

# 南方海相页岩气解吸类型及其地质成因

岳锋, 赵天宇, 安亮, 李论基

甘肃省交通规划勘察设计院股份有限公司

**摘要** 页岩气解吸规律可间接反映其富集程度和保存条件。基于变温解吸实验及解吸气成分测试,划分南方海相页岩气解吸类型,并对其成因进行了探讨。南方海相页岩气有4种解吸类型:①常温解吸型。在地表温度条件下即大量解吸页岩气,解吸气以甲烷为主,良好的生气物质基础和保存条件、较发育的裂缝系统是其形成的主要原因。②地温解吸型。在地层温度条件下开始大量解吸,解吸气以甲烷为主,弱盖层封闭和侧向散失所导致压力封闭条件的缺失是其形成的主要原因。③高温解吸型。在90℃以上高温条件下开始大量解吸,解吸气中O<sub>2</sub>和N<sub>2</sub>含量较高,浅埋藏作用和破坏的保存条件是其形成的主要原因。④高温低气型。在高温条件下解吸气含量较低,解吸气中基本不含烃类气体,长期深埋藏作用和破坏的保存条件是其形成的主要原因。常温解吸型页岩气具有较好的勘探开发条件,地温解吸型目前不具备经济开发条件,高温解吸型和高温低气型无勘探价值。

**关键词** 解吸类型;地质成因;海相页岩气;保存条件;中国南方

**中图分类号**:TE122 **文献标识码**:A

**引用**:岳锋,赵天宇,安亮,等.南方海相页岩气解吸类型及其地质成因[J].海相油气地质,2025,30(2):110-118.

YUE Feng, ZHAO Tianyu, AN Liang, et al. Marine shale gas desorption types and its geological genesis in southern China[J]. Marine origin petroleum geology, 2025, 30(2): 110-118.

## 0 前言

近年来,我国在南方海相页岩气勘探开发实践方面做了大量基础地质工作。中石油、中石化在四川盆地内部及周缘进行了广泛的勘探工作。2012年,国土资源部向社会公开招标出让20个页岩气探矿权区块,总面积约 $2 \times 10^4$  km<sup>2</sup>,大多分布在渝东南、渝东北、贵州、湖北、湖南等盆缘或盆外复杂构造区,相关中标企业在上述地区开展了不同程度的页岩气勘探工作<sup>[1]</sup>。南方地区广泛发育富有机质页岩,上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组、下寒武统筇竹寺组(盆缘部分地区也称牛蹄塘组、鲁家坪组或水井沱组)是海相页岩气勘探开发重点层位。从现阶段勘探开发情况来看,四川盆地内部古生界海相页岩具备页岩气富集的基础地质条件,保存条件较好,涪陵焦石坝页岩气田、长宁—威远页岩气田等已实现大规模商业开发;而四川盆地的盆缘及盆外地区地质条件复杂,有机碳含量、优质层段厚度及含气性等关键地质条件变差。特别是受强烈

构造运动的影响,页岩气保存条件受到破坏,勘探开发面临严重挑战,四川盆地的盆缘及盆外地区仅昭通页岩气示范区等部分地区实现商业生产,但产量远小于四川盆地内部页岩气田。

含气量是评价页岩气的一项重要参数,国内针对页岩气解吸方法、解吸特征开展了大量的研究工作<sup>[2-10]</sup>。页岩气现场解吸是当前主要的含气量测试方法,其实验原理主要参照煤层气现场解吸实验<sup>[5]</sup>。当前页岩气含气性研究多注重现场解吸特征、含气量及其变化、解吸成分、含气量计算模型等应用场景<sup>[3-11]</sup>,对原位地质条件下现场解吸气量变化规律及其与页岩气保存条件耦合关系的分析较少。温度条件可显著影响页岩气解吸<sup>[5-6, 12-13]</sup>,地层温度条件下页岩解吸气量是反映实际地质条件下页岩含气性能的非常重要的指标,不同温度条件下页岩气解吸规律可间接反映页岩气富集程度及保存条件,对评价页岩气地质条件和勘探开发决策意义重大。基于上述考虑,采用页岩气变温解吸实验,结合解吸气成分测试结果,分析页岩气解吸规

收稿日期:2024-12-11;改回日期:2025-02-14

本文受甘肃省科技计划重点研发项目(编号:25YFFA069)资助

**第一作者**:岳锋,硕士,构造地质学专业,高级工程师,主要从事地质勘察研究工作。通信地址:730030 甘肃省兰州市城关区雁北路1689号甘肃省交通规划勘察设计院股份有限公司;E-mail: lenyue860612@163.com

律,划分页岩气解吸类型,并对其成因进行了一定程度的探讨。研究结果对南方海相页岩气勘探评价具有重要意义,对陆相、海陆过渡相页岩气勘探也有一定的参考价值。

1 地质概况

不同解吸类型页岩气在不同温度条件下的解吸规律及解吸气成分差异明显,根据南方页岩气区块

(图1)不同层位不同温度条件下页岩气解吸特征及解吸气成分测试结果,划分出常温解吸型、地温解吸型、高温解吸型和高温低气型4种页岩气解吸类型。其中,常温解吸型主要分布于四川盆地内部弱构造变形带或复杂构造带中相对稳定的平缓构造带,地温解吸型主要分布于四川盆地盆缘及盆外保存条件相对较好的地区,高温解吸型及高温低气型主要分布于盆缘、盆外保存条件差或保存条件严重破坏的地区。

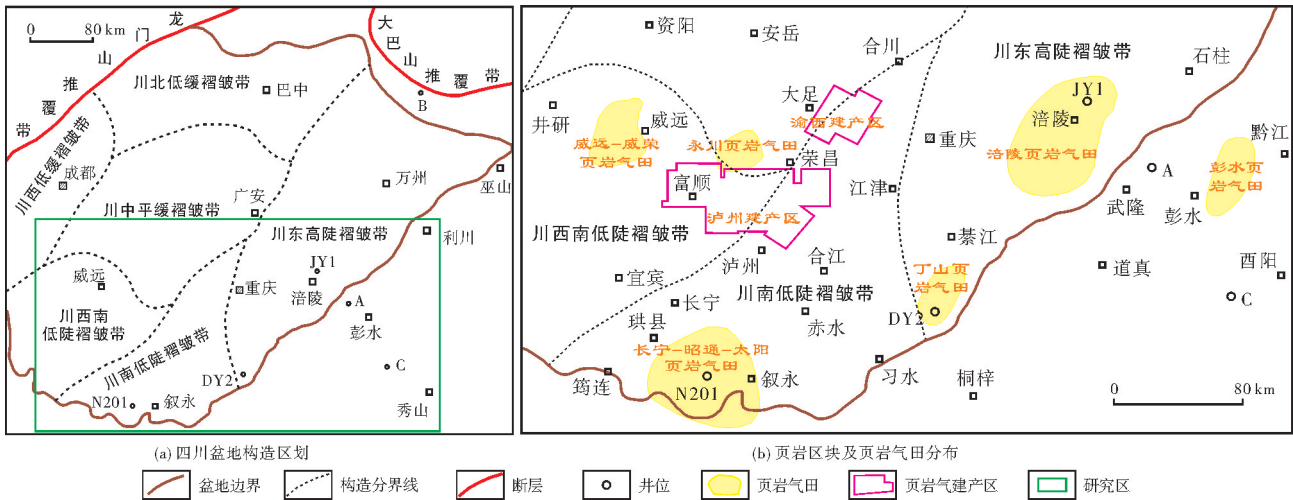


图1 中国南方页岩气区块及其分布(据文献[14-16],修改)

Fig. 1 Shale gas blocks and their distribution in southern China (cited from reference [14-16], modified)

2 常温解吸型

2.1 页岩气解吸特征

常温解吸型页岩气在地表温度条件下即开始解吸出大量页岩气,地下地层温度条件下具有较高的解吸气含量。解吸气成分以甲烷为主,甲烷含量多在95%以上,乙烷、丙烷等烃类气体相对较少(表1)。

此种类型页岩气藏多为超压页岩气藏,页岩气以游离气为主,四川盆地内的涪陵焦石坝上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气藏、长宁地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气藏、威远地区上奥

陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气藏为典型的常温解吸型页岩气藏。涪陵焦石坝页岩气田生产井的产气层段在30℃条件下的现场解吸气含量介于5.8~6.3 m<sup>3</sup>/t,平均值为6.1 m<sup>3</sup>/t,解吸气成分为以甲烷为主的烃类气体,甲烷含量占89.16%~97.20%,游离气含量约占80%。长宁地区页岩气生产井含气量在1.7~6.5 m<sup>3</sup>/t之间,平均值为4.1 m<sup>3</sup>/t,地表及地下地层温度条件下解吸气含量不明确,但其游离气含量约占60%,解吸气成分为以甲烷为主的烃类气体,甲烷含量占98.53%~99.12%<sup>[17-20]</sup>。以涪陵页岩气田单样品解吸特征为例<sup>[21]</sup>(图2),一阶解吸(循环温度37~

表1 不同类型页岩气解吸特征

Table 1 Desorption characteristics of different shale gas types

解吸类型	不同实验温度条件下的解吸气含量特征			解吸气成分
	地表温度	地层温度	高温(90℃以上)	
常温解吸型	大量解吸	解吸气量较高		烃类气体
地温解吸型	解吸气量较低	解吸气量较高	解吸气量中等	烃类气体为主,少量非烃气体
高温解吸型	基本不解吸	解吸气量较低	解吸气量较高	烃类气体为主,非烃气体含量较高
高温低气型	基本不解吸	解吸气量较低	解吸气量较低	非烃气体

45 ℃,接近或稍高于地表温度)时间约 3 h,解吸速率高,主要对应于游离气解吸阶段;二阶解吸(循环温度 65~80 ℃,接近于地层温度)时间约 13 h,解吸速率显著低于一阶解吸速率,主要对应于吸附气解吸阶段。一阶段的高解吸速率与气田超压特征相吻合。

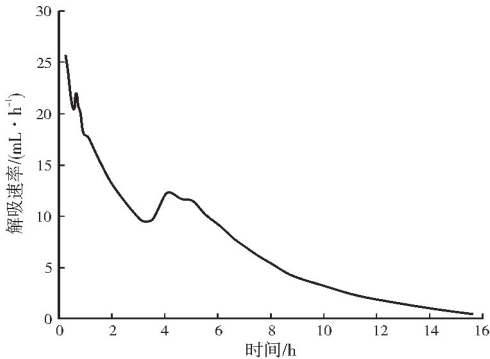


图2 涪陵地区 A-7 井 3 085.46 m 处样品解吸特征  
(据文献[21])

Fig. 2 Shale gas desorption behavior of Wufeng Formation-Longmaxi Formation at a depth of 3 085.46 m of A-7 well in Fuling area  
(cited from reference [21])

2.2 地质成因

通过典型地区常温解吸型页岩气藏单井综合分析,结合其地质背景及区域构造演化特征,对常温解吸型页岩气成因进行探讨。

2.2.1 生气物质基础

涪陵焦石坝页岩气田五峰组—龙马溪组页岩沉积环境为钙质深水陆棚相,产气井产层段的 TOC 在 1.5%~6.1% 之间,平均值为 3.5%。TOC 含量高于 2% 的优质层段厚 38~44 m;长宁—威远页岩气田五

峰组—龙马溪组页岩沉积环境为泥质深水陆棚相,长宁地区产气井产层段的 TOC 在 1.9%~7.3% 之间,平均值为 4.0%,TOC 高于 2% 的优质层段厚 33~46 m (表 2)<sup>[20, 22]</sup>。深水陆棚页岩沉积环境、高 TOC 及较大优质层厚度对页岩生烃、富集非常有利,是页岩可以常温大量解吸的前提条件。

2.2.2 保存条件

良好的保存条件是页岩气成藏富集的关键地质要素之一。目前,国内高产海相页岩气多集中在保存条件较好的四川盆地内,如涪陵焦石坝页岩气田、长宁—威远国家级页岩气开发示范区等区块。常温解吸型页岩气藏多处于平缓型褶皱构造,构造变形相对较弱,断裂相对不发育,并具有良好的盖层和顶底板条件,埋深适中。

以涪陵焦石坝页岩气田为例,焦石坝地区为断背斜构造,地层整体比较宽缓,焦页 1 井区龙马溪组的地层倾角为 2° 左右,该背斜顶部未发育断层。龙马溪组上部地层为大套厚层泥岩夹薄层粉砂质泥岩、粉砂岩,泥岩厚约 170 m,是一套良好的区域盖层;下伏地层为涧草沟组和宝塔组灰岩、泥灰岩,厚度为 30~40 m,底板条件较好。从地层压力系数来看,焦石坝页岩气田生产井的地层压力系数在 1.36~1.60 之间,为超压页岩气藏,表明其保存条件较好<sup>[17, 20, 23-27]</sup>。长宁地区为一向斜构造,但地层非常平缓,五峰组—龙马溪组页岩气生产井的地层压力系数在 1.40~2.03 之间,同为保存条件较好的超压页岩气藏<sup>[21]</sup>(表 2)。因此,良好的保存条件是页岩常温大量解吸的关键地质因素<sup>[2, 20, 22, 25-29]</sup>。

表2 常温解吸型页岩气关键地质参数  
Table 2 Key geological parameters of the atmospheric temperature desorption shale gas

地区	目的层	TOC/%	优质层段厚度/m	地层压力系数	含气量/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )	游离气含量/%
焦石坝地区	五峰组—龙马溪组	1.5~6.1(3.5)	38~44	1.36~1.6	5.8~6.3(6.1)	80
长宁地区	五峰组—龙马溪组	1.9~7.3(4.0)	33~46	1.40~2.03	1.7~6.5(4.1)	60

注: 数字表示最小值~最大值(平均值)。

2.2.3 裂缝系统

以焦石坝页岩气田为例,五峰组—龙马溪组优质层段裂缝较发育,以高角度剪切缝和低角度滑脱缝为主,两者形成网状裂缝系统,一方面为页岩气提供大量储集空间,赋存大量游离气,另一方面成为页岩气重要的渗流通道,有利于页岩气的产出。页岩裂缝系统的发育是页岩气富集高产的重要因素,对常温解吸型页岩气的形成具有十分重要的促进作用。

3 地温解吸型

3.1 页岩气解吸特征

地温解吸型页岩气在地表温度条件下的解吸气含量较低,地层温度条件下的解吸气含量较高,但大多小于 1 m<sup>3</sup>/t。在高温条件下仍可解吸出一部分页岩气,但小于地层温度条件下的解吸气量(表 1)。

此种类型页岩气藏多为低压、常压页岩气藏,渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩气为典型的地温解吸型页岩气。以渝东南地区A井五峰组—龙马溪组页岩为例,下部优质页岩层厚约37 m, TOC在1.8%~8.5%之间,平均值为3.4%,与涪陵页岩气田的TOC、优质层段厚度接近。以A井单样品解吸特征为例,地温条件(60℃)下解吸时间约为24 h,解吸气量为0.89 m<sup>3</sup>/t,高温条件(90℃)下解吸时间约为9 h,解吸气量约为0.63 m<sup>3</sup>/t,低于地温条件下的解吸气量(图3)。整体来看该井页岩在近地温条件(60℃)下解吸气量在0.52~1.02 m<sup>3</sup>/t之间,平均值为0.73 m<sup>3</sup>/t,高温条件(90℃)下解吸气量在0.22~0.99 m<sup>3</sup>/t之间,平均值为0.59 m<sup>3</sup>/t,高温条件下解吸气量低于地层温度条件下解吸气量(图4)。解吸气中吸附气含量高于游离气,解吸气成分以甲烷为主。解吸气成分测试结果显示:解吸气中甲烷含量在91.72%~96.01%之间,平均值为94.35%;乙烷和丙烷两种烃类气体含量小于1%;非烃类气体中N<sub>2</sub>含量在2.13%~5.41%之间,平均值为3.32%(表3)。O<sub>2</sub>和CO<sub>2</sub>两种非烃类气体含量均值小于1%,应为取心放入量筒过程中混入的空气的非烃气体成分。

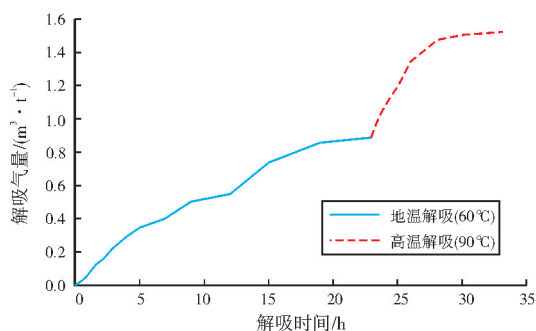


图3 渝东南地区A井五峰组—龙马溪组单个样品解吸特征

Fig. 3 Shale gas desorption behavior of single sample from Wufeng Formation–Longmaxi Formation of A well in southeastern Chongqing

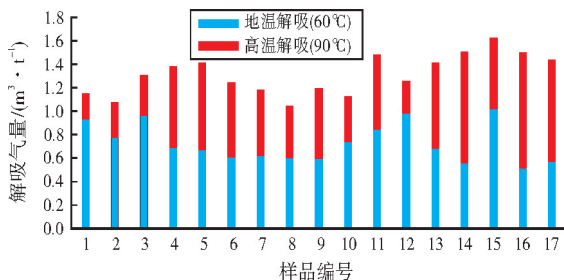


图4 渝东南地区A井五峰组—龙马溪组页岩解吸气含量直方图

Fig. 4 Histogram of shale desorption gas content of Wufeng Formation–Longmaxi Formation of A well in southeastern Chongqing

表3 渝东南地区A井五峰组—龙马溪组页岩解吸气成分

Table 3 Composition of shale desorption gas of Wufeng Formation–Longmaxi Formation of A well in southeastern Chongqing 单位: %

样品编号	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
1	93.35	0.76	0.01	3.91	1.19	0.16
2	93.32	0.52	0.01	4.13	1.27	0.11
3	91.72	0.45	0.01	5.41	1.62	0.23
4	94.10	1.05	0.01	3.07	0.98	0.16
5	95.72	0.62	0.01	2.37	0.61	0.06
6	94.79	0.66	0.01	3.28	0.43	0.17
7	95.05	0.73	0.01	3.02	0.88	0.31
8	96.01	0.78	0.01	2.13	0.51	0.37
9	94.64	0.77	0.01	2.94	0.59	0.60
10	94.83	0.76	0.01	2.94	0.36	0.69
平均值	94.35	0.71	0.01	3.32	0.84	0.29

## 3.2 地质成因

此种解吸类型页岩气的形成主要是由于保存条件相对一般,未形成良好的压力封闭,页岩气发生缓慢的运移或散失。这种类型保存条件主要有弱盖层封闭型和出露地层侧向散失型两种。

### 3.2.1 弱盖层封闭型

四川盆地内焦石坝地区和长宁地区的龙马溪组页岩埋深较大,上部的中、下三叠统膏盐岩是一套区域性优质盖层,加之埋深较大,可在一定范围形成压力封闭,存在形成地层高压的基础条件。以上两个地区页岩气生产井的地层压力系数在1.35~2.03之间,均表现出高压、超压特征。

对比来看,渝东南地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组优质层段的上部地层的岩性以粉砂质页岩、泥质粉砂岩、粉砂岩为主,其上部的新滩组同样以粉砂质页岩、泥质粉砂岩、粉砂岩为主,物性相对较好,在浅埋藏条件下,作为直接盖层的新滩组的封闭性相对较差,为龙马溪组页岩气垂向运移创造了条件,从而无法形成有效的压力封闭,气藏常表现为“低压”的地层压力特征。以渝东南地区A井为例,该井目的层埋深约640 m,上部地层为志留系新滩组、小河坝组,岩性以粉砂岩、粉砂质页岩为主,物性相对较好,该井在新滩组中发现低含气的致密砂岩,其气源可能就来自上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组的富有机质页岩层。

物性相对较好的直接盖层加浅埋藏作用是这类页岩气藏形成的主要地质因素,这类页岩气以吸附气为主。地下温度、压力条件下,页岩气解吸速度与散失速度大致相当,页岩气处于持续解吸的过程中。地表条件下,页岩气解吸速度变得较为缓慢。总体表现出地表温度条件下低解吸气含量、地层温度条件下高解吸气含量的特点。

### 3.2.2 出露地层侧向散失型

这种类型页岩气藏主要分布在盆缘复杂构造区,渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩气藏为典型代表。受燕山期南西—北东向强烈构造挤压作用影响,渝东南地区地层发生强烈褶皱抬升,背斜基本被剥蚀,龙马溪组部分地层出露地表,天然气沿出露地表的页岩层发生侧向散失。页岩气散失通道主要有2类:第1类是页岩页理面。实验研究发现龙马溪组页岩水平渗透率通常是垂向渗透率的100~1 000倍,造成这一现象的主要原因就是页理面。页理面作为一种力学性质薄弱面,在地层抬升或构造挤压作用下极易剥离,从而形成一种不连续面或页理缝,可使页岩气缓慢运移,从而造成页岩气散失。第2类是滑脱构造。页理在构造上是一种力学性质薄弱面,在盆缘强烈挤压构造条件下易形成顺层滑脱裂缝或低角度滑脱裂缝,此种类型裂缝容易沟通至地表,其散失速率要大于页理面,对保存条件影响更大<sup>[30]</sup>。以彭水区块彭页HF-1井为例,该井位于渝东南桑柘坪向斜内,区内上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组的地层以单斜形式出露地表,具备页岩气侧向散失的地质条件,压裂测试最高日产页岩气 $2.52 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,区内五峰组—龙马溪组页岩气层实测压力系数介于0.96~1.05,属常压页岩气层<sup>[23-24]</sup>。

总体来看,地温解吸型页岩气藏具有一定的保存条件,一般为典型的“低压、常压”页岩气藏,不具备页岩气高产的地质要素,可通过开发技术的进步来降低生产成本,从而实现商业开发。

## 4 高温解吸型

### 4.1 页岩气解吸特征

高温解吸型页岩气在地表温度条件下基本不解吸,在地层温度条件下解吸气含量较低,在高温条件下解吸气含量较高,解吸气以吸附气为主。解吸气成分以甲烷为主,但 $\text{O}_2$ 、 $\text{N}_2$ 等非烃气体含量较高(表1)。

高温解吸型页岩气藏地层压力多为低压,渝东北地区下寒武统页岩气为高温解吸型页岩气藏的典型代表。以城口地区B井(位于渝东北城口县北屏乡场镇)下寒武统鲁家坪组页岩为例,该井构造上处于岚溪—东安复式向斜,区内次级褶皱发育,背斜和向斜相间分布,附近未见大的断层分布,但该井邻近向斜轴部,小型断层及裂缝发育。该井目的层直接出露地表,且呈高陡状产出。目的层优质层段厚约110 m,TOC在1.7%~3.8%之间,平均值为2.1%,TOC低于涪陵页岩气田,但优质层段厚度相对较大。该井单个样品在近地层温度条件下(48℃)解吸12 h,几乎没有气体解吸出来,解吸气量约 $0.20 \text{ m}^3/\text{t}$ 。加热到高温(98℃)以后,解吸气量快速增加,在解吸45 h后基本无气体解吸出来,解吸气量为 $1.16 \text{ m}^3/\text{t}$ (图5)。

整体来看,地层温度条件下解吸气量在 $0.001 \sim 0.039 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间,平均值为 $0.017 \text{ m}^3/\text{t}$ ;高温条件下解吸气量在 $0.46 \sim 1.22 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间,平均值为 $0.79 \text{ m}^3/\text{t}$ (图6)。高温条件下解吸气量明显高于地层温度条件下解吸气量。

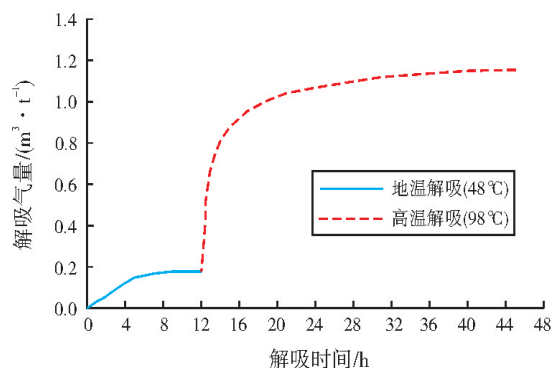


图5 渝东北地区B井下寒武统页岩单个样品解吸特征  
Fig. 5 Shale gas desorption behavior of single sample from Lower Cambrian of B well in northeastern Chongqing

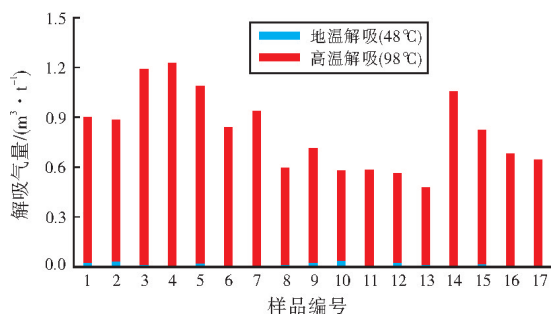


图6 渝东北地区B井下寒武统页岩解吸气含量直方图  
Fig. 6 Histogram of shale desorption gas content of Lower Cambrian of B well in northeastern Chongqing

从解吸气成分来看,解吸气以甲烷为主,甲烷含量在 9.03%~87.45% 之间,平均值为 61.27%。非烃类气体  $N_2$  含量分布在 8.98%~64.71% 之间,平均值为 28.44%;  $O_2$  含量在 1.96%~21.88% 之间,平均值为 9.05%。此外,解吸气中还含有少量的  $CO_2$  和乙烷,丙烷含量非常少(图 7)。

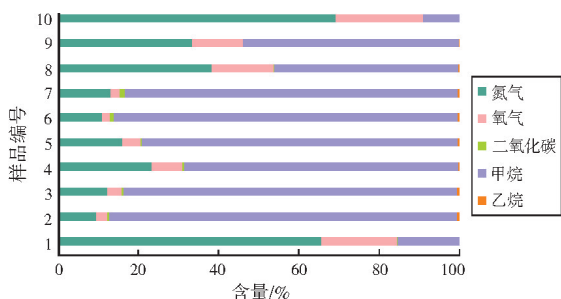


图 7 渝东北地区 B 井下寒武统页岩气解吸气组成棒图

Fig. 7 Composition bar chart of shale desorption gas of Lower Cambrian of B well in northeastern Chongqing

## 4.2 地质成因

根据岩心解吸数据和解吸气成分测试结果分析,解吸中大量的  $N_2$  和  $O_2$  应主要来自空气。高温解吸型页岩气目的层沟通了地表,自然条件下解吸出来的页岩气多进入到空气中,页岩孔隙空间内游离气含量非常少,大气通过相关通道进入了目的层并充填页岩孔隙空间,从而形成高温解吸型页岩气。

渝东北地区下寒武统富有机质页岩显示出典型的高温解吸型页岩气特征。渝东北地区地质条件复杂,强烈构造运动使地层剧烈抬升,地表出露以寒武系、震旦系为主的古老地层,地层呈高陡状产出,下寒武统富有机质页岩多出露地表<sup>[31]</sup>。在此地质背景下,下寒武统页岩中发育 2 种可沟通地表的构造:断裂及裂缝系统、页理面。

### 4.2.1 断裂及裂缝系统

在强烈构造作用下,下寒武统页岩中断裂、裂缝系统非常发育。区内发育的大断裂可直接沟通地表,使储层内游离气直接逸散,后期解吸出来的页岩气同样散失。区内下寒武统页岩裂缝以构造裂缝为主,构造裂缝以高角度剪切裂缝和低角度、顺层滑脱裂缝为主,两者形成网状裂缝系统,成为页岩气主要的散失通道。

### 4.2.2 页理面

页理面作为力学性质薄弱面,在强烈抬升沉降过程中易剥离,形成有效的页岩气散失通道。

断裂、顺层网状裂缝系统及页理面的存在,使页岩与地表充分沟通,经过长期的解吸、散失,游离气已损失殆尽,吸附气部分通过解吸散失,地下地层温度条件下页岩已不再发生自然解吸,页岩孔隙空间被空气慢慢混入。由于目的层埋深不大,地层温度相对不高,页岩仅解吸出了一部分吸附气,页岩中仍残留相当一部分吸附气,在高温条件下仍可继续解吸出残余的吸附气。因此,浅埋藏作用及破坏的保存条件是形成高温解吸型页岩气的主要原因。高温解吸型页岩气不具备页岩气开发的地质条件。

## 5 高温低气型

### 5.1 页岩气解吸特征

高温低气型页岩气在地表常温条件、地下地层温度条件及高温条件下解吸气含量皆非常低,地表温度条件下解吸气量接近  $0 \text{ m}^3/\text{t}$ (表 1)。以渝东南地区页岩气钻井 C 井(重庆市酉阳县后坪乡前锋村)为例,C 井构造上位于酉阳天馆背斜轴部,目的层为下寒武统牛蹄塘组富有机质页岩,优质层段厚约 34 m, TOC 在 2.23%~8.92% 之间,平均值为 5.41%,优于涪陵页岩气目的层。该井单个样品常温条件下解吸气量约为  $0.02 \text{ m}^3/\text{t}$ ,高温条件下的解吸气量小于  $0.1 \text{ m}^3/\text{t}$ (图 8)。从整个井样品解吸情况来看,地表常温条件下解吸气量多在  $0.02 \text{ m}^3/\text{t}$  以下,高温条件下解吸气量多在  $0.1 \text{ m}^3/\text{t}$  左右,表明该井的页岩气含气性非常差(图 9)。

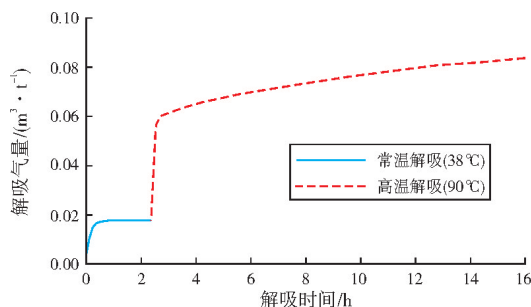


图 8 渝东南 C 井下寒武统牛蹄塘组页岩单个样品解吸特征

Fig. 8 Shale gas desorption behavior of single sample from the Lower Cambrian Niutitang Formation of C well in southeastern Chongqing

解吸气中  $N_2$  含量在 71.59%~78.01% 之间,平均值为 73.39%;  $O_2$  含量在 12.74%~18.06% 之间,平均值为 17.07%;  $CO_2$  含量在 0.03%~0.10% 之间,平均值为 0.06%(表 4)。解吸气不含烃类气体,主要为空气,说明目的层已完全沟通至地表大气。

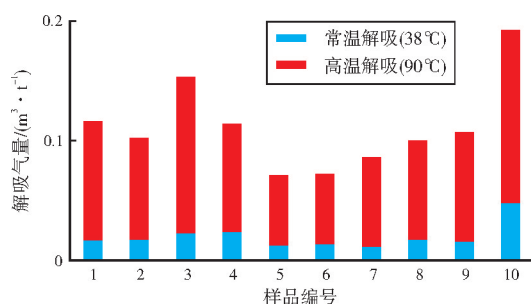


图9 渝东南C井下寒武统牛蹄塘组页岩解吸气含量直方图

Fig. 9 Histogram of shale desorption gas content of the Lower Cambrian Niutitang Formation of C well in southeastern Chongqing

表4 渝东南C井下寒武统牛蹄塘组页岩解吸气成分

Table 4 Composition of shale desorption gas of Lower Cambrian Niutitang Formation of C well in southeastern Chongqing

样品编号	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
1	0	73.01	18.06	0.08
2	0	73.68	16.60	0.10
3	0.02	78.01	12.74	0.08
4	0	71.59	17.37	0.06
5	0	73.05	18.01	0.05
6	0	72.26	17.74	0.04
7	0	73.01	18.06	0.08
8	0	72.54	17.95	0.03
平均值	0	73.39	17.07	0.06

## 5.2 地质成因

现场解吸气测试结果及解吸气成分测试结果表明,高温低气型页岩气保存条件被完全破坏,目的层充分沟通地表或其他散失通道。而且目的层形成时间相对较早,地层经历长期的深埋藏作用,页岩在早期高温条件下经历了长时间的解吸和散失,页岩储层游离气和吸附气基本散失殆尽。所以,样品仅在高温条件下可解吸出少量的页岩气,但解吸气基本上是早期混入的空气,不含甲烷等烃类气体。

2种类型构造会形成这种解吸类型的富有机质页岩。第1种为早期切割目的层的大断层。此种大断裂形成时间较早,断层切割至地表,页岩气经过长时间解吸,基本不再有页岩气解吸出来,页岩孔隙空间被空气所充填。渝东南C井底部见断层角砾岩,表明目的层被早期形成的断裂切割,所以基本没有烃类气体解吸。如果是晚期形成的断层切割页岩层,则岩心有继续解吸出少量页岩气的可能。第2种为区域性不整合面。桐湾运动是发生在震旦纪末的一次大规模抬升运动,部分学者认为桐湾运动有2到3期。桐湾运动造成下寒武统牛蹄塘组页岩与灯影组之间

形成区域性不整合面,在四川盆地内、渝东南、贵州等广大南方地区普遍发育。该不整合面使灯影组白云岩普遍发生溶蚀,岩心上表现为大量发育的溶蚀孔洞。该大规模不整合面是牛蹄塘组页岩气运移、散失的重要通道,经过长期解吸、散失,岩心已很难解吸出页岩气,页岩孔隙空间被大气所充填,形成了高温低气型页岩气解吸类型。

总之,老地层的长期深埋藏作用和破坏的保存条件是形成高温低气型页岩气的主要原因。与高温解吸型页岩气相似,高温低气型页岩气不具备页岩气开发的地质基础。

## 6 结论

(1)南方海相页岩气具有常温解吸型、地温解吸型、高温解吸型和高温低气型4种类型。

(2)良好的生气物质基础和保存条件、较发育的网状裂缝系统是形成常温解吸型页岩气的主要地质因素;缺乏良好的压力封闭的保存条件是形成地温解吸型页岩气的主要地质因素;浅埋藏作用和破坏的保存条件是形成高温解吸型页岩气的主要地质因素;长期深埋藏作用和破坏的保存条件是形成高温低气型页岩气的主要地质因素。

(3)常温解吸型页岩气现阶段可进行大规模勘探开发,地温解吸型页岩气未来可通过技术进步实现经济开发,高温解吸型和高温低气型不具备页岩气勘探开发的地质基础。

### 参考文献

- [1] 李博,魏国庆,洪克岩,等. 中国南方盆外复杂构造区页岩气井评价与认识:以湖北来凤咸丰区块来凤1井为例[J]. 天然气工业, 2016, 36(8): 29-35.  
LI Bo, WEI Guoqing, HONG Keyan, et al. Evaluation and understanding on the shale gas wells in complex tectonic provinces outside Sichuan Basin, South China: a case study from Well Laiye 1 in Laifeng-Xianfeng Block, Hubei[J]. Natural gas industry, 2016, 36(8): 29-35.
- [2] 郭彤楼. 中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 317-326.  
GUO Tonglou. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas [J]. Petroleum exploration and development, 2016, 43(3): 317-326.
- [3] 张志英,杨盛波. 页岩气吸附解吸规律研究[J]. 实验力学, 2012, 27(4): 492-497.  
ZHANG Zhiying, YANG Shengbo. On the adsorption and desorption trend of shale gas [J]. Journal of experimental mechanics, 2012, 27(4): 492-497.
- [4] 郭为,熊伟,高树生,等. 页岩气等温吸附/解吸特征[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2013, 44(7): 2836-2840.  
GUO Wei, XIONG Wei, GAO Shusheng, et al. Isothermal ad-

- sorption/desorption characteristics of shale gas[J]. Journal of Central South University(science and technology edition), 2013, 44(7): 2836-2840.
- [5] 俞凌杰, 范明, 蒋启贵, 等. 页岩气现场解吸方法优化[J]. 石油实验地质, 2015, 37(3): 402-406.  
YU Lingjie, FAN Ming, JIANG Qigui, et al. Optimization of shale gas desorption method in field [J]. Petroleum geology and experiment, 2015, 37(3): 402-406.
- [6] 魏强, 晏波, 肖贤明. 页岩气解吸方法研究进展[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(9): 1657-1665.  
WEI Qiang, YAN Bo, XIAO Xianming. Research progress on the desorption methods of shale gas [J]. Natural gas geoscience, 2015, 26(9): 1657-1665.
- [7] 王敬, 罗海山, 刘慧卿, 等. 页岩气吸附解吸效应对基质物性影响特征[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1): 145-152.  
WANG Jing, LUO Haishan, LIU Huiqing, et al. Influences of adsorption/desorption of shale gas on the apparent properties of matrix pores [J]. Petroleum exploration and development, 2016, 43(1): 145-152.
- [8] 岳长涛, 李术元, 李林羽, 等. 页岩气等温解吸特性研究[J]. 现代地质, 2017, 31(1): 150-157.  
YUE Changtao, LI Shuyuan, LI Linyue, et al. Study on desorption properties of shale gas[J]. Geoscience, 2017, 31(1): 150-157.
- [9] 张晓明, 石万忠, 舒志国, 等. 涪陵地区页岩含气量计算模型及应用[J]. 地球科学, 2017, 42(7): 1157-1168.  
ZHANG Xiaoming, SHI Wanzhong, SHU Zhiguo, et al. Calculation model of shale gas content and its application in Fuling area[J]. Earth science, 2017, 42(7): 1157-1168.
- [10] 高和群, 曹海虹, 曾隽. 页岩气解吸规律新认识[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(2): 81-86.  
GAO Hequn, CAO Haihong, ZENG Juan. New understanding of shale gas desorption law[J]. Petroleum geology and recovery efficiency, 2019, 26(2): 81-86.
- [11] 姚红生. 南川地区浅层常压页岩气吸附解吸机理与开发实践[J]. 天然气工业, 2024, 44(2): 14-22.  
YAO Hongsheng. Adsorption and desorption mechanism and development practice of shallow normal pressure shale gas in Nanchuan area[J]. Natural gas industry, 2024, 44(2): 14-22.
- [12] 郭为, 熊伟, 高树生, 等. 温度对页岩等温吸附/解吸特征影响[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 481-485.  
GUO Wei, XIONG Wei, GAO Shusheng, et al. Impact of temperature on the isothermal adsorption/desorption characteristics of shale gas[J]. Petroleum exploration and development, 2013, 40(4): 481-485.
- [13] 唐颖, 张金川, 刘珠江, 等. 解吸法测量页岩含气量及其方法的改进[J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 108-112.  
TANG Ying, ZHANG Jinchuan, LIU Zhujiang, et al. Use and improvement of the desorption method in shale gas content tests[J]. Natural gas industry, 2011, 31(10): 108-112.
- [14] 魏富彬, 刘珠江, 陈斐然, 等. 川东南五峰组—龙马溪组深层、超深层页岩储层特征及其页岩气勘探意义[J]. 石油实验地质, 2023, 45(4): 751-760.  
WEI Fubin, LIU Zhujiang, CHEN Feiran, et al. Characteristics of the deep and ultra-deep shale reservoirs of the Wufeng-Longmaxi Formations in the southeastern Sichuan Basin and the significance of shale gas exploration[J]. Petroleum geology and experiment, 2023, 45(4): 751-760.
- [15] 吴建发, 张成林, 赵圣贤, 等. 川南地区典型页岩气藏类型及勘探开发启示[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(8): 1385-1400.  
WU Jianfa, ZHANG Chenglin, ZHAO Shengxian, et al. Typical types of shale gas reservoirs in southern Sichuan Basin and enlightenment of exploration and development[J]. Natural gas geoscience, 2023, 34(8): 1385-1400.
- [16] 聂海宽, 刘全有, 党伟, 等. 页岩型氦气富集机理与资源潜力: 以四川盆地五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国科学(地球科学), 2023, 53(6): 1285-1294.  
NIE Haikuan, LIU Quanyou, DANG Wei, et al. Enrichment mechanism and resource potential of shale-type helium: a case study of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. Scientia sinica(terrae), 2023, 53(6): 1285-1294.
- [17] 李昂, 石文睿, 袁志华, 等. 涪陵页岩气田焦石坝海相页岩气富集主控因素分析[J]. 非常规油气, 2016, 3(1): 27-34.  
LI Ang, SHI Wenrui, YUAN Zhihua, et al. Main factors controlling marine shale gas accumulation in Jiaoshiba shale gas field of Fuling area[J]. Unconventional oil & gas, 2016, 3(1): 27-34.
- [18] 秦华, 范小军, 刘明, 等. 焦石坝地区龙马溪组页岩解吸气地球化学特征及地质意义[J]. 石油学报, 2016, 37(7): 846-854.  
QIN Hua, FAN Xiaojun, LIU Ming, et al. Geochemical characteristics and geological significance of desorbed shale gas in Longmaxi Formation, Jiaoshiba area[J]. Acta petrolei sinica, 2016, 37(7): 846-854.
- [19] 杨振恒, 魏志红, 何文斌, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩现场解吸气特征及其意义[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(1): 156-163.  
YANG Zhenheng, WEI Zhihong, HE Wenbin, et al. Characteristics and significance of onsite gas desorption from Wufeng-Longmaxi shales in southeastern Sichuan Basin[J]. Natural gas geoscience, 2017, 28(1): 156-163.
- [20] 王玉满, 黄金亮, 王淑芳, 等. 四川盆地长宁、焦石坝志留系龙马溪组页岩气刻度区精细解剖[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 423-432.  
WANG Yuman, HUANG Jinliang, WANG Shufang, et al. Dissection of two calibrated areas of the Silurian Longmaxi Formation, Changning and Jiaoshiba, Sichuan Basin[J]. Natural gas geoscience, 2016, 27(3): 423-432.
- [21] 李凯, 孟志勇, 吉婧, 等. 四川盆地涪陵地区五峰—龙马溪组解吸气特征及影响因素分析[J]. 石油实验地质, 2018, 40(1): 90-96.  
LI Kai, MENG Zhiyong, JI Jing, et al. Characteristics and influencing factors of desorption gas in Wufeng-Longmaxi Formations in Fuling area, Sichuan Basin[J]. Petroleum geology and experiment, 2018, 40(1): 90-96.
- [22] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1-10.  
JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin[J]. Earth science frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [23] 彭勇民, 龙胜祥, 何希鹏, 等. 彭水地区常压页岩气储层特征及有利区评价[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(5): 12-19.  
PENG Yongmin, LONG Shengxiang, HE Xipeng, et al. Char-

- acteristics of normal-pressure shale gas reservoirs and evaluation of its favorable areas in Pengshui [J]. Reservoir evaluation and development, 2020, 10(5): 12–19.
- [24] 高键, 李慧莉, 何治亮, 等. 渝东彭水地区常压页岩气压力演化与富集保存[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 124–135.  
GAO Jian, LI Huili, HE Zhiliang, et al. Pressure evolution, enrichment and preservation of normal-pressure shale gas in the Pengshui area of eastern Chongqing [J]. Natural gas industry, 2022, 42(8): 124–135.
- [25] 郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 28–36.  
GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin [J]. Petroleum exploration and development, 2014, 41(1): 28–36.
- [26] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素: 以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 893–901.  
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEN Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: a case study of the Wufeng–Longmaxi Formation of Jiaoshiba area [J]. Geology in china, 2014, 41(3): 893–901.
- [27] 郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示: 以四川盆地东部盆缘JY1井为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(4): 643–651.  
GUO Tonglou, LIU Ruobing. Implications from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: taking Longmaxi Formation in Well JY1 as an example [J]. Natural gas geoscience, 2013, 24(4): 643–651.
- [28] 葛忠伟, 史洪亮, 周桦, 等. 川南寒武系筇竹寺组拉张槽边缘型页岩气地质特征及富集高产地质因素研究[J]. 非常规油气, 2025, 12(1): 19–29.  
GE Zhongwei, SHI Hongliang, ZHOU Hua, et al. Geological characteristics of shale gas and research on enrichment and high production geological factors at edge of tensional trough of Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan [J]. Unconventional oil & gas, 2025, 12(1): 19–29.
- [29] 王威, 刘珠江, 魏富彬, 等. 川东北地区二叠系大隆组页岩储层特征及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1355–1367.  
WANG Wei, LIU Zhujiang, WEI Fubin, et al. Characteristics and determinants of shale reservoir development in the Permian Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin [J]. Oil & gas geology, 2024, 45(5): 1355–1367.
- [30] 岳锋, 李永臣, 赵宝山, 等. 重庆下古生界页岩顺层滑脱变形域的形成及其地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(2): 229–238.  
YUE Feng, LI Yongchen, ZHAO Baoshan, et al. Bedding decollement deformation domain in the Lower Paleozoic shales in Chongqing: formation and geological significance [J]. Oil & gas geology, 2018, 39(2): 229–238.
- [31] 马勇, 钟宁宁, 韩辉, 等. 糜棱化富有机质页岩孔隙结构特征及其含义[J]. 中国科学(地球科学), 2014, 44(10): 2202–2209.  
MA Yong, ZHONG Ningning, HAN Hui, et al. Definition and structure characteristics of pores in mylonitized organic-rich shales [J]. Scientia sinica(terrae), 2014, 44(10): 2202–2209.

编辑:刘江丽

## Marine shale gas desorption types and its geological genesis in southern China

YUE Feng, ZHAO Tianyu, AN Liang, LI Lunji

*Gansu Province Transportation Planning, Survey & Design Institute Co., Ltd*

**Abstract:** Desorption characteristics reflect shale gas enrichment and its preservation conditions indirectly. Marine shale gas desorption types and their genesis in southern China have been divided and evaluated by thermal variation desorption test and gas constitution test. There are four marine shale gas desorption types. The atmospheric temperature desorption shale gas desorbed greatly under atmospheric temperature, the desorbed gas was mainly methane. Its main causes are ascribed to a good gas generation material base and preservation conditions, as well as well-developed fracture system. The reservoir temperature desorption shale gas desorbed greatly under reservoir temperature, the desorbed gas was also mainly methane. Its cause is ascribed to the absence of pressure sealing conditions formed mainly by weak caprock sealing and lateral dissipation. The high temperature desorption shale gas desorbed greatly under a high temperature above 90 °C, the desorbed gas had relatively high O<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> contents. Its causes are ascribed to shallow burial condition and destroyed preservation condition. High temperature–low content desorption shale gas desorbed a little gas under a high temperature above 90 °C, the desorbed gas had little hydrocarbon. Its causes are ascribed to long time deep burial history and destroyed preservation condition. The atmospheric temperature desorption shale gas had better exploration and development condition, however, the reservoir temperature desorption shale gas maybe lack of economical development conditions at present. The other two types of shale gas are not worth further exploration.

**Key words:** desorption types; geological genesis; marine shale gas; preservation condition; southern China

**YUE Feng**, First author: MSc, Senior Engineer, mainly engaged in geological exploration and research work. Add: No. 1689 Yanbei Rd., Chengguan District, Lanzhou, Gansu 730030, China. E-mail: lenue860612@163.com