

文章编号 :1000-0550(2001)01-0125-05

柴达木盆地西部第三系盐湖相有效生油岩的识别

金 强¹ 查明¹ 赵 磊²

1(石油大学 山东东营 257062)

2(青海石油管理局地质研究院 甘肃敦煌 738600)

摘 要 柴达木盆地西部第三系发现了储量可观的油气资源,但是总体上讲这里的生油层钙质含量高、有机质丰度低,如何识别有效生油岩,正确评价油气资源潜力,成为这里油气勘探和地球化学的首要问题。通过上、下干柴沟组生油岩的沉积特征和地球化学分析,可发现盐湖相存在许多有机质丰度较高的生油岩,利用热解和模拟实验等方法确定出有效生油岩的有机碳含量下限为 0.4%。这样既为该区生油岩提供了评价标准,又找到大量有效生油岩,解决了研究区油气资源预测的基本问题。

关键词 盐湖相 有效生油岩 资源评价 有机质丰度下限 柴达木盆地

第一作者简介 金强 男 1956 年出生 博士 教授 石油地质和地球化学

中图分类号 TE122.1+13 **文献标识码** A

1 引言

柴达木盆地第三系下干柴沟组(E_3)和上干柴沟组(N_1)是其西部主力生油层^[1],它们一般为钙质泥岩、含膏盐泥页岩和钙泥页岩,并且与泥灰岩、石膏层和石盐层等蒸发岩呈互层或相变接触关系,为典型的盐湖相生油岩。但是,过去发现的生油岩有机质丰度都很低,大多数样品有机碳含量在陆相生油岩有机质丰度界限^[2]之下,其原因有两方面:一是过去的探井基本打在构造高点上,所揭示的生油岩样品并不代表生油洼陷内的情况;二是因为认为厚度较大的、灰色—深灰色的钙质泥页岩或泥灰岩为主要生油岩,所以前人分析的数据主要来自这些岩性。然而,随着勘探的发展,生油洼陷内的沉积地层揭示的越来越多,生油岩分析的精度越来越高。如何对柴西第三系盐湖相生油岩进行评价,如何确定有效烃源岩,成为该区油气资源量预测和进一步勘探的基本地质问题。

生油岩有机质丰度常以有机碳、氯仿可溶有机质和总烃含量来表达,其中有机碳是控制后两者的参数,也是油气资源评价的基本参数,所以我们着重讨论它的情况。前人对于柴达木西部第三系生油岩有机质丰度下限总是定的比较低,以使多数生油岩样品成为有效生油岩(表 1)。

过去所定的有效生油岩下限标准,基本上是针对实测数据人为划定的,没有全面考察生烃潜力和排烃条件。但是有人研究有机质含量下限时考虑到了岩石

碳酸盐含量的影响,发现碳酸盐含量增高有机质丰度下降^[1],他们认为生油岩碳酸盐含量不同,有机质下限也不同;当碳酸盐含量为 50% 时,生油岩有机碳含量下限位 0.245%,碳酸盐含量为 30% 时,有机碳下限增至 0.33%。

油气生成理论源于国外海相生油岩的研究成果,那里的生油岩有机碳含量常在百分之几到百分之十几,所以国外常将有机碳含量高于 1%、甚至高于 2% 的生油岩才称作烃源岩^[4,5]。作者认为,生油岩有机质丰度下限的确定,要考察其生油潜力,也要考虑生成的油气能否排出生油岩。在参与中国石油天然气集团公司九五勘探科技工程项目期间,我们从柴达木盆地西部第三系盐湖相生油岩沉积特征入手,通过热解色谱分析和典型样品的热模拟实验研究,探讨了该区有效生油岩丰度下限标准,取得了较好的效果。现将思路、方法与读者交流,希望有助于类似情况的研究。

2 盐湖相生油岩有机质丰度与岩性的关系

我们通过岩心观察和密集采样分析,发现柴达木盆地第三系盐湖相的上干柴沟组和下干柴沟组除膏盐和砂岩外,基本上都是暗色泥页岩,但是暗色泥页岩中岩性韵律很明显,在几十厘米至 2 m 左右的厚度范围内,岩性从下至上常常由泥灰岩、钙质泥页岩、含钙泥页岩、含石膏或含石盐泥页岩、石膏层或石盐层组成,这些岩性的有机碳含量、生烃潜力差别很大。而且与

我国东部裂谷盆地盐湖相生油岩很不相同^[6]。如狮子沟地区的狮 23 井下干柴沟组上段的情况(图 1),有机质含量较低(有机碳常低于 0.2% 的钙质泥岩和泥灰岩在每一韵律中占有较大厚度(0.5 ~ 1.5 m);有机碳含量较高(多数在 0.8% 以上,有的在 1% 以上,甚至超过 2%)的岩性主要为灰色—深灰色含钙泥页岩、含石膏或岩盐的深灰—黑色泥页岩,但是单层厚度较小,常在 10 ~ 50 cm。国外研究成果表明^[6] 油气丰度很高的盆地其主力生油岩厚度并不很大,由于它们具有很强的生烃潜力,可以向盆地提供大量的油气。所以不能忽视盐湖相暗色泥页岩韵律层中厚度较薄的高丰度生油岩的作用。

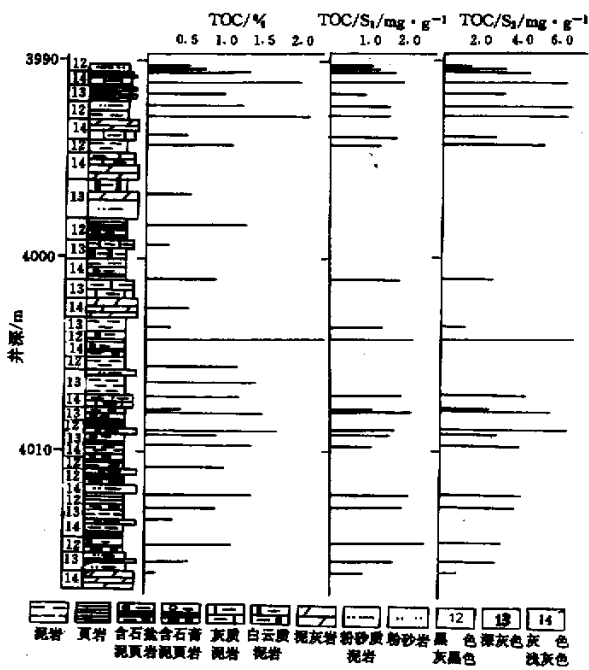


图 1 狮 28 井取心段 (Es₃) 岩性与有机质丰度对应关系
Fig.1 Lithologies and organic matter contents in the cores from the Well Shi - 28

3 生油岩有机质丰度下限评价

岩石热解(Rock - Eval)是快速、经济地评价生油岩的有效方法,目前仍然是国外石油公司应用最广的方法。该方法不仅可以查明生油岩有机质丰度、成熟度和生油气潜力,还能用于油气初次运移、油气资源量评价等方面的研究^[1]。我们用此法对柴达木盆地第三系生油岩有机质下限进行了探讨。

我们对狮 23、狮 28、咸 21、建参 2、坪 1 井等上、下干柴沟组不同岩性的生油岩进行了热解分析。其中热

解 S₁ 和 S₂ 峰之和是评价生油潜力、确定有效生油岩下限的有力参数(图 2):当 S₁ + S₂ 小于 2 时,鄢立言等^[8]认为是差生油岩。但是国外实验证明,当 S₁ + S₂ 小于 1 时,生油岩就为无效烃源岩,也就是说这种生油岩生成的油气太少,难以使生油岩出现排烃作用。我们分析的样品中 S₁ + S₂ 与有机碳基本为线性关系(图 3),S₁ + S₂ 等于 1 时对应的有机碳含量等于 0.38%。即热解分析说明,研究区生油岩有机碳下限值基本在 0.38% 左右。

氢指数是岩石热解方法评价生油岩性质的重要参数
表 1 前人对柴达木第三系生油岩提出的有机质丰度下限

Table 1 The minimum organic matter contents of the effective source rocks from the Tertiary evaporate facies in the Qaidam basin postulated by other studies

研究者	提出时间	有机碳 / %	氯仿可溶有机质 / %	总烃 × 10 ⁶
黄第藩 ^[3]	1984	0.20	0.015	100
周翥虹 ^①	1987	0.25		
二次资评报告 ^②	1994	0.2	0.015	100

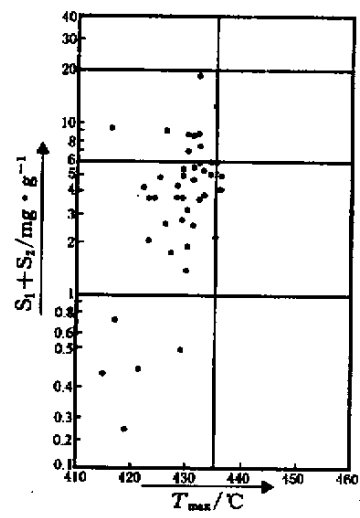


图 2 柴达木盆地西部狮 23 井、狮 28 井、咸 21 井、坪 1 井生油岩烃油潜量分级图
Fig.2 Plot of the S₁ + S₂ and Tmax showing genetic potentials of the source rocks from Wells Shi - 23, Shi - 28, Xian - 21 and Ping - 1 the Qaidam basin

数。我们作出的有机碳含量与氢指数的关系图(图 4)

① 周翥虹等.柴达木盆地西部第三系生油岩的地球化学评价,1987,内部报告。
② 青海石油管理局.柴达木盆地油气资源评价(全国第二次油气资源评价),1994,内部报告。

也清楚地表明,研究区生油岩有机质丰度与热解参数具有对数关系,当有机碳小于0.38%时,氢指数小于100(mg/gTOC),属于无效烃源岩。因此,利用热解分析可以对柴西第三系盐湖相有效生油岩进行初步识别。

4 模拟实验法确定有效生油岩有机质下限

众所周知当生油岩中生成的油气达到一定数量,才能发生油气初次运移,若生油岩有机质含量太少,生成的油气太少,排烃现象就不会发生。我们针对研究区生油岩有机质丰度低的特点设计了一套热模拟实验,得到了理想效果。

生油岩有机质在地下降解生成油气,除严格的还原条件外,地下的温度、压力是其主要营力。因此我们抓住温度、压力两个主要因素,对不同丰度的生油岩样品(表2)进行了模拟实验。这些样品的有机碳含量为0.16%至0.62%,碳酸盐含量均在17%以上,高者达到61.2%,在研究区具有代表性。

模拟实验是利用高压釜进行的。首先将样品打磨至40目,称取样品50克,用氯仿抽提出可溶有机质;放入高压釜,用氮气清洗高压釜,然后充氮气至所需压力,高压釜加热至300℃或320℃,恒温若干小时;然后冷却,用气袋收集釜内部分气体产物,取出固体反应物,对固体反应物用氯仿抽提出液体产物并称重液体产物的重量,最后对气体和液体产物进行色谱等分析。

我们知道,有机质生成油气是一个增容过程,压力增大可以抑制这个过程的正常进行。所以我们首先进行了压力对低丰度生油岩样品油气生成的影响实验。即用样品“实4”进行了常压、5.9.9、14.3和19.6 MPa

压力的热模拟实验,以确定采用多大压力可以更好地模拟地下油气生成过程。实验结果见表3。这组实验的加热温度为300℃,相当于镜煤反射率达到0.9%左右。

图5展示了样品“实4”在不同压力条件下液态有机质产率的变化趋势。可以看出,液态有机质产率在常压条件下最多,随着压力增加很快下降,但是当压力超过10 MPa后,这种下降趋势迅速消失,液态有机质产率基本稳定下来。同时,不同压力条件下模拟产物中饱和烃组成具有相似性,说明在压力变化条件下液态有机质产率有变化,但是液态有机质性质变化不大。因此,我们选用10 MPa的压力进行了后续的模拟实验。

对表2中五个有机碳含量不同的样品所做的模拟实验,条件一致,模拟时加压力到10 MPa,模拟温度约为320℃,结果见表4。

“氯仿沥青A/有机碳”比值常用来表示生油岩的液态烃产率,一般将此比值在8%左右时的埋藏深度

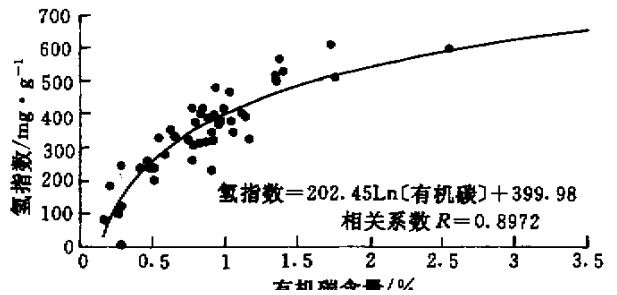


图4 柴达木盆地西部第三系生油岩有机碳含量与氢指数回归曲线

Fig.4 Regression of TOC and the Hydrogen Index of the Tertiary source rocks from the western Qaidam basin

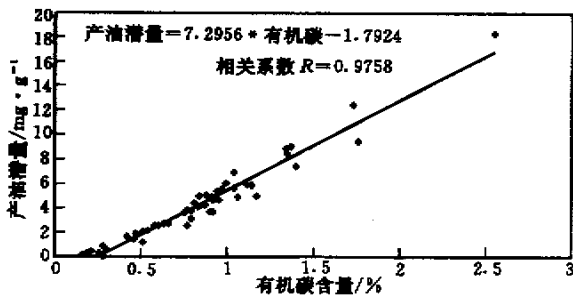


图3 柴达木盆地西部第三系生油岩有机碳含量与产烃潜量回归曲线

Fig.3 Regression of TOC and hydrocarbon generation potential of the source rocks from the Western Qaidam basin

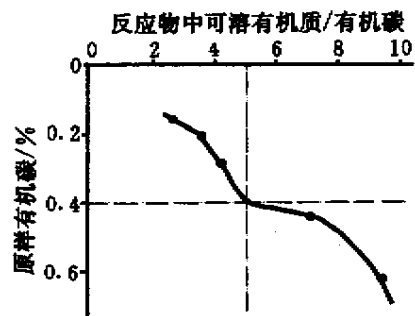


图5 不同条件下可溶有机质产烃率试验结果

Fig.5 Productions of liquid hydrocarbons in the thermal simulations

表 2 模拟实验样品主要地质参数

编号	井号	深度 /m	层位	岩性	碳酸盐含量 /%	有机碳含量 /%	氯仿抽提物 /%
实 1	七中 3	909.7	E ₃	灰色泥灰岩	61.2	0.16	0.0033
实 2	跃 58	2120.5	N ₁	灰色泥灰岩	57.4	0.21	0.0087
实 3	跃 58	2121.3	N ₁	深灰色钙质泥岩	36.9	0.29	0.0106
实 4	咸 21	859.7	N ₁	灰黑色钙质泥岩	30.1	0.43	0.0175
实 5	跃 29	1414.3	E ₃	灰黑色钙质泥岩	17.5	0.62	0.0232

表 3 样品“实 4”在不同压力条件下可溶有机质产出率及其饱和烃某些参数

压力 /MPa	模拟得到的 可溶有机物 重量/g	可溶有机质 /有机碳 /%	CPI	Ph/nC ₁₈	Pr/Ph	C ₂₂ /C ₂₃
常压	0.0416	17.70	1.22	1.28	0.76	1.23
5	0.0319	13.57	1.18	1.18	0.79	1.35
9.9	0.0191	8.14	1.14	1.27	0.74	1.31
14.3	0.0187	7.95	1.17	1.21	0.77	1.22
19.6	0.0189	7.11	1.13	1.19	0.75	1.29

表 4 不同有机碳含量样品热模拟液态有机质产率数据表

Table 4 Productions of liquid organic matter in the thermal simulations for all the samples listed in the Table 2

样 品	样重/g	液态有机质产量/g	液态有机质/有机碳		估算出的烃类体积
			/%	/cm ³	
实 1	50.0017	0.0021	2.61	0.060	
实 2	50.0010	0.0039	2.71	0.0111	
实 3	50.0023	0.0063	3.79	0.0197	
实 4	50.0007	0.0255	7.24	0.0729	
实 5	50.0031	0.0299	9.66	0.0854	

定义为生油岩大量生成油气的门限深度(或生油门限)。因为新生成的油气可能被生油岩颗粒和孔隙所束缚而不能马上排出去,生油岩孔隙中烃类浓度达到 5%~10% 时^[8],才有烃类初次运移,所以我们根据生油岩孔隙度等参数的假设,计算了生油岩孔隙中烃类浓度。由测井资料我们知道,埋藏深度在 3 000 m 左右时的钙质泥岩孔隙度为 5% 左右,我们模拟实验中所取的岩样重量为 50 g,换算成地下条件,其孔隙体积约为 0.868 0 cm³,那么烃类体积达到 0.043 4 cm³,烃类就能排出生油岩。表 4 中所列液态有机质产量是加热模拟后,收集气体、用氯仿洗提出的液态有机质。估算出的烃类体积,是气态烃体积与液态烃体积(设新生烃类密度为 0.7 g/cm³)之和。这样可见表 4 的最后一列,样品“实 4”和“实 5”的液态有机质体积超过 0.043 4 cm³,成为有效烃源岩。即有效烃源岩和无效

生油岩的界限在样品“实 3”和“实 4”之间,也就是有效烃源岩的下限在有机碳数值为 0.29% 和 0.43% 之间。

将表 4 的数据绘成图,可以明显地划出有效烃源岩与无效生油岩的界限:有机碳约为 0.4%(图 6)。

综合上述岩石热解资料的分析和热模拟实验的结果,我们将柴达木盆地第三系有效烃源岩下限确定在有机碳含量为 0.4%。

5 结语

(1) 柴达木盆地西部第三系盐湖相生油岩呈韵律性变化,每一韵律的厚度不超过 2 m,其中钙质含量较少的泥页岩、含膏盐的泥页岩有机质丰度较高,而厚度相对较大的钙质泥岩、泥灰岩有机质丰度很低。

(2) 本文认为柴达木盆地第三系有效烃源岩的有机碳含量应在 0.4% 以上;有机碳含量低于 0.4%

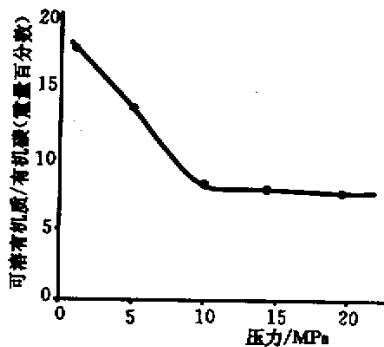


图 6 低丰度生油岩样品模拟实验液态有机质产率曲线及其有效生油财政下限的确定

Fig. 6 Productions of liquid hydrocarbons from the low TOC source rocks in the thermal simulations and determination of the effective source rocks

时,可能也有液态烃生成,但是其含量太低,不足以排出,为无效生油岩。

(3) 本研究主要考察了干酪根生成油气而确定生油岩的有效性,不包括未熟油生成及其排烃情况,因此本文提出的有效烃源岩不包括未熟有效生油岩。本文模拟实验的终点相应于 R_o 为 0.9% ~ 1.0% 左右,即

液态烃生成的最高峰附近,如果此时无液态烃排出生油岩,可能它就不会再有液态烃排出,但是如果演化程度继续增加,生油岩中气态烃浓度超过 5% 则会有气态烃排出。然而,研究区第三系生油岩成熟度基本在 R_o 小于 1% 的范围内,所以有机碳含量小于 0.4% 的生油岩基本为无效生油岩。

参 考 文 献

- 1 黄杏珍,邵宏舜,顾树松等.柴达木盆地的油气形成与找油油气田方向[M].兰州:甘肃科学技术出版社,1993
- 2 程克明.生油岩的定量评价[A].见:石油勘探开发编.中国陆相油气生成[C].北京:石油工业出版社,1982.175~188
- 3 黄第藩,李晋超.陆相有机质演化和成烃机理[M].北京:石油工业出版社,1984.7~11
- 4 Schuenemeyer J H, Drew L J. A forecast of undiscovered oil and gas in the Frio Strand Plain trend — The unfolding of a very large exploration play[J]. AAPG Bull., 1991, 75(6): 1107~1115
- 5 Tissot B P, Welte D H. Petroleum generation and occurrence[M]. New York, Springer-Verlag, 1984. 46~59
- 6 金强,黄醒汉.东濮凹陷早第三纪盐湖成因的探讨:一种深水成因模式[J].华东石油学院学报,1985(1):1~11
- 7 邬立言,顾信章,盛志伟等.生油岩快速热解定量评价[M].北京:科学出版社,1986.23~30
- 8 England W A, et al., The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface[J]. Journal of the Geological Society London, 1987, 144(2): 327~347

Identification of Effective Source Rocks in the Tertiary Evaporate Facies in the Western Qaidam Basin

JIN Qiang¹ Zha Ming¹ Zhao Lei²

1 (University of Petroleum Dongying Shandong 257062)

2 (The Geological Institute of the Qinghai Petroleum Administration Dunhuang Gansu 738600)

Abstract

Although there have been large volumes of oil and gas discovered from the Tertiary reservoirs in the western Qaidam basin, the source rocks have been believed as the mudstones and shales with high calcite contents and low organic carbon contents (TOC as low as 0.2%) which were deposited in the Tertiary evaporate facies. The mudstones and shales are in great thick and distributed widely in the western Qaidam basin. In general sense, an effective source rock is referred to the rock with enough TOC, which expels oil when its generating oil is over a saturation in the porosity of the rock at proper buried depths or subsurface temperatures. If a rock with very low TOC, its generating oil could not be over the saturation for oil to be expelled out, the rock was called as ineffective source rock. Most samples analyzed by previous studies belong to the ineffective source rocks as their original TOC too low. Therefore, how to identify the effective source rocks is one of key aspects in petroleum resource assessment on the Tertiary of the Qaidam basin.

By sedimentology study on the potential source rocks (dark colored mudstones and shales in the evaporate facies), the authors of this article discovered that there were significantly vertical changes in lithologies and TOC contents in the mudstones and shales, even in a single rhythmic layer of the rocks. The thickness of one rhythmic

(Continued on page 135)

layer was mostly less than 1 or 2 meters. The rhythmic layer generally consists of marl , calcareous mudstone or shale , gyps shale , saliferous shale , gypsum and halite from the bottom to the top. The gray colored marls and calcareous shales took a large part of the thickness in the rhythmic layer , but their TOC contents were generally less than 0.4% . The dark gray and black colored shales , gyps shales , and saliferous shales were in small thickness(about 10 ~ 50 cm) in one rhythmic layer , but rich in TOC (mostly over 0.8% , some of them over 1% , even over 2%). However , identifying the effective source rocks in such different lithologies becomes a key task in hydrocarbon resource assessment within the evaporate sequence. The authors designed a high pressured thermal simulation and combination with the Rock – Eva pyrolysis on the samples with different TOC contents and different lithologies , and found that the original TOC contents of the effective source rocks were at least over 0.4% . The simulation and result were described in detail in this paper. This paper investigated the effective source rocks mainly on hydrocarbon generating from kerogen and expelling from the shales , but not on immature oil generating and expelling. Therefore , the effective source rocks postulated in this paper do not include the immature effective source rocks. The simulations conducted by the authors were ended corresponding to 0.9% ~ 1.0% of the R_o , i. e. at about the peak generation of oil from kerogen. If no oil was expelled from the rock sample at the peak oil generation from kerogen , the rock was known as ineffective oil source rock. But with increase of the thermal maturation , gas could be generated and expelled from the rock sample so that the rock might be called as effective gas source rock. However , the maturity of the Tertiary potential source rocks was not very high , the corresponding R_o is generally less than 1% , and little gas was generated from the source rocks. Therefore , 0.4% of TOC is an useful standard for identifying the effective source rocks in the evaporate sequence , and a helpful index to finding the oil and gas in the Tertiary of the Western Qaidam basin. Though the effective source rocks defined in this paper are much thinner and less volume than those described in previous studies , much more oil may expel from the effective source rocks because of their high potential of oil generation than those of bulk volume of the marls and calcareous shales.

Key words evaporate facies effective source rocks petroleum resource assessment minimum TOC Qaidam basin