300	12,000	3,400			40,000			53,500	53,000		
Pemex	Salina Cruz	285,000	165,000	50,000	15,000	14,100			80,000			65,000	100,000		
Pemex	Tula	315,000	165,000	65,000	15,000	7,700			80,000	37,000		73,000	125,000	21,000	

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

**Table 5.15: Mexico Notional Refinery Crude Oil Input****(thousand b/d)**

Mexico	Cadereyta	Madero	Tula	Salamanca	Minatitlan	Salina Cruz	Sum Total
<b>Domestic Crude</b>	<b>176.9</b>	<b>126.4</b>	<b>266.3</b>	<b>185.8</b>	<b>158.8</b>	<b>270.0</b>	<b>1184.1</b>
<i>Low Sulfur</i>				1.4			1.4
<i>Light/med High Sulfur</i>	83.1	100.0	201.1	147.8	106.7	178.1	816.9
<i>Heavy High Sulfur</i>	93.8	26.4	65.2	36.6	52.1	91.9	365.8
<b>Avg. API Gravity</b>	<b>27.5</b>	<b>31.0</b>	<b>30.6</b>	<b>31.2</b>	<b>29.6</b>	<b>29.5</b>	<b>29.8</b>
<b>Avg. wt% Sulfur</b>	<b>2.4</b>	<b>1.7</b>	<b>1.8</b>	<b>1.7</b>	<b>1.9</b>	<b>2.0</b>	<b>1.9</b>

Source: Compiled by Hart Energy (2010)

**Table 5.16: Mexico Notional Refinery Product Output**  
(thousand b/d)

Products	Cadereyta	Madero	Tula	Salamanca	Minatitlán	Salina Cruz	Sum Total
Refinery gas/fuel	5.5	8.7	9.8	7.7	8.2	14.3	54.2
LPG	1.6	0.0	10.7	1.6	5.9	5.7	25.5
Gasoline	68.6	51.9	91.4	61.0	40.4	90.9	424.1
Jet Kerosene	2.9	5.5	22.1	8.1	0.0	13.3	51.9
Diesel/Distillate	66.2	34.6	49.7	21.9	37.7	59.6	283.6
Fuel Oil	16.2	17.4	83.8	46.7	64.6	93.5	322.2
Other	18.4	15.4	5.2	17.0		3.7	59.7

Source: Compiled by Hart Energy (2011)

## 5.3 巴西

### 5.3.1 国家概况

Brazil is currently the eighth-largest economy in the world with a GDP of US\$1.91 trillion (2010 estimate) and a population of 190.7 million people (2010 census). In support of strong economic growth, primary energy consumption in Brazil has almost tripled during last decade.

Brazilian crude production exceeds domestic refining requirements and Brazil had been a net oil exporter for some time, although it does import light crude oil to meet requirements for some of its refineries. Most Brazilian oil is produced offshore of the southeastern part of the country, from deep water.

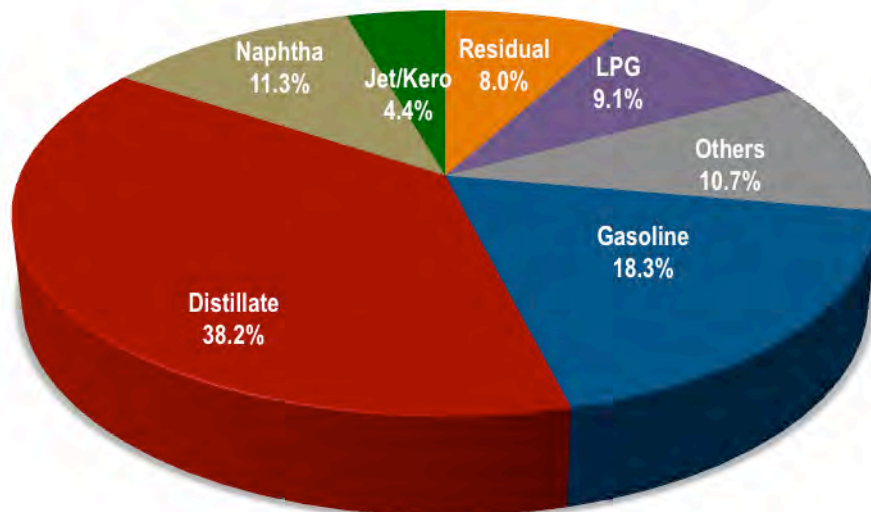
Brazilian refineries generally produce surplus gasoline and residual fuel, export the excess, and rely on imports to supplement supplies of jet fuel and distillates. Petroleo Brasileiro SA (PBSA or Petrobras), the largest oil company in the country, plans to expand operations in crude production, refining, biofuels, natural gas and petrochemicals to respond to domestic demand for refined products that has been growing at an annual rate of 4.7%, government objectives to introduce low sulfur fuels nationwide by 2012, and attractive export opportunities.

### 5.3.2 巴西的供应和需求

Refined product demand in Brazil for 2010 was 2.7 million b/d. Middle distillate constituted 33% of demand (**Figure 5.4**). Within the distillate category, on-road diesel has 76% share. Together, gasoline and on-road diesel accounted for 54% of Brazilian refined product demand.

**Table 5.17** shows estimated supply and demand for refined petroleum products in 2010. The product demand was 2.68 million b/d versus production (refinery plus non-refinery components – NGL streams and biofuel) of 1.94 million b/d. The net product imports were 284,000 b/d. At present, the country imports between 15% and 20% of the diesel needed to meet domestic demand and exports more than half of its fuel oil production to international markets. Brazil is unique in that it produces more domestic ethanol than refined gasoline, with ethanol making up more than half of its domestic gasoline fuel supply.

Figure 5.4: Brazil Product Demand Composition (2010)



Source: Hart Energy WRFS data

**Table 5.17: Brazil Product Supply and Demand In 2010**  
(thousand b/d)

	Refinery Production	Net Imports	Non-refinery Components	Product Supplied
LPG	132	50	5	187
Naphtha	134			134
Gasoline	361	(4)	410	767
Jet Kerosene	81	33		114
Diesel	714	144	41	899
Fuel Oil	256	(158)		98
Other	262	219		481

Source: Compiled by Hart Energy (2010)

Growth in refined product demand in Brazil will continue to be very robust, with transportation fuel demand growth about twice that of other products (**Table 5.18**). Gasoline demand is projected to grow by 4.8% annually and diesels demand by 3.2% annually.



### 5.3.3 巴西的燃料质量规格

All petroleum matters in Brazil are regulated by Agência National do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), known as the National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels. The current regulation (ANP Resolution 309/2001) specifies four gasoline grades (**Table 5.19**):

- ◆ Regular and premium Type A, which are the requirements for gasoline before blending with ethanol. These grades cannot be sold directly to customers; and
- ◆ Regular and premium Type C, which are the requirements for gasoline containing between 20 vol% min and 25 vol% max of ethanol.

**Table 5.18: Brazil Product Demand Growth, 2010 to 2015**  
(thousand b/d)

Product	2010	2015	Annual % Growth
LPG	187	201	1.50%
Naphtha	134	148	2.00%
Gasoline	767	969	4.80%
Jet Kerosene	114	131	2.90%
Diesel	899	1050	3.15%
Fuel Oil	98	105	1.50%
Other	481	559	3.10%

Source: Compiled by Hart Energy (2010)

Regular Type C gasoline is widely used in Brazil, while premium Type C gasoline accounts for less than 1% of the total market share. Brazil's current maximum regulated sulfur limit is 1,000 ppm for Gasoline Type C and 1,200 ppm for Gasoline A and will have to go down to 50 ppm for Gasoline C starting in January 2014. Benzene will remain at 1% max but aromatics and olefins will go down from 45% to 35%, and 30% to 25%, respectively. Gasoline has been unleaded since 1991 and, since June 2002, Petrobras has also marketed "Podium" gasoline, which has less than 30 ppm max sulfur and a higher octane grade.

Resolution ANP 309/2001 does not specify the minimum ethanol blend level in Type C gasoline. This limit is established by the CIMA – an inter-ministerial council led by the Ministry of Agriculture. However, according to Law 10696 from July 2003 (recently modified by MP 532), the ethanol blend should be specified between 18 vol% and 25 vol%. ANP has published Resolution ANP n° 38/2009, (2009) defining quality specifications for 50 ppm max sulfur gasoline, which is to be introduced by January 1, 2014, with nationwide coverage. Current grades that allow up to 1,000 ppm max sulfur will be replaced.

Current available diesel grades depending on the sulfur concentration are: S-1800, S-500 and S-50. The list of cities and regions distributing each diesel grade is defined by ANP (**Table 5.20**).

- ◆ S-50 is required at service stations located in the metropolitan regions of Belem (North), Fortaleza and Recife (North-East) and for the public transportation bus fleet in selected metropolitan regions in the South and South-East.
- ◆ As of January 1, 2012, S-50 is required for new heavy-duty trucks (HDTs) throughout the country and must be made available at all service stations. Only new HDTs are supposed to fuel with S-50, which is supposed to be a bit more expensive than S-500 and S-1800 to prevent older trucks from using S-50 (which could deplete the limited supply of S-50 for the new trucks).
- ◆ S-500 is required at service stations located in metropolitan regions not distributing S-50.
- ◆ S-1800 is distributed nationwide, for on- and off-road purposes.

Table 5.19: Select Gasoline Specification in Brazil

Grade	Current				Proposed (2014)			
	TYPE A-Premium	TYPE A-Regular	TYPE C-Premium	TYPE C-Regular	TYPE A-Premium	TYPE A-Regular	TYPE C-Premium	TYPE C-Regular
Additional Comment	Pre-Ethanol Blending							
(R+M)/2, min				87				87
MON, min		Report <sup>(1)</sup>		82				82
Sulfur, ppm, max	1200 <sup>(2)</sup>		1000 <sup>(2)</sup>	800			50	
Lead, g/l, max	0.005 <sup>(3)</sup>				0.005 <sup>(3)</sup>			
Benzene, vol%, max	1.9 <sup>(4)</sup>	1.2 <sup>(2)</sup>	1.5 <sup>(2)</sup>	1.0 <sup>(2)</sup>			1	
Aromatics, vol%, max	57 <sup>(5)(4)</sup>	57 <sup>(5)(2)</sup>	45 <sup>(5)(2)</sup>				35 <sup>(6)</sup>	
Olefins, vol% Max			30				25	
RVP @ 37.8°C (100°F), kPa, min	45				45			
RVP @ 37.8°C (100°F), kPa, max	62 <sup>(7)</sup>		69 <sup>(7)</sup>		62 <sup>(8)</sup>		69 <sup>(8)</sup>	
Ethanol, vol%, max	1 <sup>(9)</sup>	1.0 <sup>(9)</sup>	25 <sup>(10)</sup>		1 <sup>(9)</sup>		25 <sup>(10)</sup>	

## Notes:

- (1) The party submitting the gasoline for testing (refiner, fuel blender, importer, etc) must report MON and IAD index of a mixture between Gasoline A and the minimum blend level of ethanol as currently mandated by legislation.
- (2) The party submitting the gasoline for testing (refiner, fuel blender, importer, etc) must report MON and RON index of a mixture between Gasoline A and anhydrous ethanol blended one percent less than the currently mandated by legislation.
- (3) The limits for sulfur, benzene, aromatics & olefins in Gasoline A also apply to the gasoline that is used in the production of Gasoline C through the addition of 21~23% ethanol by volume. If the ethanol limit in Gasoline C is changed by law, the limits for these four components will automatically be adjusted to reflect the new ethanol limit.
- (4) Addition of lead to Gasoline A or C is prohibited: test is to be performed when there is suspicion of contamination.
- (5) The limits for sulfur, benzene, aromatics & olefins in Gasoline A also apply to the gasoline that is used in the production of Gasoline C through the addition of 21~23% ethanol by volume. If the ethanol limit in Gasoline C is changed by law, the limits for these four components will automatically be adjusted to reflect the new ethanol limit.
- (6) Gas chromatography may also be used to determine level aromatics and olefins. However if chromatography test results differ from those obtained through ABNT MB 424 and ASTM D 1319, the latter methods have precedence over the chromatography results.
- (7) Gas chromatography may also be used to determine level aromatics and olefins. However if chromatography test results differ from those obtained through ABNT NBR 14932 and ASTM D 1319, the latter methods have precedence over the chromatography results.
- (8) For the states of Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Mato Grosso, Goiás, Tocantins and Distrito Federal, from April to November, the maximum allowable vapor pressure increases by 7 kPa.
- (9) For the states of Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Tocantins and Distrito Federal, from April to November, the maximum allowable vapor pressure increases by 7 kPa.
- (10) Addition of ethanol to Gasoline A is prohibited: test is to be performed when there is suspicion of contamination by ethanol.

Source: Hart Energy International Fuel Quality Center

All diesel fuel in Brazil is required to be blended with biodiesel. The limit has been 5 vol% minimum since January 1, 2010. Similar to gasoline, two diesel grades are specified for each sulfur level: Diesel A refers to the refinery product without biodiesel and Diesel B refers to the biodiesel blend. Only Diesel B can be marketed to consumers.

A new grade of Diesel B S-10 is scheduled to be introduced nationwide by Jan. 1, 2013, following the introduction of stringent emission requirements for heavy-duty vehicles named PROCONVE P-7 (Euro V-equivalent emission standards, to be enforced by January 2012).

**Table 5.20: Select Diesel Specification in Brazil**

Grade	Current			Proposed (2013)
	Diesel B - S1800 <sup>(1)</sup>	Diesel B - S50 <sup>(1)</sup>	Diesel B - S500	Diesel B - S10 <sup>(2)</sup>
Fuel Type	Until 2013 for on-road and off-road; after 2013 off-road only			
Cetane Number	42	46	42	48
Sulfur, ppm, max	1800	50	500	10
Density @ 20°C, kg/m3, min	820			820
Density @ 20°C, kg/m3, max	880	850	865	850

Notes:

- <sup>(1)</sup> Diesel A refers to the diesel without biodiesel, and Diesel B to the biodiesel blend. Only Diesel B can be sold at service stations.  
<sup>(2)</sup> This specification is not required by ANP; the resolution states that S-50 will be made available commercially when adequacy of logistics supply becomes available.

Source: Hart Energy International Fuel Quality Center

### 5.3.4 巴西原油品种结构

Brazil's oil production has steadily increased over recent years and during 2010 the country produced 2.05 million b/d of crude oil. Imports during the same year reached 339 thousand b/d while exports were 631,000 b/d. Most of Brazil's crude oil consists of heavy grades. The average quality of all domestic Brazilian crude is 25 °API with a relatively low sulfur content of 0.5 wt%. For example, one of Brazil's principle marketed crude streams is Marlim, which has an API of 19.6 °API, sulfur content of 0.7%.

### 5.3.5 巴西炼油厂产能和产能集合

Brazil has 1.9 million b/d of crude oil refining capacity in 13 refineries. Eleven are operated by Petrobras. Most of Brazil's refining capacity is relatively simple, requiring that Brazil export part of its heavy crude oil production and import light crude.

**Table 5.21** provides the refining capacity for each of the Brazilian refineries in 2010.

**Table 5.21: Oil Refineries in Brazil**

Refinery	Location	Company	Crude
REPLAN	Paulinia, Sao Paulo	Petrobras	396,300
RLAM	Mataripe, Bahia	Petrobras	280,500
REVAP	Sao Jose dos Campos, Sao Paulo	Petrobras	251,600
REDUC	Duque de Caxias, Rio de Janeiro	Petrobras	239,000
REPAR	Araucaria, Parana	Petrobras	195,000
REFAP	Canoas, Rio Grande do Sul	Petrobras	188,700
RPBC	Cubatao, Sao Paulo	Petrobras	172,300
REGAP	Betim, Minas Gerais	Petrobras	151,000
RECAP	Capuava, Maua, Sao Paulo	Petrobras	49,100
REMAN	Manaus, Amazonas	Petrobras	45,900
Ipiranga	Rio Grande do Sul	Ipiranga, SA	17,000
RPSA	Rio de Janeiro	Manguinhos, SA	15,000
LUBNOR	Fortaleza, Ceara	Petrobras	8,200
Univen	Itupeva, Sao Paulo	Univen Petroleo	7,000

Sources: Data Compiled by Hart Energy Consulting (2010); Tables 2 and 12, Master Thesis by Marcio Henrique Perissinotto Bonfa, COPPE (April 2011); and Data Provided by Petrobras (2012)

The refineries in Brazil have been aggregated into notional refinery groupings on the basis of refinery configuration, crude running capacity, and product orientation, defined as follows:

**Group A: Conversion Refineries** - Group A comprises five refineries ranging in size from only 17,000 b/d crude capacity to 280,000 b/d. All of these refineries have catalytic cracking units but none have cokers. Only one refinery in this group has a hydroprocessing unit (for middle distillate hydrotreating).

**Group B: Coking Refineries** - Group B comprises six refineries ranging in size from 150,000 b/d crude capacity to 240,000 b/d. All have both catalytic cracking units and cokers. Three of the six cokers are new; a fourth was expanded recently. All of the refineries have hydroprocessing capacity (primarily for distillates).

**Group C: Small, Simple Refineries** - Group C comprises four small refineries, ranging in size from only 1700 b/d to 27,200 b/d of crude capacity). The refineries are simple, with no catalytic cracking capacity and little in the way of conversion or hydroprocessing capability.

**Table 5.22** provides the crude running and downstream process capacities for the three notional refinery groups.

Table 5.22: Refinery Aggregation for Brazilian Refineries

Company	Location	Crude	Vacuum	Light Oil processing			Conversion						Hydroprocessing		
				Reforming	c5/c6 Isomerization	Alkylation Polymerization	Coking	Other Thermal	Solvent Deasphalting	Gas Oil Cracking	Resid Cracking	Hydro-cracking	Gasoline	Naphtha	Middle Distillate
<b>GROUP A – Conversion</b>		<b>587,500</b>	<b>232,100</b>							<b>35,900</b>	<b>96,300</b>	<b>84,300</b>			<b>31,500</b>
PBSA	Araucaria, Parana	195,000	94,400							32,100	57,900				31,500
PBSA	Capuava, Maua, Sao Paulo	49,100										21,400			
PBSA	Manaus, Amazonas	45,900	6,600								3,500				
PBSA	Mataripe, Bahia	280,500	126,100							3,800	31,500	62,900			
RPSA	Rio Grande do Sul	17,000	5,000								3,400				
<b>GROUP B – Coking</b>		<b>1,398,900</b>	<b>642,200</b>	<b>22,300</b>		<b>6,300</b>	<b>208,800</b>			<b>65,400</b>	<b>361,100</b>	<b>44,000</b>		<b>22,300</b>	<b>328,100</b>
PBSA	Canoas, Rio Grande do Sul	188,700	37,700				13,800				19,500	44,000			28,300
PBSA	Duque de Caxias, Rio de Janeiro	239,000	114,500	11,300			31,500			22,600	47,200			11,300	47,000
PBSA	Sao Jose dos Campos, Sao Paulo	251,600	125,800				31,500			42,800	88,100				78,600
PBSA	Betim, Minas Gerais	151,000	88,100				23,900				42,800				62,900
PBSA	Cubatão, Sao Paulo	172,300	81,100	11,000		6,300	32,700				62,900			11,000	37,700
PBSA	Paulinia, Sao Paulo	396,300	195,000				75,500				100,600				73,600
<b>GROUP C – Small, Simple</b>		<b>66,700</b>	<b>9,000</b>	<b>3,000</b>				<b>9,800</b>						<b>3,000</b>	<b>10,000</b>
PBSA	Fortaleza, Ceara	8,200	6,000												
RPSA	Rio de Janeiro	15,000		3,000				9,800						3,000	
Univen Pet	Itupeva, Sao Paulo	7,000	3,000												
Polo Guaramaré	Guaramaré, Rio Grande do Norte	36,500													10,000
<b>GROUP D – Transition Refineries (Constructed by 2015)</b>		<b>557,300</b>	<b>201,300</b>	<b>40,900</b>			<b>252,900</b>				<b>47,200</b>		<b>59,800</b>	<b>103,700</b>	<b>289,300</b>
RNEST	Pernambuco	230,200					149,700							37,700	163,500
COMPERJ	Rio de Janeiro	327,100	201,300	40,900			103,200				47,200		59,800	66,000	125,800

Note: The designation "new" and "exp" indicate capacity installed after 2010.

Sources: Data Compiled by Hart Energy Consulting (2010); Tables 2 and 12, Masters Thesis by Marcio Henrique Perissinotto Bonfa, COPPE (April 2011); and Data Provided by Petrobras (2012).

### 5.3.6 模拟炼油厂分组的输入和输出

**Table 5.23** shows the crude slates for the various Brazilian refinery groups. The refineries in Brazil process mostly sweet crude (low specific gravity, low sulfur content). The crude slates for the Group A and Group B refineries are similar. The majority of their crude is domestic, with some crude from Africa and the Middle East. Group C refineries have very basic oil processing units and run completely on domestic crude. The average gravity and sulfur content for the total volume of crude processed at all Brazilian refineries is 27.3° API and 0.53wt% sulfur.

**Table 5.23: Brazil Refinery Notional Refinery Crude Oil Input**

Brazil	Group A	Group B	Group C	Total
Crude	519	1310	25	1854
Domestic	398	1015	25	1438
Imports	122	295		416
Middle East	25	90		115
Africa	82	200		281
Other	10	5		15
API°	27.9	27.1	27.9	27.3
%Sulfur	0.49	0.55	0.43	0.53

Source: Compiled by Hart Energy Consulting (2010)

**Table 5.24** shows the refined product output for the various Brazilian refinery groups. The product slates for Group A and Group B are very similar; both groups produce significant shares of diesel, gasoline, and residual fuels. The residual fuel production from Group C refineries is very low, because all of them have cokers. The small, simple refineries in Group C (which process only domestic crude) produce relatively small volumes of gasoline, diesel, and asphalt.

**Table 5.24: Product Output at Brazilian Refineries**

(thousand b/d)

Brazil	Group A	Group B	Group C	Total
LPG	40	92	0	132
Naphtha	58	75	0	134
Gasoline A	92	261	8	361
Jet Fuel	10	69	2	81
Diesel	204	499	11	714
Residual	87	169	0	255
Other	52	203	6	261
<b>Total</b>	<b>544</b>	<b>1368</b>	<b>27</b>	<b>1939</b>

Source: Compiled by Hart Energy Consulting (2010)

## 5.4 中国

### 5.4.1 国家概况

中国是亚太地区经济增长最快的国家。从 2005 年到 2010 年，中国对炼制产品的需求增长为年均 5.1%，预计继续会以年均 4.7% 的速度增长到 2015 年。

中国的炼油厂已经对产能进行了大力扩建和现代化升级，以满足快速增长的炼制产品需求。过去 5 年，产能增量达 300 万桶/天，而且下游转化产能也有了巨大提高。

中国原油生产无法满足国内的炼制需求，中国炼油厂加工原油的 50% 都依赖进口，主要从中东和非洲进口，也从俄罗斯和南美洲进口。2010 年，中国进口的原油约为 420 万桶/天，是继美国之后的第二大原油进口国。

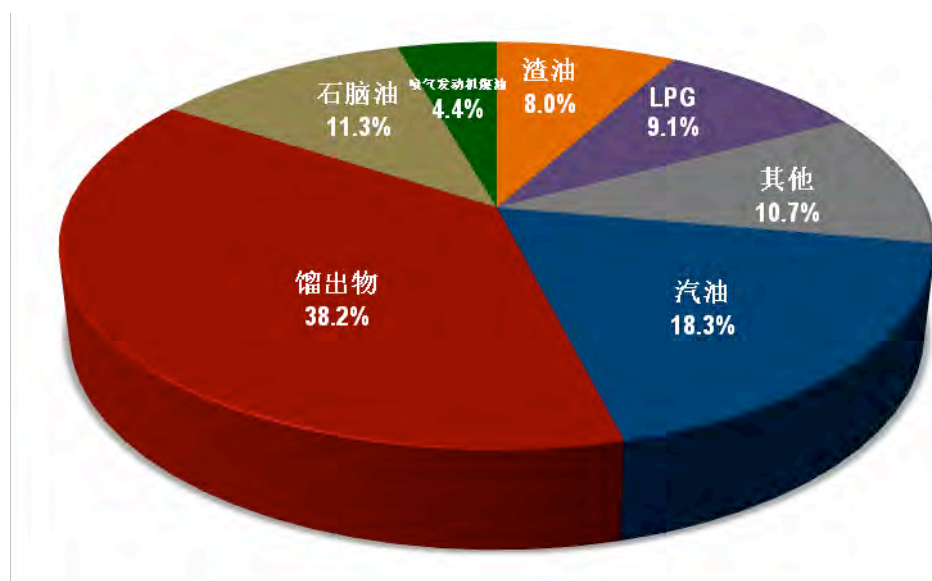
### 5.4.2 供应和需求

2010 年中国炼制产品的需求为 921 万桶/天。中间馏分占据 34% 的需求（图 5.5）。在馏出物类别中，车用柴油占据 31% 的份额。汽油和车用柴油总共占据中国炼制产品需求的 29%。

表 5.25 显示了 2010 年石油炼制产品的供应和需求。产品需求为 921 万桶/天，而生产能力（炼油厂加上非炼油厂部分-NGL 物质流和生物柴油）为 871 万桶/天。中国石油产品的净进口总额为 459,000 桶/天。中国进口大约三分之一的燃料油供应，出口很小一部分汽油产品。



图 5.5: 中国产品需求组成 (2010 年)



来源: Hart 能源 WRFS 数据

表 5.25: 2010 年中国产品的供应和需求  
(千桶/天)

产品	炼油厂生产	净进口	非炼油厂部分	供应的产品
LPG	681	100	4	785
石脑油	1122			1122
汽油	1660	(50)	40	1650
喷气发动机煤油	358	10		368
柴油	3125	16	2	3143
燃料油	389	213		602
其他	1371	170		1541

来源: 哈特能源咨询公司编制 (2010 年)

中国炼油产品需求将会继续保持强劲的增长。表 5.26 显示了 2010 年到 2015 年的预期增长。中国经济的强劲增长预计会导致汽油、喷气燃料以及中间馏分的需求增长超过 5%。对目标年份需求量的预估值此次被作为输入数据用于此次的分析。

**表 5.26: 中国产品需求增长 (2010 年到 2015 年)**  
(千桶/天)

产品	2010	2015	年度增长%
LPG	785	885	2.4%
石脑油	1122	1515	6.2%
汽油	1650	2126	5.2%
喷气发动机煤油	368	483	5.6%
柴油	3143	4040	5.2%
燃料油	602	700	3.0%
其他	1541	1965	5.0%

来源: 哈特能源咨询公司编制 (2010 年)

### 5.4.3 燃料质量规格

中国正在从北京开始过渡至更低硫的燃料, 继而扩大到其他大城市。北京和上海的硫含量已经降低到了 50ppm, 最近广东也将硫含量降至这个水平。自 2009 年 12 月, 国家汽油硫含量限值降低至 150ppm (表 5.27)。

目前汽油硫含量标准正过渡到 50ppm 硫水平。2012 年北京已经达到了 10ppm 汽油标准。<sup>48</sup> 计划从 2014 年 1 月 1 日起, 全国都执行 50ppm 的汽油硫标准。

**表 5.27: 中国当前选用的汽油规格**

国家	硫 (ppm, 最高)	芳香烃 (vol%, 最高) 1/	苯 (vol%, 最高)	37.8° C(kPa)时的 RVP (最高)	辛烷(RON, 最低)	
					常规	高级
中国北京	50	60	1.0	65 (s)-88 (w)	90	97
中国国内	150	40	1.0	72 (s)-88 (w)	90	97

注:

<sup>(1)</sup> 2014年1月1日前过渡到50ppm的国家标准。

<sup>(2)</sup> 北京芳香烃加烯烃的限值

来源: Hart 能源国际燃料质量中心

中国已经发布了硫含量标准 350ppm 的车用柴油标准, 自 2010 年 1 月至 2011 年 7 月 1 日期间逐步实施 (表 5.28)。北京、上海和广东省的柴油硫限值均为 50ppm。2012 年北京已经达到了 10ppm 柴油。<sup>49</sup>

<sup>48</sup> 北京市是 2012 年 8 月实施了 10ppm 汽油标准, 但未纳入本报告模型的基准情景

<sup>49</sup> 北京市是 2012 年 8 月实施了 10ppm 柴油标准, 如前所述未纳入本报告模型的基准情景

表 5.28: 中国当前选用的柴油规格

国家	燃料类型	硫 (ppm,最高)	十六烷指 数	20° C 时的密度(kg/m <sup>3</sup> ,最高)
中国北京	车用	50	46	845
中国国内	车用	350	43	850

来源: Hart 能源国际燃料质量中心

#### 5.4.4 原油品种结构

中国正在大量投资以维持原油产出量和发展新产能。从中期来看,在 2015-2020 时间框架内,预计产量会缓慢增长,从 2010 年的 380 万桶/天增加到超过 400 万桶/天。渤海湾的近海油田和新疆也会有大幅增长。

中国出产的原油绝大多数是低硫原油,比重平均为 31.4° API,硫含量为 0.27wt%。大约 50%的进口原油来自中东,大约 30%的进口原油来自非洲。总的原油品种结构(国产和进口)包括 48%的国产原油和 52%的进口原油。

#### 5.4.5 中国炼油厂产能和产能集合

中国有 56 家主要的炼油厂(表 5.29)。中石化(Sinopec)运营 26 家,中石油(CNPC)运营 23 家,中海油(CNOOC)运营 3 家,陕西延长石油公司(SYPC)运营 3 家,中国化工集团(ChemChina)运营 1 家。还有一些独立公司运营的小型炼油厂,最大的 10 家炼油厂 2010 年的总炼制产能约为 780000 桶/天。这些小炼油厂有时也称为“茶壶”,因为它们的规模相对较小,而且下游加工产能有限。大多数独立的小炼油厂都位于北京以南的山东省。

表 5.29: 中国的炼油厂

公司	位置/炼油厂名称	产能(桶/天)
中石化	北京燕山	220000
中石化	广州	250000
中石化	金陵	270000
中石化	九江	130000
中石化	茂名	270000
中石化	齐鲁	210000
中石化	上海高桥	250000
中石化	武汉	170000
中石化	镇海炼化化工分公司	460000
中石化	安庆	110000
中石化	长岭	160000
中石化	洛阳	160000
中石化	青岛石化有限公司	100000
中石化	沧州	70000
中石化	荆门	120000
中石化	石家庄炼化分公司	100000
中石化	上海石化	280000
中石化	天津	250000
中石化	扬子石化	180000
中石化	塔河	100000
中石化	巴陵	80000
中石化	福建联合石油化工有限公司	240000
中石化	海南石化	160000
中石化	济南	100000
中石化	青岛炼化	200000
中石化	湛江东兴石油化工有限公司	100000
中石油	抚顺石化	200000
中石油	锦西	140000
中石油	大庆炼化分公司	160000
中石油	兰州石化公司	200000
中石油	吉林	200000
中石油	锦州石化公司	140000
中石油	独山子石化公司	200000
中石油	大港石化公司	100000
中石油	辽阳	200000
中石油	克拉玛依石化公司	70000
中石油	乌鲁木齐	110000
中石油	大连石化	400000
中石油	大连西太平洋石油化工有限公司	200000

公司	位置/炼油厂名称	产能(桶/天)
中石油	宁夏	100000
中石油	长庆石化	100000
中石油	钦州石化	200000
中石油	前郭石化	50000
中石油	华北	100000
中石油	庆阳	60000
中石油	辽河石化	100000
中石油	辽宁振华石油	200000
中石油	任丘	100000
中石油	哈尔滨	100000
中海油	惠州	240000
中海油	大榭石化	120000
中海油	中海沥青	60000
陕西延长石油公司	延安	160000
陕西延长石油公司	永平	90000
陕西延长石油公司	榆林	60000
中国化工集团	青岛山东昌邑石化	160000
独立公司	各个地方	1640000

注：

(CNPC=中国石油天然气集团公司；CNOOC=中国海洋石油总公司；SYPC=陕西延长石油（集团）公司)

中国模拟炼油厂组按照炼油厂产能、配置结构以及产品去向进行定义。五组炼油厂的原油和下游产能参见表 5.30，并规定如下：

**A 组：深度转化焦化、裂化以及加氢裂化**-这些是中国最复杂的炼油厂，具有深度转化能力，包括加氢裂化、流化床催化裂化以及焦化。本组包括轻油加工能力，是唯一一组配备有烷基化聚合单元的炼油厂组。本组有 14 家炼油厂，产能范围处于 130000 桶/天到 460000 桶/天（中国最大的）。

**B 组：深度转化焦化和催化裂化**-和 A 组类似，具有深度转化能力，但缺少汽油加氢处理能力。本组有 6 家炼油厂，产能范围处于 100000 桶/天到 200000 桶/天。

**C 组：复杂焦化和加氢裂化**-与 A 组一样具有加氢裂化和焦化单元，但缺少流化床催化裂化。本组有 14 家炼油厂，产能范围处于 70000 桶/天到 280000 桶/天。

**D 组：复杂催化裂化和/或加氢裂化**-与 B 组和 C 组类似，但缺少焦化单元。

**E 组：其他独立炼油厂**-这些炼油厂最简单，很少情况下有小规模加氢处理石脑油或渣油，小型独立设施转化能力有限。独立炼油厂集中在本组。

关于中国炼制产能的准确公开数据有限。表 5.30 中的数据由 Hart 能源公司基于可用的公开数据和精选的专有来源编制。数据具有一定的不确定性。特别是新增产能方面的数据，为了满足新发布的汽柴油硫含量要求，新增了一部分汽油和馏出物脱硫的产能。就汽油而言，汽油脱硫能力需要远远高于最初确定的且符合现有的 150ppm 硫限值的脱硫能力。因此而增加的附加生产能力，并未在公司编制的汇总表中明确列出。

## 5.4.6 模拟炼油厂分组的输入和输出

表 5.31 提供了五个模拟炼油厂组中每个炼油厂组原油输入的明细。本表也显示了每个模拟炼油厂组中主要的原油重度和硫的情况。A 组炼油厂加工的高硫原油量最大。A 组加工原油的平均 API 重度和硫含量分别是 32.5°API 和 0.88wt% 硫。B、C 和 D 组炼油厂加工的原油与此相似，平均重度范围为 31°到 33°API，硫含量范围为 0.8wt% 到略低于 0.6wt%。E 组炼油厂加工的国产低硫原油的百分比最高（59%），平均比重为 32.7°API，硫含量为 0.47wt%。

中国各炼油厂组的炼制产品输出见表 5.32。中国整个炼制行业的平均产品分布为：石脑油，13%；汽油，19%；柴油/馏出物 36%；润滑油、沥青和其他产品，16%。从其分类可以看出，与 E（28%）相比，A 组到 D 组生产的柴油份额更大（35% - 40%）。A 组到 D 组炼油厂也生产更大份额的汽油和石脑油。从汽油和柴油的相对比例来看，A 组到 D 组的产品品种构成略有差别，但差别范围很少，汽油为 15% 到 26%，柴油为 35% 到 40%。

表 5.30: 中国炼油厂的炼油厂集合  
(千桶/天)

公司	位置	原油	真空	轻油加工			转化					加氢处理				
				重整	C5/C6 异构化	烷基化聚合	焦化	其他热	催化裂化		加氢裂化	汽油	石脑油	中间馏分	重质瓦斯油	渣油
									FCC	RFCC						
<b>A 组: 深度转化焦化、裂化以及加氢裂化</b>																
中石化	北京燕山	220000	120000	16000			28000		80000		66000	20000	12000	16700	30000	
中石化	广州	250000	100000	28000		1000	44000		54000		24000		22000	84000		
中石化	金陵	270000	120000	12000		1000	66000		44000		102000			54000		
中石化	九江	130000	70000	3000			20000		44000		18000			32000		
中石化	茂名	270000	140000	44000		1000	40000		66000		42000		16000	56000	60000	
中石化	齐鲁	210000	120000	12000		3000	73000		46000	30000	39000		10000	19000	18000	35000
中石化	上海高桥	250000	120000	16000		1000	52000		58000		28000	25000	15000	96000		
中石化	武汉	170000	90000	2000		1000	44000		44000		40000			38000		
中石化	镇海炼油化工分公司	460000	200000	60000		1000	70000		96000		50000	30000	58000	109000	27000	
中石油	抚顺石化	200000	120000	23000		3000	48000		80000		40000		21000	23000	25000	
中石油	锦西	140000	60000	12000		1000	30000		36000	20000	20000	28000	11000	47000		
中石油	大庆炼化分公司	160000	50000			1000	25000			56000	48000					16000
中国化工集团	青岛山东昌邑石化	160000	40000	20000			20000		16000		20000		19000	94000		
中石油	兰州石化公司	200000	65000	12000		1000	28000		28000	60000	28000		11000	36000		
A 组总计		3090000	1415000	260000	0	15000	588000	0	692000	166000	565000	103000	195000	704700	160000	51000
<b>B 组: 深度转化焦化和催化裂化</b>																

公司	位置	原油	真空	轻油加工			转化					加氢处理				
				重整	C5/C6 异构化	烷基化聚合	焦化	其他热	催化裂化		加氢裂化	汽油	石脑油	中间馏分	重质瓦斯油	渣油
									FCC	RFCC						
中石化	安庆	110000	70000	4400		1000	30000		42000				4400	32000		
中石化	长岭	160000	60000	10000			26000		30000	44000			10000	39200		
中石化	洛阳	160000	80000	14000		2000	44000			56000			14000	45000		40000
中石化	青岛石化有限公司	100000	50000	30000			32000		12000	28000			30000			
中石油	吉林	200000	60000				20000		36000						24000	
中石油	锦州石化公司	140000	70000	12000			40000		72000				12000			
未明确												65000				
<b>B 组总计</b>		<b>870000</b>	<b>390000</b>	<b>70400</b>	<b>0</b>	<b>3000</b>	<b>192000</b>	<b>0</b>	<b>192000</b>	<b>128000</b>	<b>0</b>	<b>65000</b>	<b>70400</b>	<b>116200</b>	<b>24000</b>	<b>40000</b>
<b>C 组：复杂焦化和加氢裂化</b>																
中石化	沧州	70000	40000	4000			24000				24000		3000			
中石化	荆门	120000					24000							44000		
中石化	石家庄炼化分公司	100000	30000	12000			16000				20000		11000			
中石化	上海石化	280000	100000	10000			44000				60000		7000	106000		
中石化	天津	250000	100000	32000			24000				102000		27000			
中石化	扬子石化	180000	90000	28000			32000				60000		25000	24000		
中石化	塔河	100000		3000			68000						3000	20000		
中石油	独山子石化公司	200000	80000				25000				40000			100000		
中石油	大港石化公司	100000	20000				2000				20000					
中石油	辽阳	200000	85000	10000			32000				32000		9000	96000		
中石油	克拉玛依石化公司	70000	50000	12000			30000						12000			
中石油	乌鲁木齐	110000	50000	3000			28000						3000			
中海油	惠州	240000	130000	40000			84000				152000		23000	40000		
中海油	大榭石化	120000	60000	16000			48000				34000		14000			



公司	位置	原油	真空	轻油加工			转化					加氢处理				
				重整	C5/C6 异构化	烷基化聚合	焦化	其他热	催化裂化		加氢裂化	汽油	石脑油	中间馏分	重质瓦斯油	渣油
									FCC	RFCC						
<b>C 组总计</b>		<b>2140000</b>	<b>835000</b>	<b>170000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>481000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>544000</b>	<b>0</b>	<b>137000</b>	<b>430000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>D 组：复杂催化裂化/或加氢裂化</b>																
中石化	巴陵	80000		14000		1500				44000			14000			
中石化	福建联合石油化工有限公司	240000		26000		1500					42000		24000	67000		25000
中石化	海南石化	160000		25000						56000	24000		24000	46000		
中石化	济南	100000								44000				36000		
中石化	青岛炼化	200000	80000	30000					58000		70000		26000	94000		
中石化	湛江东兴石油化工有限公司	100000	40000	10000							24000		<b>9000</b>			
中石油	大连石化	400000	180000	44000		2000				44000	70000	72000	40000	140000		40000
中石油	大连西太平洋石油化工有限公司	200000	90000	12000		2500					60000	30000		11000	40000	
中石油	宁夏	100000	60000	18000						52000			18000			
中石油	长庆石化	100000	40000								44000	24000				
中石油	钦州石化	200000	85000	44000						70000			44000	48000		
中石油	前郭石化	50000	30000	30000						30000			30000	30000		
中石油	华北	100000	60000	18000						56000			18000	36000		
中石油	庆阳	60000	40000							32000						
中石油	辽河石化	100000										20000				
陕西延长石油公司	延安	160000	100000	6000						72000			6000			
未明确													40000			
<b>D 组总计</b>		<b>2350000</b>	<b>805000</b>	<b>277000</b>	<b>0</b>	<b>7500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>414000</b>	<b>318000</b>	<b>306000</b>	<b>40000</b>	<b>264000</b>	<b>537000</b>	<b>0</b>	<b>65000</b>

公司	位置	原油	真空	轻油加工			转化					加氢处理					
				重整	C5/C6 异构化	烷基化聚合	焦化	其他热	催化裂化		加氢裂化	汽油	石脑油	中间馏分	重质瓦斯油	渣油	
									FCC	RFCC							
计																	
E 组：其他独立公司																	
中石油	辽宁振华石油	200000															
中石油	任丘	100000															
中石油	哈尔滨	100000		12000									12000				25000
中海油	中海沥青	60000															
陕西延长石油公司	永平	90000		3000									3000				
陕西延长石油公司	榆林	60000															
其他	独立公司	1640000	800000	3000			400000		220000		300000						
未明确												35000					
E 组总计		2250000	800000	18000	0	0	400000	0	220000	0	300000	35000	15000	0	0		25000
中国总计		10700000	4245000	795400	0	25500	1661000	0	1518000	612000	1715000	243000	681400	1787900	184000		181000
公司概述																	
中石化		4740000	1820000	445400	0	15000	801000	0	674000	302000	835000	75000	364400	1057900	135000		100000
中石油		3430000	1295000	262000	0	10500	308000	0	536000	310000	374000	28000	252000	596000	49000		81000
其他		2530000	1130000	88000	0	0	552000	0	308000	0	506000	0	65000	134000	0		0
未明确												140000					
中国总计		10700000	4245000	795400	0	25500	1661000	0	1518000	612000	1715000	243000	681400	1787900	184000		181000

表 5.31: 中国模拟炼油厂原油输入 (2010 年)  
(千桶/天)

原油来源	A 组	B 组	C 组	D 组	E 组	总计
中东	1015	160	354	435	101	2065
南美洲	120	0	38	100	5	263
俄罗斯/独联体	113	100	135	0	80	428
国内高硫	200	235	253	0	80	768
总计高硫	1448	495	792	535	266	3524
非洲	325	15	251	440	186	1217
亚洲	10	15	15	125	15	180
国内低硫	877	205	678	830	440	3030
总计低硫	1212	235	939	1395	641	4427
原油加工总计	2660	730	1724	1930	907	7951
平均 API 重度	32.5	31.2	32.2	33.2	32.7	32.5
平均 wt%硫	0.88	0.80	0.66	0.57	0.47	0.70

来源: 哈特能源咨询公司编制 (2010 年)

表 5.32: 中国炼油厂各组的炼制产品输出 (2010 年)  
(千桶/天)

产品	A 组	B 组	C 组	D 组	E 组	总计
LPG	320	108	20	183	50	<b>681</b>
石脑油	400	60	280	157	225	<b>1122</b>
汽油	525	230	247	508	150	<b>1660</b>
喷气燃料/煤油	161	21	83	85	7	<b>358</b>
柴油/馏出物	1029	266	700	740	390	<b>3125</b>
参与燃料	24	9	55	111	190	<b>389</b>
其他	341	66	421	186	358	<b>1371</b>
产品输出总计	<b>2800</b>	<b>760</b>	<b>1807</b>	<b>1970</b>	<b>1370</b>	<b>8707</b>

来源: 哈特能源咨询公司编制 (2010 年)

## 6.0 炼油厂建模分析结果

本节论述炼油厂建模分析的结果（第 3 和 4 节所述）。本节分为六个部分。

1. 背景
2. ULSD 和 ULSD 生产预估成本，按国家
3. ULSD 和 ULSD 生产预估成本，按炼油厂组别和国家
4. ULSD 和 ULSD 预估成本论述
5. 附加结果：符合欧 5 标准
6. 附加结果：中国的汽油 RVP 控制

### 6.1 背景

本分析涵盖了第 4 和 5 节规定的模拟炼油厂组（墨西哥为单个炼油厂）：

- ◆ 印度：炼油厂组，按表 4.1 和 5.6 的规定。
  - A：大型出口炼油厂
  - B：高馏出物转化炼油厂
  - C：小型、无硫原油炼油厂
  - D：中等转化炼油厂
  - E：过渡期炼油厂
- ◆ 墨西哥：单个炼油厂，按表 4.2 和 5.14 的规定。
  - 卡德雷塔
  - 马德罗
  - 米纳蒂特兰
  - 萨拉曼卡
  - 萨利纳克鲁斯
  - 伊达尔戈州图拉
- ◆ 巴西：炼油厂组，按表 4.3 和 5.22 的规定。
  - A：转化炼油厂，无焦化
  - B：转化炼油厂，有焦化
  - C：小型简单的炼油厂
  - D：过渡期炼油厂
- ◆ 中国：炼油厂组，按表 4.4 和 5.30 的规定。
  - A：深度转换炼油厂，有加氢裂化
  - B：深度转换炼油厂，无加氢裂化
  - C：复杂焦化和加氢裂化炼油厂
  - D：转化炼油厂，无焦化
  - E：其他炼油厂
  - F：过渡期炼油厂

对每个国家的每个炼油厂组（或墨西哥的单个炼油厂），本分析均提供了炼油厂投资、基准值和各国具体的生产分别符合 50ppm 和 10ppm 硫含量标准的 ULSG 和 ULSD 的炼制成本预估值。<sup>50</sup>

如第 4.6 节所述，炼油厂建模所得的基准硫控制成本基于和所有国家都一样的一组投资参数。因此，基准硫控制成本仅反映了每个国家所特有的技术因素（如汽油和柴油燃料中的基准硫水平，现有的工艺产能情况，汽油/柴油比，等），而没有考虑各国融资成本、税率或其他相关投资政策的影响。

相反，炼油厂建模所得的各国具体的硫控制成本不仅反映了技术因素，还反映了每个国家独特的金融和政策因素。

分析还得出（适当情况下）满足欧 5 汽油和柴油标准的预估附加成本。最后，分析得出在中国（仅限于中国）控制夏季汽油 RVP 至 60kPa(8.7 psi)的炼制投资和炼制成本预估值。

## 6.2 ULSF 生产的预估成本：结果汇总，按国家

四个国家现有的炼油厂：

- ◆ **图 6.1a 和 6.1b** 通过基准和各国具体的投资参数，显示了汽油硫控制至 50ppm（墨西哥为 30ppm）和 10ppm 的预估全国平均炼制成本（美分/升）。
- ◆ **图 6.2a 和 6.12b** 通过基准和各国具体的投资参数，显示了柴油硫控制至 50ppm（墨西哥除外）和 10ppm 的预估全国平均炼制成本（美分/升）。
- ◆ **表 6.1a**（印度和墨西哥）和 **6.2b**（巴西和中国），通过基准和各国具体投资参数的预估资本费用，显示了汽油和柴油硫控制的预估全国和平均每升的炼制成本（融资费用和精炼生产炼制部分运营成本）。

**表 6.1a 和 6.1b** 也显示了为符合规定的欧 5 汽油和柴油标准（表 4.10 所示）而增加的成本（超过 10ppm 硫标准的成本）。炼油厂建模分析表明，在大多数国家和炼油厂组中，除了汽油辛烷和（某些情况下）柴油十六烷外，符合 10ppm 硫标准的汽油和柴油也符合欧 5 标准。<sup>51</sup>在墨西哥和中国，附加成本的产生是因为一些炼油厂/炼油厂组要符合苯标准。

每个国家的预估炼制成本（美分/升）是各国炼油厂组预估炼制成本按产量的加权平均。每个国家炼油厂投资（百万美元/年）的预估融资费用基于该国炼油厂组预估投资的总和。

过渡期炼油厂，（仅限于）印度、巴西和中国。

- ◆ **图 6.3a 和 6.3b** 通过基准和各国具体的投资参数，显示了汽油和柴油硫控制至 10ppm 的预估平均炼制成本（美分/升）。
- ◆ **表 6.2** 通过基准和各国具体的投资参数，显示了汽油和柴油硫控制至 10ppm 的预估全国和平均每升炼制成本（精炼生产融资费用和炼制部分运营成本）。

过渡期炼油厂假定为已经直接生产<50ppm 硫的 ULSG 和 ULSD。因此，**图 6.3a 和 6.3b** 以及**表 6.2** 并未展示出任何国家这一部分过渡期炼油厂生产 50ppm 硫含量标准的炼制成本和投资，并且所给出的 10ppm 标准成本和投资大大低于各国家现有炼油厂生产 10ppm 所需的成本和投资。

<sup>50</sup> 鉴于墨西哥的现有（基准）标准，本分析中考虑的墨西哥汽油硫标准为 30ppm（不是 50ppm）和 10ppm，柴油硫标准为 10ppm。

<sup>51</sup> 我们并未限制炼油厂模型来符合欧 5 辛烷标准，正如第 4.7.2 节所述，欧 5 辛烷标准高于当前车辆管理的要求，现在没有哪个国家考虑强制执行这些标准。

图 6.3a 和 6.3b 以及表 6.2 不含墨西哥的预估值，因为墨西哥没有建造过渡期炼油厂的计划。

图 6.1a: 当前炼油厂汽油硫标准的预估成本-基准投资参数  
(美分/升)

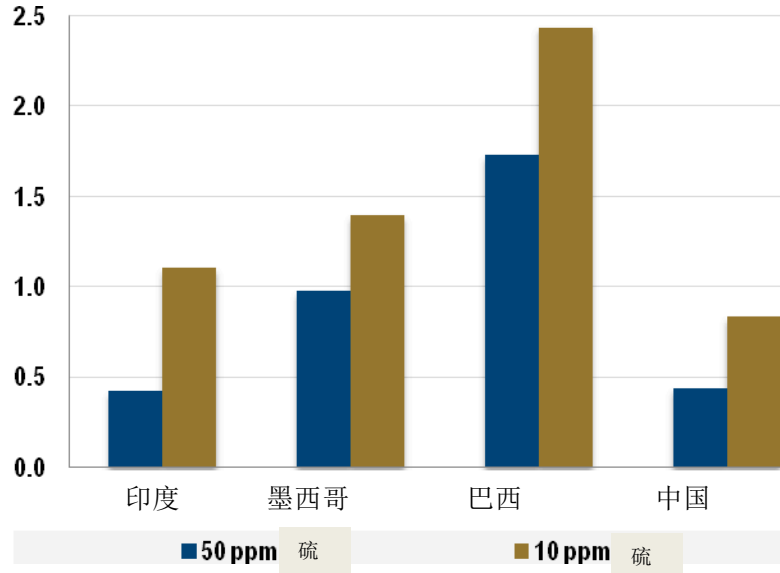


图 6.1b: 当前炼油厂汽油硫标准的预估成本-各国具体的投资参数  
(美分/升)

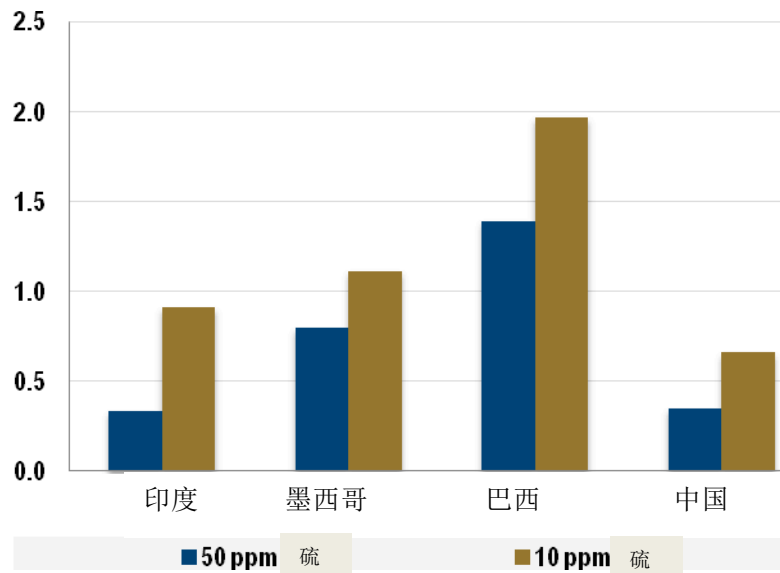


图 6.2a: 当前炼油厂车用柴油燃料硫标准的预估成本-基准投资参数  
(美分/升)

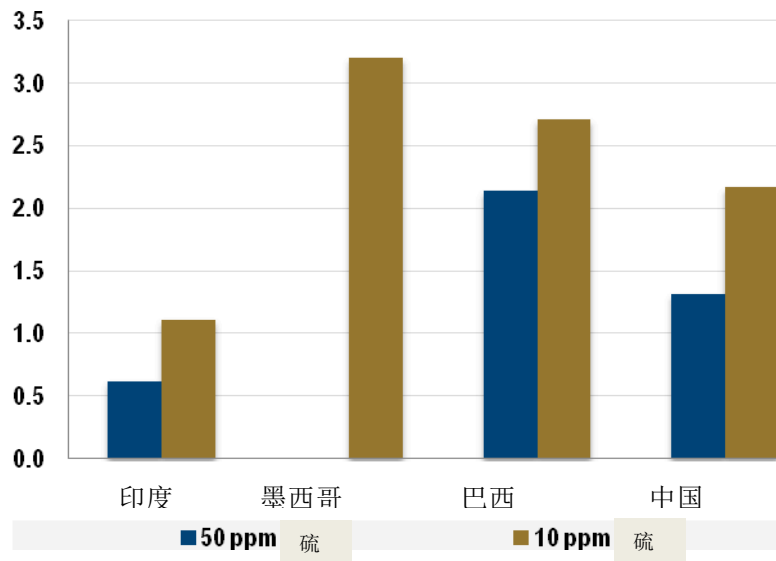


图 6.2b: 当前炼油厂车用柴油燃料硫标准的预估成本-各国具体的投资参数  
(美分/升)

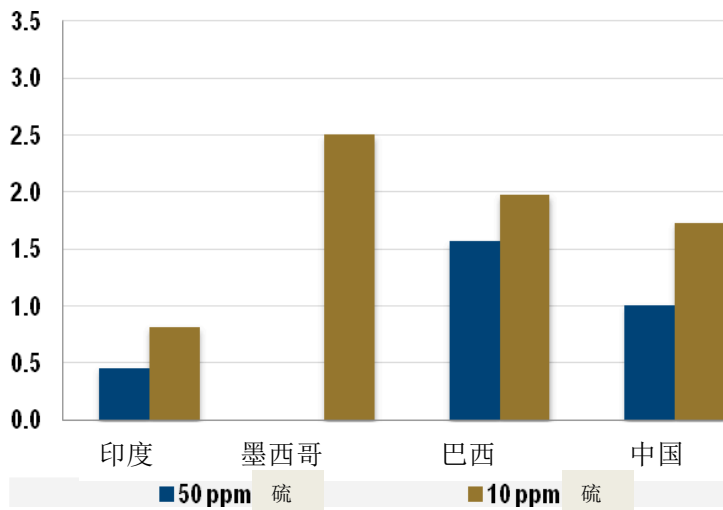


表 6.1a: 当前炼油厂汽油和柴油燃料硫标准的预估成本，按投资参数类型：  
印度和墨西哥

Parameters	India				Mexico			
	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur	
	Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel
<b>BASELINE INVESTMENT PARAMETERS</b>								
Increased Refining Cost (\$MM/y)	146	635	874	1,263	313	1,047	1,177	1,177
Capital Charge & Fixed Costs	98	526	652	1,008	216	812	924	924
Refining Operations <sup>2</sup>	48	110	223	255	97	234	254	254
<b>Per Liter Refining Cost (¢/liter)</b>								
Finished Gasoline	0.4	0.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.4	1.4
On-Road Diesel Fuel <sup>2</sup>		0.6	0.6	1.1		3.2	3.2	3.2
<b>Added Cost of Euro 5 Standards</b>								
Finished Gasoline (¢/liter)				-			0.1	0.1
On-road Diesel (¢/liter) <sup>2</sup>				-				-
<b>COUNTRY-SPECIFIC INVESTMENT PARAMETERS</b>								
Increased Refining Cost (\$MM/y)	117	480	682	966	255	828	929	929
Capital Charge & Fixed Costs	69	371	460	711	158	594	675	675
Refining Operations <sup>2</sup>	48	110	223	255	97	234	254	254
<b>Per Liter Refining Cost (¢/liter)</b>								
Finished Gasoline	0.3	0.3	0.9	0.9	0.8	0.8	1.1	1.1
On-Road Diesel Fuel <sup>2</sup>		0.5	0.5	0.8		2.5	2.5	2.5
<b>Added Cost of Euro 5 Standards</b>								
Finished Gasoline (¢/liter)				-			0.1	0.1-
On-road Diesel (¢/liter)				-				-

**Note:**<sup>1</sup> Gasoline 30 ppm and Diesel 10 ppm<sup>2</sup> Includes cost of cetane enhancer, if any.



表 6.1b: 当前炼油厂汽油和柴油燃料硫标准的预估成本, 按投资参数类型:  
巴西和中国

参数	巴西				中国			
	50ppm 硫		10ppm 硫		50ppm 硫		10ppm 硫	
	仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油
<b>基准投资参数</b>								
增加的炼制成本 (百万美元/年)	480	1504	1701	1975	443	1543	1956	2660
资本费用和固定成本	321	1257	1383	1648	286	1082	1397	1688
精炼生产 <sup>1</sup>	159	246	318	327	157	461	559	972
<b>每升炼制成本 (美分/升)</b>								
成品汽油	1.7	1.7	2.4	2.4	0.4	0.4	0.8	0.8
车用柴油燃料 <sup>1</sup>		2.1	2.1	2.7		1.3	1.3	2.2
<b>欧 5 标准增加的成本</b>								
成品汽油 (美分/升)				-				-
车用柴油 (美分/升) <sup>1</sup>				0.3				0.2
<b>各国具体的投资参数</b>								
增加的炼制成本 (百万美元/年)	387	1140	1300	1498	353	1204	1518	2131
资本费用和固定成本	228	893	983	1170	196	743	959	1159
精炼生产 <sup>1</sup>	159	246	318	327	157	461	559	972
<b>每升炼制成本 (美分/升)</b>								
成品汽油	1.4	1.4	2.0	2.0	0.3	0.3	0.7	0.7
车用柴油燃料 <sup>1</sup>		1.6	1.6	2.0		1.0	1.0	1.7
<b>欧 5 标准增加的成本</b>								
成品汽油 (美分/升)				-				-
车用柴油 (美分/升) <sup>1</sup>				0.3				0.2

注:

<sup>1</sup>包括十六烷值改进剂成本, 如有。

图 6.3a: 过渡期炼油厂 10ppm 硫标准的预估成本-基准投资参数  
(美分/升)

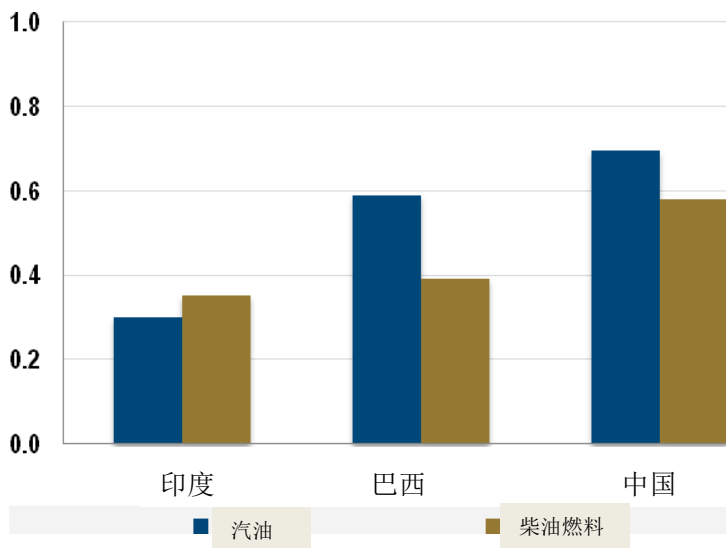


图 6.3b: 过渡期炼油厂 10ppm 硫标准的预估成本-各国具体的投资参数  
(美分/升)

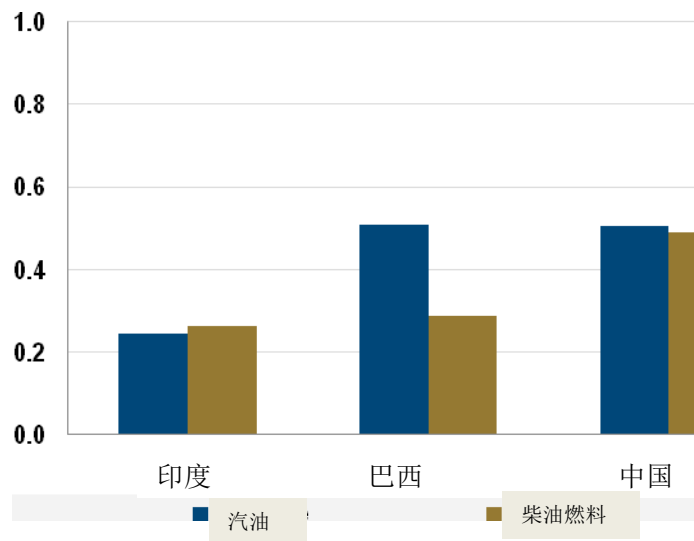


表 6.2: 过渡期炼油厂汽油和柴油燃料硫标准的预估成本，  
按国家和投资参数类型

参数	印度		墨西哥		巴西		中国	
	10ppm 硫		10ppm 硫		10ppm 硫		10ppm 硫	
	仅汽油	汽油和柴油	汽油和柴油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油
<b>基准投资参数</b>								
增加的炼制成本（百万美元/年）	42	174			53	122	152	299
资本费用和固定成本	27	141			26	90	134	204
精炼生产 <sup>2</sup>	15	33			27	32	18	95
<b>每升炼制成本（美分/升）</b>								
成品汽油	0.3	0.3			0.6	0.6	0.7	0.7
车用柴油燃料 <sup>2</sup>		0.4				0.4		0.6
<b>欧 5 标准增加的成本</b>								
成品汽油（美分/升）		-		-		-		-
车用柴油（美分/升） <sup>2</sup>		-				0.3		0.3
<b>各国具体的投资参数</b>								
增加的炼制成本（百万美元/年）	34	133			45	95	110	235
资本费用和固定成本	19	99			18	64	92	140
精炼生产 <sup>2</sup>	15	33			27	32	18	95
<b>每升炼制成本（美分/升）</b>								
成品汽油	0.2	0.2			0.5	0.5	0.5	0.5
车用柴油燃料 <sup>2</sup>		0.3				0.3		0.5
<b>欧 5 标准增加的成本</b>								
成品汽油（美分/升）		-				-		-
车用柴油（美分/升） <sup>2</sup>		-				0.3		0.3

注：

<sup>1</sup>30ppm 汽油，10ppm 柴油。

<sup>2</sup>包括十六烷值改进剂成本，如有。

### 6.3 ULSF 生产的预估成本：详细结果，按国家和炼油厂组

图 6.4a（印度）、6.4b（墨西哥）、6.4c（巴西）和 6.4d（中国）通过（仅用）基准投资参数，显示了按炼油厂组（或墨西哥为炼油厂）的汽油和车用柴油燃料硫控制至 50ppm 和 10ppm 的预估炼制成本（美分/升）。

表 6.3（印度）、6.4（墨西哥）、6.5（巴西）和 6.6（中国）显示了每个国家各炼油厂组（或墨西哥为炼油厂）的详细炼油厂建模分析结果。

这四个表涵盖了通过基准投资参数分析的所有研究情景。四个表显示了先前表格中所有的预估成本和本节中的数据，以及仅存在于这些表格中的很多附加结果。因为表格较大，所以表 6.3、6.4、6.5 和 6.6 都放在第 6 节的最后。

图 6.4a: 硫标准的预估成本，按炼油厂组：印度基准投资参数  
(美分/升)

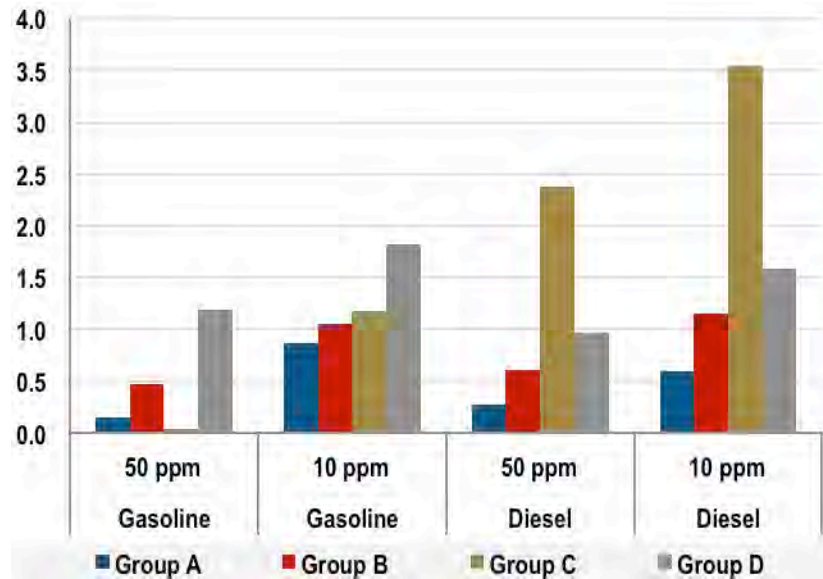


图 6.4b: 硫标准的预估成本，按炼油厂组：墨西哥基准投资参数  
(美分/升)

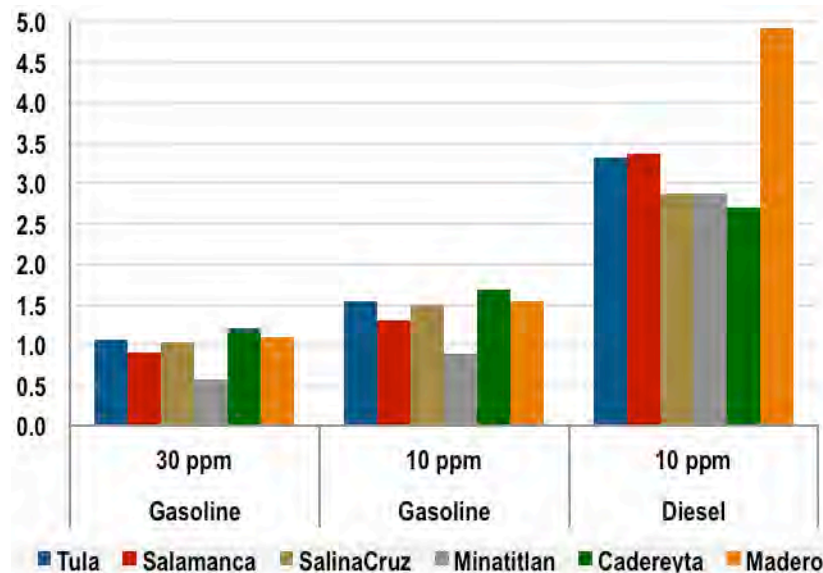


图 6.4c: 硫标准的预估成本, 按炼油厂组: 巴西基准投资参数  
(美分/升)

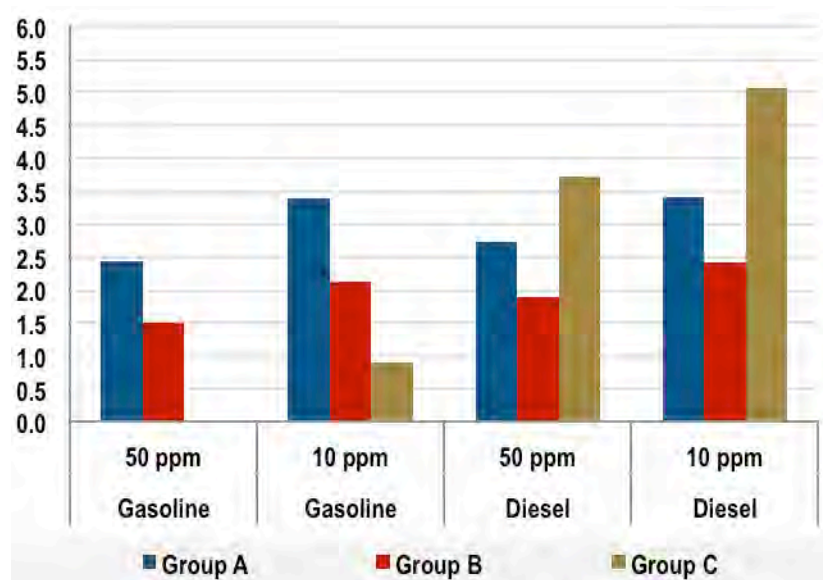
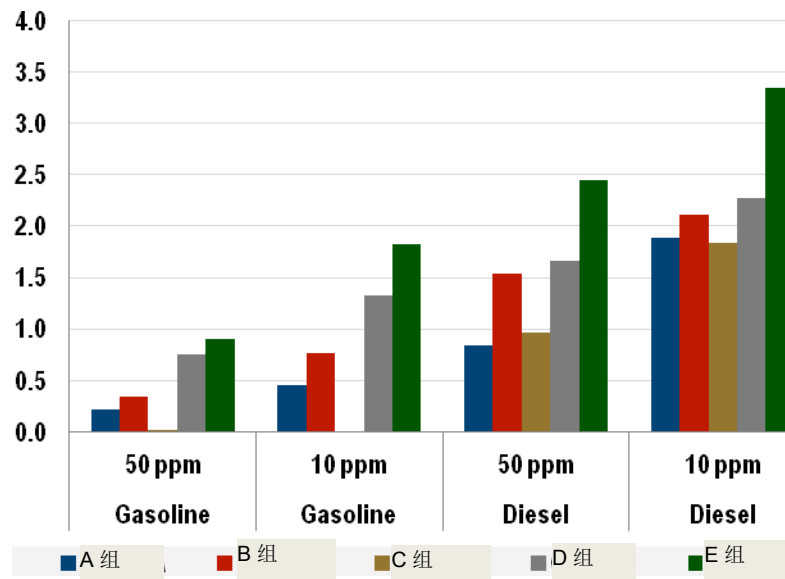


图 6.4d: 硫标准的预估成本, 按炼油厂组: 中国基准投资参数  
(美分/升)



以下是关于表 6.3、6.4、6.5 和 6.6 的结构和内容的简述。

**纵栏**

针对一个具体炼油厂组（或墨西哥单个炼油厂）的每一栏都显示了建模情景-基准情景（标为基准情景）或研究情景的结果，代表炼油厂组汽油和柴油燃料生产符合硫标准的具体组合。

例如，在表 6.3（印度）中，炼油厂组 A/50ppm 硫/仅汽油（A 组标题下）显示了一个研究情景的结果，其中炼油厂组 A 中的炼油厂生产（1）符合 50ppm 硫标准的汽油，以及（2）依然为预估基准硫水平（154ppm）的柴油燃料。另一栏中，炼油厂组 A/50ppm 硫/汽油和柴油，显示了一个研究情景的结果，其中炼油厂组 A 中的炼油厂生产符合 50ppm 硫标准的汽油和柴油。

标题当前炼制行业下的每一栏均显示了全国结果：产量加权平均和全国所有炼油厂组的结果总和。

例如，表 6.3（印度）中的当前炼制行业/50ppm 硫/汽油和柴油显示了全国结果集，涵盖了所有研究情景，情景中现有炼油厂均生产符合 50ppm 硫标准的汽油和柴油燃料。

## 横行

每行均包含具体的输入或从代表各炼油厂组的炼油厂模型所得的解决方案的结果。<sup>52</sup>

- ◆ 原油吞吐量（千桶/天）是送往炼油厂组的总原油供料。
- ◆ 其他输入（千桶/天）是非原油炼油厂输入的总供料，例如半成品油和汽油掺混原料。
- ◆ 炼制产品输出（千桶/天）是炼油厂组具体的总产品输出，分为各个产品类别：汽油、车用柴油燃料和所有其他炼制产品。
- ◆ 投资（百万美元）表示需要满足指定硫标准的新炼制设施（包括扩建和改进现有产能）的投资总值（单位为百万美元）。投资细分为工艺类别：汽油加氢处理、柴油燃料（馏出物）加氢处理、专用氢生产和所有其他炼制工艺。
- ◆ 增加的炼制成本（百万美元/年）是以下各项之和，（1）与用于硫控制的新炼制产能投资相关的融资费用（和固定成本），以及（2）精炼生产直接成本的变化（其组成部分项目列于第 4.4.2 节），概括为炼制模型中表示的所有炼制工艺。（柴油燃料直接成本的变化也包括适用情况下辛烷值提高剂成本的变化。）

仅显示了基准投资参数的结果。

- ◆ 每升炼制成本（美分/升）是增加的炼制成本（百万美元/年）除以脱硫汽油和柴油的量（加仑/年），视情况而定。显示了两组值：一组通过基准投资参数计算所得，另一组通过各国具体的投资参数计算所得。
- ◆ 欧 5 标准增加的成本（美分/升）是为符合欧 5 汽油和柴油燃料标准而非硫含量标准的附加炼制成本（超过 10ppm 硫标准的成本）。分析结果表明，成本发生存在于添加十六烷值改进剂以符合柴油燃料十六烷标准（51CN）、符合汽油苯标准（1.0 vol%）的炼油厂投资和运行成本。
- ◆ 专用氢生产（百万立方英尺/天）表示炼油厂组专用炼油厂氢装置生产（或从商业氢供应商处购买）的附加氢消耗量，以支持附加汽油和柴油燃料脱硫，从而符合 50ppm 和 10ppm 硫标准。
- ◆ 工艺费用率（千桶/天）是炼油厂组中三个工艺单元中每一个的费用率：重整、流化床催化裂化以及加氢裂化。<sup>53</sup> 这些工艺通过弥补脱硫过程中损失的汽油辛烷和汽油以及柴油燃料体积支持硫控制。
- ◆ 燃料使用（千 foeb/天）是炼油厂组的预估总燃料消耗（主要是天然气、釜馏气和催化剂焦）。
- ◆ 汽油调和组分总和特性-RVP、芳香烃含量、苯含量、硫含量以及辛烷（RON），均是炼油厂组生产的汽油调和组分总和的预估平均特性。（这些特性的预估值均符合相应的欧 5 标准。）
- ◆ 车用柴油燃料特性-硫含量和十六烷值（非添加或添加）以及 API 重度，均是炼油厂组生产车用柴油燃料调和组分总和的预估平均特性。（所示的印度炼油厂组和墨西哥炼油厂特性的预估值均符合相应的欧 5 标准。）

<sup>52</sup> 炼制产品输出表示炼油厂预估产量，是向炼油厂模型输入的数据。所有其他行均表示模型输出的结果。

<sup>53</sup> 所有这些工艺在第 2 节均有简短描述。

## 6.4 ULSG 和 USLD 生产的预估成本：论述

如上所述，任何地点硫控制的炼制成本均是以下各项之和，（1）脱硫能力中炼油厂投资相关的年度融资费用，以及（2）硫控制相关的附加炼制成本。

对于给定的硫标准，这些成本要素的幅度主要通过这些因素相互影响予以确定。

- ◆ 炼制投资的区域位置因素；<sup>54</sup>
- ◆ 炼油厂生产量；
- ◆ 炼油厂配置结构；
- ◆ 原油品种结构特性（如比重和硫含量）；
- ◆ 产品品种结构（汽油、柴油燃料以及其他产品的相对产量）
- ◆ 汽油和柴油燃料的初始（基准）硫含量<sup>55</sup>
- ◆ 要满足的硫标准（如 50ppm，10ppm）

然而在本研究中，50ppm 和 10ppm 硫标准炼制成本之间的差异主要取决于前三个因素，因为从 50ppm 的硫到 10ppm 的硫仅需要对已经硫化的物质流进一步脱硫。类似地，过渡期炼油厂 10ppm 硫标准的预估成本要低于现有炼油厂的预估成本，因为过渡期炼油厂假定为从 50ppm 基准开始。

以下章节简要论述每个国家对汽油和柴油燃料硫标准有很大影响的因素。

### 6.4.1 印度

#### Gasoline

Refineries in India currently produce gasoline with relatively low sulfur content:  $\leq 150$  ppm. Many refineries already produce substantial volumes of 50 ppm and 30 ppm gasoline.

We estimate that the average sulfur content of the current gasoline pools produced by Refinery Groups A, B, C, and D are about 70 ppm, 120 ppm, 70 ppm, and 150 ppm, respectively. The low sulfur content of the gasoline pool reflects (i) the presence of FCC feed hydrotreating capacity (Group A) and FCC naphtha hydrotreating capacity (Groups A, B, and D) and (ii) the practice of blending heavy FCC naphtha (with sulfur content that is higher than light FCC naphtha) to the distillate pool instead of to the gasoline pool. Group C has no FCC capacity, which accounts for the low sulfur content of its gasoline pool.

For Refinery Groups A, B, and D, reducing gasoline sulfur content to 50 ppm would primarily require the addition of FCC naphtha hydrotreating capacity. Reducing gasoline sulfur content to 10 ppm would require revamping the existing FCC naphtha hydrotreating units and some additions to existing capacity.

In general, investment costs for FCC naphtha hydrotreating capacity would be somewhat lower in India than in other countries, because the FCC naphtha treated by such units would have low sulfur content. However, investment costs for Refinery Groups B and D would be subject to adverse

<sup>54</sup> 表 4.6 示出了本研究中采用的区域位置因素。

<sup>55</sup> 表 6.3（印度），6.4（墨西哥），6.5（巴西）和 6.6（中国）按炼油厂组或炼油厂展示了汽油和柴油的预估基准硫含量。

(high) scale factors, owing to their relatively small size. Refinery Group C (which has no FCC capacity) would meet the 10 ppm sulfur standard through expansion of naphtha desulfurization capacity (with an adverse scale factor).

### Diesel Fuel

As with gasoline, refineries in India currently produce diesel fuel with relatively low sulfur content. Over 60% of diesel fuel currently produced by Refinery Group A meets a 50 ppm sulfur standard; the rest meets a 350 ppm standard. About 30% of diesel fuel currently produced by Refinery Group B meets a 50 ppm sulfur standard; the rest meets a 350 ppm standard. Most of the diesel fuel produced by Refinery Groups C and D meet a 350 ppm standard, and some meets a 50 ppm standard.

The low sulfur content of India's current on-road diesel fuel pool is the result of substantial distillate desulfurization capacity in India's refining sector. Refinery Groups A, B, C, and D have existing distillate hydrotreating capacity sufficient to treat 80%, 70%, 45% and 82%, respectively, of their distillate blendstock volumes to produce on-road diesel fuel.

Refineries in India could meet 50 ppm and 10 ppm on-road diesel fuel standards by adding some additional distillate hydrotreating capacity, revamping some existing distillate hydrotreating capacity to improve capability and adding on-purpose hydrogen capacity.

By virtue of their large average size, Refinery Groups A, B, and D have generally favorable investment scale factors. Refinery Group C, comprised of small refineries, has adverse investment-scale factors. In general, refinery investments costs in India are similar (for similar units and capacities) to those in countries with relatively low investment costs; the investment location factor for India is about 0.98.

## 6.4.2 墨西哥

Refineries in Mexico currently process a mix of heavy and medium sour domestic crude oils, which are high in sulfur content relative to crudes run in the rest of the world. Average API gravity and sulfur content in Mexican crude slates varies by refinery, reflecting refinery configurations. Coking refineries (Cadereyta, Madero and Minatitlan) have crude slates with average gravity in the range of 23.5 °API to 27.9 °API and average sulfur content in the range of 2.5 wt% to 3.3 wt%. Cracking refineries (Tula, Salamanca and Salina Cruz) have lighter, less sour crude slates with average gravity in the range of 28.1 °API to 31.3 °API and average sulfur content in the range of 1.8 wt% to 2.3 wt%.

### Gasoline

Refineries in Mexico currently produce gasoline with average sulfur content of  $\approx$  432 ppm to 693 ppm, including 90,000 to 100,000 b/d of 30 ppm sulfur gasoline. FCC naphtha content in the finished gasoline pool varies from 34% to 47%, higher than in U.S. refineries.

All six refineries produce high-sulfur, full range FCC naphtha ( $\approx$  1,900 ppm sulfur). The three coking refineries (Minatitlán, Cadereyta and Madero) have FCC feed hydrotreating capacity, which produces FCC feed sulfur levels similar to those in the cracking refineries (Tula, Salamanca and Salina Cruz). The Tula refinery has 70,000 b/d of gas oil hydrotreating capacity, including the



original unit and a revamped H-Oil™ unit. This additional hydrotreating capacity allows the refinery to produce 50,000 to 60,000 b/d of 30 ppm sulfur gasoline.

To meet the 30 ppm sulfur standard for all gasoline produced in Mexico, the refineries are installing CDTech™ FCC naphtha hydrotreaters for each FCC train, except those in which the existing FCC feed hydrotreating capacity can contribute to sulfur control. Meeting the 10 ppm sulfur standard would require revamping the new FCC naphtha hydrotreaters. No additional hydrogen production or sulfur recovery capacity would be needed.

### Diesel Fuel

All refineries in Mexico now produce diesel with  $\leq 500$  ppm sulfur, for both on-road and off-road use. The existing distillate hydrotreating capacity is sufficient to meet this standard for the total distillate blendstock volume. However, about 40% of the installed capacity is designed for low severity (low pressure) operations. Producing ULSD would call for revamping this hydrotreating capacity to high severity (high pressure) operations in some refineries and adding new distillate hydrotreating capacity in other refineries (Madero, Salamanca, Minatitlán and Cadereyta) where the cost of revamping low-pressure hydrotreaters is almost the same as installing a grassroots high-severity unit. In addition, producing ULSD would call for investments in hydrogen production and sulfur recovery units.

Refinery investments costs in Mexico are higher than in the other countries of interest, in large part because the assumed location factor for refinery investments in Mexico is 1.35.

## 6.4.3 巴西

### Gasoline

Refinery Groups A and B currently produce gasoline with average sulfur content of  $\approx 350$  ppm to 480 ppm. FCC naphtha accounts for over 60% and 50% of the finished gasoline volumes produced by Refinery Groups A and B, respectively. These percentages are unusually high; substantially higher than the norm in other countries. (In the U.S., for example, FCC naphtha accounts for about 30% to 35% of gasoline volume.)

Refinery Groups A and B have negligible FCC feed hydrotreating capacity, produce high-sulfur full range FCC naphtha ( $\approx 700$  ppm), and have little FCC naphtha hydrotreating capacity. Consequently, the refineries in these groups would have to add substantial amounts of FCC naphtha hydrotreating capacity to produce 50 ppm and 10 ppm gasoline. Further, unit investment costs for this capacity would tend to be high, because of the relatively high sulfur content of the FCC naphtha.

Refinery Group C currently produces gasoline with an average sulfur content of  $\approx 60$  ppm, because the gasoline comprises only straight-run naphthas, reformate, ethanol and some C4s (no FCC naphtha). These refineries would incur only negligible costs to produce 50 ppm gasoline, but would require some investment in naphtha desulfurization to produce 10 ppm gasoline.

### Diesel Fuel

Refinery Groups A and B produce about two-thirds of their on-road diesel fuel to meet an 1800 ppm sulfur standard and about one-third to meet a 500 ppm sulfur standard. Consequently, these

refineries are short of distillate hydrotreating capacity. Existing capacity in Refinery Groups A and B is sufficient to treat only about 24% and 54%, respectively, of total distillate blendstock volume. Consequently, to produce ULSD, the refineries in these groups would have to add substantial new distillate hydrotreating capacity and revamp the existing distillate hydrotreating units to improve their capabilities.

Refinery Group C currently produces diesel fuel with average sulfur content somewhat higher than 400 ppm and has distillate hydrotreating capacity to treat about 75% of distillate blendstock volume. Nonetheless, the cost of producing low-sulfur diesel fuel is relatively high for these refineries because they are small and therefore have high unit investment-scale factors.

In general, refinery unit investments costs in Brazil are somewhat higher (for similar units and capacities) than in the other countries of interest; the location factor assumed for Brazil is about 1.15.<sup>56</sup>

## 6.4.4 中国

### 汽油

中国的炼油厂当前生产的汽油硫含量高于印度，但低于墨西哥和巴西。中国原油品种结构中的硫含量远远低于墨西哥，与巴西差不多（略高一点）。中国原油品种结构中的硫含量使得所生产出的大量掺混到汽油调和组分总和中的加氢裂化石脑油的硫含量相对较低。此外，中国炼油业把相对较多的醚类和乙醇（估计超过 8%）掺混到汽油调和组分总和中。这些因素导致汽油调和组分总和具有相对较低的硫含量，尽管现有的汽油脱硫能力相对较低。但另一方面，很大一部分中国炼油厂有大型 FCC 单元，使得 FCC 石脑油占到 35%到 50%的汽油体积，导致汽油调和组分总和中硫含量较高（FCC 石脑油加氢处理前）。

中国炼油厂的汽油必须符合 150ppm 的硫标准。一些炼油厂已经生产符合 50ppm 硫标准的汽油。我们的初步研究表明，就整个国家而言，2010 年没有实现 150ppm 的限值。我们的研究也表明，因为汽油调和组分总和中 FCC 石脑油的含量相对较高，报告的汽油脱硫能力不足以让全国的炼油厂组都符合 150ppm 汽油硫标准。后来来自中国的报告表明，全国 150ppm 汽油硫标准正在实现，表明现有的汽油脱硫能力比表 5.30 中最初认定的脱硫能力更强。

因此，我们指定了基准情景，以确保所有炼油厂组都能符合 150ppm 的标准。对于 A 组和 C 组而言，汽油调和组分总和最初就低于那个标准。对于 B、D 和 E 组来说，我们根据需要调整了基准情景（基准）FCC 石脑油脱硫能力，以符合 150ppm 的标准。图 5.30 中示出的能力调整为“未识别”公司汽油脱硫能力。

A、B、D 和 E 组主要通过安装附加 FCC 石脑油加氢处理能力来符合 50ppm 汽油硫标准，和其他国家的裂化及焦化炼油厂一样。符合 10ppm 的汽油硫标准需要改进现有的 FCC 石脑油加氢处理单元，并进一步扩建 FCC 石脑油加氢处理能力。

炼油厂组 E 生产的汽油含有很大部分的 FCC 石脑油，因此硫含量比中国其他炼油厂组生产的汽油高。E 组生产的汽油调和组分总和中很高比例的 FCC 石脑油表明，这些炼油厂对于新 FCC 石脑油脱硫能力的投资要求更高，因此符合 50ppm 和 10ppm 硫标准的每升成本就高于其他炼油厂。

<sup>56</sup> However, one knowledgeable source estimates that the location factor for Brazil is considerably higher, in the range of 1.4 to 1.6.

## 柴油燃料

一般而言，中国炼油厂生产的高硫馏出物掺混原料（FCC 轻循环油和焦化器馏出物）的体积大大超过了现有炼油厂的馏出物脱硫能力。中国炼油厂也生产大量的加氢裂化馏出物，一种低硫馏出物掺混原料，部分抵消了所需的脱硫能力。

通过增加馏出物加氢处理能力、改进现有馏出物加氢处理能力以提高脱硫能力以及增加专用氢产能以支持附加脱硫，中国炼油厂能满足 50ppm 和 10ppm 的车用柴油燃料硫标准。

炼油厂组 E 现有的馏出物加氢处理能力很弱，以至于柴油燃料硫控制所需的大多数投资都用于新基础能力而非改进现有单元。

## 6.5 符合欧 5 汽油和柴油燃料排放标准质量规格的附加炼制成本

符合欧 5 排放要求的汽油和柴油燃料规格比 10ppm 硫标准更严格（因此可能更昂贵）。欧盟燃料质量法规中规定的标准不仅包括汽油和柴油燃料的 10ppm 硫标准，还包括很多其他的汽油和柴油燃料特征标准（在硫控制情景中并未考虑这些标准）。

炼制分析包括附加的研究情景，情景解决了符合欧 5 汽油和柴油燃料排放标准的要素。表 4.12 和 4.13 显示了这些情景中考虑的符合欧 5 汽油和柴油燃料标准的要素。这些研究情景并未涉及欧 5 辛烷标准，因为没有哪个国家去遵循这些标准，而且它们并未影响这些国家的汽车排放。情景也没有考虑巴西汽油的氧限值，因为看来现有的乙醇掺混政策很有可能会被替换。最后，分析中包括的 RVP 标准在所有情景中均对应于国家夏季预估平均限值。欧 5 的 60kPa 限值是一个具体的夏季限值，但是对于夏季温度低以及添加乙醇的地区也有 68 到 70kPa 的规定。除了下一节描述的中国具体的低 RVP 情景外，60kPa RVP 并未包括在欧 5 情景的要求中。

欧 5 情景的结果包含在第 6 节末尾的表 6.3、6.4、6.5 和 6.6 提供的结果的汇总情景中。表中题为（欧 5 情景增加的成本）表行在 10ppm 一栏中给出了，为满足欧 5 排放标准而引入其它特性，对炼制工艺进行调整所要增加的成本（美分/升）。投资要求参见表格末尾。

对于很多建模的炼油厂组，脱硫汽油和/或柴油燃料的特性符合规定的欧 5 目标，无需进行附加的炼油厂加工（因此没有增加的成本）。表 6.7 指出了哪些炼油厂组的燃料硫含量超过 10ppm，而为了满足欧 5 标准，需要附加加工或添加剂。表 6.8（印度），6.9（墨西哥），6.10（巴西）和 6.11（中国）汇总了基础情景中燃料的欧 5 燃料质量、10ppm 硫含量情景，以及符合欧 5 目标的最终情景。这些表位于第 6 节末尾，后面有详细的成本表。分析 10ppm 硫标准的各种研究情景结果表明：

- ◆ 在印度和巴西，每个炼油厂组生产的脱硫汽油调和组分总和的预估平均特性符合其他的欧 5 汽油标准，无需附加的炼油厂加工（因此没有增加的成本）；
- ◆ 对墨西哥（萨拉曼卡、萨利纳克鲁斯和卡德雷塔）和中国（中国 C 组和 E 组），所有地区的炼油厂或炼油厂组生产的汽油苯含量超过 1.0vol% 欧 5 苯目标值。
- ◆ 在印度和墨西哥，脱硫柴油调和组分总和的预估平均特性符合欧 5 柴油标准，无需附加的炼油厂加工（因此没有增加的成本）<sup>57</sup>；以及

<sup>57</sup> 印度已经执行了 51 十六烷值标准，如表 6.6 中所示的基准十六烷值。符合本标准会产生成本，但是该成本包含在基准情景中，而不是印度炼油厂组的研究情景中。

- ◆ 在巴西和中国，各炼油厂组（巴西为 C 组）生产的脱硫的柴油调和组分总和的预估平均十六烷达不到欧 5 的十六烷值标准（51 CN），如表 6.5（巴西）和 6.6（中国）的车用柴油燃料特性行中的基准十六烷值所示。

对于本研究，墨西哥炼油厂通过安装附加的分馏设施和饱和富苯重整产品物质流中的苯来减少苯。在中国，通过分馏直馏物和加氢裂化装置石脑油以及减少苯的异构化和辛烷置换来减少苯。

如表 6.4 和表 6.6 所示，所有情景中苯的减少均需要投资，并产生附加的运行成本。表 6.4 和 6.6 中欧 5 标准增加的成本行显示了相对于 10ppm 硫标准情景（仅用于）减少苯所需的预估附加成本。

表 6.7: 不符合欧 5 的 10ppm 情况的炼油厂组的燃料质量

地区/模型	苯 vol%	十六烷值	地区/模型	苯 vol%	十六烷值
<b>墨西哥-萨拉曼卡</b>			<b>中国-A 组</b>		
基础情景	1.45		基础情景		48.8
10ppm 硫	1.25		10ppm 硫		48.0
欧 5	1.00		欧 5		51.0
<b>墨西哥-萨利纳克鲁斯</b>			<b>中国-B 组</b>		
基础情景	1.14		基础情景		45.0
10ppm 硫	1.37		10ppm 硫		47.0
欧 5	1.00		欧 5		51.0
<b>墨西哥-卡德雷塔</b>			<b>中国-C 组</b>		
基础情景	1.14		基础情景	1.40	47.0
10ppm 硫	1.06		10ppm 硫	1.37	48.0
欧 5	1.00		欧 5	1.00	51.0
<b>巴西-A 组</b>			<b>中国-D 组</b>		
基础情景		44.1	基础情景		45.0
10ppm 硫		47.2	10ppm 硫		45.0
欧 5		51.0	欧 5		51.0
<b>巴西-B 组</b>			<b>中国-E 组</b>		
基础情景		42.1	基础情景	0.87	44.0
10ppm 硫		46.0	10ppm 硫	1.06	44.0
欧 5		51.0	欧 5	1.00	51.0

因此，符合欧 5 汽油苯标准的预估总成本就是以下各项之和，（1）汽油燃料 10ppm 硫标准的预估成本加上（2）减少苯的预估成本。例如，表 6.4 表明了墨西哥萨拉曼卡炼油厂符合欧 5 汽油标准的预估成本为 1.4 美分/升：是以下两项之和，（1）符合 10ppm 硫标准的成本 1.3 美分/升加上（2）符合 1vol%苯标准的附加成本 0.1 美分/升。

对柴油燃料而言，我们假定巴西和中国的炼油厂使用十六烷值改进剂（2-乙基己基硝酸酯）将十六烷值从基准值提高到 51CN。使用十六烷值改进剂是提升柴油 CN 的一种标准的、低成本的方式。这基本上不涉及炼油厂投资。

同样，表 6.5 和 6.6 中标为欧 5 情况增加的成本一栏显示了，相对于 10ppm 硫标准而言，（仅用于）十六烷值提高的预估附加成本。

如前文所述，巴西汽油氧含量超过欧 5 标准，而汽油调和组分总和辛烷低于欧 5 标准。看起来巴西在氧含量方面最不可能符合欧 5 标准，因为巴西决意在汽油中使用大量乙醇。

巴西当前的柴油燃料密度（850gm/cc）和 T95(370° C)标准超过相应的欧 5 标准（分别为 845gm/cc 和 360° C）。本研究中形成的建模结果也表明，巴西炼油厂组 A 和 B 生产的柴油燃料可能超过欧 5 的密度和 T95 标准。

通过公开数据，在炼油厂集合建模过程中正确追踪此类柴油燃料属性具有很强的技术挑战性。校准巴西炼油厂组模型的工作表明，巴西炼油厂在大约 385° C(725° F)的终馏点把大量重质馏出物掺混到其柴油燃料调和组分总和中。炼油厂模型中纳入的这种做法是炼油厂组模型反馈的高柴油燃料密度和 T95 值的原因，并与为这些特性设定的巴西标准一致。

如果几个巴西炼油厂组生产的柴油燃料调和组分总和实际上的密度和 T95 接近巴西的最高标准，那么其整个柴油燃料调和组分总和就会非常接近符合欧 5 密度和 T95 标准。为此，维持当前产品产量需要将大量重质馏出物转化为轻质物料，而这可能要求进行新转化产能的投资。或者，可以改变产品品种结构（减少柴油燃料，增加渣油），但这会减少收益。巴西可能会觉得两种方法都不适合。另一个可能的做法是将柴油燃料调和组分总单独分为道路柴油和非道路柴油。这样可以使得重质和高沸程馏出物首先掺混到非道路柴油燃料中，从而减少车用柴油燃料的掺混比例。评定控制柴油燃料密度和 T95 的各种做法不属于本研究的范围。

## 6.6 中国生产 60kPa RVP 夏季汽油的炼制成本

对中国炼油厂组而言，炼油厂建模分析包括降低夏季汽油至 60kPa 的预估附加炼制成本。采用常规的 ULSF 分析方法，让中国炼油厂组模型模拟炼油厂在基准情景 RVP 和 RVP60kPa 的情景下的产出、生产流程和投资情况。在 ULSF 分析中，炼油厂组模型反馈的解决方案表明，每个炼油厂组生产指定 RVP 的最佳（成本最少的）方法就是，增加新加工设施、调整原油吞吐量以及调整炼油厂丁烷、丙烷、炼油厂燃料和焦炭生产的组合。

对每个炼油厂组而言，每个低 RVP 情景反馈的结果与基准情景结果的比较表明，投资要求和直接精炼生产成本变化与符合更低 RVP 标准相关联。这些投资的融资费用总和以及操作成本的变化（原油购买和副产品生产的净变化加上其他工艺运行成本的变化）被分配到汽油生产量中，表现为减少 RVP 的每升成本。融资费用组成按第 4.5 节的论述进行计算，结果表示为基准和各国具体 ACC 的比。

RVP 分析的具体途径和方法总结如下：

- ◆ 50ppm ULSF 汽油和柴油模型作为 RVP 分析的基准情景。研究情景中，模型需要符合相同的 50ppm 硫规格，以及将低 RVP 结果与 ULSF 情景（50ppm 汽油和柴油以及 70kPa RVP 汽油）进行对比。
- ◆ 夏季低 RVP 情景采用相同的原油品种结构、产品需求和非 RVP 产品质量限值标准以及 ULSF 情景。未针对季节性进行任何调整。
- ◆ 大部分 RVP 减少通过从汽油调和组分总和中去除丁烷的方式实现。本建模方法假定充分的丁烷（如 6vol%到 8vol%）存在于基准（基准情景）汽油调和组分总和中，能通过去除丁烷将 RVP 减少至 60kPa。模型结果支持这种假设。
- ◆ 生产量和辛烷替换（补偿损失的丁烷）的可用选择包括，增加原油处理、改变炼油厂操作（增加重整器严格度、调整产品蒸馏分馏点）以及投资附加炼油厂加工产能（如催化重整）。
- ◆ 从汽油中去除丁烷通过扩建或改进去除丁烷设施（分馏）的方式实现，而去除所有丁烷则与分馏投资的成本费用相关。
- ◆ 从汽油中置换出的丁烷作为炼油厂副产品出售。计算出的炼油厂运行成本主要是增加的原油购买成本减去丁烷出售的收益的结果。

图 6.5 显示了炼油厂组将夏季 RVP 减少至 60kPa 的预估炼制成本（美分/升）。成本表示为基准和各国具体的投资参数。

表 6.12 显示了中国每个炼油厂组中炼油厂建模分析的详细 RVP 情景结果。该数据总和以及成本构成与表 6.3 到 6.6 和第 6.3 节中的描述一致。年度和每升成本表示为基准和各国具体的投资参数。（因为表格较大，表 6.12 放在第 6 节的最后。）

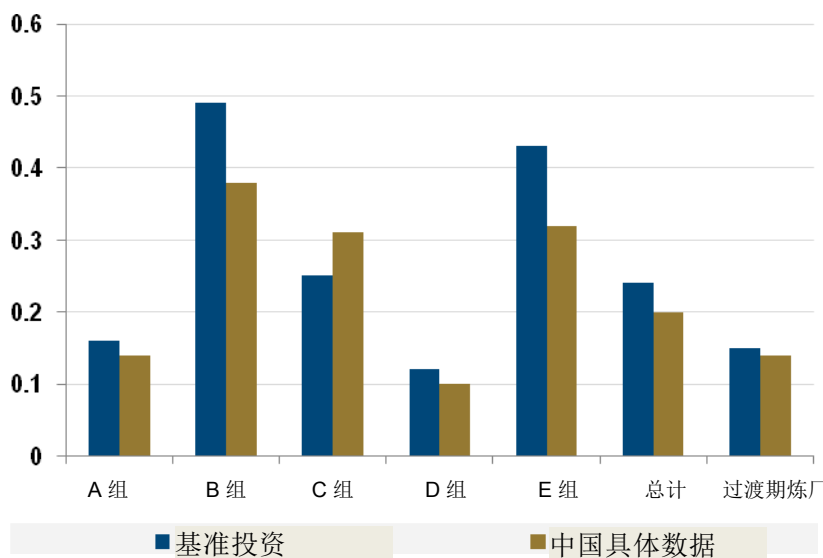
基于中国具体的投资参数，中国现有炼油厂的 RVP 控制预估成本为每年 2.03 亿美元或 0.31 美分/升。对于过渡期炼油厂，预估成本为每年 3000 万美元或 0.14 美分/升。

注意，图 6.5 和表 6.12 中 RVP 控制每升成本反映了全年汽油生产量 RVP 控制成本的分配，尽管（1）投资专门用于夏季生产的那部分汽油，以及（2）运行成本仅发生于 60kPa RVP 时生产的那部分汽油（夏季）。成本分配到夏季汽油生产仅会导致每升成本升高为图 6.5 和表 6.12 中所示值的两倍。

最后，汽油 RVP 控制和汽油硫控制的成本基本上相互独立。因此，改变基准硫含量水平会影响分析中预估的以及此处报告的夏季 RVP 控制成本。

图 6.5: 60kPa RVP 标准的炼制成本：中国

（美分/升）



对于 B、C 和 E 组炼油厂而言，RVP 控制预估成本范围为 0.25 美分/升到 0.38 美分/升（与中国具体的投资参数有关）。除了分馏去除丁烷的投资外，这些炼油厂还需要置换辛烷的投资。投资要求占到 RVP 控制总成本的 41%到 68%。余下的是炼油厂运行成本，因为丁烷从汽油中置换出来了，所以主要是置换汽油产量和辛烷的净增加原油成本和销售置换出来的丁烷增加的收益。

对于 A 和 D 组炼油厂以及过渡期炼油厂而言，RVP 控制的预估成本范围为 0.10 美分/升到 0.14 美分/升（采用中国具体的投资参数）。这些炼油厂仅需要分馏设施的投资（相对而言没那么贵），投资需求占 RVP 总投资的 24%到 32%。

表 6.3: 重要炼油厂建模结果: 印度

India	India Group A					India Group B					India Group C				
	Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur	
		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel
Crude Throughput (K b/d)	1,512	1,512	1,520	1,520	1,520	1,111	1,112	1,111	1,112	1,113	96	96	96	96	96
Other Input (K b/d)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refined Product Output <sup>(1)</sup> (K b/d)	1,404	1,404	1,416	1,414	1,415	1,010	1,011	1,011	1,012	1,013	83	83	83	83	83
Gasoline	368	368	368	368	368	107	107	107	107	107	9	9	9	9	9
On-Road Diesel Fuel	560	560	560	560	560	405	405	405	405	405	40	40	40	40	40
All Other	476	476	488	486	487	498	499	499	500	501	34	34	34	34	34
Investment (\$MM)		69	337	591	957		82	604	688	1,109		0	211	224	321
Gasoline Hydrotreating		67	54	307	307		81	76	140	144		0	0	13	13
Diesel Fuel Hydrotreating		0	248	242	602		0	504	504	921		0	211	211	308
On-purpose Hydrogen		2	22	33	40		1	24	27	37		0	0	0	0
All other		0	12	9	9		0	0	16	7		0	0	0	0
Increased Refining Cost (\$MM/y)		34	123	276	382		29	173	209	336		0	55	61	88
Capital Charge & Fixed Costs		19	93	164	265		23	167	190	306		0	58	62	89
Refining Operations <sup>(2)</sup>		15	29	112	117		7	6	20	30		0	-3	-1	-1
Per Liter Refining Cost (¢/liter)															
Finished Gasoline		0.2	0.2	0.9	0.9		0.5	0.5	1.1	1.1		0.0	0.0	1.2	1.2
On-Road Diesel Fuel <sup>(2)</sup>			0.3	0.3	0.6			0.6	0.6	1.2			2.4	2.4	3.5
Added Cost of Euro 5 Standards															
Finished Gasoline (¢/liter)					-					-					-
On-road Diesel (¢/liter) <sup>(2)</sup>					-					-					-
On-Purpose Hydrogen (MM scf/d)	380	382	405	417	424	303	304	318	320	326	0	0	0	0	0
Process Charge Rates (K b/d)															
Reforming	104	105	115	128	129	47	47	46	47	46	6	6	6	6	6

India	India Group A					India Group B					India Group C				
	Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur	
		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel
Fluid Cat Cracking	431	431	409	426	427	144	144	143	143	144	0	0	0	0	0
Hydrocracking	111	111	111	111	111	192	192	192	192	192	0	0	0	0	0
<b>Fuel Use (K foeb/d)</b>	88	105	106	108	108	57	57	58	58	58	3	3	3	3	3
<b>Gasoline Pool Properties</b>															
RVP (psi)	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
Aromatics (vol%)	19.4	19.4	20.7	20.6	20.6	26.1	26.2	26.6	27.8	27.7	34.0	33.9	33.9	34.4	34.4
Benzene (vol%)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Sulfur (ppm)	67	43	43	10	10	120	50	50	10	10	68	50	50	10	10
Octane (RON)	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.4	90.4	90.4	90.4	90.4
<b>On-Road Diesel Fuel Properties</b>															
Sulfur (ppm)	154	154	39	39	9	246	246	45	45	9	332	332	45	45	9
Cetane Number															
Non-additized	47.2	47.2	48.3	48.3	47.9	49.7	49.7	49.5	49.5	49.5	48.1	48.1	49.0	49.0	49.9
Additized -- Country Std.	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
-- Euro 5 Std					51.0					51.0					51.0

**Note:**

(1) Excludes coke, sulfur, and refinery streams used for fuel or hydrogen production.

(2) Includes cost of cetane enhancer, if any.



表 6.3 (续)：重要炼油厂建模结果：印度

India	India Group D					Current India Refining Sector					India Group E		
	Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		50 ppm Refer. Case	10 ppm Sulfur	
		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel
Crude Throughput (K b/d)	1,013	1,015	1,007	1,008	1,009	3,732	3,734	3,734	3,735	3,737	1,314	1,314	1,314
Other Input (K b/d)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refined Product Output <sup>(1)</sup> (K b/d)	936	937	926	926	927	3,434	3,435	3,437	3,435	3,437	1,247	1,248	1,248
Gasoline	120	120	120	120	120	604	604	604	604	604	241	241	241
On-Road Diesel Fuel	358	358	358	358	358	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	645	645	645
All Other	458	459	448	448	449	1,467	1,468	1,470	1,468	1,470	361	362	362
Investment (\$MM)		206	751	856	1,261		357	1,903	2,359	3,648		98	511
Gasoline Hydrotreating		205	176	278	284		352	306	739	748		89	90
Diesel Fuel Hydrotreating		1	497	498	903		1	1,460	1,454	2,733		0	386
On-purpose Hydrogen		1	79	80	74		3	125	140	151		8	34
All other		0	0	0	0		0	12	25	16		1	1
Increased Refining Cost (\$MM/y)		83	284	328	456		146	635	874	1,263		42	174
Capital Charge & Fixed Costs		57	207	236	348		98	526	652	1,008		27	141
Refining Operations <sup>(2)</sup>		26	77	92	108		48	110	223	255		15	33
Per Liter Refining Cost (¢/liter)													
Finished Gasoline		1.2	1.2	1.8	1.8		0.4	0.4	1.1	1.1		0.3	0.3
On-Road Diesel Fuel <sup>(2)</sup>			1.0	1.0	1.6			0.6	0.6	1.1			0.4
Added Cost of Euro 5 Standards													
Finished Gasoline (¢/liter)					-					-			-
On-road Diesel (¢/liter) <sup>(2)</sup>					-					-			-
On-Purpose Hydrogen (MM scf/d)	92	92	116	116	115	775	778	839	853	865	346	354	376
Process Charge Rates (K b/d)													
Reforming	58	59	68	68	68	214	217	235	249	248	90	91	91
Fluid Cat Cracking	158	158	152	151	157	733	733	703	720	728	219	219	219
Hydrocracking	46	46	46	46	46	349	349	349	349	349	213	213	213
Fuel Use (K foeb/d)	48	48	46	46	47	196	214	213	215	217	78	78	78
Gasoline Pool Properties													
RVP (psi)	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8

India	India Group D					Current India Refining Sector					India Group E		
	Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		50 ppm	10 ppm Sulfur	
		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel	Refer. Case	Gas Only	Gas & Diesel
Aromatics (vol%)	29.2	30.3	31.4	31.6	31.3	22.7	23.0	24.0	24.3	24.2	28.0	27.1	27.2
Benzene (vol%)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Sulfur (ppm)	146	50	50	10	10	92.4	46.0	46.0	10.0	10.0	50	10	10
Octane (RON)	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.8	90.8	90.8	90.8	90.8	90.9	90.9	90.9
<b>On-Road Diesel Fuel Properties</b>													
Sulfur (ppm)	320	320	45	45	9	230	230	42	42	9	31	31	9
Cetane Number													
Non-additized	47.9	47.9	49.6	49.6	49.5	48.1	48.1	49.0	49.0	48.8	48.4	48.5	48.5
Additized -- Country Std.	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
-- Euro 5 Std					51.0					51.0			51.0

**Note:**

(1) Excludes coke, sulfur, and refinery streams used for fuel or hydrogen production.

(2) Includes cost of cetane enhancer, if any.

表 6.4: 重要炼油厂建模结果: 墨西哥

Mexico	Tula					Salamanca					SalinaCruz				
	Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur		Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur		Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur	
		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel
Crude Throughput (K b/d)	275	273	275	276	276	185	185	185	185	185	292	291	292	291	291
Other Input (K b/d)	6	5	6	4	4	19	17	20	13	13	6	3	3	9	9
Refined Product Output <sup>(2)</sup> (K b/d)	285	283	286	285	285	203	201	203	200	200	301	297	295	301	301
Gasoline	106	104	105	103	103	79	77	79	77	77	95	95	94	95	95
On-Road Diesel Fuel	63	62	62	62	62	48	47	47	47	47	79	78	78	78	78
All Other	117	117	119	120	120	76	77	76	77	77	126	124	123	128	128
<b>Investment (\$MM)</b>		<b>166</b>	<b>511</b>	<b>594</b>	<b>594</b>		<b>91</b>	<b>333</b>	<b>378</b>	<b>378</b>		<b>169</b>	<b>579</b>	<b>663</b>	<b>663</b>
Gasoline Hydrotreating		166	166	250	250		91	91	136	136		169	169	253	253
Diesel Fuel Hydrotreating		0	206	206	206		0	173	173	173		0	275	275	275
On-purpose Hydrogen		0	77	77	77		0	69	69	69		0	94	94	94
All Other		0	62	62	62		0	0	0	0		0	41	41	41
<b>Increased Refining Cost (\$MM/y)</b>		<b>65</b>	<b>186</b>	<b>212</b>	<b>212</b>		<b>42</b>	<b>134</b>	<b>150</b>	<b>150</b>		<b>57</b>	<b>188</b>	<b>214</b>	<b>214</b>
Capital Charge & Fixed Costs		46	142	165	165		25	92	105	105		47	160	184	184
Refining Operations		19	44	48	48		17	42	46	46		10	28	30	30
<b>Per Liter Refining Cost (¢/liter)</b>															
Finished Gasoline		1.1	1.1	1.5	1.5		0.9	0.9	1.3	1.3		1.0	1.0	1.5	1.5
On-Road Diesel Fuel			3.3	3.3	3.3			3.4	3.4	3.4			2.9	2.9	2.9
<b>Added Cost of Euro 5 Standards</b>															
Finished Gasoline (¢/liter) <sup>(3)</sup>				-	-				0.1	0.1				0.3	0.3
On-road Diesel (¢/liter)				-	-				-	-				-	-
<b>On-Purpose Hydrogen (MM scf/d)</b>	20	20	51	51	51	0	0	23	23	23	0	0	28	28	28
<b>Process Charge Rates (K b/d)</b>															
Reforming	49	49	48	47	47	32	32	32	32	32	41	39	39	41	41
Fluid Cat Cracking	67	67	67	67	67	40	40	40	40	40	69	73	74	73	73
Hydrocracking	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Fuel Use (K foeb/d)</b>	17	16	16	17	17	13	14	14	16	16	19	19	19	19	19

Mexico	Tula					Salamanca					SalinaCruz				
	Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur		Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur		Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur	
		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel
<b>Gasoline Pool Properties</b>															
RVP (psi)	8.8	8.8	8.8	8.5	8.5	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1
Aromatics (vol%)	30.3	30.3	30.3	29.4	29.4	28.8	28.9	28.8	28.9	28.9	24.1	26.2	29.0	29.0	29.0
Benzene (vol%)	1.06	1.01	1.09	0.97	0.97	1.45	1.44	1.50	1.25	1.25	1.14	1.44	1.63	1.63	1.63
Sulfur (ppm)	625	25	25	10	10	516	25	25	10	10	693	25	25	10	10
Octane (DON)	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.7	87.7	87.7	87.7	87.7	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
<b>Diesel Fuel Properties</b>															
Sulfur (ppm)	500	500	10	10	10	500	500	10	10	10	500	500	10	10	10
Cetane Number															
Country Std.	51.2	51.0	51.4	51.4	51.4	52.7	52.4	53.7	52.4	52.4	52.0	53.4	51.2	51.2	51.2

**Note:**

- (1) Gasoline 30 ppm and Diesel 10 ppm
- (2) Excludes coke, sulfur, and refinery streams used for fuel or hydrogen production.
- (3) Includes 7 \$MM investment in Salamanca, 23 \$MM in Salina Cruz, and 2 \$MM in Cadereyta.

表 6.4 (续)：重要炼油厂建模结果：墨西哥

Mexico	Minatitlan					Cadereyta					Madero					Current Mexico Refining Sector				
	Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur		Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur		Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur		Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur	
		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel
Crude Throughput (K b/d)	241	240	240	240	240	228	226	226	226	226	155	155	155	155	155	1,376	1,370	1,372	1,372	1,372
Other Input (K b/d)	26	26	26	26	26	6	3	5	3	3	4	0	0	0	0	67	54	60	55	55
Refined Product Output <sup>(2)</sup> (K b/d)	253	252	251	257	257	216	210	210	214	214	148	143	143	143	143	1,407	1,388	1,388	1,400	1,400
Gasoline	116	115	114	110	110	101	97	97	97	97	68	65	66	66	66	566	553	556	547	547
On-Road Diesel Fuel	86	86	85	74	74	80	80	79	79	79	43	43	43	42	42	399	396	394	382	382
All Other	52	52	51	73	73	35	34	34	38	38	36	35	34	35	35	442	439	438	470	470
Investment (\$MM)		89	468	524	524		166	549	632	632		99	493	542	542		781	2,932	3,334	3,334
Gasoline Hydrotreating		89	89	146	146		166	166	250	250		99	99	149	149		781	781	1,183	1,183
Diesel Fuel Hydrotreating		0	220	220	220		0	231	231	231		0	262	262	262		0	1,367	1,367	1,367
On-purpose Hydrogen		0	95	95	95		0	73	73	73		0	53	53	53		0	461	461	461
All Other		0	64	64	64		0	78	78	78		0	79	79	79		0	323	323	323
Increased Refining Cost (\$MM/y)		38	181	199	199		68	193	220	220		42	165	181	181		313	1,047	1,177	1,177
Capital Charge & Fixed Costs		25	130	145	145		46	152	175	175		27	137	150	150		216	812	924	924
Refining Operations		14	51	54	54		22	41	45	45		15	28	31	31		97	234	254	254
Per Liter Refining Cost (¢/liter)																				
Finished Gasoline		0.6	0.6	0.9	0.9		1.2	1.2	1.7	1.7		1.1	1.1	1.5	1.5		1.0	1.0	1.4	1.4
On-Road Diesel Fuel			2.9	2.9	2.9			2.7	2.7	2.7			4.9	4.9	4.9			3.2	3.2	3.2
Added Cost of Euro 5 Standards																				
Finished Gasoline (¢/liter) <sup>(3)</sup>				-	-				<0.1	<0.1				-	-				0.1	0.1
On-road Diesel (¢/liter)				-	-				-	-				-	-				-	-
On-Purpose Hydrogen (MM scf/d)	23	28	49	58	58	29	29	56	56	56	24	24	36	38	38	97	102	244	254	254
Process Charge Rates (K b/d)																				
Reforming	43	42	42	40	40	37	37	37	37	37	26	30	31	31	31	227	229	231	229	229
Fluid Cat Cracking	66	66	66	62	62	70	70	70	70	70	45	49	49	49	49	358	366	366	361	361
Hydrocracking	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuel Use (K foeb/d)	13	13	15	17	17	16	16	16	16	16	13	14	14	15	15	90	92	95	100	100

Mexico	Minatitlan					Cadereyta					Madero					Current Mexico Refining Sector				
	Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur		Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur		Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur		Refer. Case	30/10 ppm Sulfur <sup>1</sup>		10 ppm Sulfur	
		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas & Diesel	Gas & Diesel
<b>Gasoline Pool Properties</b>																				
RVP (psi)	9.0	9.0	9.0	8.9	8.9	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
Aromatics (vol%)	34.5	33.9	31.5	31.3	31.3	26.2	25.9	25.9	25.9	25.9	27.1	28.4	27.1	26.2	26.2	26.2	25.9	25.9	25.9	25.9
Benzene (vol%)	0.87	0.93	0.93	0.79	0.79	1.14	1.04	1.04	1.06	1.06	0.99	1.03	1.03	0.97	0.97	1.14	1.04	1.04	1.04	1.06
Sulfur (ppm)	624	25	25	10	10	596.4	25.0	25.0	10.0	10.0	432.4	25.0	25.0	10.0	10.0	596.4	25.0	25.0	25.0	10.0
Octane (DON)	87.9	87.9	87.9	87.9	87.9	87.3	87.3	87.3	87.3	87.3	87.8	87.8	87.8	87.8	87.8	87.3	87.3	87.3	87.3	87.3
<b>Diesel Fuel Properties</b>																				
Sulfur (ppm)	500	500	10	10	10	500	500	10	10	10	500	500	10	10	10	500	500	10	10	10
Cetane Number																				
Country Std.	52.3	52.3	52.3	51.4	51.4	52.7	52.3	52.0	52.1	52.1	52.8	52.2	51.8	51.3	51.3	52.7	52.3	52.0	52.0	52.1

**Note:**

(1) Gasoline 30 ppm and Diesel 10 ppm

(2) Excludes coke, sulfur, and refinery streams used for fuel or hydrogen production.

(3) Includes 7 \$MM investment in Salamanca, 23 \$MM in Salina Cruz, and 2 \$MM in Cadereyta.

表 6.5: 重要炼油厂建模结果: 巴西

Brazil	Brazil Group A					Brazil Group B					Brazil Group C				
	Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur	
		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel
Crude Throughput (K b/d)	518	519	517	516	516	1,326	1,330	1,332	1,332	1,331	25	25	25	25	25
Other Input (K b/d)	34	34	34	34	34	102	102	102	102	102	1	1	1	1	1
Refined Product Output <sup>(1)</sup> (K b/d)	563	564	564	564	564	1,429	1,432	1,437	1,436	1,436	26	26	26	26	26
Gasoline <sup>(2)</sup>	116	116	116	116	116	360	360	360	360	360	4	4	4	4	4
On-Road Diesel Fuel	215	215	215	215	215	604	604	604	604	604	8	8	8	8	8
All Other	232	233	233	233	233	465	468	473	472	472	14	14	14	14	14
Investment (\$MM)		458	1,663	1,812	2,147		706	2,828	3,129	3,729		0	56	61	83
Gasoline Hydrotreating		394	380	521	521		684	671	939	938		0	0	6	6
Diesel Fuel Hydrotreating		1	957	957	1,278		0	1,759	1,759	2,285		0	51	51	72
On-purpose Hydrogen		53	244	253	265		9	303	336	410		0	0	0	0
All Other		10	83	80	83		13	94	95	96		0	5	5	5
Increased Refining Cost (\$MM/y)		165	505	569	655		316	981	1,113	1,295		0	17	19	25
Capital Charge & Fixed Costs		126	460	501	594		195	782	865	1,031		0	15	17	23
Refining Operations <sup>(3)</sup>		38	45	68	61		121	200	247	264		0	1	2	2
Per Liter Refining Cost (¢/liter)															
Finished Gasoline		2.4	2.4	3.4	3.4		1.5	1.5	2.1	2.1		0.0	0.0	0.9	0.9
On-Road Diesel Fuel <sup>(3)</sup>			2.7	2.7	3.4			1.9	1.9	2.4			3.7	3.7	5.1
Added Cost of Euro 5 Standards															
Finished Gasoline (¢/liter)					-					-					-
On-road Diesel (¢/liter) <sup>(3)</sup>					0.2					0.3					-
On-Purpose Hydrogen (MM scf/d)	18	23	55	59	64	85	87	153	160	189	0	0	0	0	0
Process Charge Rates (K b/d)															
Reforming	0	0	0	0	0	23	32	34	32	32	2	2	2	2	2
Fluid Cat Cracking	178	178	178	172	172	399	401	403	403	403	0	0	0	0	0
Hydrocracking	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuel Use (K foeb/d)	21	22	24	23	24	59	61	64	65	65	1	1	1	1	1
Gasoline Pool Properties															
RVP (psi)	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
Aromatics (vol%)	12.5	12.6	12.1	12.7	12.9	14.4	16.0	15.6	16.2	16.2	20.3	20.0	20.1	19.7	19.7

Brazil	Brazil Group A					Brazil Group B					Brazil Group C				
	Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur		Refer. Case	50 ppm Sulfur		10 ppm Sulfur	
		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel		Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel
Benzene (vol%)	0.77	0.67	0.63	0.57	0.58	0.84	0.94	0.97	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Sulfur (ppm)	479	50	50	10	10	352	50	50	10	10	54	50	50	10	10
Octane (MON)	82.7	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3
<b>On-Road Diesel Fuel Properties</b>															
Sulfur (ppm)	1,415	1,415	44	44	9	1,335	1,335	44	44	9	420	420	46	46	10
Cetane Number															
Non-additized	44.1	44.2	46.9	46.9	47.2	42.1	42.1	45.0	45.0	45.4	51.8	51.8	53.9	53.9	54.1
Additized -- Country Std.								46.0	46.0	46.0					
-- Euro 5 Std.					51.0					51.0					

**Note:**

- (1) Excludes coke, sulfur, and refinery streams used for fuel or hydrogen production.  
(2) Blended with 20% ethanol.  
(3) Includes cost of cetane enhancer, if any.



表 6.5 (续)：重要炼油厂建模结果：巴西

Brazil	Current Brazil Refining Sector					Brazil Group D		
	50 ppm Sulfur			10 ppm Sulfur		50 ppm	10 ppm Sulfur	
	Refer. Case	Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel	Refer. Case	Gas Only	Gas & Diesel
Crude Throughput (K b/d)	1,869	1,874	1,873	1,873	1,871	539	539	539
Other Input (K b/d)	137	137	137	137	137	46	46	46
Refined Product Output <sup>(1)</sup> (K b/d)	2,019	2,022	2,027	2,026	2,027	542	542	542
Gasoline <sup>(2)</sup>	480	480	480	480	480	153	153	153
On-Road Diesel Fuel	827	827	827	827	827	302	302	302
All Other	712	715	720	719	720	87	87	87
<b>Investment (\$MM)</b>		<b>1,164</b>	<b>4,547</b>	<b>5,003</b>	<b>5,959</b>		<b>93</b>	<b>326</b>
Gasoline Hydrotreating		1,078	1,051	1,466	1,464		81	79
Diesel Fuel Hydrotreating		1	2,767	2,767	3,635		0	204
On-purpose Hydrogen		63	547	590	676		8	36
All Other		29	262	260	264		4	5
<b>Increased Refining Cost (\$MM/y)</b>		<b>480</b>	<b>1,504</b>	<b>1,701</b>	<b>1,975</b>		<b>53</b>	<b>122</b>
Capital Charge & Fixed Costs		321	1,257	1,383	1,648		26	90
Refining Operations <sup>(3)</sup>		159	246	318	327		27	32
<b>Per Liter Refining Cost (¢/liter)</b>								
Finished Gasoline		1.7	1.7	2.4	2.4		0.6	0.6
On-Road Diesel Fuel <sup>(3)</sup>			2.1	2.1	2.7			0.4
<b>Added Cost of Euro 5 Standards</b>								
Finished Gasoline (¢/liter)					-			-
On-road Diesel (¢/liter) <sup>(3)</sup>					0.3			0.3
<b>On-Purpose Hydrogen (MM scf/d)</b>	<b>103</b>	<b>110</b>	<b>208</b>	<b>219</b>	<b>252</b>	<b>87</b>	<b>91</b>	<b>104</b>
<b>Process Charge Rates (K b/d)</b>								
Reforming	25	34	36	34	34	38	38	37
Fluid Cat Cracking	578	579	582	576	575	47	47	47
Hydrocracking	0	0	0	0	0	60	60	60
<b>Fuel Use (K foeb/d)</b>	<b>82</b>	<b>84</b>	<b>89</b>	<b>90</b>	<b>90</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>
<b>Gasoline Pool Properties</b>								
RVP (psi)	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
Aromatics (vol%)	14.0	15.2	14.8	15.4	15.4	20.0	20.5	20.4

Brazil	Current Brazil Refining Sector					Brazil Group D		
	50 ppm Sulfur			10 ppm Sulfur		50 ppm	10 ppm Sulfur	
	Refer. Case	Gas Only	Gas & Diesel	Gas Only	Gas & Diesel	Refer. Case	Gas Only	Gas & Diesel
Benzene (vol%)	0.82	0.87	0.88	0.90	0.90	1.00	0.98	0.98
Sulfur (ppm)	380.2	50.0	50.0	10.0	10.0	50	10	10
Octane (MON)	82.4	82.3	82.3	82.3	82.3	0.0	0.0	0.0
<b>On-Road Diesel Fuel Properties</b>								
Sulfur (ppm)	1,347	1,347	44	44	9	45	47	9
Cetane Number								
Non-additized	42.7	42.7	45.6	45.6	46.0	44.8	44.8	45.2
Additized -- Country Std.			46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
-- Euro 5 Std.					51.0			51.0

**Note:**

(1) Excludes coke, sulfur, and refinery streams used for fuel or hydrogen production.

(2) Blended with 20% ethanol.

(3) Includes cost of cetane enhancer, if any.

表 6.6: 重要炼油厂建模结果: 中国

中国	中国 A 组					中国 B 组					中国 C 组				
	基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫		基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫		基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫	
		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油
原油吞吐量 (千桶/天)	2759	2771	2763	2766	2766	839	840	843	842	839	1661	1661	1661	1661	1665
其他输入 (千桶/天)	44	44	44	44	44	19	19	19	19	19	30	30	30	30	30
炼制产品输出 <sup>(1)</sup> (千桶/天)	2957	2972	2955	2960	2949	873	874	877	876	875	1685	1685	1684	1684	1686
汽油	553	553	553	553	553	241	241	241	241	241	261	261	261	261	261
车用柴油燃料	500	500	500	500	500	122	122	122	122	122	320	320	320	320	320
所有其他的	1904	1919	1902	1907	1896	510	511	514	513	512	1104	1104	1103	1103	1105
投资 (百万美元)		149	767	1049	1166		147	508	694	812		0	564	571	835
汽油加氢处理		136	150	445	427		144	144	342	342		0	0	7	7
柴油燃料加氢处理		0	484	474	530		0	326	326	433		0	509	509	748
专用氢		11	126	124	201		2	34	15	26		0	40	40	53
所有其他的		2	7	6	8		1	4	11	11		0	15	15	27
增加的炼制成本 (百万美元/年)		66	314	394	693		47	156	216	258		0	180	182	342
资本费用和固定成本		41	209	286	318		40	139	189	222		0	154	156	228
精炼生产 <sup>(2)</sup>		25	105	108	375		7	17	27	36			26	26	114
每升炼制成本 (美分/升)															
成品汽油		0.2	0.2	0.5	0.5		0.3	0.3	0.8	0.8		0.0	0.0	0.0	0.0
车用柴油燃料 <sup>(2)</sup>			0.8	0.8	1.9			1.5	1.5	2.1			1.0	1.0	1.8
欧 5 标准增加的成本															
成品汽油 (美分/升) <sup>(3)</sup>					-					-				0.2	0.2
车用柴油 (美分/升) <sup>(2)</sup>					0.2					0.2					0.2
专用氢 (MM scf/d)	1020	1024	1068	1067	1096	57	58	64	51	62	888	888	1003	1003	1008
工艺费用率 (千桶/天)															
重整	234	250	245	250	250	65	72	70	79	86	150	150	150	150	152
流化床催化裂化	757	757	757	757	757	264	267	271	266	266	0	0	0	0	0
加氢裂化	582	582	582	582	582	0	0	0	0	0	473	473	473	473	473
燃料使用 (千 foeb/d)	160.0	163.9	167.7	168.0	171.0	51.3	51.6	52.1	52.7	51.7	79.3	79.3	79.7	79.3	80.0

中国	中国 A 组					中国 B 组					中国 C 组				
	基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫		基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫		基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫	
		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油
汽油调和组分总和特性															
RVP (psi)	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
芳香烃 (vol%)	25.4	25.6	25.5	26.5	27.2	28.4	30.0	29.8	31.3	31.4	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0
苯 (vol%)	0.66	0.77	0.69	0.88	0.94	0.54	0.50	0.50	0.60	0.74	1.40	1.40	1.37	1.37	1.37
硫 (ppm)	110	50	50	10	10	150	50	50	10	10	11	11	11	10	10
辛烷 (MON)	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3
车用柴油燃料特性															
硫 (ppm)	700	700	50	50	10	1000	1000	50	50	10	700	700	50	50	10
十六烷值															
无添加	48.8	48.6	48.2	48.6	48.0	45	46	46	46	47	47	47	47	47	48
添加-国家标准															
-欧 5 标准					51.0					51.0					51.0

表 6.6 (续)：重要炼油厂建模结果：中国

中国	中国 D 组					中国 E 组					中国当前炼制行业					中国 F 组				
	基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫		基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫		基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫		基准情景	50 ppm		10ppm 硫	
		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油
原油吞吐量 (千桶/天)	1985	1987	1993	1993	1993	918	918	916	916	916	8162	8177	8176	8178	8179	2440	2438	2440		
其他输入 (千桶/天)	44	44	44	44	44	470	470	470	470	470	607	607	607	607	607	0	0	0		
炼制产品输出 <sup>(1)</sup> (千桶/天)	2077	2075	2073	2073	2073	1401	1399	1393	1391	1391	8993	9005	8982	8984	8974	2434	2433	2432		
汽油	534	534	534	534	534	161	161	161	161	161	1750	1750	1750	1750	1750	375	375	375		
车用柴油燃料	337	337	337	337	337	175	175	175	175	175	1454	1454	1454	1454	1454	443	443	443		
所有其他的	1206	1204	1202	1202	1202	1065	1063	1057	1055	1055	5789	5801	5778	5780	5770	1616	1615	1614		
投资 (\$MM)		541	1160	1623	1929		211	966	1179	1441		1048	3965	5116	6183		482	738		
汽油加氢处理		534	510	973	963		144	130	236	236		958	934	2003	1975		461	444		
柴油燃料加氢处理		0	619	619	923		0	513	531	750		0	2451	2459	3384		0	286		
专用氢		7	20	20	31		0	188	188	214		20	408	387	525		21	8		
所有其他的		0	11	11	12		67	135	224	241		70	172	267	299		0	0		
增加的炼制成本 (\$MM/年)		242	560	738	857		89	334	425	510		443	1543	1956	2660		152	299		
资本费用和固定成本		148	317	443	527		58	264	322	393		286	1082	1397	1688		134	204		
精炼生产 <sup>2</sup>		94	243	295	330		31	70	103	117		157	461	559	972		18	95		
每升炼制成本 (美分/升)																				
成品汽油		0.8	0.8	1.3	1.3		0.9	0.9	1.8	1.8		0.4	0.4	0.8	0.8		0.7	0.7		
车用柴油燃料 <sup>(2)</sup>			1.7	1.7	2.3			2.5	2.5	3.3			1.3	1.3	2.2			0.6		
欧 5 标准增加的成本																				
成品汽油 (美分/升) <sup>(3)</sup>					-				0.1	0.1				<1	<1			-		
车用柴油 (美分/升) <sup>(2)</sup>					0.3					0.3					0.2			0.3		
专用氢 (MM scf/d)	468	471	479	479	480	505	504	610	610	620	2938	2945	3224	3210	3266	876	885	879		
工艺费用率 (千桶/天)																				
重整	144	170	180	180	185	27	33	33	42	42	620	675	678	701	715	38	38	37		
流化床催化裂化	673	673	673	673	673	189	189	189	189	189	1883	1886	1890	1885	1885	47	47	47		
加氢裂化	263	263	263	263	263	258	258	258	258	258	1576	1576	1576	1576	1576	60	60	60		
燃料使用 (千 foeb/d)	93	98	100	101	101	58.6	59.6	59.1	60.3	59.5	442.2	452.4	458.6	461.3	463.2	27	27	27		
汽油调和组分总和特性																				

中国	中国 D 组					中国 E 组					中国当前炼制行业					中国 F 组		
	基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫		基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫		基准情景	50ppm 硫		10ppm 硫		基准情景	10ppm 硫	
		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油		仅汽油	汽油和柴油	仅汽油	汽油和柴油		仅汽油	汽油和柴油
RVP (psi)	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
芳香烃 (vol%)	24.6	24.8	27.0	28.3	27.0	23.0	24.5	24.5	22.2	22.3	26.6	27.1	27.7	28.4	28.3	35.0	35.0	35.0
苯 (vol%)	0.60	0.72	0.60	0.65	0.60	0.87	0.88	0.88	1.03	1.06	0.75	0.82	0.76	0.86	0.88	0.70	0.79	0.98
硫 (ppm)	150	50	50	10	10	150	50	50	10	10	117	44	44	10	10	50	10	10
辛烷 (MON)	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	91.0	91.0	91.0
<b>车用柴油燃料特性</b>																		
硫 (ppm)	500	500	50	500	10	1200	1200	50	50	10	739	739	50	50	10	50	50	10
十六烷值																		
非添加	45	45	45	45	45	44.0	43.5	43.5	43.5	44.0	47	47	46	47	47	46.4	45.6	46.4
添加-国家标准																		
-欧 5 标准					51.0					51.0					51.0			51.0

**注：**

<sup>(1)</sup>不包括用于燃料或氢生产的焦、硫和炼油厂物质流。

<sup>(2)</sup>包括十六烷值改进剂的成本，如有。

<sup>(3)</sup>包括 C 组中的 2900 万美元投资和 E 组中的 1500 万美元投资。

表 6.8: 汽油和柴油欧 5 质量: 印度

India	India Group A			India Group B			India Group C			India Group D		
	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case
<b>Gasoline Pool</b>												
RVP (kPa)	60.0	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9
Oxygen (wt%) <sup>(1)</sup>	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Aromatics (vol%)	19.4	20.6	20.6	26.1	27.7	27.7	34.0	34.4	34.4	29.2	31.3	31.3
Benzene (vol%)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Olefins (vol%)	16.4	10.6	10.6	14.2	11.7	11.7	3.2	1.5	1.5	16.5	10.8	10.8
Sulfur (ppm)	67	10	10	120	10	10	68	10	10	146	10	10
Distillation												
E100 (vol% off)	58	55	55	60	60	60	68	68	68	58	53	53
E150 (vol% off)	95	95	95	98	98	98	98	97	97	98	4	94
Octane												
RON	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.4	90.4	90.4	90.9	90.9	90.9
MON <sup>(2)</sup>												
<b>Diesel Pool</b>												
Sulfur (ppm)	154	9	9	246	9	9	332	9	9	320	9	9
Cetane Number	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Density kg/m <sup>3</sup>	835	832	832	834	830	830	828	822	822	827	830	830
T95 °C	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360
FAME vol%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Note:**

<sup>(1)</sup> Ethanol assumed splash blended outside refinery and not included in reported gasoline qualities.

<sup>(2)</sup> Not included in country standards or represented in model analysis

表 6.9: 汽油和柴油欧 5 质量: 墨西哥

Mexico	Tula			Salmanca			Salina Cruz		
	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case
<b>Gasoline Pool</b>									
RVP (kPa)	60.7	58.6	58.6	56.6	56.6	56.6	62.8	62.8	62.8
Oxygen (wt%)	1.4	1.6	1.6	1.5	1.7	1.7	1.7	1.9	1.9
Aromatics (vol%)	30.3	29.4	29.4	28.8	28.8	28.6	24.1	29.0	28.3
Benzene (vol%)	1.06	0.97	0.97	1.45	1.25	1.00	1.14	1.63	1.00
Olefins (vol%)	11.7	11.5	11.5	9.7	9.6	9.6	13.5	13.4	13.4
Sulfur (ppm)	625	10	10	516	10	10	693	10	10
Distillation									
E100 (vol% off)	56	56	56	52	52	52	51	51	51
E150 (vol% off)	84	84	84	79	79	79	79	79	79
Octane									
RON	91.7	91.7	91.7	92.7	92.7	92.7	92.1	92.1	92.1
MON	82.3	82.3	82.3	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7
<b>Diesel Pool</b>									
Sulfur (ppm)	500	10	10	500	10	10	500	10	10
Cetane Number	51.2	51.4	51.4	52.7	52.4	52.4	52	51.2	51.2
Density kg/m <sup>3</sup> ( <sup>1</sup> )	826	825	825	809	810	810	834	841	841
T95 °C	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360
FAME vol%	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Note:**

(<sup>1</sup>) Calculated density recalibrated based on actual data



表 6.9 (续)：汽油和柴油欧 5 质量：墨西哥

Mexico	Minatitlan			Cadereyta			Madero		
	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case
<b>Gasoline Pool</b>									
RVP (kPa)	62	62	62	58.6	58.6	58.6	57.2	57.2	57.2
Oxygen (wt%)	1	1.3	1.3	1.6	1.8	1.8	1.8	2	2
Aromatics (vol%)	34.5	31.3	31.3	26.2	25.9	25.8	27.1	26.2	26.2
Benzene (vol%)	0.87	0.79	0.79	1.14	1.06	1.00	0.99	0.97	0.97
Olefins (vol%)	9.9	9.8	9.8	9.9	9.8	9.8	14.0	13.8	13.8
Sulfur (ppm)	624	10	10	596	10	10	432	10	10
Distillation									
E100 (vol% off)	51	521	51	55	55	55	48	48	48
E150 (vol% off)	78	78	78	82	82	82	76	76	76
Octane									
RON	92.7	92.7	92.7	92.0	92.0	92.0	92.3	92.3	92.3
MON	83.1	83.1	83.1	82.6	82.6	82.6	83.2	83.2	83.2
<b>Diesel Pool</b>									
Sulfur (ppm)	500	10	10	500	10	10	500	10	10
Cetane Number	52.3	51.4	51.4	52.7	52.1	52.1	52.8	51.3	51.3
Density kg/m <sup>3</sup> (1)	829	833	833	833	834	834	829	845	845
T95 °C	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360
FAME vol%	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Note:**

(1) Calculated density recalibrated based on actual data

表 6.10: 汽油和柴油欧 5 质量: 巴西

Brazil	Brazil Group A			Brazil Group B			Brazil Group C		
	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case	Baseline	10 ppm Sulfur	Euro 5 Case
<b>Gasoline Pool</b>									
RVP (kPa)	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3
Oxygen (wt%)( <sup>2</sup> )	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
Aromatics (vol%)	12.5	12.9	12.9	14.4	16.2	16.2	20.3	19.7	19.7
Benzene (vol%)	0.77	0.58	0.58	0.84	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Olefins (vol%)	20.8	14.5	14.5	15.7	10.3	10.3	0.1	0.1	0.1
Sulfur (ppm)	479	10	10	352	10	10	54	10	10
Distillation									
E100 (vol% off)	61	65	65	60	62	62	68	68	68
E150 (vol% off)	91	88	88	89	85	85	89	89	89
Octane									
RON									
MON	82.7	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3
<b>Diesel Pool</b>									
Sulfur (ppm)	1415	10	10	1335	10	10	420	10	10
Cetane Number	44.1	47.2	51	42.1	45.4	51	51.8	54.1	54.1
Density kg/m <sup>3</sup> ( <sup>1</sup> )	854	847	847	865	859	859	833	830	830
T95 °C	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360
FAME vol%	5	5	5	5	5	5	5	5	5

**Note:**

(<sup>1</sup>) All diesel produced at Euro 5 (including off road) If Euro 5 density specs to be produced for on road, blending of that portion to 845 kg/m<sup>3</sup> max could be accomplished with no additional cost.

(<sup>2</sup>) Brazil not limited to Euro 5 oxygen, because it was not assumed they would abandon their ethanol blend program.

(<sup>3</sup>) Not included in country standards or represented in model analysis

表 6.11: 汽油和柴油欧 5 质量: 中国

中国	中国 A 组			中国 B 组			中国 C 组			中国 D 组			中国 E 组		
	基准值	10ppm 硫	欧 5 情景	基准值	10ppm 硫	欧 5 情景	基准值	10ppm 硫	欧 5 情景	基准值	10ppm 硫	欧 5 情景	基准值	10ppm 硫	欧 5 情景
<b>汽油调和组分总和特性</b>															
RVP ((kPa)	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0
氧 (wt.%)	2.7	2.7	2.7	2.2	2.2	2.2	2.5	2.5	2.5	2.7	2.7	2.7	2.3	2.3	2.3
芳香烃 (vol%)	25.4	27.2	27.2	28.4	31.4	31.4	34.0	34.0	33.3	24.6	27.0	27.0	23.0	22.3	22.2
苯 (vol%)	0.66	0.94	0.94	0.54	0.74	0.74	1.40	1.37	1.00	0.60	0.60	0.60	0.87	1.06	1.00
烯烃 (vol%)	16.0	14.0	14.0	13.4	12.0	12.0	0.0	0.0	0.0	15.4	13.8	13.8	15.6	9.6	9.6
硫 (ppm)	110	10	10	150	10	10	11	10	10	150	10	10	150	10	10
蒸馏															
E100 (vol%分离)	47	48	48	46	46	46	49	49	49	51	51	51	54	53	53
E150 (vol%分离)	83	83	83	81	81	81	85	85	85	85	85	85	90	90	90
辛烷值															
RON	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3
MON	81	81	81	80	80.2	80.2	81.8	81.8	81.8	80.3	80.5	80.5	80.4	80.6	80.6
<b>柴油调和组分总和特性</b>															
硫 (ppm)	700	10	10	1000	10	10	700	10	10	500	10	10	1200	10	10
十六烷值	48.8	48.0	51.0	45.2	47.0	51.0	47.3	48.1	51.0	45.0	45.2	51.0	44.0	44.0	51.0
密度 kg/m <sup>3</sup>	831	820	820	842	840	840	830	829	829	826	829	829	830	826	826
T95 °C	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360	<360
脂肪酸甲酯 vol%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

表 6.12: 中国冶炼厂执行 60kPa RVP 标准的成本估算

中国	中国 A 组		中国 B 组		中国 C 组		中国 D 组		中国 E 组		中国现存冶炼厂		中国 F 组	
	基准 50 ppm	60 Kpa RVP	基准 50 ppm	60 Kpa RVP	基准 50 ppm	60 Kpa RVP	基准 50 ppm	60 Kpa RVP	基准 50 ppm	60 Kpa RVP	基准 50 ppm	60 Kpa RVP	基准 50 ppm	60 Kpa RVP
原油吞吐量 (千桶/天)	2,763	2,780	843	849	1,661	1,671	1,993	1,998	916	916	8,176	8,214	2,440	2,446
其他输入 (千桶/天)	44	44	19	19	30	30	44	44	470	470	607	607	0	0
炼制产品输出 <sup>(1)</sup> (千桶/天)	2,955	2,973	877	882	1,684	1,695	2,073	2,078	1,393	1,394	8,982	9,022	2,434	2,432
汽油	553	553	241	241	261	261	534	534	161	161	1,750	1,750	375	375
车用柴油燃料	500	500	122	122	320	320	337	337	175	175	1,454	1,454	443	443
所有其他的	1,902	1,920	514	519	1,103	1,114	1,202	1,207	1,057	1,058	5,778	5,818	1,616	1,614
投资 (百万美元)		56		153		86		47		108		450		38
分馏		56		13		26		47		41		183		38
重铸		0		140		60		0		67		267		0
<b>基准投资参数</b>														
增加的炼制成本(SMM/年)		51		68		46		37		40		242		34
资本费用和固定成本		16		42		24		13		30		125		11
精炼生产 <sup>2</sup>		35		26		23		24		10		118		23
每升炼制成本 (美分/升)														
汽油		0.16		0.49		0.31		0.12		0.43		0.24		0.15
<b>对中投资参数</b>														
增加的炼制成本(SMM/年)		46		55		39		33		31		203		30
资产费用与固定成本		11		29		16		9		21		86		7
精炼过程		35		26		23		24		10		118		23
每升精炼成本 (美分/升)														
成品汽油		0.14		0.38		0.25		0.10		0.32		0.20		0.14
燃料消耗 (千桶/天)	167.7	168.7	52.1	53.2	79.7	80.4	100.0	101.2	59.1	59.5	459	463	27	27
汽油调和组分总和特性														
RVP (psi)	70.0	60.0	70.0	60.0	70.0	60.0	70.0	60.0	70.0	60.0	70.0	60.0	70.0	60.0
芳香烃 (vol%)	25.5	26.6	29.8	31.2	34.0	34.0	27.0	27.6	24.5	25.9	27.7	28.6	35.0	35.0
苯 (vol%)	0.69	0.72	0.50	0.55	1.37	1.39	0.60	0.62	0.88	0.92	0.76	0.78	0.70	0.98
硫 (ppm)	50	50	50	50	11	11	50	50	50	50	44	44	50	50
辛烷 (MON)	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	91.0	91.0

**Note:**

(1) 不包括用于燃料或氢生产的焦、硫和炼油厂物质流。

## 7.0 解释分析结果

本节提供便于理解和解释研究结果的附加评述。一些评述重申和强调了本报告先前章节中提出的要点；其他的则介绍了新的要素，为本分析提供更多角度的内容。

### 7.1 炼油厂使用完全成型的工艺生产 ULSF

炼油厂可以生产硫含量低至<5ppm 的 ULSG 和 ULSD，通过已经成型的先进炼制工艺脱硫（1）FCC 石脑油，（2）其他掺混到汽油的石脑油物质流，以及（3）掺混到柴油燃料中的馏出物物质流。<sup>58</sup>

这些工艺直接用于应对美国、加拿大、西欧、日本和其他地方过去十年中实施的严格的 ULSG 和 ULSD 标准。过去十年通过基础设施建设和对现有单元的改进，建造了千百个高度严格的 FCC 石脑油加氢处理装置和馏出物加氢处理装置。因此，这些工艺的技术性能已经在行业内被熟知，而且它们的投资要求和运行成本已经十分明确。

与实践一致，炼油厂建模分析表明，增加 FCC 石脑油加氢处理、馏出物加氢处理、专用氢生产以及硫回收产能（新的基础单元或改进和扩建现有单元），是生产 ULSG 和 ULSD 的好方法。该发现适用于所有国家的炼油厂组。

炼油厂模型不限制选用这些工艺。相反，模型表示了所有重要炼制工艺，包括所有用于生产表 2.11（第 2.5 节）中列出的 ULSF 的炼制工艺，而且可以选择任何能满足给定硫标准的最经济的工艺。

### 7.2 具体技术因素决定的硫控制成本

对于既定的 ULSG 或 ULSF 标准，所需的炼油厂投资幅度以及实现这些标准的附加炼制成本主要由以下这些技术因素的相互作用所决定。

- ◆ 汽油或柴油燃料的现有（基准）硫含量
- ◆ 要满足的硫标准（如 50ppm，10ppm）；
- ◆ 炼制投资的区域位置系数；
- ◆ 炼油厂生产量；
- ◆ 炼油厂配置结构；
- ◆ 原油品种结构特性（如比重和硫含量）；
- ◆ 产品品种结构（汽油、柴油燃料以及其他产品的相对产量）

例如，燃料现有的硫含量越高（不管是因为原油品种结构的硫含量，还是因为硫控制能力有限，或者两者都有），符合给定 ULSF 标准就越贵（其他的都相等）。炼油厂越大，符合给定 ULSF 标准的成本（以美分/升计）就越低（其他的都相等），因为规模经济适用于炼油厂硫控制设施的投资。

同样地，上述技术因素之间的国家差异解释了国家之间投资要求以及炼油厂关于 ULSF 生产的运行成本之间的差异。具体地说，如第 6 节所示，炼油厂建模分析结果表明，墨西哥和巴西符合 50ppm 和 10ppm 的 ULSG 和 ULSD 标准的每加仑成本要高于印度或中国（差距主要在于 10ppm 的 ULSD 标准）。墨西哥和巴西成本相对较高主要是因

<sup>58</sup>

本报告的第 2.5 节会深入讲述这个问题。

为（1）原油品种结构更重，汽油和柴油调和组分总和中需要更多的裂化物质流，（2）汽油和柴油燃料中的基准硫含量更高，以及（3）单位投资成本就更高。

## 7.2.1 墨西哥

Refineries in Mexico currently process a mix of heavy and medium sour domestic crude oils, which are high in sulfur content relative to crudes run in India and China, and indeed in the rest of the world (as discussed in **Section 6.4.2**). By contrast, refineries in India process an aggregate crude slate with average gravity of 33.5 °API and average sulfur content of 1.3 wt% (see **Table 5.7**).

All of Mexico's refineries produce large volumes of high-sulfur, full range FCC naphtha ( $\approx 1,900$  ppm sulfur). FCC naphtha content in the finished gasoline pool is quite high, ranging from 34 vol% to 47 vol%, a range higher than found in even U.S. refineries. (In the U.S., FCC naphtha accounts for about 30 vol% to 35 vol% of the gasoline pool.)

Consequently, refineries in Mexico currently produce gasoline with high average sulfur content of ( $\approx 432$  ppm to 693 ppm) and only a small volume of ULSG (90,000 to 100,000 b/d at 30 ppm sulfur). To meet the 30 ppm sulfur standard for all gasoline produced in Mexico, the refineries are installing grassroots FCC naphtha hydrotreaters, except where existing FCC feed hydrotreating capacity can contribute to meeting the 30 ppm standard. Meeting the 10 ppm sulfur standard would require further investment to revamp all of FCC naphtha hydrotreaters.

All refineries in Mexico now produce diesel with  $\leq 500$  ppm sulfur, for both on-road and off-road use. Producing 10 ppm ULSD calls for revamping existing distillate hydrotreating in some refineries and adding new distillate hydrotreating capacity in the other refineries. In addition, producing ULSD calls for investments in hydrogen production and sulfur recovery units.

Even though the refineries are relatively large, refinery investments costs per unit of capacity are higher in Mexico than in the other countries of interest, reflecting the assumed location factor of 1.35, the highest of the four countries (**Table 4.6**).

## 7.2.2 巴西

Refineries in Brazil currently process a mix of medium weight, relatively sweet crude oils (primarily domestic). The crude slate has an average gravity of  $\approx 27$  °API and average sulfur content of  $\approx 0.5$  wt% (**Table 5.23**). To balance the average weight of the crude slate with the Brazilian product slate, the refineries in Brazil have substantial coking and cracking capacity, leading to large proportions of FCC naphtha in the gasoline pool and of FCC cycle oil and coker distillate in the diesel pool. These streams tend to have high sulfur content relative to the other gasoline and diesel blendstocks.

The cracking and coking refineries (Groups A and B), which constitute the bulk of Brazilian refining capacity, currently have negligible FCC feed hydrotreating capacity, produce high-sulfur full range FCC naphtha ( $\approx 700$  ppm), and have little FCC naphtha hydrotreating capacity. Consequently, these refineries currently produce gasoline with average sulfur content of  $\approx 350$  ppm to 480 ppm, with FCC naphtha accounting for 50 vol% to 60 vol% of the finished gasoline pool. As is the case with Mexico, these percentages are unusually high.

To meet 50 ppm and 10 ppm sulfur standards for ULSG, these refineries would have to add substantial amounts of grassroots FCC naphtha hydrotreating capacity. The unit investment costs for this new capacity would tend to be high (relative to costs in India and China) because of the relatively high sulfur content of the FCC naphtha.

Groups A and B produce currently produce a diesel fuel pool, about two-thirds of which meets an 1,800 ppm sulfur standard and about one-third meets a 500 ppm standard – indicating that these refineries have only limited distillate hydrotreating capacity. Consequently, to produce ULSD, the Group A and B refineries would have to add substantial new distillate hydrotreating capacity and revamp the existing distillate hydrotreating units.

The small, simple refineries (Group C) currently produce gasoline with an average sulfur content of  $\approx 60$  ppm and diesel fuel with average sulfur content  $\approx 400$  ppm. Because their gasoline pool comprises only straight-run naphthas, reformate, ethanol and some C4s (no FCC naphtha), these refineries would incur only negligible cost to produce 50 ppm gasoline. But they would require investment in naphtha desulfurization to produce 10 ppm gasoline. These refineries have distillate hydrotreating capacity to treat about 75% of their distillate blendstock volume. Despite these favourable factors, the cost of producing low-sulfur diesel fuel would be relatively high for the Group C refineries because they are small and therefore have high unit investment scale factors.

In general, refinery unit investments costs in Brazil are somewhat higher (for similar units and capacities) than in the other countries of interest. The assumed location factor for Brazil is 1.15, but that estimate may be conservative.

### 7.3 年度融资费用是 ULSF 炼制成本中最大的部分

尽管硫控制总成本中的各种决定因素在各国不一样，但所有情况下炼油厂建模分析均表明，上述与炼制工艺投资相关的年度融资费用（和固定成本）占总年度成本和硫控制每升炼制成本的绝大部分（约为 70%到 80%），余下的就是直接炼制成本的不同。

也就是说，ULSG 和 ULSD 生产是相对的资本密集型，但也会产生一些直接炼制成本。该发现与先前的分析和美国及其他地方的炼油厂实践经历一致。

### 7.4 基准和各国具体的投资参数决定预估成本的范围

因为年度融资费用是硫含量控制年度成本和每升成本的最大组成部分，因此本分析形成了两组年度融资费用预估值，用以计算以及 ULSF 生产的每升成本。可在第 6 节中找到两组成本。

如第 4.6 节所述，每组预估值均基于具体的投资参数，基准参数和各个国家特定的投资参数（参见第 4.6 节，表 4.9）。

- ◆ 基准投资参数旨在表示评估美国炼油厂投资所用的典型投资参数，以评估炼油厂投资。
- ◆ 各国具体投资参数由 ICCT 规定，旨在表示各国所用的投资参数，以评估炼油厂投资。

各国具体投资参数旨在导向各国的 ACC 比（第 4.5 节中的规定），该 ACC 比（1）低于基准 ACC 比，（2）与每个国家影响炼油厂投资的适用金融政策一致，以及（3）是合理的。

各国具体的 ACC 比相似，都远远低于基准 ACC 比。这主要是因为规定的各国具体融资成本在所有国家都是 5%（墨西哥是 6%），各国都比基准值 10%（税后）低得多。到目前为止，融资成本是 ACC 比计算中最重要的元素。

因为基准 ACC 比高于各国具体的 ACC 比，在所有国家，硫控制的预估基准成本都高于炼油厂组预估各国具体成本。

因为基准投资参数对所有国家都一样，本研究中炼油厂建模所得的基准硫控制成本仅反映了每个国家所特有的技术因素（如汽油和柴油燃料中的基准硫水平，现有的工艺产能曲线，汽油/柴油比，等），而没有考虑各国资本成本、税率或其他相关的投资政策的影响。

因此，例如，如果 A 国的基准硫控制成本高于 B 国，那么 A 国的硫控制难度实质上要高于 B 国，而这仅仅是因为技术因素的差异。

相反，本研究中炼油厂建模所得的各国具体的硫控制成本反映的是技术、金融和政策因素的综合影响。

## 7.5 其他因素可能影响预估成本

其他几个输入参数可能对分析结果有很大影响；具体为区域位置系数和假设的能源价格。

### 7.5.1 位置系数

在我们的方法中，如第 4.5 节所述，与炼油厂产能投资相关的年度融资费用（百万美元/年）是以下各项的结果，（1）美国墨西哥湾位置的炼油厂总投资；（2）位置系数，各国具体的当地投资成本与美国墨西哥湾相同工艺产能投资成本的比；以及（3）ACC 比。

因此，对于给定的 ACC 比，与给定炼油厂投资相关的预估年度融资费用与指定的位置系数成正比。例如，位置系数增加 10%会导致年度融资费用增加 10%。

不幸的是，位置系数很难获得。位置系数并未发布出来，而且会随着时间而发生变化，同时还反映了当地劳动力以及设备市场的情况。在本研究中（表 4.6），我们基于内部信息以及与各国有相关项目经历的技术供应商和工程公司的私人交流来预估位置系数。

### 7.5.2 能源价格

硫控制直接炼制成本的最大部分来自于炼油厂能耗的增加。大多数炼油厂的能量均来自于购买的天然气燃料和精炼生产的副产品（如催化剂焦、釜馏气）。因此，直接炼制成本就是原油和天然气当时价格水平的增函数。

本研究中的预估成本体现了假定平均原油价格为大约 100 美元/桶。假定天然气价格在每个国家都不同。

## 7.6 预估的炼制成本是国家炼制成本，而不是价格变化指标

本研究中预估的 ULSF 标准炼制价格和管理机构以及炼油厂相关。他们代表了硫控制的**国家成本**；也就是说，国家炼制行业为符合 ULSF 标准而消耗的资源的价值。

然而，炼制成本的变化不能仅解释为炼油厂下游的汽油和柴油价格，包括零售价格的相应变化指标。



本分析中预估的每升炼制成本是增加的总炼制成本，除以炼油厂生产的 ULSG 和 ULSD 总产量。预估成本不是供应的边际炼制成本（这通常决定了炼油厂现场交易的产品价格）。

平均炼制成本不包括从炼油厂到加油泵的下游物流系统中可能发生的附加成本（或节约成本）。也不包括以下各项的预估值，（1）市场条件，例如供需平衡，若在一段时期内供需不平衡，就可能会影响汽油零售价格，或（2）影响最终价格的政府政策和规划。

最后，炼油厂组中单个炼油厂的成本可能高于或低于预估的全组平均成本。

## 7.7 主要炼制模型中的“过度优化”

本研究中使用的炼油厂组模型均代表各组中的炼油厂，尽管它们是单个炼制集合；就是说，单个完整的炼制组合体。因此，此类炼制模型被视为有可能过度“优化”，也就是说，如果模型中表示的市场条件和工艺技术是给定的，则返回的描述操作结果的解决方案可能会优于主体炼油厂实践中能实现的结果。然而，事实证明过度优化的可能性并不妨碍使用集合炼油厂建模对预期燃料规定如 ULSF 标准进行经济学分析。

集合炼制模型返回结果中过度优化的一个潜在来源与产能利用有关。原则上，集合模式可以表示一个地区可用的工艺产能，而且效率比孤立的单个炼油厂效率更高。例如，集合模型事实上可以把炼油厂多余的工艺产能给本组中其他炼油厂使用，这看起来是一个虚假的效果。

然而，在一定程度上，一个地区内彼此靠近的炼油厂或同一个公司拥有的炼油厂可以而且确实以这种方式相互作用：购买和出售炼油厂原料，通过加工协议共享产能等。此类安排为炼制行业产生的经济效益是无法通过对单个炼油厂建模来获得的。模型获得炼油厂内部交易的经济效益的能力不必“过度优化”，因为在地区炼油厂建模环境中其常常如此。

更广泛地说，本研究使用的同类优化模型提供了一种独特而且有价值的分析优势：表示了炼油厂应将规定要求和市场条件的集合利益最大化。此类价格信号由经济资源（原油和其他炼油厂输入，炼制产能和炼制产品）的相对充裕或缺乏而产生。

因为这些原因和其他实际原因，集合炼油厂建模已经而且依然是分析影响炼制产品的拟定监管方案和经济技术标准的不二选择。过度优化的问题可以通过适当的计算公式或设计研究方案，既像本研究这样针对不同的情景有不同的关注重点，从而反馈出不同的结果，而不是只反馈一个单个炼油厂的解决方案。

## 7.8 炼油厂之间的差异可能影响对新标准的响应

要符合新的监管方案或标准如 ULSF 标准，根据个体环境，单个炼油厂（与本分析中考虑的炼油厂组相反）可能会有不同的结果。这些环境可以包括进入化工市场批发商店购买其他炼油厂不用的炼油厂物质流（C4 和 C5）、可获得的当地商业工厂的氢、扩建或改进现有工艺单元或建造基础单元的当地成本、让出可用的重整产能以换取汽油硫控制中损失的辛烷的程度、汽油调和组分总和辛烷严格度限制的操作程度等。

因此，给既定组别中的一些炼油厂的成本可能较高（相对于该组或国家平均水平）；其他的可能会较低。一些炼油厂（很可能是低成本炼油厂）可以通过维持或增加汽油产量来应对严格的新 ULSF 标准；因为符合新标准的成本太高，另一些炼油厂可以减少汽油和柴油产量和其他炼制产品的产量。

总之，本研究中预估的炼油厂投资和炼油厂操作成本的变化应视为每个国家 ULSG 和 ULSD 生产的国家成本，而不要视为某个具体的炼油厂的成本。

## 8.0 燃料输送基础设施和执行 ULSF 的挑战

对于已经执行 ULSF 方案的国家，基础设施和燃料输送问题的挑战没有预期那么大。炼油厂/市场经销商已经证明，ULSF 可以在输送系统中成功保存，不会太大地降低产品质量。然而，为不同最终用途或地区（车用与非道路、严格空气质量所在地与郊区）规定多个燃料等级的方案中出现了一些问题。这些情况下，燃料供应商可能在输送系统中遭遇一些限制：管道系统或大量储存设施中限制卸货/储罐，终端牌号的分离限制，以及在零售点分级多种产品的能力限制。分离能力的限制可能导致执行 ULSF 的成本增加。

本节提供每个 BCIM 国家的汽油和柴油输送情况概述，目的在于找出执行新 ULSF 标准时可能出现的问题。每个国家的论述都包括输送网络的描述、未来输送要求以及对执行 ULSF 标准的计划。

一些情况下，输送问题还未引起公众的重视。市场经销商现在可能没有处理多个质量等级（如车用柴油和非道路或家用燃料油之间没有区分），并且还没有为未来要求制定计划。一种方法就是继续提供符合车用标准的硫含量限值的单一产品（过度达标）。该方法可能规定 ULSF 输送成本的最高上限。如果 ULSF 过度达标的成本超过输送基础设施的投资成本，很可能会出现通过基础设施投资来处理多种产品。

巴西提供了 ULSF 输送的独特情况。最初的 ULSF 方案要求销售和可买到 10ppm 燃料，而其他 ULSF 等级正在引入市场。巴西的方案要求销售多个牌号，本分析第 2 阶段会涉及这一点。

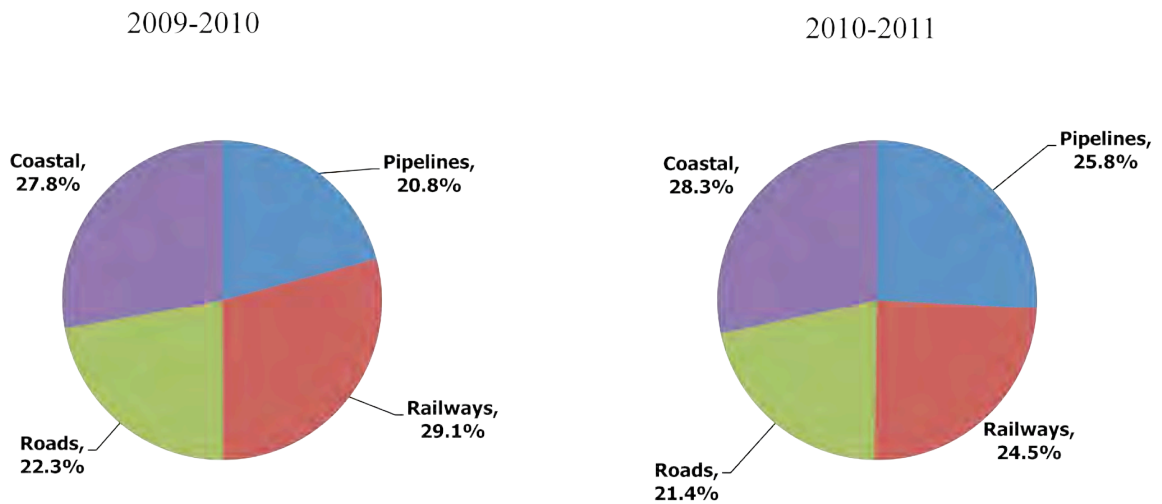
### 8.1 印度

#### 8.1.1 产品输送系统概述

Refined petroleum products from refineries are transported to consumption centers through network of railways, roadways and pipelines etc. The current share of pipelines in the cumulative movement of petroleum products is 25.8% followed by railways 24.5%, roads 21.4% and coastal 28.3%. **Figure 8.1** also provides a comparison with 2009-2010 transportation modal mix.

As compared with 2009-2010, growth has been observed in the pipeline share while there has been a decline in railways' share in transportation of petroleum products, attributed to increased utilization of pipeline networks across the country.

**Figure 8.1: Industry Mode-wise Transportation of Petroleum Products**



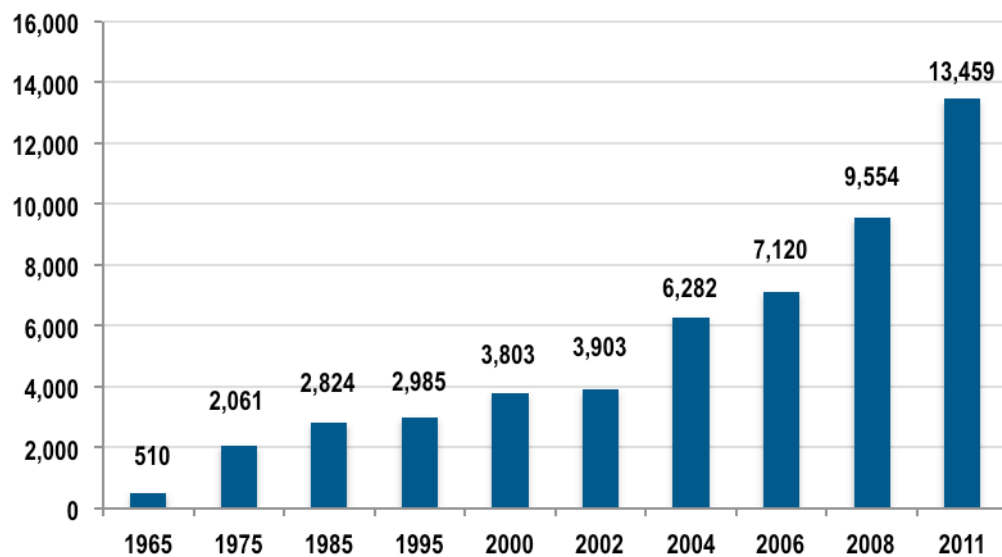
Source: PPAC

It is interesting to note that Indian Oil, which accounts for over 50% of the country’s gasoline and diesel market, transports a significant share of refined products by railways (~41%).

The significant growth in the pipeline distribution network in India is shown in **Figure 8.2** and **Figure 8.3**. The share of pipeline movements for product transportation is expected to increase further in the future.

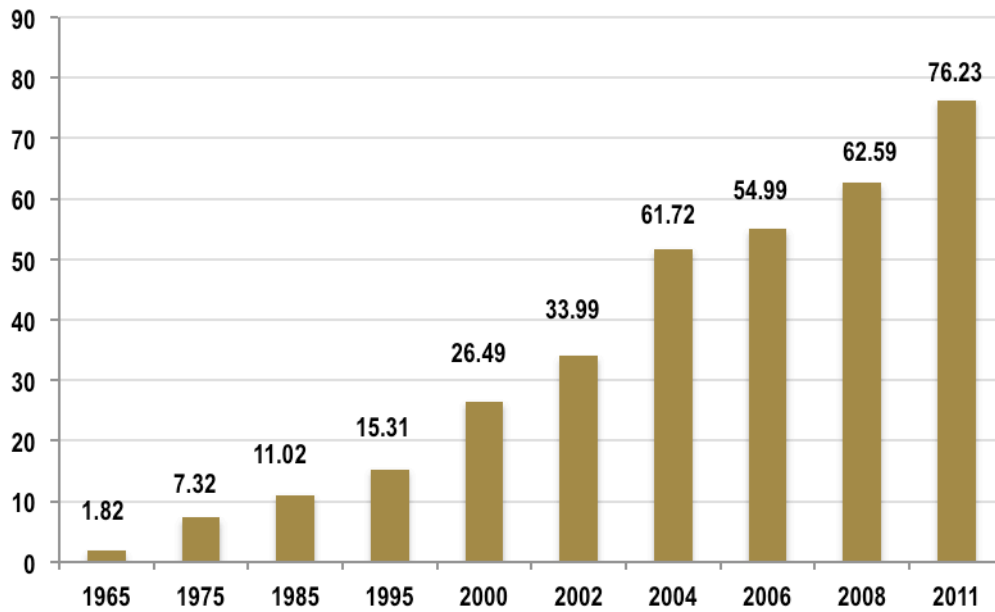
Currently India has more than 13000 km of product pipelines with capacity of 76 MMT spread across the countries that transport gasoline, jet fuel, kerosene, diesel and LPG in multi-product and dedicated pipelines.

**Figure 8.2: Growth of Product Pipeline in India (Km)**



Source: IOCL 2011

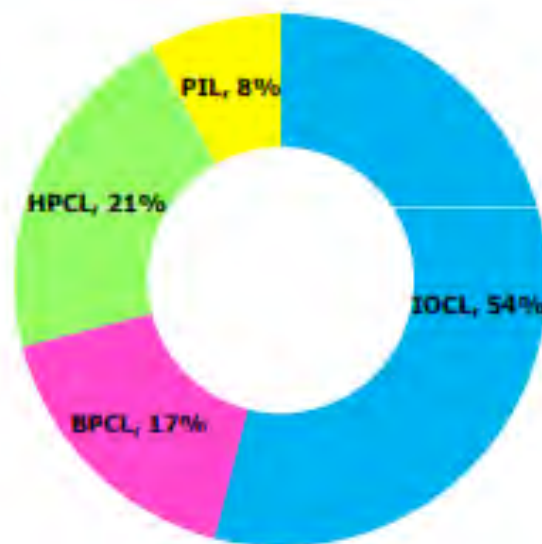
**Figure 8.3: Growth of Product Pipeline Capacity in India (MMT)**



Source: IOCL 2011

The pipeline network in India is operated by Petro net India Ltd. (PIL), Indian Oil Corp. Ltd. (IOCL), Bharat Petroleum Corp. Ltd. (BPCL), and Hindustan Petroleum Corp. Ltd. (HPCL). The share of products pipelines owned by various companies is shown in **Figure 8.4**.

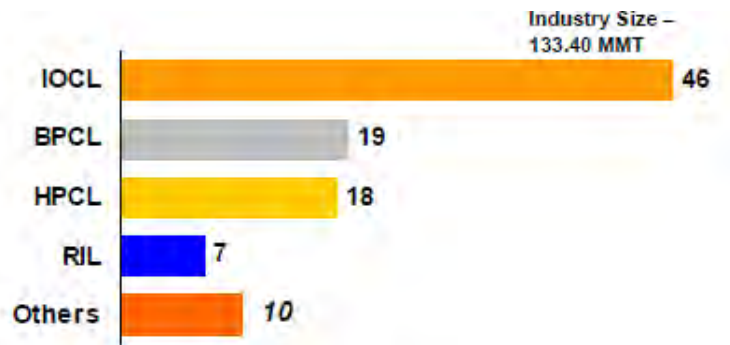
**Figure 8.4: % share of Products Pipeline**



Source: IOCL 2010

The product pipeline share for these companies is in line with their product market share. IOCL is a leader in product market share and holds more than 50% share of product pipeline as well.

**Figure 8.5: Petroleum Product Market Share of Oil Companies - %**



Source: IOCL 2010

### IOCL Pipeline Network

IOCL has nearly 6401 km of product pipelines with a capacity of 34.86 MMT spread across the country (Figure 8.6).

**Figure 8.6: IOCL's Liquid Pipeline Network (2011)**



Implementation of a Paradip-Sambalpur-Raipur-Ranchi Pipeline and branch pipeline from Koyali-Sanganer Pipeline at Viramgam to Kandla will further add to the petroleum pipeline delivery capability in central and western India in the coming years.

## BPCL Pipeline Network

BPCL owns 1939 km of product pipelines with a product capacity of 10.35 MMT between Mumbai and Bijwasan covering Manmad, Mangliya and Piyala terminals (**Figure 8.7**).

**Figure 8.7: BPCL's Liquid Pipeline Network (2011)**



## HPCL Pipeline Network

HPCL (**Figure 8.8**) has one major pipeline between Mundra- Delhi and other smaller pipelines including Mumbai-Pune, Visakhapatnam-Hyderabad and Mangalore - Bangalore with a total length of 2774 km and 25.72 MMT of product capacity.

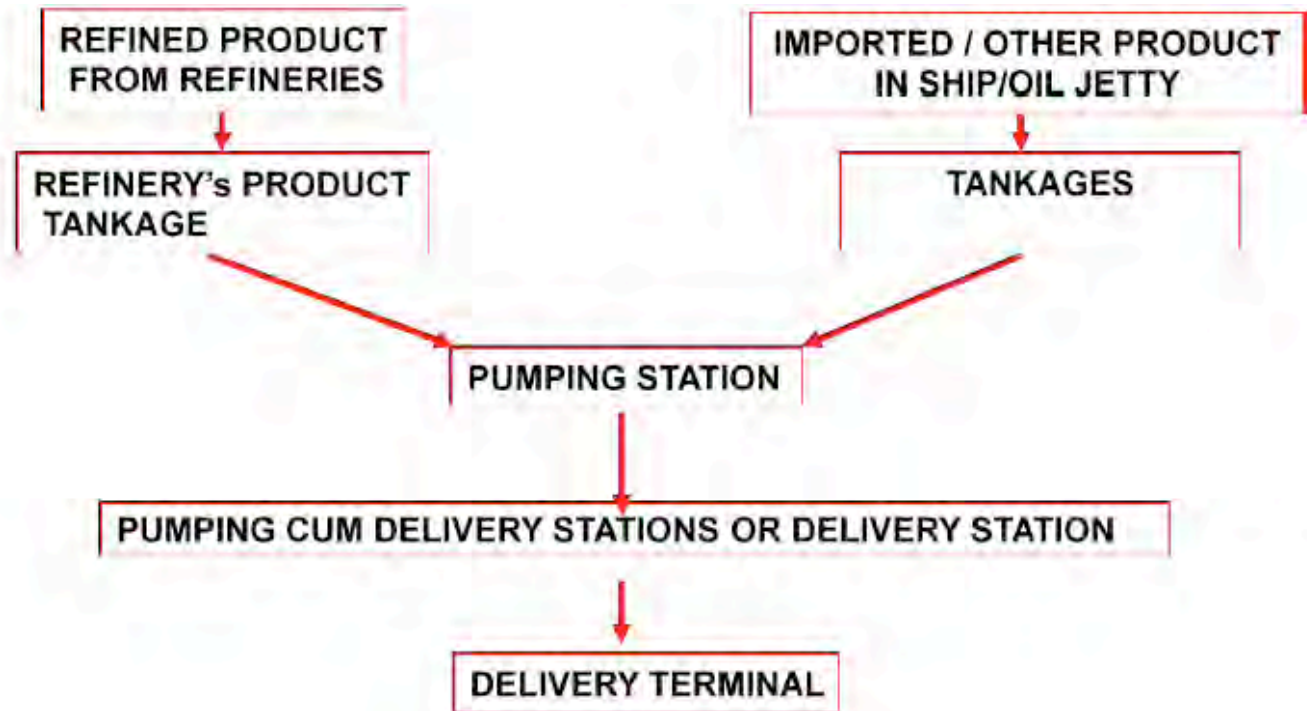
Figure 8.8: HPCL's Liquid Pipeline Network (2011)



### Pipeline Distribution Approach

A schematic of typical approach for product pipeline transportation in India is shown in **Figure 8.9**. Rail movements are similar, but in that case the product moves directly from the refinery to delivery terminals. The refined products are carried from the depots or delivery terminals to retail outlets nearby through tank-lorries on roadways.

Figure 8.9: Product Distribution Approach in India



At the refinery or import terminal, the refinery or port will typically have sufficient capability to handle multiple product grades for delivery by various transportation modes. Introduction of new ULSF grades will not be a major issue. As product moves downstream to pipeline breakout points and on to delivery terminals, segregation tankage and capability to handle multiple product grades will be more limited. This will vary with location and will depend on factors such as terminal size, capacity location, etc. Introduction of new grades of ULSF may require additional tanks and associated distribution equipment.

### 8.1.2 当前燃料分级销售

In line with the Auto Fuel Policy, India has set two separate fuel quality specifications available in the market: one for nationwide implementation, and the other with stricter requirements for critically polluted cities. The current mandate for the supply of BS III and BS IV gasoline and diesel requires that two fuel quality grades be available but in distinct market areas; large cities vs. all other areas. The existing distribution systems in India are in line with standards and can supply the required product. The requirement of BS IV fuels in the cities can be met by either nearby refineries through tanker or by pipelines. For example, BPCL Mumbai refinery has been producing BS IV fuel. That fuel is being supplied to Delhi NCR region by pipeline where BS IV has been mandated. **Table 8.1** shows the current terminal availability of BS IV fuel in the country and the cities served by these distribution locations.



**Table 8.1: Availability of BS-IV Diesel Fuel in India**

No.	Existing Location Handling BS-IV Diesel	Cities Fed
1	Chennai	Chennai
2	Devangunthi	Bangalore
3	Cherlapally/Ghatkeshar	Hyderabad
4	Pune	Pune
5		Sholapur
6	Vashi / Wadala / Sewree	Mumbai
7	Hazira	Surat
8	Sabarmati / Palanapur	Ahmedabad
9	Bharatpur	Delhi / NCR
	Rewari	Delhi / NCR
	Partapur / Meerut	Delhi / NCR
	Bijwasan /Shakubasti	Delhi / NCR
	Panipat / Bahadurgarh	Delhi / NCR
10	Mathura	Agra
11	Amousi / Panki	Lucknow
12		Kanpur
13	Budge Budge / Mourigam	Kolkata

### 8.1.3 未来的燃料战略

As part of its transition towards ULSF fuels, the Ministry of Petroleum & Natural Gas has identified 50 additional cities (based on vehicle populations and pollution levels) to be included in the implementation of 50 ppm sulfur gasoline. Implementation will be conducted in phases and full implementation is expected to be carried out by 2015.

In accordance with the Strategic Plan for 2011-17, 50 ppm sulfur gasoline has been implemented in seven cities including Puducherry, Mathura, Vapi, Jamnagar, Ankaleshwar, Hisar and Bharatpur as of March 2012. The government has plans to extend the introduction of 50 ppm fuel in 50 more cities by 2015. This includes the NCR, which actually comprises of four constituent sub-regions:

- ◆ Haryana Sub-Region comprising of nine districts, viz., Faridabad, Gurgaon, Mewat, Rohtak, Sonapat, Rewari, Jhajjar, Panipat and Palwal;
- ◆ Uttar Pradesh Sub-Region comprising of five districts, viz., Meerut, Ghaziabad, Gautam Budha Nagar, Bulandshahr, and Baghpat;
- ◆ Rajasthan Sub-Region comprising of Alwar district & The NCT of Delhi

### 8.1.4 未来 ULSF 的输送问题

In general the approach involving the ULSF phase in in major cities followed by nationwide implementation will minimize constraints on the existing distribution system in India. For gasoline,

most distribution centers will handle either the latest ULSF or the previous requirement, so there should not be significant distribution issues and handling of multiple products.

To date there have not been significant issues with diesel’s transition to low sulfur. Diesel is marketed as BS III or BS IV. In the future as diesel requirements move to BS IV or more stringent levels, there may be a distinction between on-road, off-road and/or industrial uses of diesel or other distillates. In this case multiple grades of diesel may emerge and distribution/segregation capacity may become an issue.

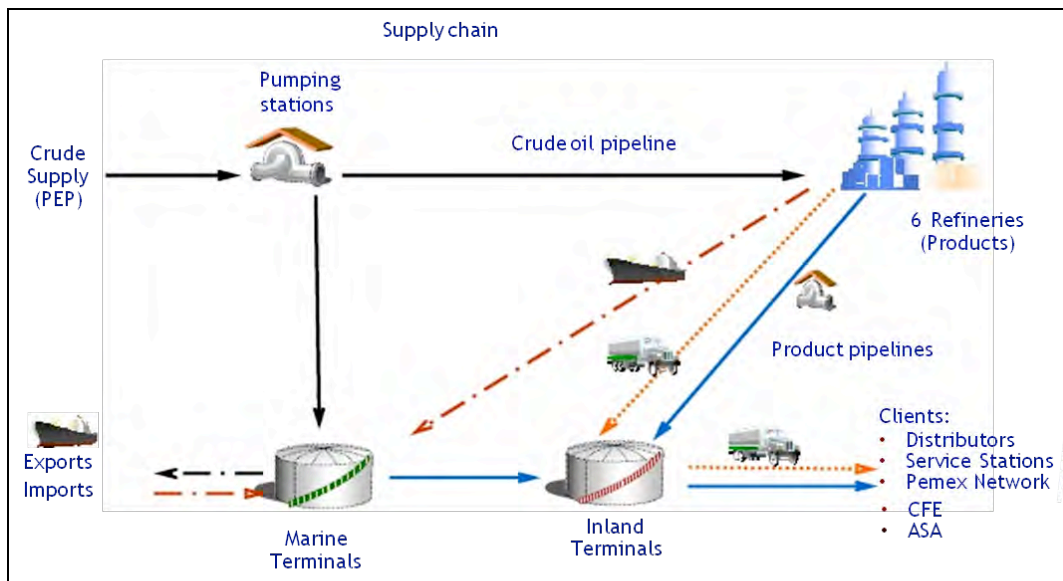
There are no specific plans for pipeline infrastructure upgrading for handling ULSF, as the Government is still deliberating on implementation plan for BS IV across the country and associated financial implications.

## 8.2 墨西哥

### 8.2.1 产品输送系统概述

Mexico’s fuel supply infrastructure is integrated by more than 14,000 km of oil and product pipelines, 15 marine terminals and 77 land terminals, 4,614 trucks, 831 train tanks and 20 marine vessels. The 8,500 gas stations are franchised to Mexican investors and there are a few direct distribution contracts for residual fuels, asphalt and industrial diesel. The system in its totality is controlled and organized by the Mexican government and Pemex. The company owns the majority of the assets, while the private sector provides transportation services in truck, marine and train distribution systems. The crude and product supply chain is shown in **Figure 8.10**.

**Figure 8.10: Crude and Refined Product Supply Chain in Mexico**

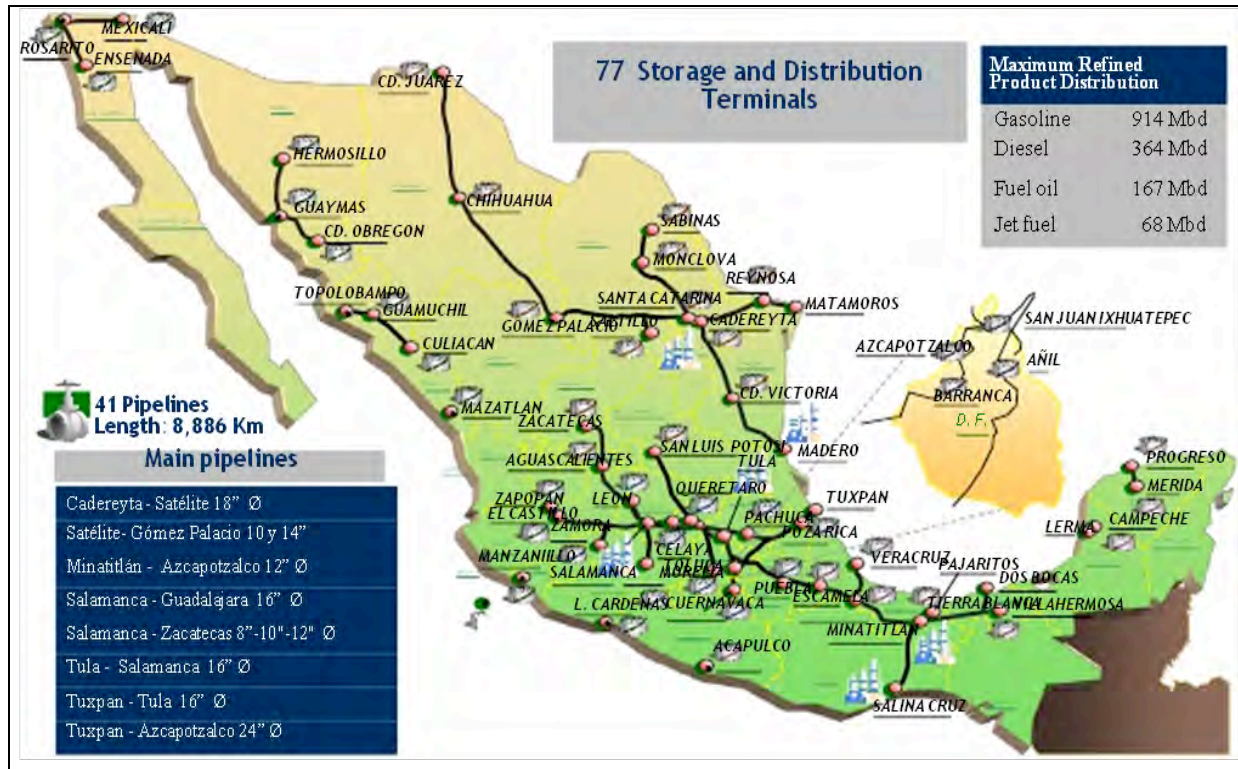


Source: Pemex, 2009

## Products Pipeline Network

Imported and domestic volumes of gasoline and diesel are transported through the 9,000 km product pipeline network. The network is integrated by 41 systems connecting 15 marine terminals and 77 storage and handling facilities (**Figure 8.11**).

**Figure 8.11: Refined Pipeline Distribution Network in Mexico**



Source: Pemex, 2009

These systems transport 12.3 MM Ton-km of gasoline, diesel and jet. About 40% of the system operates with 100% utilization rates transporting 80% of the total volume. The distribution system is spread over various zones mainly western and central, north, pacific and gulf-southeast discussed below.

### Western and Central Zone

The western and central zones include the Mexico City and the Guadalajara Metropolitan Areas. Gasoline and diesel demand is supplied from the Tula and Salamanca refineries and from Gulf of Mexico imports.

About 70% of all imports come through the Tuxpan Terminal and the Tuxpan-Azcapotzalco, Tuxpan -Tula pipelines. Both of these systems operate at maximum capacity (230,000 b/d).

Additional pipeline infrastructure is under construction that will provide an additional 120,000 b/d to 140,000 b/d of additional transport volume and 500 million barrels of storage capacity to the

system. The utilization rate of the main pipelines and their network is described in **Table 8.2** and **Figure 8.12**.

**Table 8.2: Utilization Rate of Product Pipelines in Central Zone**

Product Pipeline Utilization - Central Zone			
	Cap	Transp	%
<b>Total</b>	<b>907</b>	<b>650</b>	<b>72</b>
Salamanca - León 8"	13	19	144
Poza Rica - Azcapotzalco 18"14"	70	90	129
Tula-Pachuca 8"	18	19	106
Salamanca - Morelia 10"	17	18	106
Azcapotzalco - ASA 8"	20	21	105
Salamanca - Guadalajara 16"12"	72	74	103
Poza Rica - Tula 16"-14"	70	65	93
Tula -Toluca 16"	40	35	88
Tula - Salamanca 16"	72	62	86
Azcapotzalco - B. del Muerto 12"	40	34	85
Tula - Azcapotzalco 12"	48	40	83
Salamanca - Zacatecas 10-12"	22	16	73
Tula - Azcapotzalco 16"	105	59	56
Other pipelines (8) *	300	98	28

\* Añil - Cuernavaca 8" - 6" pipeline is out of order .

Source: Pemex, 2009

**Figure 8.12: Pipeline Network in Central Zone**



1.- Saturated pipelines in Mexico City: Azcapotzalco -Barranca del Muerto, Azcapotzalco - ASA

Source: Pemex, 2009

## North Zone

Gasoline and diesel demand is supplied from the Madero and Cadereyta refineries and with imports coming from the Gulf of Mexico (Madero-Altamira) and the border with the US. There is a gasoline shortfall of about 25,000 b/d, covered through the Brownsville-Reynosa- Cadereyta pipeline.

There is a surplus of 500 ppm diesel and a deficit of ULSD. About 34,000 b/d of diesel is transferred by trucks to the Gulf and Central region, while 30 thousand b/d of ULSD is imported through the northern border. About 63% of the pipeline system is at maximum utilization. The utilization rate of the main pipelines and their network is shown in the **Table 8.3** and **Figure 8.13**.

**Table 8.3: Utilization Rate of Product Pipelines in North Zone**

Product Pipeline Utilization - North Zone			
	Cap	Transp	%
<b>Total</b>	<b>375</b>	<b>307</b>	<b>82</b>
Gómez Palacio - Chihuahua 8"	8	11	138
Satélite - Gómez Palacio 10"	24	27	113
Cadereyta - Satélite. 18"	120	122	102
Brownsville - Reynosa 12"	30	27	90
Satélite - Gómez Palacio 14"	48	40	83
Madero - Cadereyta 12"	31	25	81
El Paso - Cd. Juárez 8"	30	24	80
Satélite - Monclova - Sabinas 10"	18	12	67
Gómez Palacio - Chihuahua 10"	20	11	55
Chihuahua - Cd. Juárez 12"	22	7	32
Cadereyta - Matamoros 12"	25	1	4
Cadereyta - Mezquital 16"-12"	15	0	0

Source: Pemex, 2009

Figure 8.13: Pipeline Network in Central Region



Source: Pemex, 2009

### Pacific Zone

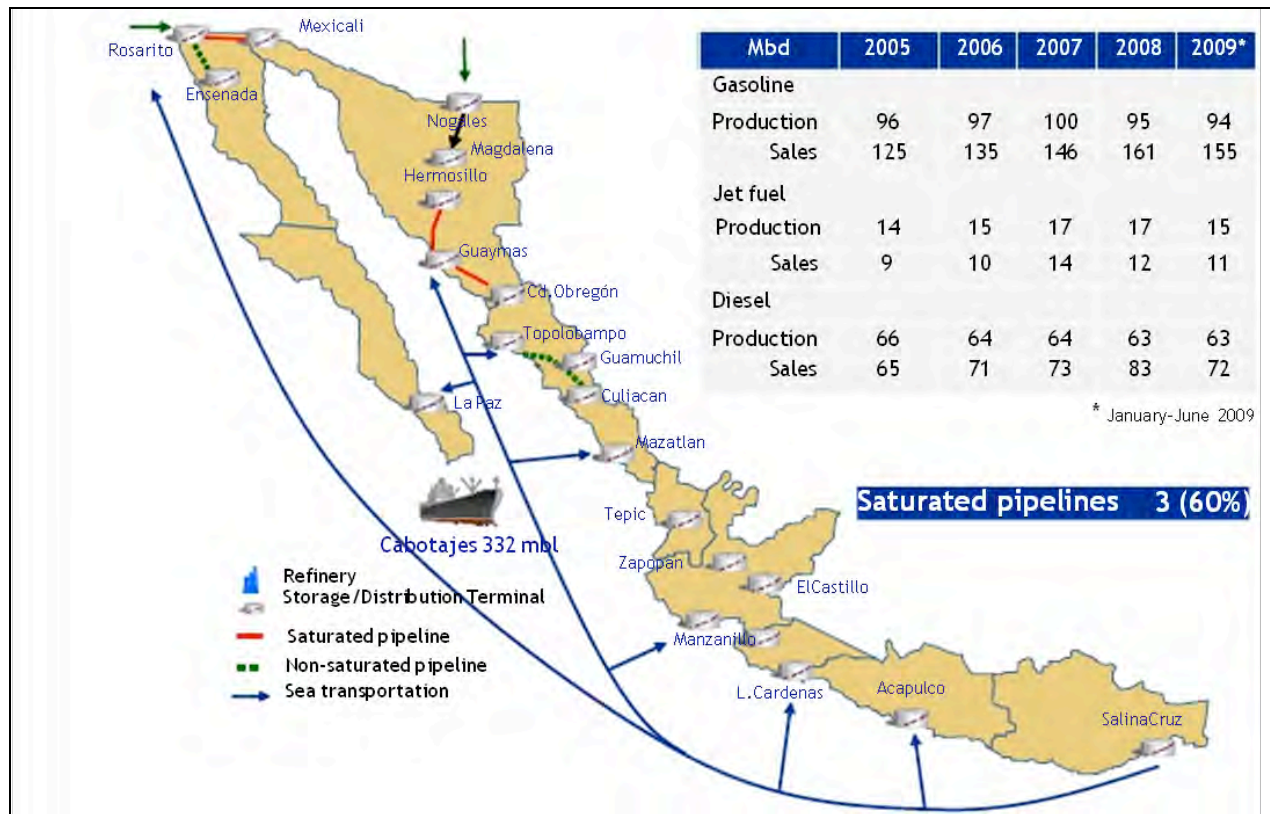
The Pacific Zone is short on gasoline and almost in balance with diesel. Product is supplied by the Salina Cruz refinery and by direct imports from the Pacific Market. There are very few pipelines because of the low volume. Most of Salina Cruz product is transported to cities along the pacific coast by Pemex’s own marine vessels. The main pipeline systems are described in **Table 8.4** and network is shown in **Figure 8.14**.

Table 8.4: Utilization Rate of Product Pipelines in North Zone

Product Pipeline Utilization - Pacific Zone			
	Cap	Transp	%
<b>Total</b>	<b>91</b>	<b>73</b>	<b>80</b>
Guaymas - Hermosillo 8"	14	19	136
Topo - Culiacán 10"	21	19	90
Rosarito - Mexicali 10", 8"	21	18	86
Guaymas - Obregón 12"	14	9	64
Rosarito - Ensenada 10"	21	8	38

Source: Pemex, 2009

Figure 8.14: Pipeline Network in Pacific Zone



Source: Pemex, 2009

### Gulf – Southeast Zone

The Minatitlán refinery imports from the Gulf Market and transfers from other regions provide gasoline and diesel for the region. The region imports about 79 million b/d of gasoline and diesel mainly through Pajaritos and Progreso (Yucatán Península). About 28% of the pipeline system is operated at capacity.

The Yucatán Península, which includes the fastest growing distillate region in Mexico (Cancún and the Maya Riviera), is supplied by sea through Progreso and by trucks travelling distances up to 300 Km. The main product is jet fuel. The utilization rate of the main pipelines and their network is shown in **Table 8.5** and **Figure 8.15**.

**Table 8.5: Utilization Rate of Product Pipelines in South East Zone**

Product Pipeline Utilization - Southeast Zone			
	Cap	Transp	%
<b>Total</b>	<b>532</b>	<b>404</b>	<b>76</b>
Tuxpan -Poza Rica 16“ <sup>1</sup>	45	64	142
Tuxpan - Poza Rica 24“ <sup>1</sup>	70	90	129
Minatitlán - Villahermosa 12”	30	37	123
Minatitlán - Pajaritos 14”	60	55	92
Mina -Azcapotzalcoo. 20”-12”-1	63	55	87
Progreso - Mérida 10”	30	19	63
Minatitlán - Pajaritos 12”	62	37	60
Minatitlán - Salina Cruz 6”	7	4	57
Progreso - Mérida 8”	20	9	45
Minatitlán-Pajaritos 10”	30	13	43
Minatitlán - Salina Cruz 16”	55	24	44
Tuxpan - Poza Rica 8”	22	9	41
Tierra Blanca - Veracruz 8”	12	3	25
Lerma - C.F.E. 8”	13	0	0

1.- They are part of the pipelines that go from Tuxpan to Tula and Azcapotzalco

Source: Pemex, 2009

**Figure 8.15: Pipeline Network in South East Zone**



Source: Pemex, 2009



## Marine Transport

Pemex operates 19 vessels: 10 owned and 9 leased through different schemes. The marine fleet operates a transport network that supplies both the ports in the Gulf of Mexico and in the Pacific Rim. The marine transport network for products distribution is shown in **Figure 8.16**.

**Figure 8.16: Marine Transport Network for Products Distribution**

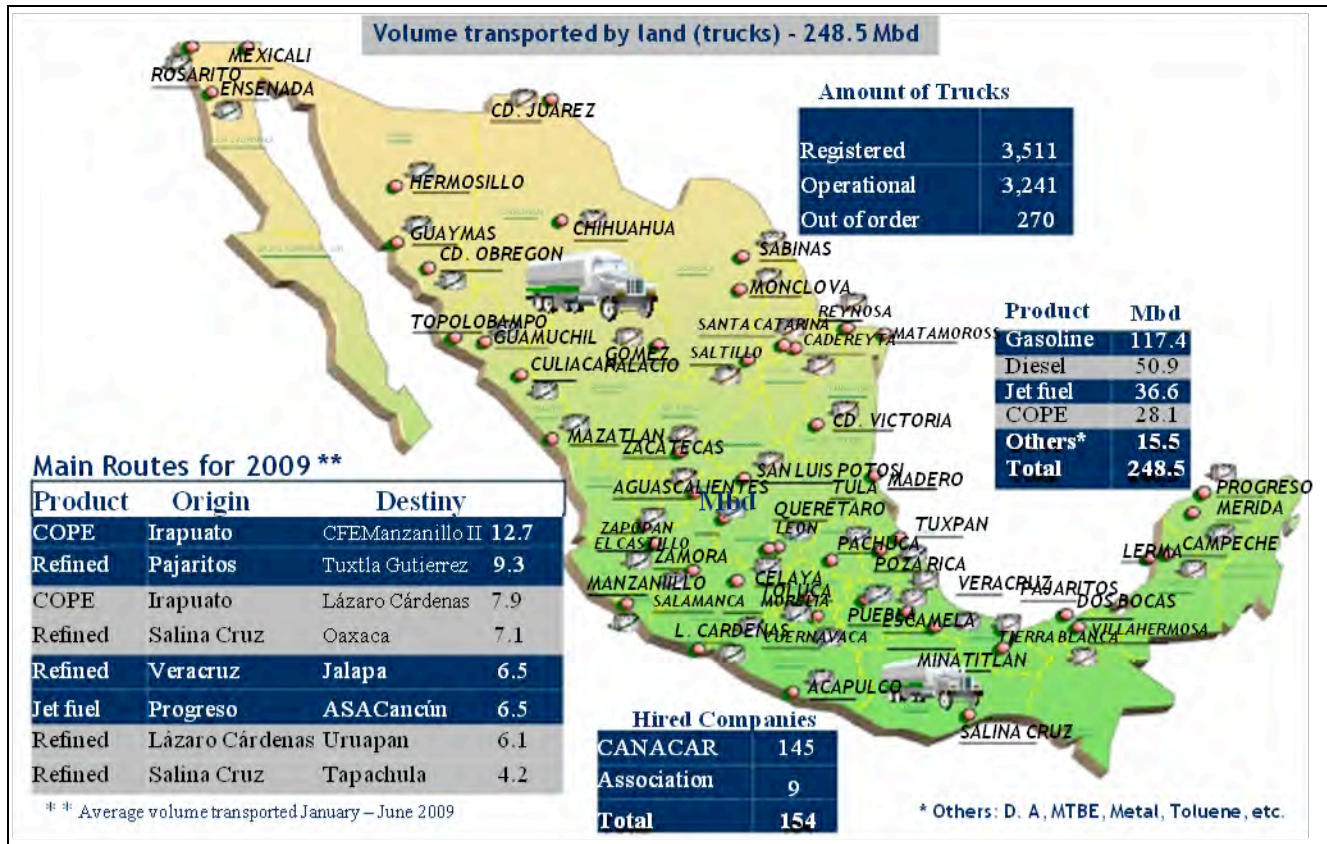


Source: Pemex, 2009

## Land Transport

The distribution system includes 21 storage and distribution terminals that are not connected by pipelines. Because of this and because of the level of saturation in the pipeline systems there is a large fleet of trucks and trains that operate in the country. About 250,000 b/d to 300,000 b/d are transported by truck between the different terminals in Mexico. **Figure 8.17** shows the land transport network for refined products distribution in Mexico.

Figure 8.17: Land Transport Network for Products Distribution



Source: Pemex, 2009

In the last five years there have been a strong effort to increase the volume of product transported through the railway system, to help reduce the cost of supply and bring additional flexibility to the system. A special effort is being made to help export surplus fuel oil from inland refineries. This puts an additional restriction on the system compromising the distillate supply to the central region of the country.

### 8.2.2 Storage and Handling Terminals

Service stations and consumers are supplied refined products directly by 77 storage and handling terminals distributed throughout the country as shown in **Table 8.6**. Total storage capacity is 18.1 million barrels using 637 tanks for all products and the available working storage capacity is only around 13 million to 14 million barrels. **Figure 8.18** shows the location of these terminals.

**Table 8.6: Product Storage and Handling Terminals**

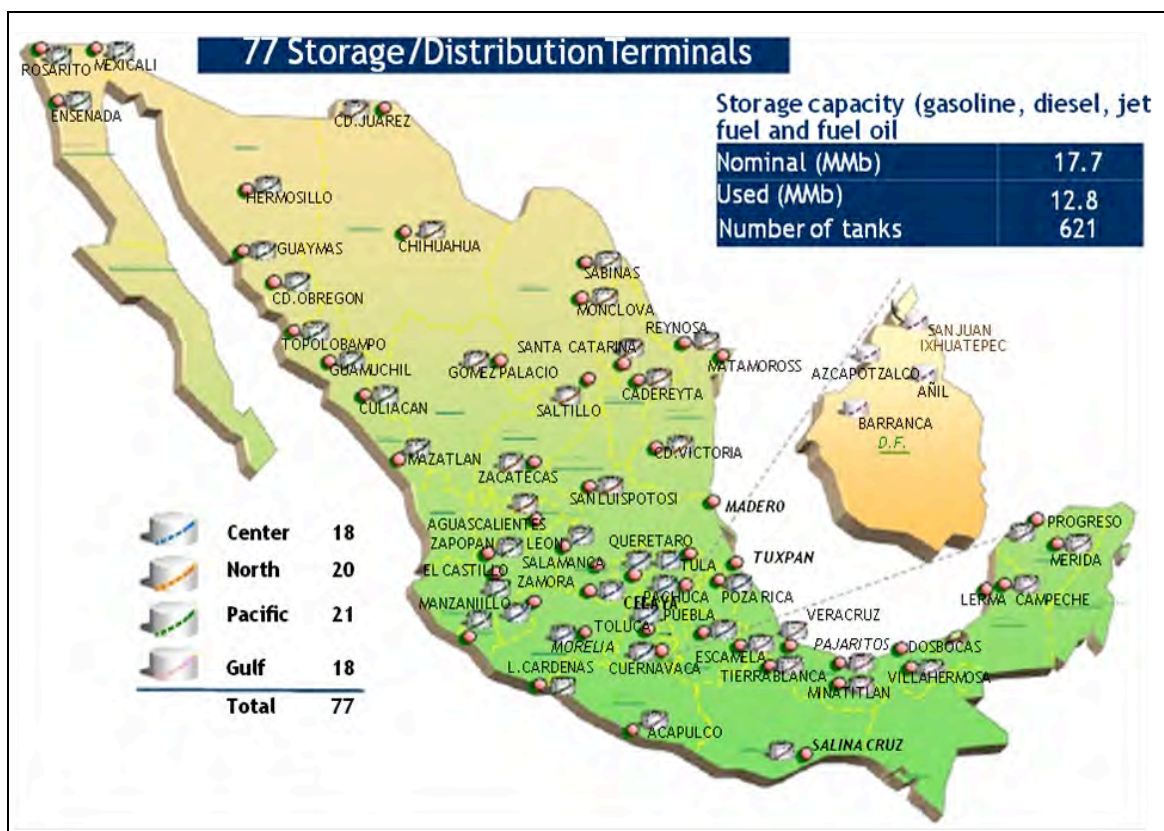
Storage facilities							
Region	Terminals	Distillate Tanks	Nominal Capacity *	Operational Capacity	Tanks with Membranes	Tanks without Membranes	Tanks with floating ceiling
	Num.	Num.	MMb	MMb	Num.	**Num.	Num.
Center	18	125	4.0	2.7	114	6	5
Gulf	18	146	2.8	2.1	94	51	1
North	20	167	3.7	2.7	101	46	20
Pacific	21	184	7.2	5.3	133	46	6
<b>Total</b>	<b>77</b>	<b>622</b>	<b>17.7</b>	<b>12.8</b>	<b>442</b>	<b>149</b>	<b>32</b>

\* Gasoline, Diesel, Jet Fuel and Fuel Oil.

\*\* Includes fuel oil tanks

Source: Pemex, 2009

**Figure 8.18: Location of Products Storage and Handling Terminals**



Source: Pemex, 2009

About 20%-35% of the terminals do not have adequate capacity to efficiently supply product. The supply constraints become more acute during peak holiday seasons. Additional terminals will be

needed in the future because of population growth or because some of the existing facilities need to be relocated away from dense urban areas.

### 8.2.3 当前燃料分级销售

Mexico currently markets high and low grades of gasoline and on-road diesel, as well as higher sulfur distillates. The transport systems have been converted to handle the low sulfur supply to the metropolitan areas and cities in that same transport system. The only place where 500 ppm and 15 ppm are both being handled is in Cadereyta-Monterrey. As long as the distance is not too far, the overlap in different batches is not significant and no distribution issues are incurred.

The high sulfur distillates and diesel distribution systems are already significantly different and segregated.

### 8.2.4 未来的燃料战略

New distribution systems will be required to handle the growing volume of demand throughout the country. Pemex plans to implement ULSF by changing out complete systems supplying an area with a plan for avoiding distribution constraints. Where expansion is required the projects will consider fuel grade requirements. Systems are also being modernized which will aid in distribution as well as multiple grade distribution.

### 8.2.5 未来的输送问题

As noted previously, fuel grade distribution is not expected to be problematic.

## 8.3 巴西

### 8.3.1 产品输送系统概述

Brazil is a large, diverse country. Fuel is distributed by water, road and pipeline. Transpetro, a wholly owned subsidiary of Petrobras, operates Brazil's crude oil and products transport network and a majority of the gas network. The system consists of 7,178 km (4,460 miles) of liquid pipelines, 6,641 km (4,127 miles) of gas pipelines, 20 land terminals, 27 water terminals and a fleet of 53 cargo ships. The overall structure of the network enables movement of crude oil from coastal production facilities and import terminals to inland refineries, and refined products from refineries and import terminals to consumption centers.

Brazil can be divided in four main market regions: South, Central (Midwest and São Paulo), Southeast, and North and Northeast (see **Figure 8.19**).

Figure 8.19: Regional Distribution



Source: Petrobras, 2010

About 55% of total gasoline plus diesel demand is concentrated in the Midwest-São Paulo region, followed by the North-Northeast with 25% (see **Table 8.7**). The fastest-growing regions are the North-Northeast and the Midwest-São Paulo. The South region has the smallest participation and growth rate.

Both the South and Southeast regions have a surplus of distillates that are transferred to the center-west and northern regions (see **Table 8.8**). Brazil has plans to increase the pipeline system to move product from the southeast toward the center and northeast of the country. However, the deficit will continue to grow at a fast pace. This is the main driver for construction of new refineries in the north and northeast regions.

The refineries are designed to produce diesel as a main product and redirect most of the naphtha as a feedstock for petrochemical production. Refineries will process Marlim crude oil in a coker configuration with a hydrocracker.

**Table 8.7: Regional Distribution of Gasoline and Diesel, 2011**

	Demand			% of Total Demand		
	Diesel B	Gasoline C	Total	Diesel B	Gasoline C	Total
Midwest, São Paulo and Southeast	495.9	260.1	756.0	55%	56%	55%
SÃO PAULO	205.1	123.9	329.0	23%	27%	24%
MINAS GERAIS	118.3	53.7	172.0	13%	12%	13%
RIO DE JANEIRO	50.2	29.9	80.0	6%	6%	6%
GOIÁS/DISTRITO FEDERAL	46.6	29.6	76.2	5%	6%	6%
MATO GROSSO	36.8	6.4	43.2	4%	1%	3%
MATO GROSSO DO SUL	19.9	7.2	27.2	2%	2%	2%
ESPÍRITO SANTO	19.0	9.4	28.4	2%	2%	2%
North & Northeast	232.2	110.1	342.3	26%	24%	25%
BAHIA	50.1	20.8	70.9	6%	4%	5%
PARÁ	31.2	10.1	41.3	3%	2%	3%
PERNAMBUCO	22.4	14.5	36.9	2%	3%	3%
AMAZONAS	23.2	6.8	30.1	3%	1%	2%
CEARÁ	15.6	12.4	28.0	2%	3%	2%
MARANHÃO	18.5	8.2	26.7	2%	2%	2%
RONDÔNIA	13.4	4.3	17.6	1%	1%	1%
TOCANTINS	11.9	3.3	15.2	1%	1%	1%
PARAÍBA	7.4	6.7	14.1	1%	1%	1%
RIO GRANDE DO NORTE	7.5	6.3	13.9	1%	1%	1%
PIAUÍ	7.6	4.9	12.5	1%	1%	1%
ALAGOAS	6.9	4.0	10.9	1%	1%	1%
SERGIPE	5.8	3.9	9.7	1%	1%	1%
AMAPÁ	6.4	1.4	7.8	1%	0%	1%
ACRE	2.7	1.4	4.1	0%	0%	0%
RORAIMA	1.5	1.2	2.6	0%	0%	0%
South	172.6	94.6	267.2	19%	20%	20%
PARANÁ	77.2	31.5	108.7	9%	7%	8%
RIO GRANDE DO SUL	55.7	36.9	92.5	6%	8%	7%
SANTA CATARINA	39.6	26.3	65.9	4%	6%	5%
Total	900.6	464.8	1365.4			

Source: ANP, 2012; Hart Energy analysis

Table 8.8: Regional Balances in Brazil, 2011

	Demand	Diesel B Production - Diesel+Biodi esel		Balance	Demand	Gasoline C Production Gasoline A		Balance
Midwest, São Paulo and Southeast	495.9	546.4		50.4	260.1	357.0		97.0
SÃO PAULO	205.1	366.7		161.6	123.9	251.3		127.3
MINAS GERAIS	118.3	57.3		-61.0	53.7	42.3		-11.4
RIO DE JANEIRO	50.2	60.5		10.3	29.9	63.5		33.6
GOIÁS/DISTRITO FEDERAL	46.6	29.5		-17.1	29.6			-29.6
MATO GROSSO	36.8	31.4		-5.4	6.4			-6.4
MATO GROSSO DO SUL	19.9	1.0		-19.0	7.2			-7.2
ESPÍRITO SANTO	19.0			-19.0	9.4			-9.4
North & Northeast	232.2	124.1		-108.0	110.1	64.2		-45.9
BAHIA	50.1	88.8		38.7	20.8	50.4		29.6
PARÁ	31.2	0.3		-30.9	10.1			-10.1
PERNAMBUCO	22.4			-22.4	14.5			-14.5
AMAZONAS	23.2	12.4		-10.9	6.8	7.2		0.4
CEARÁ	15.6	4.7		-11.0	12.4			-12.4
MARANHÃO	18.5	1.9		-16.6	8.2			-8.2
RONDÔNIA	13.4	0.3		-13.1	4.3			-4.3
TOCANTINS	11.9	4.7		-7.2	3.3			-3.3
PARAÍBA	7.4			-7.4	6.7			-6.7
RIO GRANDE DO NORTE	7.5	10.1		2.5	6.3	6.6		0.2
PIAUÍ	7.6	1.2		-6.5	4.9			-4.9
ALAGOAS	6.9			-6.9	4.0			-4.0
SERGIPE	5.8			-5.8	3.9			-3.9
AMAPÁ	6.4			-6.4	1.4			-1.4
ACRE	2.7			-2.7	1.4			-1.4
RORAIMA	1.5			-1.5	1.2			-1.2
South	172.6	215.9		43.3	94.6	111.6		17.0
PARANA	77.2	91.8		14.5	31.5	65.8		34.3
RIO GRANDE DO SUL	55.7	124.1		68.4	36.9	45.9		9.0
SANTA CATARINA	39.6			-39.6	26.3			-26.3
Total	900.6	886.4		-14.3	464.8	532.8		68.0

Source: ANP, 2012; Hart Energy analysis

Each region has its own peculiarities. The northern region is primarily supplied by river transport, the Northeast by inter-coastal shipment from the Southeast. The Southeast is supplied by the main pipeline system of Brazil (OSBRA) and also by rail lines. The South, although it has a pipeline system, is primarily supplied by rail and the Central-west region is supplied primarily by road.

There are six independent pipeline systems (see **Table 8.9**). The three main pipelines are saturated.

**Table 8.9: Pipeline Systems in Brazil**

Name	Origin	Destination	Average Monthly Volume (K m3)	Capacity (K m3/mo)	Capacity Utilization (%)
OPASC	REPAR	TT ITAJAÍ	201.743	173.196	116%
OPASC	TT ITAJAÍ	TT FLORIANÓPOLIS (BIGUAÇU)	43.697	93.024	47%
ORSUB	IPIAÚ	TT ITABUNA	51.828	108.875	48%
ORSUB	IPIAÚ	TT JEQUIÉ	65.449	106.855	61%
ORSUB	TA MADRE DE DEUS	IPIAÚ	117.277	133.416	88%
OSBRA	REPLAN	TT BRASÍLIA	686.948	734.400	94%

Source: IBP, 2012

The South region has two systems that supply product from the two existing refineries to the three constituent states – Paraná, Rio Grande do Sul and Santa Catarina. It is also possible to import product from the various existing marine terminals in this region.

The Central region –including the Midwest, São Paulo state and the Southeast – is interconnected by the largest pipeline system. Production from São Paulo is used to supply its internal demand, Goiás and the Federal District. São Paulo also transfers products to Rio de Janeiro. Rio’s refinery production is sufficient to supply its own demand. Product transferred from São Paulo helps supply product to Minas Gerais. Although Minas Gerais has a high amount of refinery production, it cannot satisfy its internal demand. Product can also be imported through Rio de Janeiro and São Paulo’s marine terminal.

From inland terminals, product can be supplied to the Matto Grosso and the most distant cities by truck. Coastal vessels supply the state of Espiritu Santo and a small pipeline and trucks transfer the product within the region.

The rest of the country is supplied by coastal ships or imported product through marine terminals, then by waterways such as the Amazon River, pipelines or trucks. Refineries in Bahía, Rio Grande do Norte and Amazonia provide a partial volume to supply its internal market. Pipeline systems interconnect these refineries to inland terminals.



Figure 8.20: Logistic Systems



Source: IBP, 2012

As noted before, the three main pipelines are saturated. If we consider the next 10 years, not only would these pipelines need to be expanded but additional pipeline systems and/or alternative rail, river or road options will have to be implemented.

IBP has worked with different stakeholders in the Brazilian market, including Petrobras, to determine additional logistics infrastructure requirements in the mid-term in Brazil. **Figure 8.21** shows the supply chains in relation to additional infrastructure requirements.

Pipeline systems will be debottlenecked and new road and rail options will be implemented in land to connect the north with the south through routes in the middle of the country.

Figure 8.21: Future Logistic Systems



Source: IBP, 2012

Not only will the transportation systems need to be expanded, all the states will require investments in tank storage. Furthermore, ports will be saturated unless new capacity is added before 2020. Tank storage capacity will be needed, especially in the North and Southeast regions.

Brazil’s current maximum regulated sulfur limit is 800 ppm for Gasoline Type C. Since June 2002, Petrobras has also marketed gasoline “Podium,” which has less than 30 ppm max sulfur and a higher octane grade.

The minimum ethanol blend level in Type C gasoline is established by the Ministry of Agriculture and depends on how much ethanol the country is able to supply locally. Changes in blend levels have taken place mainly during sugarcane inter-harvest periods. On Dec. 9, 2009, ANP published *Resolution ANP n° 38/2009*, which defines the quality specifications for 50 ppm max sulfur gasoline and specified its introduction by Jan. 1, 2014, with nationwide coverage. Current grades that allow up to 800 ppm max sulfur will be replaced.

### 8.3.2 ULSF 标准对巴西燃料输送系统的潜在影响

Gasoline will be converted to ultra-low sulfur grade on a national level and a ULS grade is already sold in the market, so it is anticipated that there will be **no additional costs to make the transition**. Complete transport systems can be converted at the same time without having to invest in new storage or pipelines.

For diesel, Resolution 65/2011, published in December 2011, contains specifications for currently available diesel grades: S-1800, S-500 and S-50 and for the upcoming 10 ppm grade.

S-500 has been required since 2004 in 15 metropolitan regions in 10 of the 27 states and has accounted for approximately 20% to 25% of total diesel consumption nationwide. The 50 ppm grade has been mandated since 2009 in the metropolitan regions of Belém (north), Fortaleza and Recife (Northeast) and for public transportation bus fleets in several other metropolitan regions in the South and Southeast. Sales of this low-sulfur grade accounted for 6.1% of all diesel sales. In 2010, the 50 ppm market share was 5.3%. By state, São Paulo led in consumption of this grade with 29%, followed by Rio de Janeiro at 18%.

In 2012, 50 ppm diesel is also required in all service stations in which the number of diesel pumps is higher than the number of Otto-fuel pumps – a total of 3,000 service stations nationwide – in alignment with the introduction of Euro V-equivalent standards for heavy-duty vehicles. Demand from new heavy-duty vehicles is still very low. Most of the consumption is from SUVs and diesel light-duty vehicles (note: until March 31, 2012, automakers were able to sell Euro III-equivalent HDVs and prices remain low). ANP foresees 50 ppm diesel reaching 10% of total diesel sales in 2012.

The next step will be the introduction of 10 ppm diesel nationwide by 2013, which will be easier than the 50 ppm introduction in 2012, as service stations will replace the latter with the 10 ppm grade and the developed distribution structure will be the same.

If we analyze the supply of diesel, only eight states are supplied using a pipeline system (see **Table 8.10**). The rest of the country is supplied by ship, truck or train. Introduction of lower sulfur grades in the northern region should not pose a challenge to the existing supply infrastructure. Coastal vessels and trucks, without contamination, can handle the various grades. It is likely that some additional tanks will be needed in parts of the supply chain to allow different grades to be stored and downloaded from ships. No significant costs would be expected from the transition.

For the South region, ULS product can be supplied by truck and ship to Porto Alegre in the short term. As refineries convert their production to ULS diesel, the two existing pipeline systems can be converted for handling this type of fuel. S50 will be replaced with S10. The highest sulfur grade (S1800 for off-road) will have to be supplied by trucks. Mid-level grades (S500) will be handled along with gasoline and S10 in the same pipeline systems. Some downgrades of product will occur. It is estimated that a maximum of 1% of the total ULS volume will be downgraded. The price differential between ULS diesel and high-sulfur grade diesel has been 0.61¢/liter over the last two years; the total impact will be less than 0.01¢/liter for this concept.

Table 8.10: Diesel Supply Balance, 2011

	Demand	Diesel B Production - Diesel+Biodi esel	Balance	Interstate-external supply			Internal Pipeline	ULS Diesel before 2013	ULF supply
				Water way	Truck	Port			
SÃO PAULO	205.1	366.7	161.6	x	x		x	Campinas, São Paulo, Santos, São Jose dos Campos Pipeline , truck	
MINAS GERAIS	118.3	57.3	-61.0	x		50 from Rio de Janeiro	x	Belo Horizonte Truck	
PARANÁ	77.2	91.8	14.5	x	x		x	Curitiba Pipeline , truck,	
RIO GRANDE DO SUL	55.7	124.1	68.4		x		x	Porto Alegre Port	
RIO DE JANEIRO	50.2	60.5	10.3	x	x	80 from São Paulo	x	Rio de Janeiro Port	
BAHIA	50.1	88.8	38.7		x		x	Salvador Port	
GOIÁS/DISTRITO FEDERAL	46.6	29.5	-17.1	x		68 from São Paulo	x	Truck	
SANTA CATARINA	39.6		-39.6	x	x	40 from Pará	x	Pipeline , truck	
MATO GROSSO	36.8	31.4	-5.4	x	x				
PARÁ	31.2	0.3	-30.9	x				Belem Ship	
AMAZONAS	23.2	12.4	-10.9	x	x				
PERNAMBUCO	22.4		-22.4	x	x			Recife Ship	
MATO GROSSO DO SUL	19.9	1.0	-19.0	x	x				
ESPÍRITO SANTO	19.0		-19.0	x	x				
MARANHÃO	18.5	1.9	-16.6	x	x				
CEARÁ	15.6	4.7	-11.0	x	x			Fortaleza Ship	
RONDÔNIA	13.4	0.3	-13.1	x					
TOCANTINS	11.9	4.7	-7.2	x	x				
PIAUI	7.6	1.2	-6.5	x					
RIO GRANDE DO NORTE	7.5	10.1	2.5				x		
PARAÍBA	7.4		-7.4	x	x				
ALAGOAS	6.9		-6.9	x	x				
AMAPÁ	6.4		-6.4	x					
SERGIPE	5.8		-5.8	x	x				
ACRE	2.7		-2.7	x	x				
RORAIMA	1.5		-1.5	x					
	900.6	886.4	-14.3						

Source: ANP, 2012; Hart Energy analysis

The same is true for the central region: Off-road diesel will have to be handled by truck or ship; S500, gasoline and S10 could be handled in the same pipeline system. Complete systems will have to be converted as refineries start producing S10. Additional tanks will be needed to handle and segregate S1800 grades from the lower sulfur grades, not only in terminals but in gas stations as well.

**Table 8.11** shows the estimated incremental cost of providing segregated diesel tankage at service stations for varying percentages of stations requiring the investment.

**Table 8.11: Brazilian Gas Station Incremental Cost for Additional Diesel Tankage**  
(Investment in Millions of U.S. Dollars)

Region	Total number of gas	Gas stations that require investment (%) <sup>1</sup>		
		10%	25%	30%
Brazil	38,235	\$ 34.41	\$ 86.03	\$ 103.23
Northern Region	2,677	\$ 2.41	\$ 6.02	\$ 7.23
North Eastern Region	8,363	\$ 7.53	\$ 18.82	\$ 22.58
South Eastern Region	15,935	\$ 14.34	\$ 35.85	\$ 43.02
Southern Region	7,934	\$ 7.14	\$ 17.85	\$ 21.42
Central Western Region	3,326	\$ 2.99	\$ 7.48	\$ 8.98

Source: ANP/SAB

<sup>1</sup> Includes \$9000 usd investment in tanks, dispenser and installation

About 8% of gas stations are already converted and are able to deliver 50 ppm diesel (the 3,000 stations referenced previously that have a greater number of diesel than gasoline pumps). Information regarding the configuration of diesel pumps in service stations is not available. However, considering the number of diesel vs. gasoline vehicles, somewhere in the range of 30% of stations will likely require the capability to segregate diesel grades. About 22% of service stations will require an investment in additional diesel tankage. In this scenario, an additional cost of US\$76 million will have to be incurred to implement the nationwide spread of ultra-low sulfur diesel. This cost represents 0.4¢/liter considering the total diesel demand in Brazil.

In summary, we expect that **no significant distribution costs will be incurred as the result of a transition to ULSG. However, diesel fuel marketers will incur costs associated with distribution of segregated diesel grades as the result of a transition to ULSD. We estimate that these costs would amount to about 15% of the refining cost of producing ULSD.**

## 8.4 中国

### 8.4.1 中国产品分布网络概述

随着石油产品需求的增长，近来中国的国有石油公司已经在管道网络方面实现了重大增长。中国总的石油管道施工快速增长，管道总长度在“十一五”期间已经达到了 78000km（油、气和产品）。中石油拥有全国管网的 70%。

中石油正在加速建造策略上非常重要的管线、国内干线管网以及储存设施。到 2010 年，使用的总管线里程达到了 56865km，其中 14807km 为原油管线，32801km 为天然气管线，9257km 为炼制产品管线，分别占到国家总管线长

度的 69.2%、80.5%和 49.1%。2010 年，管线运送了 1.5846 亿吨原油，比上年增长 5.1%，运送了 2374 万吨炼制产品，年均增长超过 33.3%。

## 产品管线网络

运送炼制产品的重要管线归中石油和中石化所有。

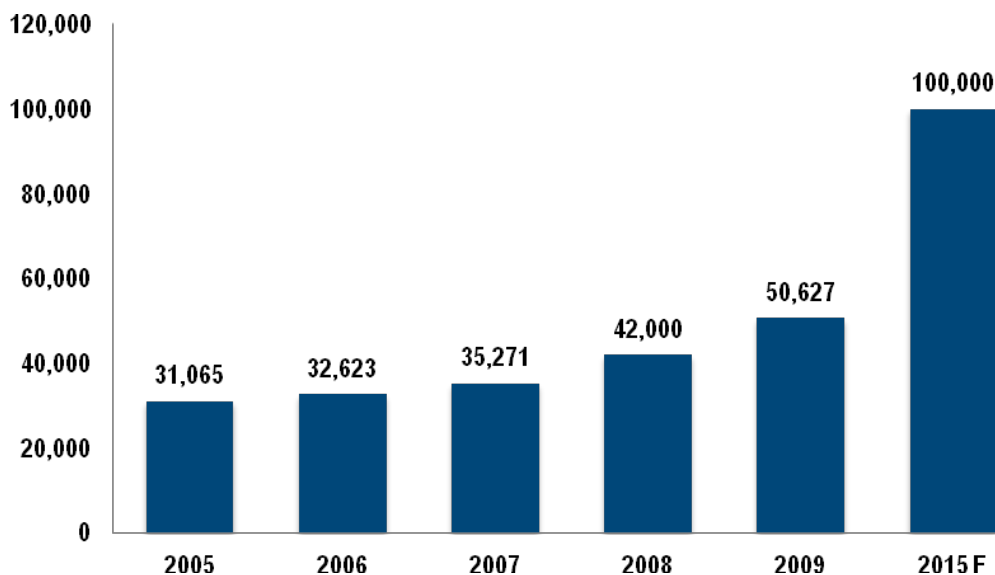
## 中石油管线网络

兰成渝产品管线始于兰州，经过甘肃、陕西和四川，重庆结束，总长度为 1250km，兰州-成都段的运送能力为 500 万吨/年，成都-重庆段运送能力为 250 万吨/年。

西部石油产品管线旨在将乌鲁木齐（新疆）的石油产品运送到兰州（甘肃），总长度为 1858km，运送能力为 1000 万吨。

中石油还计划建造三条产品油管线，将省会昆明与城市安宁、曲靖、楚雄、大理、玉溪和宝山相连。管线施工预计会在今后三年内完工。中石油所有的主要石油产品管线是兰成渝管线和乌兰管线。此外，到 2015 年，中石油计划将其管线网络翻番到 100000km，将包括 50%的产品管线扩建（图 8.22）。

图 8.22: CNPC 历史和未来的管线网络-公里



来源: CNPC 2011 年

## 中石化管线网络

中石化（中国石油化工集团公司）是中国第二大石油公司。中石化有广阔的物流系统，包括原油、石油产品和天然气的管线、终端设备、储存场所和运输工具。到 2010 年，中石化拥有 12 个原油终端，处理能力超过 250000 吨，总长度超过 6600km 的长距离原油管线，8420km 长的产品管线，以及 7300km 的天然气管线。中石化已经建立了成熟的服务网络，在全国设有 30000 个服务站。

西南石油产品管线始于广东茂名，至云南省昆明市结束，经过广东、广西、贵州和云南的 37 个城市和乡镇。管线全长 1691km，连接 19 个站，是目前为止全国规模最大和最长的石油产品管线。

中石化计划将西南石油产品管线延伸至中国西南的四川和重庆。当前中石化控制了四川大约 20% 的市场，主要依赖于公路运输。

中石化在中国西南的贵州也拥有 338km 的石油产品管线，该管线始于贵阳市，穿过遵义，最后到达桐梓乡。其运输能力为 310 万吨/年。中石化占有贵州市场份额的 70%（图 8.23），该管线有助于遵义和贵州省北部的石油产品运输，因为那里的石油铁路运输能力不能满足需求。

图 8.23: 中石化炼制产品分布网络



来源：Sinopec 2010 年

## 8.4.2 当前燃料等级销售

中国有一个国家汽油标准（GB 17930-2011），还有三个城市/省汽油标准（北京、上海和广东）。自 2009 年 12 月以来，国家汽油标准设定的硫限值最高为 150ppm，然而城市/省标准现在设定了更严格的限值，北京、上海、广州和深圳最高为 50ppm。国家标准规定汽油的三个等级是 150ppm 硫，辛烷值为 90、93 和 97，但在大城市则有 RON98。

中国有两个国家柴油燃料标准（GB 252-2011 和 GB 19147-2009），还有三个城市/省柴油燃料标准（北京、上海和广东）。2010 年 1 月，全国都分阶段执行 GB 19147-2009。这表明，两个强制的石油燃料标准在全国范围内执行，适用于车用（GB 19147-2009）和其他领域（GB 252-2011），分别为拖车、内燃机机车、施工机械、船舶、发动机组、三轮车和低速载货汽车，表明柴油汽车不能继续使用该柴油等级。GB 19147-2009 是中国当前汽车柴油燃料标准，设定了全国最高为 350ppm 的硫限值。

随着首都北京将燃料最高硫限值设为 10ppm，北京成为了中国燃油标准最严格的城市。上海和广州则设定了 50ppm 硫含量标准。

## 8.4.3 未来的燃料战略

政府要求在 2013 年 12 月前全国都使用 50ppm 硫含量的汽油。然而，尽管政府的“十二五”规划（2011-2015）规定将在 2015 年底之前引入该标准，还没有更进一步关于全国执行 50ppm 硫柴油的标准。然而，一些石油加工厂已经表明这在 2017 前不可能实现。当前，只有上海供应 50ppm 硫柴油。广州、深圳和东莞即将供应，并在 2015 年底之前扩大至广东省其他城市。

2011 年 12 月，北京市环保局发布了首都汽油和柴油规范修订草案，让公众就更严格的规范发表意见。草案规范要求北京 10ppm 硫汽油的辛烷值要降低至 89、92 和 95。上述草案规范也修订了当前的柴油密度、粘度和硫（10ppm）的规格（DB11/239-2007）。

## 8.4.4 未来输送问题

规范的变化要求对 ULSF 运输和搬运基础设施进行改进。现在除北京外，还没有计划引入 30ppm 或更低的 ULSF，中石化在北京具有提供更低硫燃料的管线基础设施。就广州而言，要求是 50ppm 硫，因为广州有专用的炼油厂，所以预计不会有太大的问题。中国的炼油厂主要位于东部和南部，而大城市也位于东部和南部，所以关于低硫燃料的输送应该不会有很大问题。

一旦该方案扩展到全国以及在中国内部地区引入低硫燃料，那么 ULSF 输送可能会遭遇一些问题。



## 9.0 实现过渡到 ULSF 的运行时间

在分析相关国家 ULSF 生产的炼制成本时，我们为给炼油厂规定了两年（各国具体的）或三年（基准）的施工时间来增加炼油厂硫控制产能（第 4.6 节，表 4.8）。在分析中，施工时间影响着给定炼油厂投资相关的年度融资费用。然而，施工时间仅是影响炼油厂用于符合新 ULSF 方案的总运行时间的因素之一，更广泛地说，也就是一个国家完全执行新 ULSF 标准所需的总运行时间。

本节简要地论述后一个话题，即一个国家完全执行新 ULSF 标准所需的总运行时间。为了便于论述，我们将一个国家实现过渡到 ULSF 的运行时间定义为以下两项之间的时间，（1）国家正式发布新 ULSF 管理规定，包括一个或多个 ULSF 标准，以及（2）全面满足 ULSF 标准中所规定的最严格的硫含量标准的最早日期。

（注意，本定义并未包括 ULSF 方案正式发布之前的设计、辩论、分析、可能出现的修改的时间。也就是说，根据该定义，ULSF 方案的“执行计时”仅从政府官方颁布该规定时开始。）

根据该定义，发达国家最近的国家 ULSF 方案运行时间为 5 到 6 年，包括（1）美国，等级 2 汽油硫方案，（2）美国 ULSD 方案（车用和 NRLM<sup>59</sup> 柴油燃料），（3）加拿大汽柴油硫含量管理方案，以及（4）欧盟各个汽油和柴油燃料硫标准。<sup>60</sup>

欧盟（EU）各种硫控制方案（如欧 4 和欧 5）的规定执行时间变化很大（从 1 年到 7 年）。更短的执行时间与温和的硫标准有关，或者与部分而非全欧盟都符合新的硫标准有关。例如，欧 3 汽油硫标准（上限 150ppm）只有 15 个月的执行时间。欧 4 汽油硫标准（上限 50ppm/10ppm）有六年的执行时间，但是仅要求 10ppm 硫燃料必须“以适当平衡的方式到处都能买到”。

一个国家执行 ULSF 方案的运行时间取决于多个不同的因素，主要有：

- ◆ 性质和内容-如规定的设计；
- ◆ 选址和许可要求；以及
- ◆ 项目执行（工程、设备采购以及施工（EPC））。

新的、更严格的 ULSF 或 ULSD 方案规定的执行时间应当基于具体国家对这些因素进行谨慎的分析。

以下是这些因素的简单评述。

### 9.1 规定的设计

ULSF 规定的设计取决于环境和政府方案的目标。大体上，规定设计的要素对运行时间要求的影响最大，包括

- ◆ 硫标准的严格度：
  - （例如 10ppm、30ppm、50ppm）
  - 一般说来，规定减少的硫含量越多，对运行时间的影响就越大。例如，将硫标准从 500ppm 降低到 50ppm 可能需要的时间多于将硫标准从 50ppm 降低到 10ppm。后面这个改变涉及新脱硫设施的投资更少，涉及更多的是改进现有设施。

<sup>59</sup> 术语 NRLM 表示非道路、机车和航海柴油燃料。

<sup>60</sup> 基于地理位置和炼油厂规模，美国和加拿大规定包括一些不那么严格的临时标准以及对于部分完全达标的限制性短期延后。

**◆ 硫标准的性质：**

- 限制每升硫含量上限，或年度平均（按炼油厂）值结合严格度较低的每加仑硫含量上限。
- 例子：美国等级 2 汽油硫含量方案规定的规定的硫含量标准 $<30\text{ppm}$ （平均），但每加仑硫含量上限为 $80\text{ppm}$ 。

**◆ 临时标准的规格：**

- 例子，加拿大的汽油方案的硫规定为从 2005 年开始平均硫含量 $\leq 50\text{ppm}$ ，前两年的临时标准是平均硫含量 $\leq 150\text{ppm}$ 。美国第 2 阶段汽油硫方案规定从 2006 年开始炼油厂平均硫含量 $\leq 30\text{ppm}$ ，从 2004 年开始的前两年临时标准平均硫含量 $\leq 90\text{ppm}$ 。

**◆ 标准的地区差异：**

- 这涉及一些地方设定的硫标准(通常是空气质量不高的高密度都市地区)比其他地区更严格。比如，这种区域性硫标准就在中国和印度执行。

**◆ 炼油厂差异或宽限政策：**

- 这涉及一些炼油厂需要比其他炼油厂更多的时间来符合新 ULSF 标准。通常，得到这种宽限的是那些被认为有可能特别难以达到新规定要求的炼油厂，因为那些炼油厂规模不大，地理位置或经济状况不好。美国第 2 阶段汽油硫和 ULSD 方案包括地理位置宽限和炼油厂困难规定，符合相应条件的炼油厂可以有更多两年的时间来符合新的硫标准。

**◆ 硫信用额度交易和预存**

- 交易和储存方案旨在促进炼制产能硫控制投资资本的有效分配。此类方案允许炼油厂通过购买其他炼油厂的信用额度来满足或部分满足新的硫含量标准。通过提早（如在规定的日期前）符合新的硫标准或“过度符合”该标准（如标准要求平均 $30\text{ppm}$ 汽油时生产平均 $20\text{ppm}$ 硫的汽油），炼油厂可产生可以交易的信用额度。
- 交易和预存方案允许一些炼油厂延迟新的硫控制产能，同时依旧在规定的日期前符合新的标准，从而减少运行时间，否则所有炼油厂都必须同时符合新的标准。
- 新的硫标准越低，硫信用额度交易和预存提供的收益就越少。

## 9.2 选址和许可要求

在很多国家，在开始建造新炼油设施或改进现有设施之前，炼油厂必须从地方、地区和/或国家当局获得各种（有时是非常多的）许可证。许可证可能是解决空气污染、水污染、噪声控制、温室气体排放、社区健康和安安全等问题的要求。尽管中央政府宣布了国家 ULSF 标准，还是需要这些许可证。许可进程可能拖延（需要数年而非几周或几个月），特别是如果地方团体或积极分子有权干预许可进程时。

## 9.3 项目执行

要求全国符合新的 ULSF 标准的运行时间的最重要因素就是要求所有需要符合新标准的炼油厂实施施工项目的时间。

表 9.1 (1) 概述了炼制分析中考虑的需要符合 ULSG 和 ULSD 标准的新建的或改进的石脑油和馏出物加氢处理设施的安装步骤，以及 (2) 显示了每个步骤的预估时间。标明的步骤主要是先后顺序，但是也可以有一些临时的重叠。

**表 9.1: 炼油厂汽油和柴油燃料硫控制项目的步骤**

项目步骤	备注
范围研究	工艺选择和经济分析
工艺设计	
许可	高度变化性；假定为 3-12 个月
详细工程设计	与许可同时进行
设备采购	与详细工程设计的一些临时重叠
开始	
总运行时间 27-39 个月	

表 9.1 依据用于美国第 2 阶段汽油硫方案（具体为 RIA 的表 IV-16）的美国 EPA 管理影响分析（RIA）编制。<sup>61</sup> 本文发表于 2000 年，但是表明的总运行时间范围预估基本上与过去十年内美国炼制行业执行当前汽油和柴油燃料硫标准的经历一致。用于炼油厂投资的年度融资费用预估中的炼制分析采用的三年基准施工时间与表 9.1 所示的总运行时间范围一致。

炼制分析指出，给定炼油厂的需要符合新的 ULSF 的新建产能和改进取决于该炼油厂的环境，如其配置结构、原油品种结构、产品品种结构以及资本获得情况。同样地，各炼油厂完成这些安装的运行时间也不一样，而其他的都一样。

表 9.1 中的运行时间预估适用于独立运行的单个炼油厂。然而，当一个国家发布新的 ULSF 标准时，所有炼油厂都必须在相同的时间内符合该标准。这个要求发挥了国家（事实上是全球）工程建设总承包<sup>62</sup>和设备制造业为整个炼制行业及时设计以及建造 ULSF 设施的能力。同一组工程建设公司和制造商以及同一个国家的劳动力储备会用于给定国家的所有炼油厂，因为炼油厂要同时符合新的 ULSF 标准。此外，本国炼制行业可能会与其他国家的炼制行业竞争指定设备的相同工程建设总承包资源和有限的全球资源，如基础馏出物加氢处理装置用的高压反应器。

美国 EPA 为美国第 2 阶段汽油和 ULSD 方案制定的管理影响分析文件含有与执行这些硫标准有关的美国炼制行业工程建设总承包资源需求时间的详细预估值。

<sup>61</sup> <http://www.epa.gov/tier2/finalrule.htm#regs>

<sup>62</sup> 术语 EPC 表示设计和建造炼油厂设施的工程设计、采购和施工单位。

## 10.0 转换系数

产品	转换系数** (桶/吨)
原油*	7.33
汽油	8.53
LPG	11.6
喷气燃料/煤油	7.93
馏出物/柴油	7.46
残余燃料	6.66
其他	7.00
原油蒸馏	7.3
重整	8.5
异构化	8.6
烷基化	8.5
焦化	6.5
催化裂化	
催化裂化-瓦斯油	6.9
催化裂化-渣油	6.7
加氢裂化	7.0
石脑油加氢处理	8.5
汽油加氢处理	8.5
馏出物加氢处理	7.46
重油加氢处理	6.9
煤油脱硫	7.9

\*平均转换系数，实际系数随着原油重度的不同而不同

\*\* 样本从吨/年转换为千桶/天。

千桶/天 = (吨/年) \* (转换系数[桶/吨]) \* (年/365 天) \* 1000

## 11.0 参考文献

1. China Petrochemical Corporation (Sinopec Group), <http://english.sinopec.com/>
2. PetroChina Company Limited, [http://www.petrochina.com.cn/Ptr/About\\_PetroChina/](http://www.petrochina.com.cn/Ptr/About_PetroChina/) and <http://www.cnpc.com.cn/en/aboutcnpc/ourbusinesses/refiningchemicals/>
3. China Industry News, <http://www.pudaily.com/index.asp>
4. Shaanxi Yanchang Petroleum Co., Ltd. ( Yanchang Petroleum Group, YCPC), [http://english.sxycpc.com/list\\_content.jsp?urltype=tree.TreeTempUrl&wbtreeid=1002](http://english.sxycpc.com/list_content.jsp?urltype=tree.TreeTempUrl&wbtreeid=1002)
5. C1 Energy, <http://www.c1energy.com/common/About.aspx>
6. Shandong Refineries Market, <http://www.petrowin.sg/map.html>
7. Interfax China, <http://www.interfax.cn/>
8. China National Chemical Corporation (ChemChina), <http://www.chemchina.com/en/home>
9. China National Offshore Oil Corp (CNOOC), <http://en.cnooc.com.cn/data/html/english/>
10. China Oil web, <http://www.chinaoilweb.com/>
11. CBI China, [www.cbichina.com](http://www.cbichina.com)
12. Energy China Forum (ECF) China Oil, Gas & Petrochemical Daily, [www.energychinaforum.com](http://www.energychinaforum.com)
13. Ministry of Industry and Information Technology (MIIT), <http://www.miit.gov.cn/>
14. National Development and Reforms Commission, <http://en.ndrc.gov.cn/>
15. Argus Annual and Monthly Refining Reports, <http://www.argusmedia.com/>
16. Oil and Gas Journal, <http://www.ogj.com/index.html>
17. *Bloomberg (Daily News Letters)*, <http://www.bloomberg.com/>
18. *Forbes (Daily News Letters)*, <http://www.forbes.com/>
19. Ministry of Petroleum and Natural Gas, <http://petroleum.nic.in/>
20. Petroleum Planning and Analysis Cell (PPAC), <http://ppac.org.in/>
21. Oil Industry Development Board, <http://www.oidb.gov.in/>
22. IndianOil Corporation Ltd., <http://www.iocl.com/>
23. Bharat Petroleum Corporation Ltd., <http://www.bharatpetroleum.com/>
24. Hindustan Petroleum Corporation Ltd., <http://www.hindustanpetroleum.com/En/UI/Home.aspx>
25. Reliance Industries Ltd, <http://www.ril.com/>
26. Mangalore Refinery and Petrochemical Ltd, (MRPL), <http://www.mrpl.co.in/>
27. Chennai Petroleum Corporation Limited, <http://www.cpcl.co.in/>
28. Press Information Bureau, <http://pib.nic.in/>
29. Centre for High Technology, <http://www.cht.in/>
30. Thomson Reuters (Inside Oil), [www.thomsonreuters.com](http://www.thomsonreuters.com)
31. India Petro Daily, [www.indianpetro.com](http://www.indianpetro.com)
32. Panipat Refinery, <http://panipat.nic.in/Refinery.htm>
33. Berger, Bill D., Anderson, Kenneth E.; Modern Petroleum, A Basic Primer of the Industry; Oil & Gas Journal Books; 1978
34. Gary, James H., Handwerk, Glenn E., and Kaiser, Mark J.; Petroleum Refining Technology and Economics; Fifth Edition; CRC Press; 2007
35. Leffler, William L.; Petroleum Refining in Nontechnical Language; Third Edition; PennWell Corp.; 2000

36. Little, Donald M.; Catalytic Reforming; PennWell Publishing Company; 1985
37. Maples, Robert E.; Petroleum Refinery Process Economics; 2nd Edition; PennWell Corp.; 2000
38. Meyers, Robert A.; Handbook of Petroleum Refining Processes; Second Edition; McGraw-Hill; 1997
39. Meyers, Robert A.; Handbook of Petroleum Refining Processes; Third Edition; McGraw-Hill; 2004
40. Oil Price Information Service (OPIS); OPIS Energy Glossary; <http://www.opisnet.com/market/glossary.asp#S>
41. Parkash, S.; Refining Processes Handbook; Gulf Professional Publishing; 2003
42. U.S. Energy Information Administration; Glossary; <http://205.254.135.24/tools/glossary/index.cfm?id=petroleum>
43. U.S. Energy Information Administration; Crude Oil and Refined Products Glossary; [www.icapenergy.com/us/docs/crudeglossary.pdf](http://www.icapenergy.com/us/docs/crudeglossary.pdf)
44. U.S. Petroleum Refining: Assuring the Adequacy and Affordability of Cleaner Fuels; National Petroleum Council; June 2000
45. U.S. Environmental Protection Agency, Regulatory Impact Analysis: Control of Air Pollution from New Vehicles: Tier 2 Vehicle Emissions Standards and Gasoline Sulfur Control Requirements, EPA420-R-99-023.
46. U.S. Environmental Protection Agency, Regulatory Impact Analysis: Heavy Duty Engine and Vehicle Standards and Highway Diesel Fuel Sulfur Control Requirements, EPA420-R-00-026.
47. Brazil refining data:  
<http://www.univenpetroleo.com.br/index.php/en/the-univen/refining-and-processing>
48. International Energy Agency, Energy Statistics of OECD Countries, 2006-2011 Editions.
49. International Energy Agency, Energy Statistics of OECD Countries, 2006-2011 Editions.
50. Estrategia de Logística de Suministro", Pemex Refinación, October 2009
51. Plan de Negocios", Pemex Refinación, January 2010
52. Proyecto Nueva Refinería en Tula", January 2010
53. Refining data - Sistema de Información Energética (Energy Information System), SENER
54. Transpetro 2009 Annual Report, [www.transpetro.com.br](http://www.transpetro.com.br)