

柴达木盆地东部

石炭系页岩储渗特征研究

STUDY ON THE RESERVOIR AND PERMEATION FLUID CHARACTERISTICS
OF CARBONIFEROUS SHALE IN THE EASTERN Qaidam BASIN, CHINA



- ※ 柴达木盆地
- ※ 石炭系页岩
- ※ 天然裂缝
- ※ 突破压力
- ※ 纳米孔特征
- ※ 甲烷吸附

李英杰 于青春 © 著

天津出版传媒集团


 天津科学技术出版社

STUDY ON THE RESERVOIR AND PERMEATION FLUID CHARACTERISTICS
OF CARBONIFEROUS SHALE IN THE EASTERN QAIDAM BASIN , CHINA

柴达木盆地东部石炭系页岩储渗 特征研究

李英杰 于青春 著

天津出版传媒集团

 天津科学技术出版社

图书在版编目 (C I P) 数据


柴达木盆地东部石炭页岩储渗特征研究 / 李英杰,
于青春著. -- 天津: 天津科学技术出版社, 2017. 7
ISBN 978-7-5576-3529-9

I. ①柴… II. ①李… ②于… III. ①柴达木盆地—
页岩—储集层特征—研究 IV. ①P588.22

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 175796 号

责任编辑: 方 艳

天津出版传媒集团

 天津科学技术出版社出版

出版人: 蔡 颢

天津市西康路 35 号 邮编 300051

电话: (022) 23332372 (编辑部)

网址: www.tjkjcb.com.cn

新华书店经销

北京建宏印刷有限公司印刷

开本 787×1092 1/16 印张 8 字数 130 000

2017 年 7 月第 1 版第 1 次印刷

定价: 38.00 元

内容摘要

柴达木盆地位于青藏高原北部,油气资源丰富,是我国西部三大含油气盆地之一。石炭系是柴达木盆地油气资源战略的新领域,对柴达木盆地东部石炭系非常规油气储层特征进行研究具有重要的理论和现实意义。本研究利用野外地质调查和相关测试分析手段研究了柴东石炭系页岩的天然裂缝和纳米孔隙特征,结合岩石基质组成测试分析结果,初步分析了岩石结构;利用实验方法测试了页岩的突破压力、吸附特征,对页岩的储集性进行了初步的评价。具体的研究方法和得到的主要结论如下所述。

(1)对柴达木盆地东部石炭系页岩的裂缝进行了野外实测,实测裂缝381条。详细地分析了柴东石炭系裂缝的发育形态、长度、张开度、产状及充填程度,并模拟生成了三维裂缝网络模型;分析了裂缝的成因和类型以及对页岩气储集的影响。研究表明,柴东石炭系页岩裂缝迹线均比较平直,张开度比较小(0.5 ~ 2 mm),多数不被填充。北东—南西走向(平均倾向110° ~ 130°)和北西—南东走向(平均倾向218°和34°)是裂缝发育的主要方向。高倾角裂缝(倾角为45° ~ 85°)是本区的主要裂缝类型。研究区页岩的裂缝主要以构造缝的剪裂缝为主,还存在构造张裂缝、成岩收缩缝、有机质演化异常压力缝等几种类型。页岩的裂缝发育特征对页岩气的聚集和后期的压裂改造是有利的。

(2)利用场发射扫描电子显微镜二次电子成像技术(FE-SEM)对柴达木盆地东部石炭系页岩的微观孔隙特征进行了观测,并结合项目组采用扫描电子显微镜(SEM)和薄片分析的成果研究了柴东石炭系页岩的微孔结构特征。研究发现,柴达木东部石炭系克鲁克组页岩中的微观孔隙结构主要有颗粒内孔、颗粒间孔、有机质孔3种类型。纳米级孔径范围为6 ~ 633 nm,主体为39 ~ 200 nm;微米级孔隙范围为0.13 ~ 1 μm。微裂缝可以分为构造裂缝、溶蚀裂缝和层理缝3种类型,微裂缝数量较多。研究表明,柴东石炭系页岩具有较好的储集性。

(3)对取自柴达木盆地东部石炭系克鲁克组的页岩测试了岩样在干页岩和饱水

条件下的突破压力值，分析了影响页岩突破压力的主要因素。实验结果表明，页岩突破过程分为 3 个阶段：第一阶段为驱替连通性较好的大孔隙通道；第二阶段为驱替残余水和再吸附水，主要克服最大连通孔隙的毛细管阻力；第三阶段为毛细封闭阶段。分析认为，渗透率、岩石矿物组分等对突破压力有很大的影响：渗透率高的页岩突破压力值低；石英等脆性矿物在成岩演化过程中形成的微裂缝为页岩气突破提供了主要途径；而黏土矿物遇水膨胀使得页岩岩样的突破压力值大大提高。

(4) 对取自柴达木盆地东部石炭系克鲁克组的页岩进行了甲烷吸附能力测试，分析页岩组分和孔隙结构对甲烷吸附能力的影响。实验结果表明，柴达木盆地石炭系克鲁克组页岩吸附等温线具有超临界气体吸附特征；Langmuir-Freundlich 的超临界吸附模型对甲烷气体在页岩中的吸附行为描述得较好。研究发现，柴达木盆地东部石炭系克鲁克组页岩孔隙结构特征和组分对页岩的储集性有较大的影响：页岩的 TOC 含量及组分是影响页岩吸附能力的因素之一，黏土矿物对甲烷的吸附是有限的；页岩的微孔比表面积可以作为评价页岩吸附能力的主要指标；有机质中的微孔和介孔是甲烷吸附的主要空间，而黏土矿物提供了有限的吸附空间。

关键词：柴达木盆地，石炭系页岩，天然裂缝，突破压力，纳米孔特征，甲烷吸附

Abstract

Qaidam Basin lying in the north of Qinghai-Tibet plateau is one of the three major petroliferous basins of western China which is rich in oil and gas resources. Carboniferous, Qaidam Basin is a new field of oil and gas resource strategy, research on unconventional oil and gas reservoir characteristics of which has important significance for theory and reality. In this study, natural fracture and nanopore characteristics of carboniferous shale in the eastern Qaidam are studied based on field geological survey and test, combined with the rock matrix composition test results, the rock structure is analyzed too; the breakthrough pressure and adsorption characteristics of shale are tested by using the experiment, then shale reservoir characteristics are evaluated preliminarily. Solutions and conclusions presented in this research can be summarized as follows:

(1) Natural fracture of carboniferous shale in the eastern Qaidam are measured, the number of fractures measured is 381. The morphology of fracture including length, opening, occurrence and filling degree are analyzed, and the 3D fracture network model are simulated; the causes and types of fracture in shale and the impact of fractures on shale gas reservoir are discussed. The results show that fracture trace of research area are relatively flat, and the opening degree is small, most of which are not filled. NE-SW and NW-SE are the main direction of fracture development, and most of the fractures are high dip. The types of fractures in the research area shale are mainly tectonic shear, also existing tectonic tension fracture, diagenetic shrinkage fracture, abnormal pressure fracture during organic matter evolution. Nature fractures of research area shale are favour of shale gas accumulation and fracturing reconstruction.

(2) The microstructure of the carboniferous shale in the eastern Qaidam, are characterized using secondary electron imaging capability of a Field Emission scanning electron microscope (FE-SEM) combined with scanning electron microscopy (SEM) and

slice image results. The results show that there are four major types of microstructure in the study: intergranular pores, intercrystalline pores, and organic matter pores. The size of the micropores varies from 6–633 nm, the majority of which is between 39–200 nm, with a relatively small number of micro-scale pores ranging from 0.13–1 μm . Microfracture can be divided into 3 types including tectonic fracture, dissolution fracture, bedding fracture, the number of which is more. The results show that carboniferous shale has good reservoir characteristics.

(3) Breakthrough-pressure (methane-gas breakthrough pressure of dry shale, the methane-gas breakthrough pressure of water-saturated shale) tests were conducted on shales from the Carboniferous Hurleg Formation in the eastern Qaidam Basin using cap-rock breakthrough-pressure test device, the main influence factors of breakthrough-pressure are analyzed. From the breakthrough-pressure experiments, we found that there are three stages during the gas breakthrough for the water-saturated shale sample. The first stage involves displacement in the large pore channels with excellent connectivity. The second stage involves the displacement of residual water and re-adsorbed water, for which the capillary resistance of the largest connected pores is the primary obstacle. The third stage is the capillary-sealing stage. In conclusion, permeability, mineral composition of shale has great influence on the breakthrough pressure, the permeability of shale is high, and the breakthrough pressure is low. Micro-fractures formed in the brittle minerals, such as quartz, provide a significant path for shale gas breakthrough. The expansion of clay minerals in the presence of water significantly increases the breakthrough pressure of a shale sample.

(4) Methane adsorption tests were conducted on shales from the Carboniferous Hurleg Formation in the eastern Qaidam Basin by using an adsorption and desorption device. Then, the effects of the shale compositions and pore structures on the adsorption were studied. From the adsorption experiments we found that the adsorption isotherm of Carboniferous Hurleg Formation shale from the Qaidam Basin exhibits the characteristics of supercritical gas adsorption. The L-F supercritical adsorption model can be used to

describe the methane-gas adsorption behavior. This study revealed that the pore-structure characteristics and the composition of Carboniferous Hurleg Formation shale from the eastern Qaidam Basin have a significant influence on the reservoir capacity of the shale. For these shale samples the organic carbon content was part of factors controlling the adsorption capacity, the clay minerals exerted only a limited effect on the adsorption capacity. The specific surface area of micropores is the major indicator in determining the adsorption capacity of shale. The micropores and the mesopores in the organic matter are important spaces for methane adsorption. The clay minerals offer limited methane-adsorption capacity.

Keywords: Qaidam Basin, Carboniferous shale, Natural fracture, Breakthrough-pressure, nanopore characteristics, Methane adsorption.

目 录

第 1 章 绪论	1
1.1 选题背景及依据	1
1.2 国内外研究现状	5
1.3 存在问题	16
1.4 研究内容	16
1.5 研究方法和技术路线	18
第 2 章 地质概况	21
2.1 地理位置	21
2.2 石炭系地层展布特征	23
2.3 柴东石炭系沉积特征及演化	26
2.4 构造	30
第 3 章 柴达木盆地石炭系克鲁克组页岩的发育特征	33
3.1 泥页岩分布特征	33
3.2 石炭系克鲁克组泥页岩特征	36
第 4 章 柴东石炭系天然裂缝发育特征	41
4.1 柴东石炭系页岩裂缝观测	41
4.2 页岩裂缝的类型和地质因素	57
4.3 天然裂缝对页岩气储集的影响	62
4.4 本章小结	63



第 5 章 柴东石炭系泥页岩储集空间类型	65
5.1 FE-SEM 观测方法	66
5.2 页岩的微观孔隙类型	67
5.3 页岩微裂缝发育特征	73
5.4 柴东石炭系页岩储集空间评价	76
5.5 本章小结	78
第 6 章 柴东石炭系页岩的突破压力及影响因素	79
6.1 页岩样品采集	79
6.2 突破压力实验方法	82
6.3 突破压力实验结果	84
6.4 突破压力影响因素分析	86
6.5 本章小结	89
第 7 章 柴东石炭系页岩吸附特性及影响因素	91
7.1 页岩样品采集	91
7.2 实验方法	93
7.3 试验结果	95
7.4 甲烷吸附的影响因素分析	100
7.5 本章小结	104
第 8 章 结论	107
参考文献	109

第 1 章 绪论

1.1 选题背景及依据

页岩气作为一种新兴的非常规新能源已引起了世界范围内的勘探开发热潮。美国早在 2000 年就已经确定页岩气为重要能源并进行生产。2013 年,页岩气产量已达 2 407 亿立方米,占美国天然气产量的 37%。加拿大是继美国之后第二个对页岩气进行勘探与商业开发的国家。近年来,英国、波兰、德国、奥地利等欧洲国家也启动了页岩气开发计划,中国、印度、澳大利亚、南非等国家在页岩气勘探开发上也取得了不错的成绩。中国已探明的主要盆地和地区页岩气可采资源量大约为 26 万亿立方米,与美国的 28.3 万亿立方米大致相当,主要分布在南方扬子地台区、中东部地区、西北地区和青藏地区^[1, 2, 3, 4, 5]。

柴达木盆地油气资源丰富,是我国西部三大含油气盆地之一。已发现的油田大部分分布于盆地西部的尕斯断陷及其周缘,主要产油层为古近系 - 新近系。盆地北缘已发现的油田是以侏罗系为烃源岩的原生油藏和古近系 - 新近系次生油藏。盆地气田除马海气田分布于北缘外,其他均分布于盆地东部的三湖地区,为第四系自生自储生物气藏。柴达木盆地东部石炭系地层发育齐全,分布广泛。一直以来,研究者认为柴达木盆地石炭系已变质,不具备生烃条件;近期研究表明,盆地内的石炭系不但未变质,而且形成于温暖、潮湿气候条件下的滨岸 - 台地相沉积环境,发育有暗色泥岩、盐酸盐岩、煤及炭质泥岩,具有一定的烃源岩条件^[6, 7, 8, 9, 10, 11]。

2008—2010 年,由中国地质科学院地质力学研究所承担的地质大调查项目“柴达木盆地油气资源潜力评价”取得了重大突破:通过地球物理资料的重新处理与解释,认为柴达木盆地中新生界之下普遍发育石炭系地层,查明了石炭系地层残余厚



度展布特征（图 1.1）；分析了柴达木盆地石炭系烃源岩地球化学特征，建立了柴达木盆地石炭系烃源岩评价标准，对石炭系烃源岩进行了评价，证实石炭系发育良好的烃源岩（图 1.2，图 1.3，图 1.4）；初步确定柴达木盆地石炭系具有良好的油气成藏条件；在盆地周缘露头区石炭系地层中发现厚层油砂（图 1.5），油源对比证实烃类来自石炭系，柴北缘及柴西油田中发现石炭系的混源，进一步证实石炭系烃源岩具有良好生烃潜力；根据烃源岩分析、油源对比结果及区域构造格局等，将石炭系划分为柴东北、柴东南、柴西南、柴西北 4 个含油气区，初步评价柴达木盆地石炭系油气总地质资源量为 $6.14 \times 10^8 \sim 7.23 \times 10^8 \text{ t}$ （图 1.6），说明石炭系是柴达木盆地油气资源战略突破的新领域，有必要对石炭系成藏条件进行深入研究，寻找有利区带和战略突破目标。但是，目前柴达木盆地石炭系非常规油气勘探程度还很低，亟须投入实物工作量；非常规油气储层裂缝和微孔隙结构及其对油气渗流的控制机理尚不清楚，需要结合裂隙、微观孔隙结构分析和室内物理模拟实验进行研究并测定相关参数（包括储层突破压力、渗透率、吸附能力等）。

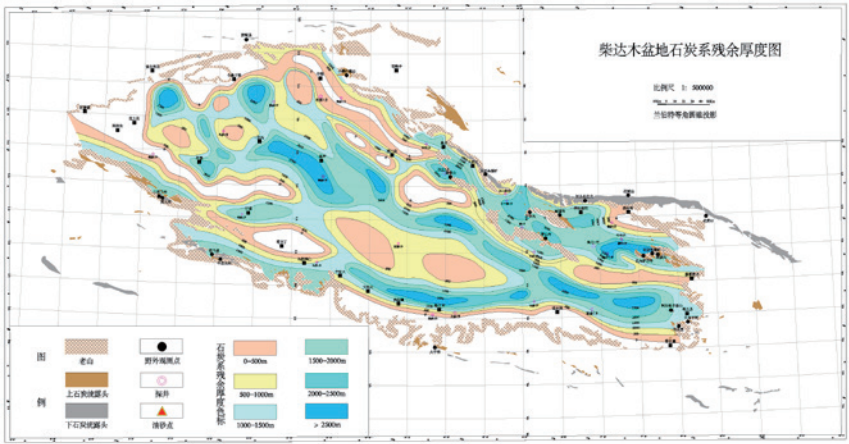


图 1.1 柴达木盆地石炭系残余厚度图

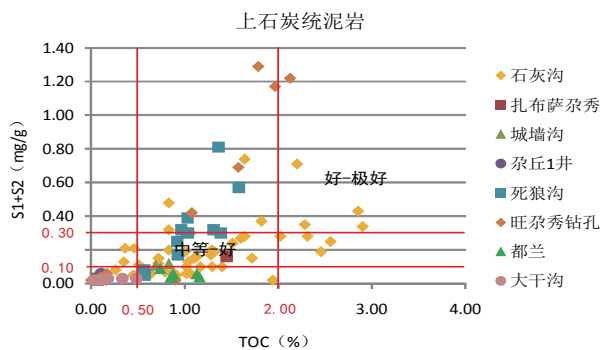


图 1.2 柴达木盆地上石炭统泥岩有机质丰度图

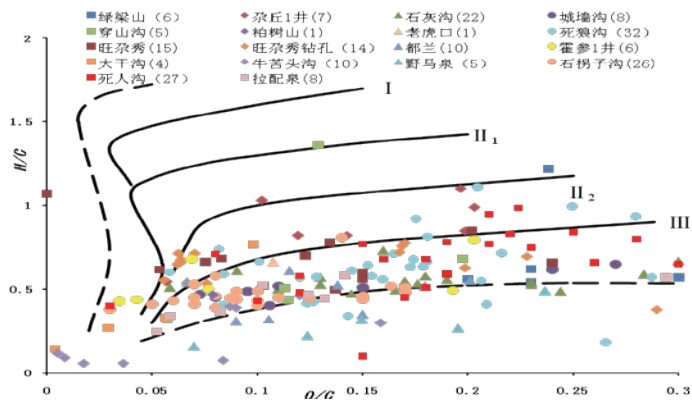


图 1.3 柴达木盆地石炭系烃源岩有机质类型图

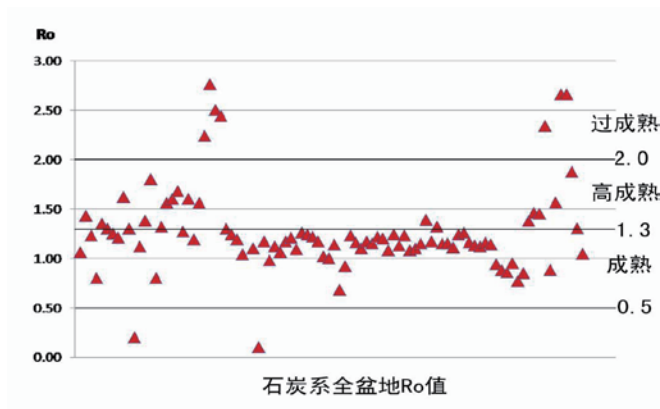


图 1.4 柴达木盆地石炭系烃源岩有机质成熟度 (Ro) 图

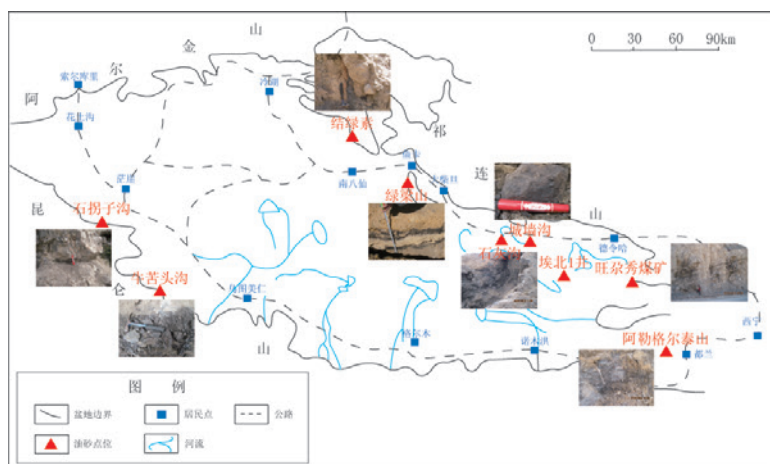


图 1.5 柴达木盆地石炭系地层油砂点分布图

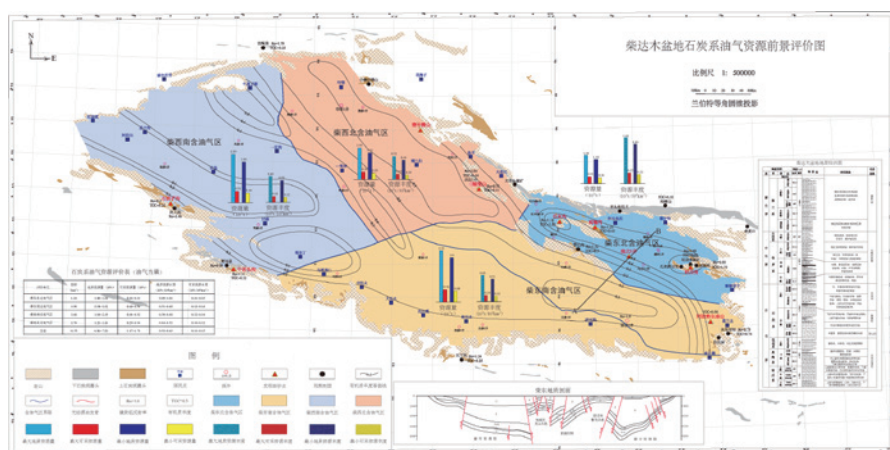


图 1.6 柴达木盆地石炭系油气资源前景评价图

本研究根据柴达木盆地石炭系研究现状及存在问题，针对柴达木盆地东部石炭系油气资源潜力研究，以油气地质理论和方法为指导，以烃源岩研究为重点，运用烃源岩评价技术和石油地球化学测试手段，采用野外地质调查、室内实验分析，开展柴东石炭系非常规油气储层与渗流机理研究。

1.2 国内外研究现状

1.2.1 中国页岩气研究现状

当前,页岩气资源已经成为全球开发非常规油气藏的一个重点。页岩气作为一种清洁非常规能源,得到了许多国家的高度重视和大力发展。尤其是美国页岩气的开发利用,不仅改变了美国的能源结构,而且改变了世界能源格局。美国的页岩气研究勘察开发分别经过了早期勘探开发阶段(1821—1975)和地质理论与勘察技术攻关阶段(1975—2000)。20 世纪 90 年代,美国有关方面组织力量对泥盆系和密西西比系页岩的页岩气潜力、地层评价、裂缝描述、取芯技术、水力压裂技术和提高采收率等关键技术进行了系统攻关^[12,13,14,15,16],逐步构建了以岩心实验为基础,以测井定量解释为手段,以储集层改造为重点的勘探开发体系。

中国的页岩气研究远远落后于美国、加拿大等国。2004 年开始,国土资源部油气战略研究中心和中国地质大学(北京)跟踪调研国外页岩气研究和勘探开发进展。2011 年,“全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选”项目启动。2012 年,国家发展改革委、财政部、国土资源部和国家能源局推出了《页岩气发展规划(2011—2015 年)》。规划“十二五”期间探明页岩气地质储量 6 000 亿立方米,2015 年页岩气产量 65 亿立方米,攻克页岩气关键技术,建立完善的页岩气产业体系,为“十三五”页岩气快速发展奠定基础。为了加大页岩气勘探开发力度,国家将通过一系列保障措施给予支持。

虽然中国页岩气勘探还处于起步阶段,但经过成藏条件的初步对比发现,中国的许多盆地与美国东部地区页岩气藏的地质条件类似,故勘探潜力巨大。中国的页岩气发育区可划分为与板块大致对应的四大区域,即南方地区、中东部地区、西北地区及青藏地区,这些区域都具有良好的页岩气勘探前景。

中国南方扬子地台区共发育 8 套以黑色页岩为主体的烃源岩层:上震旦统陡山沱组、下寒武统筇竹寺组、上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组、中泥盆统罗富组、



下石炭统河州组、下二叠统栖霞组、上二叠统龙潭组及大隆组、下三叠统青龙组。以上各层位分布广、埋藏浅、厚度大、有机质丰富、成熟度高，且具备优越的页岩气成藏条件，因此是页岩气发育的有利区域，勘探潜力巨大。其中，四川盆地经历了克拉通和前陆盆地演化过程中复杂的构造变动，形成了与美国典型页岩气盆地相似的构造演化特点和地质条件，其下古生界烃源岩具有分布广、厚度大、成熟度高、微裂缝发育、有机质生烃作用强的特点，并有大量证据显示，该盆地存在丰富的页岩气。

中东部地区的页岩气可能分布在主力油气层的底部，区域上的中生界至古生界。松辽盆地白垩系、鄂尔多斯盆地三叠系、渤海湾盆地埋藏较浅的古近系等页岩均有利于页岩气的发育。其中，鄂尔多斯盆地中生界页岩埋藏深度在 3 km 以内，厚度 >50 m，有机碳质量分数 >2，对页岩气的发育十分有利。

在西北部地区，区域上分布的侏罗系、三叠系和盆地边缘埋藏较浅的古生界泥页岩具有较大的厚度和有机碳含量，具有页岩气勘探潜力。但目前勘探程度低，亟须投入实物工作量。

青藏地区的中 - 古生界泥页岩地层厚度大，有机质含量高，有机质热演化程度适中，同样具有页岩气勘探的潜力。

1.2.2 柴达木盆地石炭系油气勘探现状

(1) 区域地质调查

柴达木地区石炭纪研究始于 20 世纪 50 年代后期。随着区域地质调查工作的全面展开，在 1:100 万、1:20 万区域地质调查成果的基础上，地层研究工作逐渐开展起来。其中，研究较为深入的是东昆仑山晚古生代地层、柴达木盆地北缘的石炭系。其中包括：《西北地区古生物图册——青海分册（一）》（1976—1979 年），《西北地区区域地层表——青海省分册》（1980 年），《青藏高原区域地层简表》（1982 年），《青海布尔汗布达山南坡石炭纪 - 三叠纪地层和古生物》（1986 年），《青海省祁漫塔格晚古生代地层》（1987 年），《青海玉树地区泥盆纪 - 三叠纪地层和古生物》（1990 年），《青海省区域地质志》（1990 年），《青海省岩石地层

(1997年)。上述著作均对区内石炭纪岩石地层和生物地层、年代地层进行了系统叙述。在此期间,先后开展了石炭纪专题研究,张文堂(1958)、穆恩之(1961)、王增吉(1979、1980、1981、1983、1985、1986、1990、1995)、朱秀芳(1987)、林宝玉(1985)、高联达(1992)等先后描述了青海境内石炭纪各门类化石。各家根据石炭系出露情况,对研究区石炭系地层划分、分区、区内外对比提出了具体划分意见,并分别建立了岩石地层、生物地层和年代地层系统,确定了主要地层界限及其对比关系,从而深化了对柴达木盆地及周边地区石炭系的认识。

20世纪90年代末,青海地矿局陆续开展了1:5万区域地质调查(锡铁山幅、全集河幅、鄂拉山口幅、沙乃亥幅等)和1:25万区域地质调查(冬给错纳湖幅、阿拉克湖幅、可可西里湖幅、都兰幅、布喀达坂峰幅、库郎米其提幅、民和幅、玉树幅、杂多幅、治多幅等)。上述研究成果丰富了区域地层新资料。与此同时,青海地质调查院先后编制了最新版的青海省地质图及其说明书和青海省大地构造图及其说明书。

(2) 油气勘探投入

石油部门对柴达木盆地石炭系的勘探和研究工作主要集中于柴达木盆地东部地区,大致可划分为3个阶段。

第一阶段:1994年以前,青海石油局区域地质调查阶段。主要完成以下实物工作量:1:50万重力及地面磁力普查、航磁普查,1:20万重力普查、航空照片、地面地质调查,局部地区1:5万地面地质细测、电法、航空摄影测量、遥感及化探,二维地震资料4 096.3 km。

第二阶段:1994—1998年,中国石油天然气总公司新区勘探事业部评价勘探阶段。主要完成了以下实物工作量(主要在南部霍布逊凹陷):完成1:10万航磁测量37 571.6 km²,测线长39 128 km,二维地震3 884 km,完钻1口参数井(霍参1井,井深2 150 m)。

第三阶段:1999年至今,青海石油局评价勘探阶段。1999年,青海石油管理局在德令哈凹陷巴依构造钻探德科1井,完钻井深3 000 m;青海油田公司2004年部署完成7条MT测线共500 km,2005年完成二维地震3条共247.5 km;2004年在