

西藏措勤盆地盖层条件分析

宋全友 陈清华 陈书平
(石油大学资源科学系, 东营, 山东)

摘要 自 1994 年开始, 中国石油天然气总公司开展了对青藏高原的地质调查。通过四年对藏北措勤盆地路线地质调查, 发现有多套烃源岩。本文从岩性、厚度、岩石微观结构等方面研究了烃源岩盖层, 发现泥质岩类、火山岩类及碳酸盐岩类为本区油气藏的主要盖层, 致密粉细砂岩为次要盖层, 并对各类盖层的有效性进行了评价。

关键词 青藏高原 措勤盆地 油气藏 盖层 评价

0 概述

措勤盆地位于西藏自治区西部, 冈底斯山以北, 阿黑公路以南, 行政区划分属阿里, 日喀则, 那曲三个地区。作者自 1994 年至 1997 年在该地区进行石油天然气路线地质综合调查研究工作。本文是 1995 年在措勤盆地的玛尔扎淌嘎—别惹则错—次丁错—昂拉仁错路线 (CQ95YZ1-01 西线) 和来多强玛—阿苏躺勒—齐布雄—扎日南木错路线 (CQ95YZ1-02 东线) (图 1) 的石油地质调查工作中盖层研究的初步结果

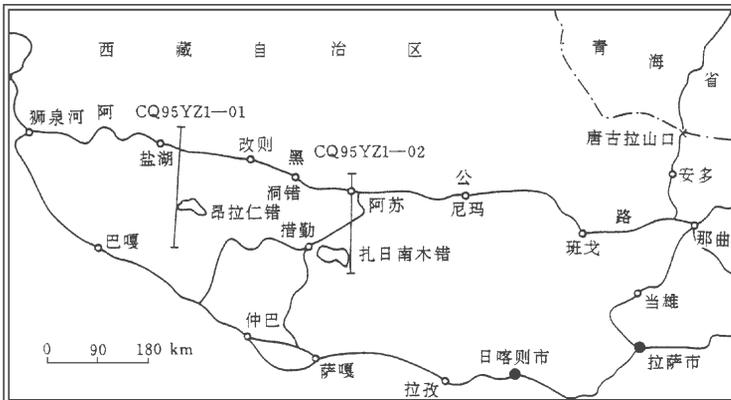


图 1 工区位置图

Fig. 1 Location of the studied region

1998 年 1 月 6 日收稿, 1998 年 6 月 10 日修改稿

1 地层特征

措勤盆地在地质分区上属冈底斯—念青唐古拉地层区。该区地层发育较全,古生界、中生界、新生界均有出露。根据地层的出露情况,本次主要研究的是二叠系、侏罗系、白垩系、第三系。二叠系下二叠统下拉组 (P_{1XL}) 在东、西线都有出露,下部为碳酸盐岩,上部为黑色、灰黑色板岩,厚度 792m

侏罗系为中上侏罗统拉贡塘组 (J_{-3l}),下部为碎屑岩,上部为碳酸盐岩,地层厚度 1761m,主要分布在西线

白垩系划分为下白垩统多尼组 (K_{1d})、捷嘎组 (K_{1j})、则弄群 (K_{1zl})、郎山组 (K_{1l}),上白垩统竞柱山组 (K_{2j})^①。多尼组为一套巨厚、厚层状火山碎屑岩,厚度 907m,在东、西线都有出露。捷嘎组为一套浅海相碳酸盐岩,岩性主要为灰黑色中厚层泥晶灰岩、含圆笠虫灰岩,厚度 244m。则弄群主要分布在东线南部,下部为火山岩,上部为一套浅变质的板岩、千枚岩,厚度 1257m。郎山组为一套浅海相碳酸盐岩,厚度 480m,主要分布在西线。竞柱山组为一套河流相碎屑岩,厚度 164m

第三系为下第三系林子宗群 (E_{1-2ln}) 该套地层为一套火山岩和火山碎屑岩,厚度 712m

2 盖层封闭性能

2.1 排替压力与突破压力

排替压力是决定盖层封闭能力的有效参数,它是指岩石中润湿相被非润湿相开始排替的最小压力,实际上是指岩石中最大连通孔道的毛细管压力,通常实验室测定的突破压力比真正的排替压力大得多。实验证明,贯穿时间与突破压力之间存在一定的函数关系,施加压力越大,突破时间越短;施加压力越小,突破时间也就越长。当进行长时间实验时,岩石的突破压力就趋于其排替压力(图 2)^①。

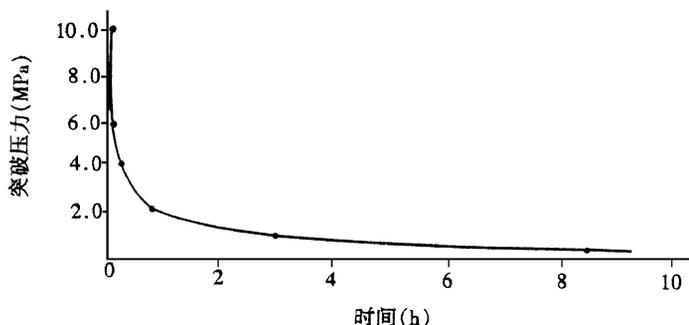


图 2 突破压力与时间的关系 (据郝石生等, 1995)

Fig. 2 Relationship between breaking pressure and time

2.2 孔喉半径

利用压汞法测得的毛细管压力曲线,可以反应出岩石的孔隙结构特征。通过孔隙喉道分布

① 郝石生等,天然气聚集与封盖条件研究(内部材料), 1995

研究,可以标出喉道半径,不同的毛细管半径其毛细管阻力也不同,毛细管半径越小,阻力越大。根据压汞曲线可以求取最大孔喉半径及平均喉道半径等参数。

2.3 渗透率

渗透率数值大小是盖层封堵性能好坏的重要参数,油气盖层的渗透率比储集层渗透率低得多,试验证明盖层的渗透率愈低,其突破压力愈高,二者呈明显的线性关系(图 3)^[2]。

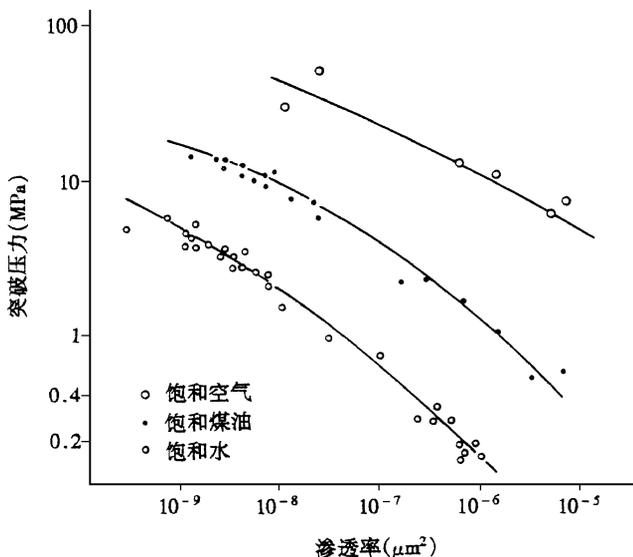


图 3 渗透率与突破压力关系图(据戴金星等, 1992)

Fig. 3 Permeability versus breaking pressure

2.4 岩石的塑性程度

岩石的塑性强弱对岩石的封堵性能影响最大,岩石的塑性程度除决定于自身的力学性质外,主要是受围压和温度的影响。随着围压的增大,温度的升高,岩石的塑性一般会增强,塑性增强使岩石不易产生裂隙,其遮挡能力增强。

2.5 其它参数

包括遮挡系数,扩散系数,比表面积,封盖高度等都是描述岩石封盖能力的参数,其大小反应了岩石封堵能力的大小

3 盖层类型及微观特征分析

根据野外各剖面地层的致密程度及厚度,作者在能够作为盖层的岩石中分别采集了样品,这些样品主要有泥质岩类,碳酸盐岩类,火山岩类,致密粉细砂岩类,样品主要特征如下。

3.1 泥质岩类盖层

措勤盆地西线泥质岩类地层有:下拉组中,上部灰黑色页岩,板岩段;拉贡塘组下部灰黑色泥岩,页岩段;捷嘎组中发育的泥岩,页岩段;东线泥质岩类剖面为:多尼组中部泥岩,页岩段;则弄群中部干枚岩,泥岩,页岩段;林子宗群上部泥岩,页岩段。各组段中泥质岩类有效厚度见表 1

表 1 措勤盆地东、西线地质剖面各类盖层有效厚度统计表 (m)

Table 1 Statistic data of effective thickness of all the cap rocks from eastern and western geological profiles in the Cuoqin Basin

组段 岩石类型	西 线						东 线			
	拉贡塘组	郎山组	多尼组	捷嘎组	下拉组	林子宗群	多尼组	郎山组	则弄群	林子宗群
泥质岩类	447.12			383.05	282.30		82.87		173.04	45.73
碳酸盐岩类		166.59			193.4			567.49		
火山岩类			234.4			344.93	679.07		278.4	405.75
致密粉细砂岩类							74.19		175.81	

泥质岩类成岩作用较强,岩石致密,样品室内物性分析结果见表 2 孔隙度为 3.90%,渗透率为 $6.79 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$,饱和水突破压力为 9.0MPa,地层条件下饱和煤油测得的突破压力为 3.0MPa,微孔隙结构占优,封盖高度 858m,根据综合评价标准(表 3),得出其封盖性能优越,封闭油为I级盖层,封闭气为II级盖层

表 2 岩石封盖性能数据表

Table 2 Data for capping beds performance

岩性	层位	常 规		地层条件下饱和煤油			地层条件下饱和水		中值半径 Rm (Å)	封盖高度 (m)
		孔隙度 (%)	渗透率 $\times 10^{-9} \mu\text{m}^2$	突破压力 (MPa)	突破时间 (a/m)	渗透率 $\times 10^{-9} \mu\text{m}^2$	突破压力 (MPa)	突破时间 (a/m)		
灰岩	J ₂ -3	1.05	3.64×10^{-3}	2.0	2.9	2.0×10^{-3}	8.0	11.2	135.7	762.6
灰岩	K ₁ l	0.49	1.17×10^{-2}	0.5	0.72	2.3×10^{-4}	5.0	7.2	206	476.6
灰岩	P ₁ x ₁	1.46	3.14×10^{-3}	3.0	4.3	5.87×10^{-5}	9.0	12.9	219	858
灰岩	K ₁ j	0.79	6.2×10^{-2}	0.2	0.29	7.6×10^{-4}	3.0	4.3	62.8	137.5
灰岩	K ₁ l	1.14	3.80×10^{-3}	5.0	7.2	6.2×10^{-4}	11	16	298	1049
英安流纹岩	E ₁ -2n	0.60	2.47×10^{-3}	15	21.6	1.0×10^{-6}	21	30	111	2002
流纹岩	E ₁ -2n	0.69	3.83×10^{-3}	4.0	5.8	4.59×10^{-4}	11	16	136.1	1049
流纹岩	K ₁ z ₁	0.85	1.77×10^{-3}	11.4	16.4	1.05×10^{-4}	18	26	176	1716
页岩	E ₁ -2n	3.90	6.79×10^{-3}	3.0	4.3	7.96×10^{-4}	9.0	12.9	165	858

3.2 碳酸盐岩类盖层

本区碳酸盐岩地层为海相沉积,厚度大,分布广,岩性致密。西线发育有灰岩的层段为拉贡塘组、郎山组、捷嘎组、下拉组。东线为郎山组、多尼组。根据室内物性分析结果,各组段中碳酸盐岩有效厚度统计见表 1,孔隙度范围为 0.49-1.46%,平均 0.99%;渗透率为 6.2×10^{-5} - $3.14 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$,剖面上采集的样品其孔隙度多小于 5%,渗透率介于 10^{-4} - $10^{-5} \mu\text{m}^2$;地层条件下饱和水的突破压力平均值 7.2MPa,最大值可达 11MPa;地层条件下饱和煤油突破压力平均 2.14MPa,扩散系数介于 2.93×10^{-7} - $3.35 \times 10^{-10} \text{cm}^2/\text{s}$,封盖高度介于 500-1000m 气柱,只有个别样品封盖高度大于 1000m 气柱,再结合成岩作用特征,根据综合评价标准(表 3)得出其油、气封闭均为II级盖层。

表 3 措勤盆地盖层物性封闭综合评价标准

Table 3 Synthetic evaluation criterions for the physical characters of the capping beds in Cuoqin Basin

封闭流体系别	参数	孔隙度	渗透率	排替压力	盖层厚度	小于 100Å	评价结果	
		(%) 权值: 0.2	($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 权值: 0.2	(MPa) 权值: 0.5	(m) 权值: 0.1	孔隙含量 权值: 0.1		
I 级权值 大于 0.8	油	< 5	< 10^{-2}	> 2.5	> 50	65	可封闭 1000m 以上油柱	好
	气	< 2.5	< 10^{-3}	> 10	> 100	85	可封闭 1000m 以上气柱	
II 级权值 大于 0.8	油	5- 8	10^{-2} - 10^{-1}	2.5- 1.15	50- 30	50- 65	可封闭 500- 1000m 油柱	中
	气	2.5- 5	10^{-3} - 10^{-2}	10- 5	100- 70	75- 85	可封闭 500- 1000m 气柱	
III 级权值 大于 0.5	油	8- 10	10^{-1} - 1	1.15- 0.25	30- 10	35- 50	可封闭 100- 500m 油柱	一 般
	气	5- 8	10^{-2} - 10^{-1}	5- 1	70- 20	50- 75	可封闭 100- 500m 气柱	
IV 级权值 大于 0.3	油	> 10	> 1	< 0.2	< 10	< 35	一般不能封闭油田	差
	气	> 8	> 10^{-1}	< 1	< 20	< 50	一般不能封闭气田	

据石油天然气总公司新区事业部青藏项目经理部, 1994

3.3 火山岩类盖层

火山岩类地层在措勤盆地极为发育, 无论东线还是西线, 在多尼组, 林子宗群中均有发育, 岩性主要为英安岩, 流纹岩, 凝灰岩类等, 根据样品室内分析特征参数统计出有效厚度列于表 1

该类岩石致密, 孔隙度平均 0.71%, 渗透率介于 $2.47- 6.79 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2$, 地层条件下饱和水突破压力平均为 17MPa, 最大可达 21MPa, 而地层条件下饱和煤油突破压力平均为 10.11MPa, 封盖高度平均为 1589m 气柱, 最大可达 2002m 气柱, 扩散系数 $5.45 \times 10^{-10} \text{cm}^2/\text{s}$ 根据盖层综合评价标准 (表 3), 它们对封闭油、气均为 I 级盖层

此外, 由于火山岩类盖层分布的局限性, 它只能作为油气藏闭 I 级盖层和横向上封堵油气的运移和扩散, 并非区域性盖层。

3.4 致密粉细砂岩类盖层

根据野外观察和样品室内分析结果, 剖面上发育的粉细砂岩类都属特低孔、低渗类岩石, 厚度见表 1, 主要分布在东线多尼组和则弄群地层中, 孔隙度多小于 5%, 渗透率为 $10^{-4}- 10^{-5} \mu\text{m}^2$ 。由于其它参数没有测定, 结合其厚度特征、镜下特征和综合评价标准, 对封闭油可为 II 级盖层, 封闭气为 III 级盖层

4 综合评价

根据盖层目前研究的现状及各类盖层评价标准, 针对措勤盆地地层发育特征及样品室内分析结果进行综合评价 (表 4)。

我们研究的初步结论是:

(1) 本区发育的各类盖层岩石中, 以泥质岩类和火山岩类盖层最好, 碳酸盐岩次之, 而致密粉细砂岩类为一般盖层。

(2) 对本区盖层的研究, 除对岩性、厚度、岩石微观特征分析外, 还应考虑该区构造活动比较频繁及岩浆侵入活动等所造成的断裂、裂隙的影响。它们对盖层的封堵性能有一定的破坏作用。

表 4 措勤盆地盖层评价结果

Table 4 Appraising results of the cap rocks in Cuoqing Basin

岩 类 \ 级 别	I 级		II 级		III 级	
	气	油	气	油	气	油
泥质岩类		I	II			
火山岩类	I	I				
碳酸盐岩类			II	II		
致密粉细砂岩类				II	III	

(3)通过对地层的研究发现,措勤盆地I类盖层多为圈闭盖层及隔层,而区域性盖层有待于进一步研究。

参 考 文 献

- 1 西藏自治区地质矿产局. 西藏自治区区域地质志. 北京: 地质出版社, 1993
- 2 戴金星,等. 中国天然气地质学(卷一). 北京: 石油工业出版社, 1992

CHARACTERISTICS OF CAP ROCKS IN CUOQIN BASIN, TIBET

Song Quanyou Chen Qinghua Chen Shuping
(Resource Department, China University of Petroleum, Dongying)

Abstract China National Petroleum Corporation has conducted petroleum exploration in Qinghai-Tibetan Plateau since 1994. Several sets of source rocks have been discovered after 4 years' geological reconnaissance in the Cuoqin Basin of northern Qinghai-Tibetan Plateau. The cap rocks essential to the oil and gas preservation have been evaluated from their lithology, thickness and microstructure. Mudstones, volcanic rocks and carbonates are suggested to be the dominant cap rocks for oil pools, then come the dense siltstones.

Key words Qinghai-Tibetan Plateau, Cuoqin Basin, petroleum reserve, cap rock, evaluation

第 一 作 者 简 介

宋全友,男,1963年生,讲师 1986年毕业于华东石油学院,1992年获硕士学位,现在石油大学(华东)资源科学系从事石油地质教学与科研工作. 通讯地址: 山东东营石油大学石油资源科学系. 邮政编码: 257062