

中国古生代

海相油气地质学

ZHONGGUO GUSHENGDAI HAIXIANG YOUQI DIZHIXUE

◆ 康玉柱 孙红军 等编著

地质出版社

中国古生代海相油气地质学

康玉柱 孙红军 等编著

地质出版社

· 北 京 ·

内 容 提 要

本书系统总结了古生代海相油气地质学的理论体系,阐述了古生代海相层系的油气分布规律,提出了古生代海相层系油气勘探的战略部署建议。全书共分9章,从古生代海相地层分布和层序格架入手,论述了古生代海相沉积体系类型和特征,古生代海相层系经历的主要构造运动、构造体系特征和古生代原型盆地的类型及分布。在此基础上分别描述了烃源岩、储集层、盖层等油气地质要素和古生代海相生储盖组合特征,以及油气运聚成藏模式,并对古生代海相油气保存条件进行了分析。通过对各类海相层系典型油气田(藏)的解剖分析,从纵向和横向上论述了古生代海相层系的油气分布规律,进而对中国古生代油气资源的前景进行了展望,指出了中国主要古生代海相含油气盆地的油气勘探方向。

本书可作为高等院校相关专业和培训的参考书,也可供从事石油天然气地质和勘探工作的科研、生产人员阅读参考。

图书在版编目(CIP)数据

中国古生代海相油气地质学 / 康玉柱等编著. —北京:
地质出版社, 2011. 6

ISBN 978-7-116-07244-2

I. ①中… II. ①康… III. ①古生代-海相生油-石油地质学-研究-中国 IV. ①P618.130.2

中国版本图书馆CIP数据核字(2011)第113592号

ZHONGGUO GUSHENGDAI HAIXIANG YOUQI DIZHIXUE

责任编辑:王超 李莉

责任校对:关风云

出版发行:地质出版社

社址邮编:北京海淀区学院路31号,100083

电 话:(010)82324508(邮购部);(010)82324567(编辑室)

网 址:<http://www.gph.com.cn>

传 真:(010)82310759

印 刷:北京天成印务有限责任公司

开 本:889mm×1194mm 1/16

印 张:17.75

版 次:2011年6月北京第1版

印 次:2011年6月北京第1次印刷

审图号:GS(2011)411号

定 价:68.00元

书 号:ISBN 978-7-116-07244-2

(如对本书有建议或意见,敬请致电本社;如本书有印装问题,本社负责调换)

前 言

中国古生代沉积分布范围广、厚度大，且以海相层系的广泛发育为特征，油气资源潜力十分巨大。据油气资源评价的估算结果，全国海相油气资源约为 359 亿 t 油当量，其中原油 135×10^8 t，天然气 22.4×10^{12} m³，目前油气资源探明程度不足 10%。1984 年，塔里木盆地北部沙雅隆起雅克拉构造带钻探的沙参 2 井在井深 5391.18 m 的奥陶系白云岩中获高产油气流，实现了我国古生代海相碳酸盐岩油气勘探的首次重大突破，揭开了古生代海相油气勘探开发的序幕。其后，在塔里木、鄂尔多斯、四川、准噶尔等盆地又陆续发现了一批大中型油气田，使古生代油气勘探进入了一个新阶段，并已成为我国油气资源接替的重要领域之一。

在长期的油气勘探实践中我们也深刻认识到我国古生代海相油气地质条件的特殊性和复杂性。中国古生代海相沉积盆地经历了多期构造运动的改造，现今多为残留盆地。烃源岩经过长期演化和复杂生烃过程，热演化程度高；储集层经过多期次埋藏、隆升、剥蚀等强烈作用，类型多样且普遍埋藏较深；盖层方面，尽管古生代海相层系不缺乏膏盐岩、泥岩等优质盖层，但从中国南方和塔里木盆地等地普遍分布的古油藏分析，海相层系的保存条件要复杂得多；尤为重要的是，对于油、气这类流体矿藏，在漫长的地质历史演化中，其成藏、破坏、再成藏，甚至再破坏是一个极其复杂的动态平衡过程，与油气成藏相关的各种地质要素的有效性评价和动态匹配关系研究难度较大。

本书是对中国古生代海相油气地质学的系统论述。全书由 9 章构成。第 1 章绪论回顾了我国古生代海相油气勘探的历程，并对海相层系油气勘探的重大进展进行简要介绍；第 2 章从古生代海相地层分布和层序格架入手，深入论述了古生代海相沉积体系类型和特征；第 3 章以地质力学视点对古生代海相层系的构造体系特征进行了深入分析；第 4 章论述了中国古生代盆地经历的主要构造运动 and 不同阶段的演化特征，分析了古生代原型盆地的类型和分布；第 5 章从烃源岩、储集层、盖层等地质要素的分析描述入手，进而论述古生代海相生储盖组合特征及油气运聚成藏特征和模式，并对古生代海相油气保存条件进行了分析；第 6 章对各类海相层系典型油气田（藏）进行解剖，既包括塔里木盆地、准噶尔盆地、四川盆地和鄂尔多斯盆地的多个古生代油气田，也对麻江古油藏进行了描述；第 7 章从纵向和横向上论述了古生代海相层系的油气分布规律；第 8 章对中国古生代油气资源的前景进行了展望；第 9 章对中国西北、华北、南方的主要古生代海相含油气盆地的油气勘探方向进行论述，提出了勘探战略部署建议；最后为本书的结论。

本书由康玉柱、孙红军主持编写，各章的主要编写人员分别如下：第 1 章由康玉

柱、孙红军合作完成；第2章由康玉柱、康志宏、孙红军、凌支虎合作完成；第3章由康玉柱完成；第4章由康玉柱、孙红军、凌支虎、康志宏合作完成；第5章由康玉柱、孙红军、康志宏、魏历灵、凌支虎、沈杰合作完成；第6章由孙红军、康志宏、凌支虎、康志江、康玉柱、魏历灵、沈杰合作完成；第7章由康玉柱、凌支虎、孙红军、康志宏合作完成；第8章由康玉柱、孙红军、康志宏、凌支虎合作完成；第9章由康玉柱、孙红军、凌支虎、康志宏合作完成；结论由康玉柱、孙红军合作完成。

本书在编写过程中得到中国石化石油勘探开发研究院领导的大力支持，书中使用了中国石化、中国石油各油田分公司和有关大学、院所的大量资料，唐文连、韩宝东、李长征等在文字和图件整理方面给予了帮助，作者在此一并表示衷心感谢！

康玉柱

2011年4月25日

目 录

前 言

第 1 章 绪论	(1)
1.1 中国古生代油气勘探简史	(1)
1.2 近期油气勘探重要进展	(1)
1.2.1 发现多个油气田	(1)
1.2.2 丰富了海相成油理论	(2)
1.2.3 创新认识	(3)
1.2.4 初步建立了古生界碳酸盐岩油气勘探开发技术系列	(6)
第 2 章 中国古生界海相沉积体系特征	(8)
2.1 地层区划及特征	(8)
2.2 中国古生代海相地层的分布特征及差异性	(11)
2.3 中国古生代海相地层的层序地层格架	(12)
2.4 中国古生代海相沉积体系特征	(23)
2.4.1 沉积体系的概念	(23)
2.4.2 沉积体系类型划分	(24)
2.4.3 沉积特征	(25)
第 3 章 构造体系特征	(33)
3.1 纬向构造体系	(33)
3.1.1 阴山-天山纬向构造带	(34)
3.1.2 秦岭-昆仑纬向构造带	(35)
3.1.3 南岭纬向构造带	(39)
3.2 华夏构造体系	(41)
3.2.1 中国东北部地区的华夏构造体系	(42)
3.2.2 华北地区的华夏构造体系	(43)
3.2.3 华东北部皖、鲁、苏地区的华夏构造体系	(43)
3.2.4 华南地区的华夏系	(45)
3.3 西域构造体系	(50)
3.3.1 东准噶尔复杂构造带	(51)
3.3.2 博罗霍洛复杂构造带	(53)
3.3.3 阿瓦提-满加尔-柴达木沉降带	(57)
3.3.4 巴楚-祁漫塔格-苏皮林构造带	(57)
3.3.5 塔西南-库木库里沉降带	(58)
3.4 新华夏构造体系	(58)
3.4.1 构造体系特征	(59)
3.4.2 构造体系成生和发展时期	(61)
3.5 青藏反 S 型构造体系	(62)
3.5.1 青藏川滇反 S 型构造体系	(63)
3.5.2 帕米尔-喜马拉雅反 S 型构造体系	(66)

3.6	经向构造体系	(68)
3.7	山字型构造体系	(70)
3.7.1	祁吕贺兰山字型	(71)
3.7.2	淮阳山字型	(72)
第4章	中国古生代盆地演化	(74)
4.1	中国陆块主要构造运动	(74)
4.2	中国古大陆的形成	(77)
4.3	南华纪以来盆地演化特征	(80)
4.3.1	大陆裂谷阶段(新元古代早期)	(81)
4.3.2	洋盆扩张阶段(震旦纪早期—中奥陶世)	(83)
4.3.3	俯冲消减阶段(晚奥陶世—中志留世)	(83)
4.3.4	碰撞造山和古中国联合陆块形成阶段(晚志留世—泥盆纪)	(84)
4.3.5	拉张—挤压—抬升阶段(石炭纪—二叠纪—中三叠世)	(84)
4.3.6	早古生代原型盆地类型及分布	(84)
第5章	含油气体系	(87)
5.1	古生代海相烃源岩	(87)
5.1.1	烃源岩分布	(87)
5.1.2	中国古生代海相烃源岩发育的沉积环境与控制因素	(91)
5.1.3	烃源岩有机质丰度评价	(96)
5.1.4	主要盆地烃源岩特征	(98)
5.1.5	古生代海相烃源岩有机质类型	(109)
5.1.6	海相烃源岩生烃演化特征	(109)
5.2	古生代海相储层特征	(112)
5.2.1	中国海相碳酸盐岩储层	(112)
5.2.2	中国古生代海相碎屑岩储层特征	(129)
5.2.3	各主要盆地储层特征	(138)
5.3	古生代海相盖层特征	(150)
5.3.1	盖层对油气成藏的作用	(151)
5.3.2	具有多时代盖层	(151)
5.3.3	古生代海相盖层评价	(152)
5.3.4	各主要盆地盖层	(153)
5.4	生储盖组合特征	(157)
5.4.1	综述	(157)
5.4.2	各主要盆地生储盖组合	(157)
5.5	油气运移	(163)
5.5.1	油气的初次运移	(163)
5.5.2	油气的二次运移	(165)
5.6	古生代海相油气藏(田)特征及模式	(170)
5.6.1	多期成藏	(170)
5.6.2	油气藏类型	(171)
5.6.3	成田(藏)模式	(175)
5.7	古生代海相油气水特征	(176)
5.7.1	塔里木盆地油气水特征	(176)
5.7.2	准噶尔盆地油气水特征	(178)
5.7.3	鄂尔多斯盆地	(178)

5.7.4	四川盆地气田气水特征	(178)
5.7.5	中下扬子地区	(181)
5.8	古生代油气藏保存条件	(183)
5.8.1	构造隆升	(183)
5.8.2	断裂的破坏作用	(184)
5.8.3	岩浆活动	(185)
5.8.4	水化学封盖条件研究	(186)
5.8.5	气藏形成时间	(188)
5.8.6	盖层及其有效性	(188)
5.8.7	油气藏保存条件破坏因素分析	(189)
第6章	典型油气田(藏)解剖	(190)
6.1	塔河油田	(190)
6.1.1	油田概况	(190)
6.1.2	发现与勘探历程	(191)
6.1.3	油田地质特征	(192)
6.1.4	前景展望	(196)
6.2	和田河气田	(196)
6.2.1	油气田概况	(196)
6.2.2	探明和田河气田	(197)
6.2.3	气田主要地质特征	(200)
6.3	哈德逊油田	(204)
6.4	塔中I号油气田	(209)
6.4.1	油气田概况	(209)
6.4.2	储层特征	(209)
6.4.3	圈闭特征	(212)
6.4.4	流体特征	(212)
6.4.5	成藏特征及模式	(213)
6.5	克拉玛依油田	(213)
6.5.1	油田地质概况	(214)
6.5.2	储集层	(215)
6.5.3	油气藏类型及流体性质	(218)
6.6	克拉美丽气田	(220)
6.6.1	气田地质	(220)
6.6.2	气特征	(222)
6.6.3	成藏过程	(222)
6.7	靖边气田	(223)
6.7.1	气田概况	(223)
6.7.2	气田发现阶段	(224)
6.7.3	气田地质特征	(227)
6.7.4	气田流体性质	(229)
6.7.5	开发现状及气田东扩	(230)
6.8	苏里格庙气田概况	(231)
6.8.1	成藏条件	(231)
6.8.2	成藏组合和成藏期	(233)
6.8.3	气藏特征	(233)

6.8.4	成藏主控因素	(234)
6.9	普光气田	(234)
6.9.1	气田概况	(234)
6.9.2	普光气田的发现	(236)
6.9.3	气田地质特征	(237)
6.9.4	气藏流体特征	(238)
6.10	黄桥气田	(239)
6.10.1	气藏地质特征	(239)
6.10.2	气田特征	(240)
6.10.3	成藏有利条件	(241)
6.11	麻江古油藏	(241)
6.11.1	古油藏概况	(241)
6.11.2	油气显示特征	(241)
6.11.3	烃源岩特征	(242)
6.11.4	储集层	(242)
6.11.5	盖层	(243)
6.11.6	古油藏形成	(243)
6.11.7	古油藏破坏	(244)
第7章	古生代海相油气分布规律	(246)
7.1	油气纵向分布	(246)
7.2	油气横向分布	(247)
7.3	控制油气田分布的主要因素	(247)
7.3.1	古隆起控制油气分布	(247)
7.3.2	古斜坡控制油气分布	(250)
7.3.3	盆边褶皱带	(250)
7.3.4	断裂控制油气分布	(250)
7.3.5	区域性不整合面控制油气分布	(251)
7.3.6	构造体系控制油气田分布	(252)
7.3.7	区域性盖层控制油气分布	(254)
第8章	古生代海相油气资源前景展望	(255)
第9章	中国古生代海相油气勘探方向预测	(259)
9.1	古生界油气勘探方向综述	(259)
9.2	主要盆地油气勘探方向	(260)
9.2.1	塔里木盆地油气勘探方向	(260)
9.2.2	鄂尔多斯盆地勘探方向	(262)
9.2.3	华北地区油气勘探方向	(263)
9.2.4	四川盆地勘探方向	(263)
9.2.5	准噶尔盆地油气勘探方向	(264)
9.2.6	句容-海安和江汉盆地南部地区	(265)
9.3	古生代海相油气勘探战略部署建议	(265)
结 论		(267)
参考文献及资料		(269)

第1章 绪 论

1.1 中国古生代油气勘探简史

(1) 新中国成立前

1835~1840年清朝中期,在四川盆地用顿钻钻入海相三叠系嘉陵江组三段发生井喷,日产天然气达几十万立方米,从而发现自流井气田。当时是世界上发现天然气较早的国家之一。

1859年,美国在其东部宾夕法尼亚州,用顿钻打入石炭系21 m,日产油3~5 t。

(2) 新中国成立后

1) 1964年9月,在四川盆地上震旦统灯影组顶部2848.5 m中途测试,获工业气流,从而发现威远气田,后来在四川盆地发现多个气田。

2) 塔里木古生代海相油气的重大突破。

1922年美国斯坦福大学某教授在一篇题为《中国和西伯利亚的石油资源》的论文中再次强调“中国缺石油归于3个地质条件:中、新生代没有海相沉积;古生代大部分地层不能生成石油;除西部和西北部某些地区外,几乎所有地质时代的岩石遭受强烈的褶皱、断裂,并受到火成岩不同程度的侵入”。从而中国古生界海相无油论迷惑着人们。

1969年著名地质学家李四光提出:“现在有一个问题,我想提出来与同志们研究一下,我们现在找出来的油田都是中、新生代的,难道我们的古生代就没有油吗?美国有一半的大油田在古生代,苏联的第二巴库也是泥盆系,非洲的阿尔及利亚、利比亚也是古生代的。”

几十年来,我国古生代海相成油,一直是国内外专家、学者十分关注的大问题。中国古生代海相到底有没有石油!海相石油在哪里?是在石油地质学家和石油勘探家面前必须回答的重大问题。我们的回答是:中国古生界海相不但有石油,而且含有丰富的天然气。

1970年5月初,我们带着李四光先生的指示与期望,到塔里木盆地进行油气前景评价。首次提出石炭系一二叠系是塔里木盆地重要的生储油岩系。1978年又提出寒武系—奥陶系是该盆地重要生储油岩系。并于1984年在塔北沙雅隆起雅克拉构造上部署了沙参2井,1984年9月22日该井钻到5391.18 m奥陶系白云岩时,发现强烈井喷,喜获高产油气流,日产油1000 m³,天然气200万 m³,实现中国古生代海相油气首次重大突破,成为中国油气勘探史上重要的里程碑,开辟了中国中生代海相油气勘探新纪元,亦拉开塔里木油气勘探大会战的序幕。之后,又发现多个古生界油气田,从而,甩掉了中国古生代海相无油的帽子!

1.2 近期油气勘探重要进展

1.2.1 发现多个油气田

自1984年在塔里木盆地沙参2井实现古生界海相油气首次重大突破后,国内在古生代海相共发现几十个油气田,其中大型油气田14个。如塔里木盆地:塔河油田、塔中油气田、和田河气田、轮

南油气田、哈德逊油田。鄂尔多斯盆地：靖边气田、苏里格气田、榆林气田、乌审旗气田、大牛地气田、米脂气田等。四川盆地：普光气田、五百梯、龙岗气田。准噶尔盆地：克拉美丽火山岩气田。另外，还发现一批 CO₂ 气田。

1.2.2 丰富了海相成油理论

1992 年首次建立了中国古生代海相成油理论（康玉柱等）（图 1.1），近年来进一步丰富了古生代海相成油理论及其理论内涵：

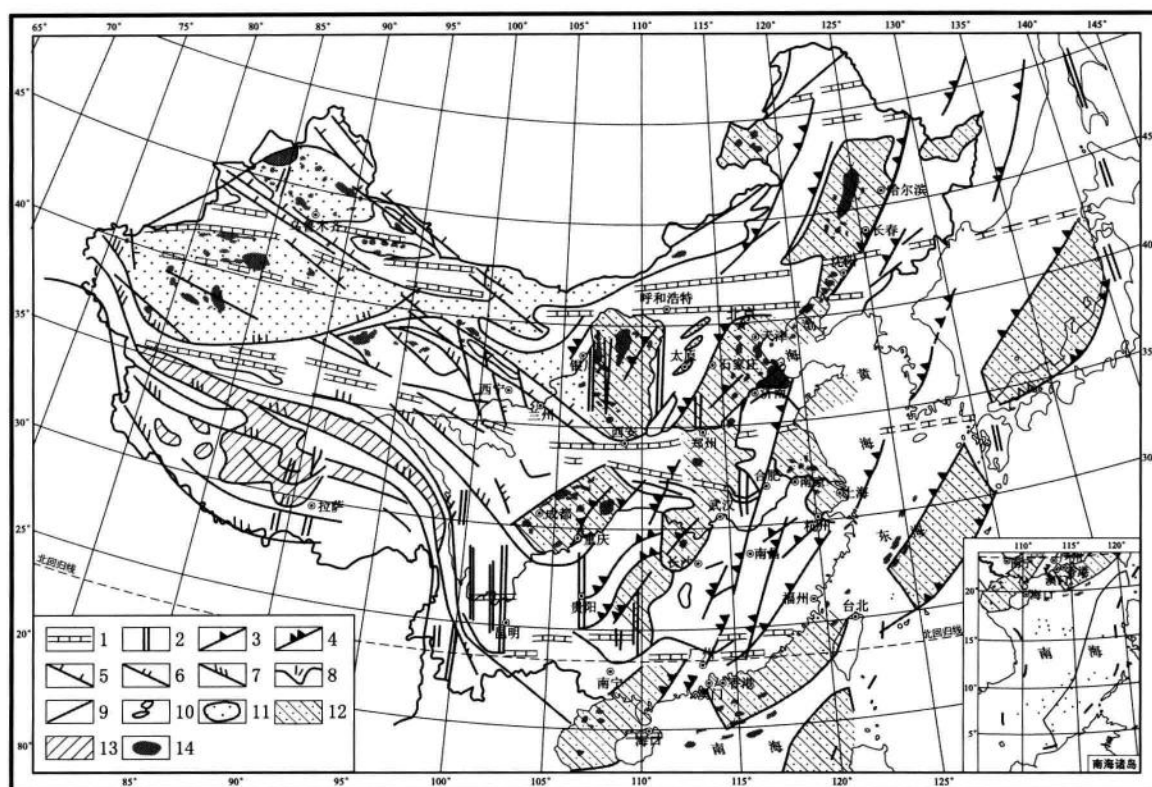


图 1.1 中国主要构造体系与古生代大油气田分布示意图

（据孙殿卿，1990，修改）

- 1—纬向构造体系；2—经向构造体系；3—华夏系；4—新华夏系；5—西域系；6—河西系；7—青藏滇缅反 S 型构造；8—山字型及弧形构造；9—其他构造；10—多字型盆地；11—西域构造体系控制的油区；12—新华夏构造体系控制的油区；13—帕米尔—喜马拉雅反 S 型构造体系控制的油区；14—大油气田分布区

（1）多时代、多类型原型盆地叠加成油

中国大陆演化，经历新元古代早期的大陆裂谷—震旦纪晚期至早、中奥陶世的洋盆扩张—晚奥陶世至志留纪的俯冲消减—志留纪末至泥盆纪的碰撞造山和古中国联合大陆形成，石炭纪、二叠纪再次拉张挤压阶段，从而完成了中国大陆古生代演化历史。

上述演化使塔里木、华北和扬子、准噶尔等地块形成多类原型盆地，如裂陷槽（裂谷）、大陆周边、克拉通内拗陷、挤压型克拉通等盆地，其中沉积了盆地相、陆棚相、台地相的巨厚而广泛的碳酸盐岩及泥页岩，不同时代原型盆地叠加造就了我国古生界形成大油气田的基础。

（2）多时代烃源岩、多期成藏

- 1) 震旦系—二叠系均能生油，以寒武系—奥陶系及石炭系—二叠系为主。
- 2) 主要烃源岩有：暗色泥岩、页岩、灰岩及泥灰岩等。
- 3) 生烃特点：碳酸盐岩有机质丰度相对较低，有机碳含量 0.3% 以上，但成烃转化率高；能二次生烃、多期生烃；有机质成熟度高。

4) 多期成藏: 总体有 2~4 个成藏期, 如塔里木主要有 4 个成藏期, 即加里东晚期—华力西早期、华力西晚期、印支—燕山期及喜马拉雅期, 但以喜马拉雅期为主。

(3) 多时代成油组合

1) 储集岩多时代: 储集岩有碎屑岩、碳酸盐岩及岩浆岩, 但以碳酸盐岩为主; 碳酸盐岩的储集空间以裂缝—孔洞型或孔洞—裂缝型为主, 非均质性强。

2) 盖层多时代, 其盖层岩石类型有: 泥岩、页岩、膏盐、致密灰岩等。

3) 纵向成油组合主要有两套: 一是古生界自生自储组合; 二是古生界生油与中、新生界成藏组合。古生界组合以寒武系—奥陶系、寒武系—奥陶系与志留系—泥盆系和石炭系—二叠系为主。

(4) 油气运移远

油气具长距离运移的特征, 油气纵向可穿过几个地质时代, 横向可运移几十千米至上百千米。

(5) 多成藏模式

古生界为主要烃源岩, 生成的油气聚集在多时代储层中, 形成了多种模式:

1) 古生古储: 古生代生成的油气又储集在古生代地层中(塔里木盆地、四川盆地);

2) 后生古储: 喜马拉雅期生成的油气储集在古生代地层中(塔里木盆地、鄂尔多斯盆地);

3) 后生中储: 喜马拉雅期生成的油气储集在中生代地层中(塔里木盆地);

4) 后生新储: 喜马拉雅期生成的油气储集在新生界地层中(塔里木盆地)。

(6) 多油气相态并存

不同时代生油岩的油气并存, 不同成熟度的油气并存, 不同相态的油气并存。

(7) 油气分布特征

油气在全国大地构造分布, 西油东气。油气田主要分布在塔里木、准噶尔、鄂尔多斯、四川、渤海湾等盆地。油气分布的特征是:

1) 克拉通盆地古隆起、古斜坡控制油气区域性聚集;

2) 区域性不整合是油气运移和聚集的重要因素;

3) 断裂控制油气的分布。

(8) 古生代海相成油理论有效指导了油气勘探工作

塔里木盆地自 1984 年沙参 2 井实现古生代海相油气重大突破后, 坚持以古隆起、古斜坡、断裂带及区域性不整合控油等勘探思路, 中国石化和中国石油两大油气勘探公司先后在塔北、塔中塔西南发现 30 多个油气田, 共获探明储量达 7.5×10^8 t 油当量。特别是发现了塔河大油田, 和田河大气田等。

1984 年塔里木盆地北部沙参 2 井实现中国古生界海相油气首次重大突破, 以及地质理论认识, 对国内古生界油气勘探有重要启示、借鉴和指导作用。近年来, 在我国西北、南方油气勘探取得了重大进展, 发现了多个古生界大中型油气田。

1.2.3 创新认识

近年来中国古生界海相油气地质研究和勘探取得较大进展, 新发现大中型油气田 40 多个, 其中大型油气田 16 个。截至 2005 年全国海相油气资源 359×10^8 t 油当量, 其中原油 135×10^8 t, 天然气 22.4×10^{12} m³, 目前油气资源探明程度仅为 8%~10%。海相层系分布面积大, 油气资源丰富, 油气勘探程度低, 勘探成果表明, 随着理论认识的升华、科学技术的进步, 新发现的海相碳酸盐岩层系油气田越来越多, 越来越大, 显示我国古生代海相碳酸盐岩油气前景巨大。

1. 不少地区发现古生界烃源层

最新研究表明, 元古宙—古生代生物类型多样, 海洋微生物产量约是现代的 40%~50%, 具有发育良好的烃源岩的物质基础; 早古生代发育于深海热液喷口有关的化合(厌氧或黑暗)生物群落, 构成了海相油气资源的一个重要基础。

目前新发现的海相烃源岩地区呈现越来越多的趋势。

东北地区：大兴安岭东部、吉林九台杨家沟、敦化、伊春、永吉、延吉、鸡东、双阳、辽阳灯塔县等地均发现石炭系—二叠系烃源岩，主要为暗色泥岩、页岩、泥灰岩、石灰岩等，可见厚度 100 ~ 360 m。

华北地区：发现元古宇、古生界寒武系—奥陶系及石炭系—二叠系烃源岩。经胜利油田等初步研究估算油气资源量为 28×10^8 t 油当量。

青藏地区：在羌塘盆地等发现石炭系、志留系、奥陶系等较好烃源岩；在松潘—阿坝地区发现古生界等多套优质烃源岩。

柴达木—走廊地区：发现石炭系—二叠系烃源岩厚度大、分布广。

塔里木盆地：志留系沥青砂岩厚度大、分布广，经过中国石化石油勘探开发研究院研究及模拟实验认为可作为新的烃源岩，为塔里木盆地增加数十亿吨油气资源量。

2. 碳酸盐岩有效烃源岩下限

近年来中国石化石油勘探开发研究院对海相碳酸盐岩二次生烃问题作了反复研究，特别对塔里木盆地奥陶系灰岩进行了热模拟实验。研究结果认为：在二次生烃时，可产生液态烃高峰；经过一次生烃的样品，二次生烃时，在不高于一次生烃经历的古温度就有烃类生成，表现了二次生烃作用起步更快的特征；经历二次生烃的烃源岩，其两次累计的生烃量比连续生烃的量。

加水热压模拟实验说明，在生油高峰或模拟温度 350 °C 时，灰岩排烃下限 TOC 值为 0.12% 左右，吸附烃量为 0.3216 mg/g，排烃量约为 1.2324 mg/g；泥岩排烃下限 TOC 值为 0.33%，吸附烃量约为灰岩吸附烃量的 5 倍。热解模拟实验表明，灰岩排烃下限 TOC 值为 0.124%，吸附烃量为 0.8468 mg/g；泥岩排烃下限 TOC 值约为 0.08%，吸附烃量为 2.6177 mg/g，泥岩吸附烃量要远大于石灰岩吸附烃量。

从冀北拗陷的中元古界蓟县系等海相烃源岩样品热解分析也可以大致推算出灰岩的排烃下限 TOC 值约为 0.08%，吸附烃量约为 0.35 mg/g。排烃下限值与吸附烃量、干酪根类型及有机质成熟度有关。

海相碳酸盐的烃吸附量一般在 0.35 mg/g 左右，变化在 0.20 ~ 0.85 mg/g 之间；泥页岩烃吸附量一般在 1.25 mg/g 左右，变化在 0.46 ~ 2.62 mg/g 之间。高成熟度—过成熟度海相碳酸盐排烃下限 TOC 值为 0.08% 左右，成熟海相富烃碳酸盐岩排烃下限 TOC 值为 0.03% 左右。1992 年塔里木奥陶系灰岩排烃下限 TOC 为 0.2%，得到进一步验证（康玉柱等）。

3. 古岩溶储集体

经过近几年对古生界海相碳酸盐岩岩溶储集体的勘探和研究，明确了 5 种储集体类型及 5 种储集体空间类型。

(1) 古岩溶储集体和储集空间类型

古风化壳：碳酸盐岩经过较长时间的暴露风化淋滤作用，形成十分发育的古岩溶。通过对塔里木盆地塔河大油田的研究，自上而下可分为 3 个带，如图 1.2 所示。

生物礁滩：近年来在塔里木盆地、四川盆地等古生代台地斜坡均发现了较发育的生物礁滩相，有塔里木盆地柯坪隆起的苏巴什，巴楚隆起的一间房、永安坝，塔河—轮南地区沙雅隆起、卡塔克隆起 I 号断裂坡折带，库鲁克塔格、乌里克塔格地区，阿尔金隆起的环形山及四川盆地川东北和川中地区。这些生物礁滩在淡水淋滤作用下更易形成良好的空隙储集空间、富集油气。如塔里木中部塔中 I 号构造带中下奥陶统生物礁滩，已探明亿吨级大油气田的四川盆地东北部普光大气田等均属此类。

鲕粒滩、颗粒灰岩：这一类型在塔里木地块、华北地块及扬子地块海相碳酸盐岩中均有发育，是孔洞缝发育的储集体，它是川东普光大气田的重要储集类型。

白云岩：白云石化作用使碳酸盐岩产生众多裂缝和孔隙，在白云石化过程中石灰岩被交代而成白云岩，自然形成了孔隙。据研究，当白云石的含量达 80% 时，孔隙度可增加到 20% ~ 30%。

岩石裂缝：碳酸盐岩、泥页岩裂缝发育成为储集类型之一。

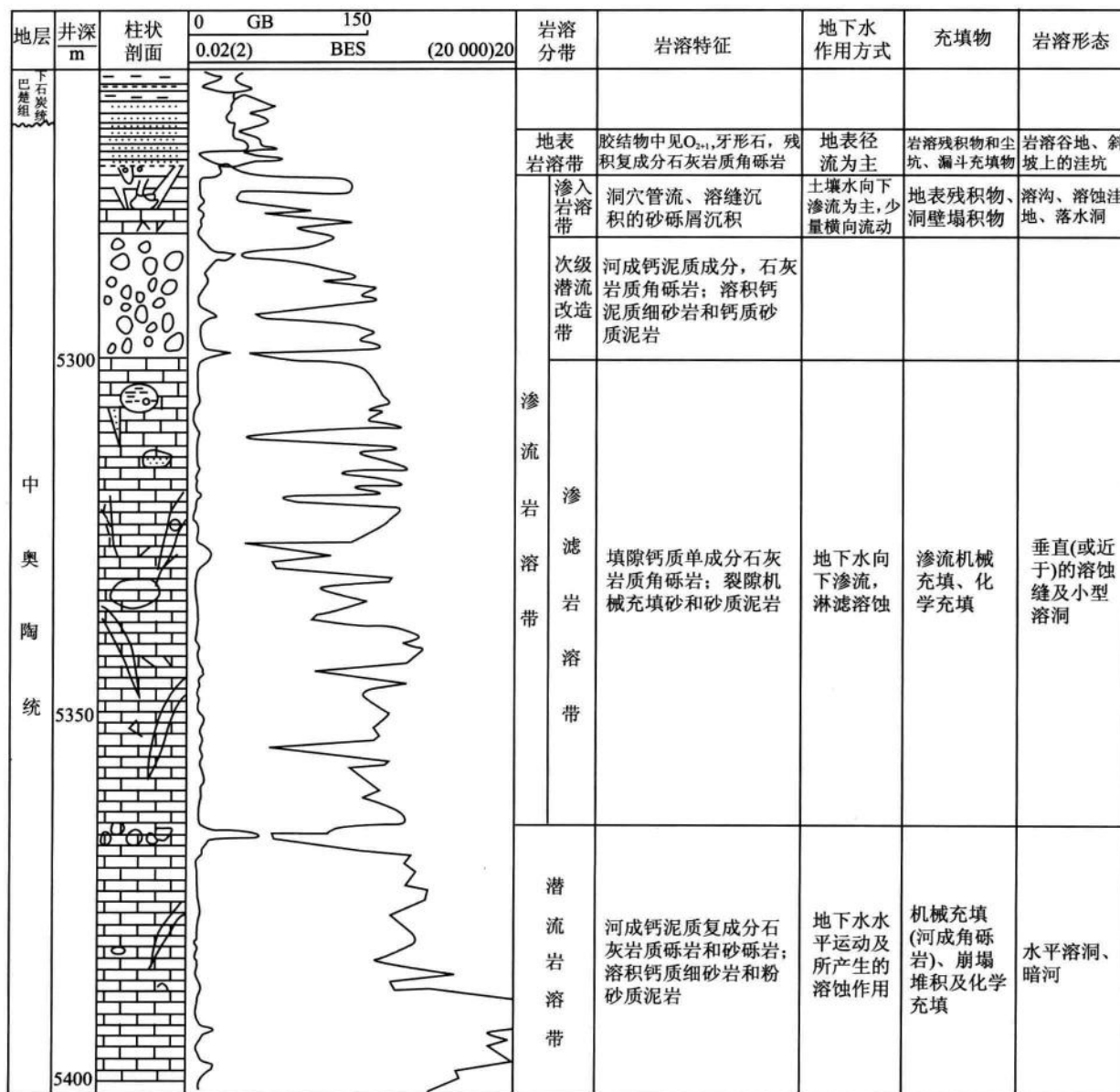


图 1.2 塔河油田 S17 井岩溶剖面柱状图

储集体空间类型也多样，包括孔洞型、裂缝型、孔洞－裂缝型、孔隙－裂缝型、缝洞型等。

(2) 古岩溶储集体形成的主要因素

①古风化壳的作用，包括古气候、古水流、古地貌等；②构造断裂作用，断裂促进古岩溶发育，断裂越发育地区古岩溶越发育；③有机酸作用；④深部热液作用；⑤白云石化作用；⑥取决于岩石成分。不同的岩石溶蚀作用不同，如同等条件下石灰岩不如白云岩易溶蚀。

4. 油气成藏特征及成藏模式

(1) 成藏特征

根据油气成藏史研究，结合区域构造演化史、生烃史等，对塔里木盆地塔河大油田奥陶系油气藏成藏期进行了研究，结果认为有 4 个成藏期。

加里东中晚期—华力西早期：满加尔拗陷寒武系—中奥陶统烃源岩已进入生油阶段，大量油气排出并向阿克库勒凸起运移，在本区下奥陶统中形成相当规模的油气聚集。泥盆纪末的华力西早期运动，使本区志留系—泥盆系及上奥陶统大部被剥蚀，中、下奥陶统也受到部分剥蚀，油气藏遭受暴露而被破坏。在缝合线及裂缝中含烃类的水溶液包裹体便是该期油气藏残留的痕迹。

华力西晚期：满加尔坳陷及其斜坡地区寒武系一中奥陶统烃源岩已进入生油高峰，所生成的大量油气沿不整合面、断裂及裂缝向阿克库勒凸起运移，并在本区中下奥陶统岩溶缝洞系统中聚集成藏。由于中、下奥陶统之上有较厚的石炭系一二叠系盖层而形成良好封堵。因而，该期是塔河油田奥陶系油气藏最主要的成藏期。二叠纪末的华力西运动晚期，石炭系一二叠系普遍受到剥蚀，但本区仍保留有 500 ~ 600 m 的下石炭统，使华力西晚期形成的油气藏得以保存。只是由于本区之北的阿克库木断裂构造带西段华力西晚期运动强烈，石炭系一二叠系被剥蚀殆尽，下奥陶统裸露地表，使该区奥陶系油藏严重破坏。由于受大气淡水的强烈影响，塔河 4 区及塔河 6 区油藏受到严重的氧化水洗、生物降解（在其原油中普遍检测到 25 - 降藿烷系列），油藏受到轻度破坏，油质变差，成为低凝固点、高黏度的重质稠油。

燕山期—喜马拉雅早中期：寒武系一中奥陶统烃源岩主体已进入高成熟度至过成熟度阶段，以生气为主，在沙雅隆起区成熟度相对较低，可生成一定数量的原油。高成熟的油气仍沿不整合面及断裂运移，充注到已在华力西晚期形成的油气藏中。

喜马拉雅晚期：寒武系一中奥陶统烃源岩均已进入高成熟度—过成熟度阶段，所形成的气沿不整合及断裂、裂缝运移，充注到先期形成的油气藏中。

另外，有不少研究机构对四川盆地天然气也做了大量研究，认为四川盆地天然气有 3 个成藏期：华力西期、印支—燕山期和喜马拉雅期。

(2) 成藏模式

以比较典型的塔里木盆地塔河大油田为例进行深入研究，主要有 4 种成藏模式，即早期聚集型（塔里木盆地塔河油田艾丁 4 油田稠油）、早期裂解再聚型（塔里木盆地和田河气田、孔雀河英南 2 气藏）、多期聚集型（塔河油田 3 - 4 区）、晚期聚集型（塔里木盆地巴什托哈德油田）。

另外，四川盆地的天然气气藏也有 2 ~ 3 个成藏模式。

综上所述，我国古生界海相油气资源潜力巨大，是我国油气勘探的重要领域。

1.2.4 初步建立了古生界碳酸盐岩油气勘探开发技术系列

从 1995 年以来，以国家科技攻关项目为龙头，以塔河大油田实践为例深入研究，又经对鄂尔多斯靖边及苏里格等大气田及四川普光大气田勘探开发实践，初步形成了一套适应古生界碳酸盐岩油气勘探开发的技术系列。主要包括：

(1) 区域评价选区评价技术

通过建立地层层序、编制岩相古地理图，识别和确定生储油岩，搞清区域构造等基础上，进行油气前景评价及优靶区和勘探目标等。

(2) 三维地震勘探与连片处理解释技术

二维地震勘探在碳酸盐岩油气勘探选区评价中曾发挥了重要作用，但已无法满足对碳酸盐岩圈闭及非均质性储层评价与预测的需要。实施以三维地震为主的勘探手段，为全面深入研究碳酸盐岩古岩溶油藏提供了扎实的资料保证。三维地震勘探技术是碳酸盐岩大型油气田发现与评价的重要手段之一。

(3) 碳酸盐岩储层预测技术

碳酸盐岩储层大都埋藏深（最深达 7000 m），奥陶系顶部地层表面多遭风化剥蚀，其地震反射信号较弱且杂乱，裂缝、溶洞型储集空间在纵向及横向上非均质性较强，储层预测十分困难。面对这样一项世界级难题，经过多年的攻关研究，建立了一套适合碳酸盐岩储层预测的物探新技术、方法系列，主要有以下内容：

1) 地震资料精细成像处理技术。

2) 储层预测的地震技术。①地震属性参数提取；②三维地震相干体分析技术；③三维可视化解释；④地震测井联合反演技术。

3) 裂缝及溶洞发育带的综合预测技术。

4) 油气判别技术。①模式识别预测含油气性；②稳定烃类检测系统应用；③多参数聚类分析技术；④塔河油田碳酸盐岩储层含油气性综合预测；⑤储层识别与评价的测井技术。

5) 超深井钻井井筒技术、欠平衡钻井技术。

6) 水平井钻井及直井侧钻技术。

7) 储层酸压改造技术（最深达 7000 m）。

碳酸盐岩储层的酸压改造技术的成功应用，极大地改善了储层渗流能力，大幅度提高了油气产量，打破了制约油气田评价和产能建设的“瓶颈”，取得了突出的经济效益，实现了油气田的成功评价、探明与滚动勘探开发。

8) 超深井测试技术。

针对碳酸盐岩储层的特殊性，重点研究了适宜于高温、高压、高产井测试工艺，高粘井测试工艺，高角度裂缝井测试工艺。还研究了常规测试工艺、非常规测试工艺和油气层保护测试工艺。总体上可归类为裸眼井测试工艺、套管井测试工艺和测试联作工艺等。

上述这些技术基本达到了国际先进或领先水平。

第2章 中国古生界海相沉积体系特征

2.1 地层区划及特征

地层是地质学的基础,地层区划则是在多重地层学的基础上,对区域性地层特征的综合和总结。地层的形成是地球内、外地质作用的综合产物,决定区域地层特征和变化的基本因素是:地壳活动性(大地构造)、古地理特点、古气候条件、古生物变化,其中地壳活动性特点是主导因素。中国自20世纪50年代末开始根据上述原则进行全国地层总结和区划工作,并将区划等级体制确定为地层大区、地层区、地层分区、地层小区4个等级。其中地层大区通常与I级大地构造单元和古生物区一致,可能包括不同沉积类型的地层区,大区边界一般为地块结合带或断裂带。而地层区则为受同一大地构造单元控制的、大范围的、稳定型沉积区或不稳定型沉积区,其边界是不同类型的区域构造边界,也可以是俯冲带或大断裂带。

目前,中国的地层综合研究和区划工作已取得巨大成绩,而且根据地质特点,大部分地区是以古生代海相地层为主体进行划分的,这就为海相地层的研究提供了十分有利的条件。通常将我国地层划分为7个地层大区(图2.1)和若干地层区、地层分区,不同地层大区的基本特征简述如下。

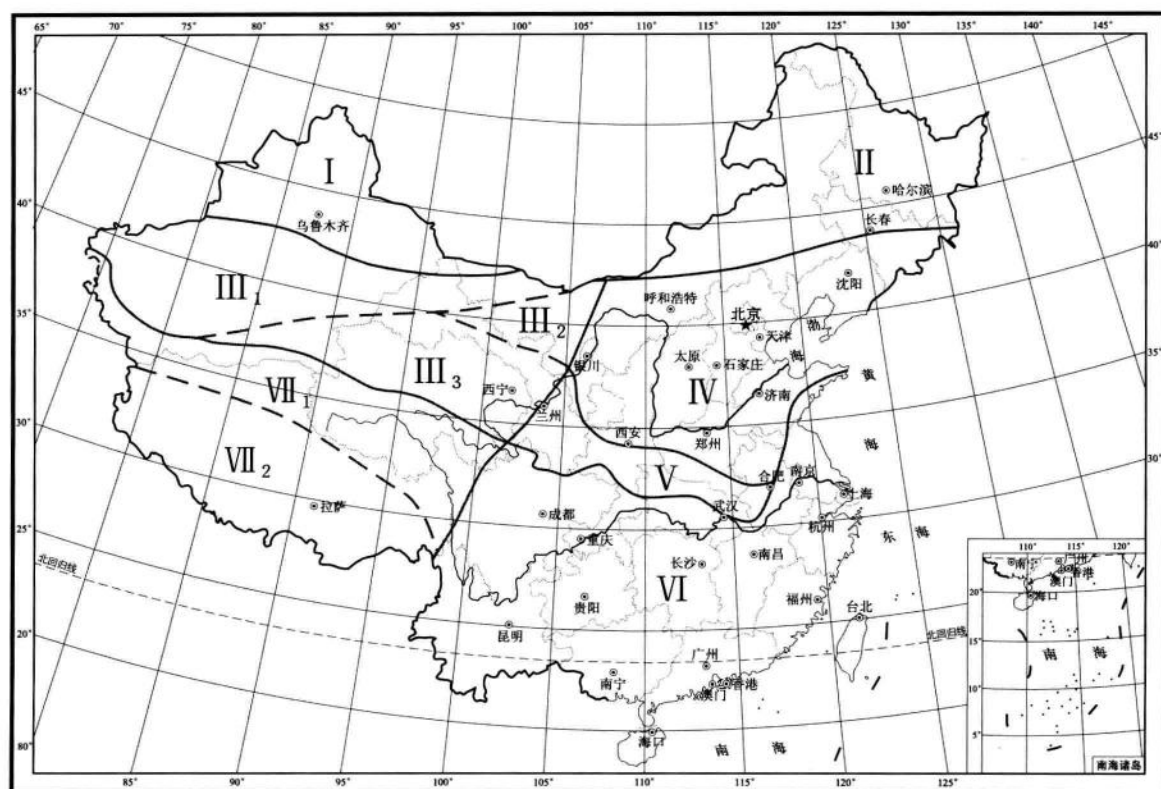


图 2.1 中国地层区划略图

I—准噶尔地层大区; II—内蒙古—兴安地层大区; III—塔里木—柴达木—走廊地层大区; IV—华北地层大区;
V—东秦岭—大别地层大区; VI—华南地层大区; VII—青藏地层大区