

四川盆地长宁地区海相页岩吸附气含量演化特征 ——以 N201 井五峰组—龙马溪组一段为例

聂舟¹, 衡德¹, 邹源红², 肖红纱¹, 陈义才³, 康宇³, 彭文秋³

1 四川长宁天然气开发有限责任公司勘探开发部; 2 中国石油西南油气田公司气田开发管理部;
3 成都理工大学能源学院

摘要 吸附气是页岩气的重要赋存形式和组成部分。为了明确四川盆地长宁地区五峰组—龙马溪组一段页岩在埋藏过程中吸附气含量的演化规律,利用页岩等温吸附实验、钻井现场解吸和测井综合解释资料,建立了页岩吸附气含量与地层温度、地层压力、页岩 TOC 等主要影响参数的多元回归数学公式,结合典型评价井(N201 井)的埋藏史、热史,对不同地质时期页岩吸附气含量进行定量计算。计算结果表明:自侏罗纪有机质开始大量生气以来,页岩吸附气含量随着埋藏深度的增加逐渐升高,到白垩纪末期吸附气含量达到 4.42 m³/t;古近纪以来,随着上覆地层被大幅度剥蚀,页岩吸附气含量逐渐降低至现今的 1.67 m³/t。

关键词 吸附气含量;页岩;等温吸附实验;热演化史;五峰组;龙马溪组;长宁地区

中图分类号: TE132.2 **文献标识码**: A

0 前言

上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组一段(简称龙一段)是四川盆地长宁地区页岩气的主力产层段,其吸附气含量占页岩总含气量的 20%~85%,为页岩气长期稳产提供了重要的物质基础。在喜马拉雅期构造抬升过程中,长宁地区龙马溪组上覆地层剥蚀厚度一般达到 1500~3500 m,页岩吸附气含量随着地层温度与压力的变化,经历了复杂的演化过程。近年来,前人对川南地区五峰组—龙马溪组页岩吸附气含量及其影响因素等方面进行了比较系统的研究,但是关于页岩吸附气含量演化过程的研究相对薄弱^[1-3]。为了进一步明确长宁地区五峰组—龙马溪组页岩气的成藏演化规律,本文根据四川长宁天然气开发有限责任公司 15 口评价井的现场解吸、测井解释以及 13 个页岩样品的等温吸附实验资料,在采用盆地数值模拟软件恢复典型评价井埋藏史和热演化史的基础上,结合页岩吸附气含量主要影响因素的相关性分析,建立了吸附气含量的多元回归数学模型,定量分析了五峰组—龙一段页岩自侏罗纪大量生气以来,页岩吸附

气含量随埋藏深度、热演化程度变化的演化特征。

1 地质概况

长宁地区位于四川盆地南部(图 1a),四川长宁天然气开发有限责任公司在该区的页岩气矿权登记区块面积约为 7000 km²。长宁地区地表大部分出露二叠系、三叠系及侏罗系,在长宁背斜核部,寒武系及奥陶系出露于地表(图 1b);五峰组—龙一段埋藏深度一般在 1500~4500 m 之间。长宁背斜长轴总体呈 NWW—SEE 向,东北翼地层倾角为 50°~65°,西南翼地层倾角为 30°~45°。长宁背斜在早燕山期初具雏形,喜马拉雅期构造挤压使其地层变形更加剧烈,同时伴随持续隆升,奥陶系及其上覆地层遭受不同程度的风化剥蚀^[4-6]。

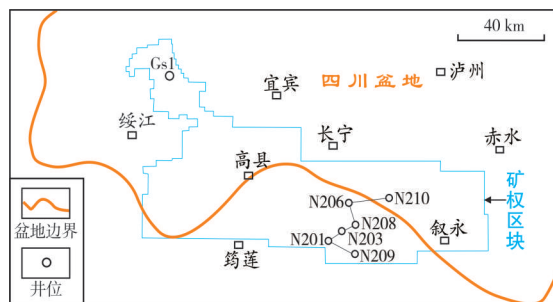
目前,矿权区内完钻评价井有 20 余口。页岩气主力勘探开发层段为五峰组—龙一段下亚段(图 2),页岩厚度一般为 35~50 m,岩性为碳质页岩和黑色页岩,页岩总有机碳含量(TOC)一般在 2%~4% 之间。上覆龙一段上亚段厚度为 120~150 m,岩性为灰色页岩及粉砂质泥岩,TOC 一般为 0.5%~2%。

收稿日期:2020-11-09;改回日期:2020-12-23

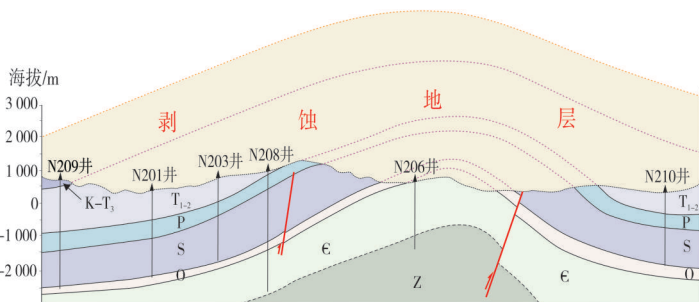
本文受国家科技重大专项课题“长宁—威远页岩气开发示范工程”(编号:2016ZX05062-006)资助

第一作者: 聂舟,硕士,工程师,2018 年毕业于成都理工大学沉积学专业,主要从事页岩气勘探开发管理和研究工作。通信地址:610000 四川省成都市成华区猛追湾横街 99 号世茂大厦 27 楼;E-mail: niezhou@petrochina.com.cn

通信作者: 陈义才,副教授,2003 年获成都理工大学矿产普查与勘探专业博士学位,主要从事页岩气勘探与教学工作。通信地址:610059 四川省成都市成华区二仙桥东三路 1 号;E-mail: 3446174160@qq.com



(a) 研究区位置



(b) 连井剖面地层结构及喜马拉雅期地层剥蚀厚度对比

图1 长宁地区位置及地层剖面图

Fig. 1 Location and stratigraphic profile of Changning area

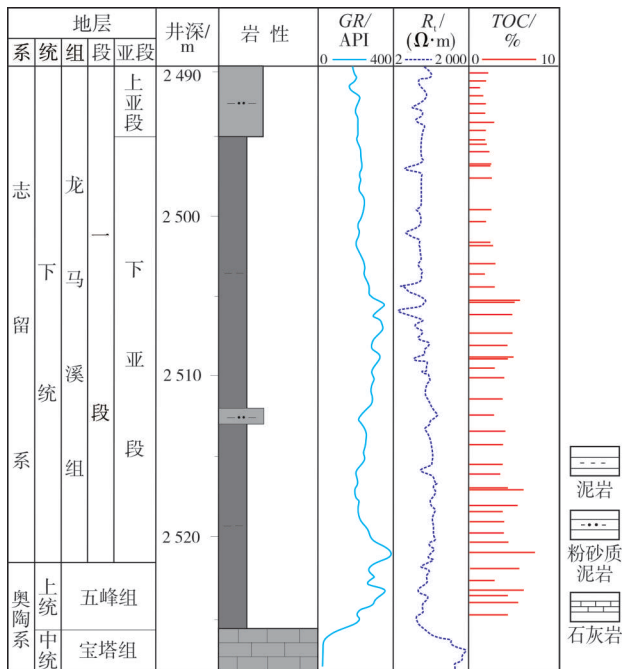


图2 长宁地区五峰组—龙一段综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive column of Wufeng Formation—Longmaxi Member 1 in Changning area

2 页岩现今吸附气含量

页岩吸附气是指吸附在页岩干酪根和无机矿物颗粒表面的天然气。吸附气含量通常以每吨页岩中所含吸附气在标准状态下(0℃, 101.325 kPa)的体积来代表。目前,页岩吸附气含量难以通过密封高压取心直接测量,主要通过等温吸附、现场解吸、测井解释等方法获取。

2.1 等温吸附实验含气量

页岩等温吸附是页岩气解吸的逆过程。根据页岩吸附机理和等温吸附实验,可以定量分析页岩的吸附能力,明确吸附气含量和压力的关系。关于

页岩气吸附机理的研究,许多学者基于页岩样品特征建立了不同的页岩气吸附模型,如Langmuir模型、BET模型、SDR模型等^[7-12]。国外的勘探实践表明,北美页岩气吸附特征大多服从Langmuir等温吸附。Langmuir吸附模型的基本假设条件是表面均匀光洁的页岩固体形成单分子层吸附,并且被吸附的气体分子之间没有相互作用力,吸附平衡时处于一种动态平衡。根据Langmuir等温吸附曲线,可计算页岩在某一温度不同地层压力条件下的吸附气含量:

$$V_g = \frac{V_L \times P}{P + P_L} \quad (1)$$

公式(1)中: V_g 为地层条件下的吸附气含量, m^3/t ; P 为地层孔隙气体压力,MPa; V_L 为Langmuir体积(吸附量达到饱和时的吸附气含量), m^3/t ; P_L 为Langmuir压力(V_L 的一半所对应的压力),MPa。

长宁地区五峰组—龙一段页岩样品在地层温度下的等温吸附特征曲线(图3)表明:一般在0~20MPa的压力增长区间内,页岩吸附气含量随之快速增大;当压力超过20MPa继续增加时,页岩吸附气含量增长速率放缓直至达到饱和。

长宁地区五峰组—龙一段5口井13个页岩样品的Langmuir压力(P_L)在4.28~38.50 MPa之间(表1),其中10个样品的Langmuir压力低于15MPa,表明甲烷气体容易被页岩吸附;Langmuir体积(V_L)有3个样品大于4 m^3/t ,7个样品在2~4 m^3/t 之间,3个样品为1.2~2 m^3/t ,总体上反映页岩具有较强的吸附能力。根据公式(1)计算的结果,五峰组—龙一段页岩在现今地层条件下的吸附气含量(V_g)在0.58~3.08 m^3/t 之间,平均值为1.80 m^3/t 。

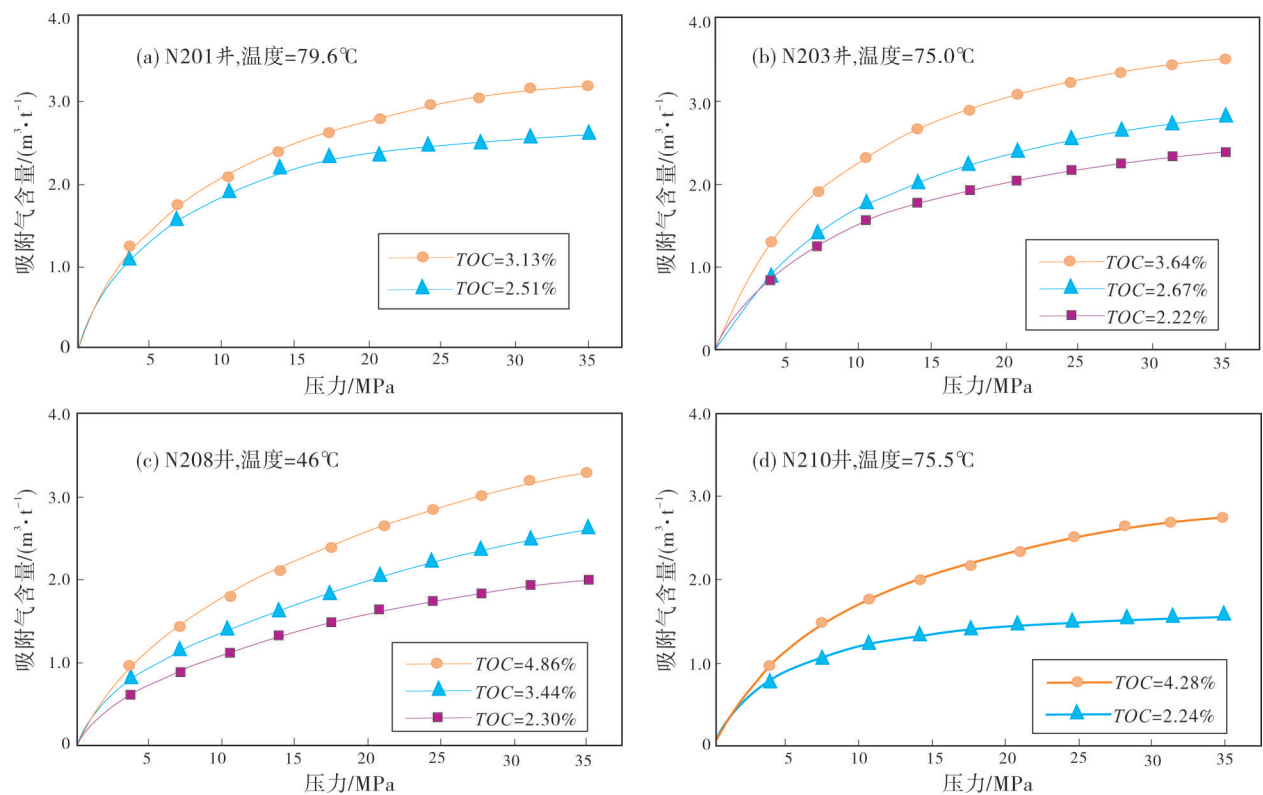


图3 长宁地区五峰组—龙一段页岩甲烷等温吸附曲线

Fig. 3 Methane isotherm adsorption curve of the shale of Wufeng Formation -Longmaxi Member 1 in Changning area

表1 长宁地区五峰组—龙一段页岩等温吸附实验数据与回归计算结果

Table 1 Isothermal adsorption experimental data and regression calculation results of the shale of Wufeng Formation -Longmaxi Member 1 in Changning area

井号	层段	井深/ m	TOC/ %	R_L / %	地层温度/ ℃	地层压力/ MPa	V_L / ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	P_L / MPa	V_g / ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	回归计算 吸附气量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	误差值/ ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)
N201	龙一段	2 516.7	3.13	2.23	79.6	50.95	3.62	8.97	3.08	2.84	0.24
	五峰组	2 523.1	2.51	2.23	79.6	50.95	2.96	5.18	2.69	2.81	-0.12
N203	龙一段	2 370.8	2.22	2.31	75.0	32.01	2.32	10.20	1.76	1.52	0.24
	五峰组	2 384.0	3.64	2.31	75.0	32.18	2.43	9.01	1.90	1.60	0.30
N208	龙一段	2 393.5	2.67	2.31	75.0	32.31	2.72	11.90	1.99	1.55	0.44
		1 290.1	0.86	2.05	46.0	6.92	3.80	38.50	0.58	1.84	-1.26
		1 299.6	2.30	2.05	46.0	6.92	4.22	15.05	1.33	1.91	-0.58
		1 310.4	3.44	2.05	46.0	6.92	5.32	14.56	1.71	1.97	-0.26
N209	龙一段	1 320.8	4.86	2.05	46.0	6.92	7.28	16.90	2.11	2.04	0.07
		3 156.5	1.67	2.25	86.6	31.56	1.25	7.86	1.00	1.38	-0.38
		2 194.9	2.24	2.29	75.5	21.94	1.86	6.65	1.43	1.40	0.03
N210	龙一段	2 211.0	2.44	2.29	75.5	22.10	1.74	4.28	1.46	1.41	0.05
		2 225.8	4.28	2.29	75.5	22.25	3.46	9.42	2.43	2.01	0.42

2.2 现场解吸含气量

页岩现场解吸的总含气量包括解吸气、残留气和损失气等3部分。解吸气量采用排水集气的原理测定,即将岩心样品装入解吸装置后,利用水浴加

热至地层温度,在大气压力下收集释放的吸附气。然后在密闭的球磨罐中将样品破碎计量滞留在岩心中的残余气量^[13-14]。现场解吸时,由于钻井取心过程中地层温度、压力的变化,岩心样品在装入解吸罐之前必然有部分吸附气损失。损失气量的大

小,主要受取心方式、测定方法、逸散时间等影响,可通过岩心颗粒的球形扩散原理估算,或者选取岩心装罐开始后10~15个解吸点数据进行曲线拟合推算损失气量^[15]。

通过对长宁地区15口评价井共344个页岩样品现场解吸测定结果的统计,五峰组一龙一段页岩解吸总含气量在0.48~4.19 m³/t之间,平均值为1.78 m³/t,主要分布区间为1.0~2.5 m³/t,总含气量超过2.5 m³/t的样品约占13%(图4)。

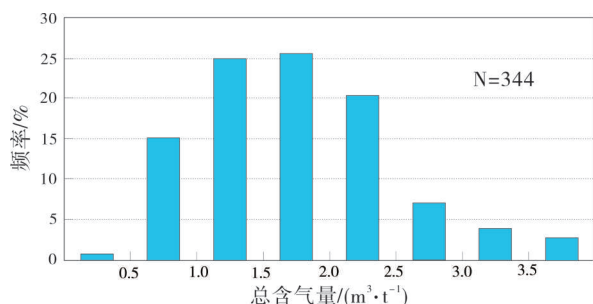


图4 长宁地区五峰组一龙一段页岩解吸气含量统计直方图
Fig. 4 Histogram of desorbed gas content of the shale of Wufeng Formation - Longmaxi Member 1 in Changning area

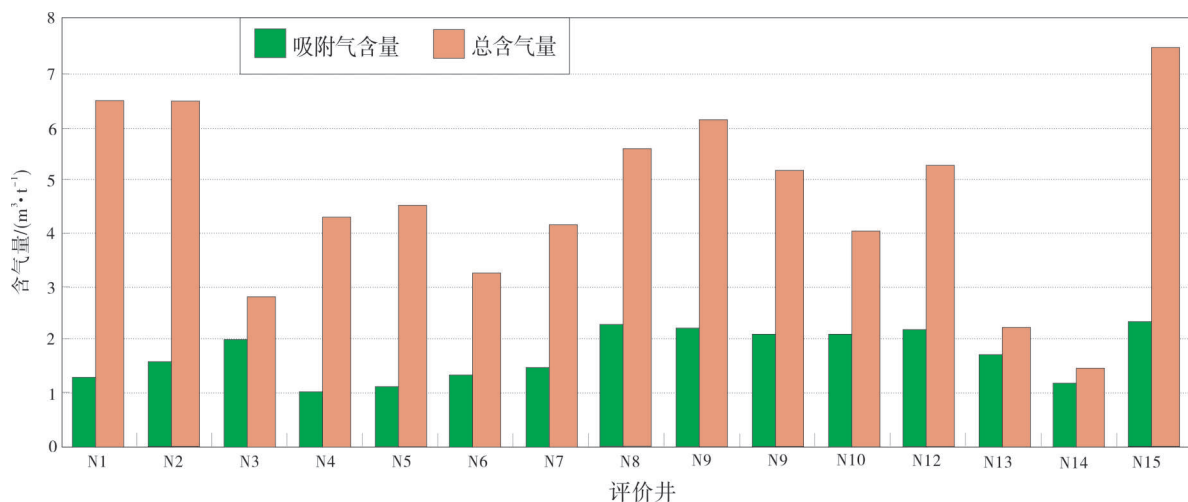


图5 长宁地区五峰组一龙一段测井解释页岩含气量统计直方图
Fig. 5 Histogram of shale gas content by logging interpretation of Wufeng Formation - Longmaxi Member 1 in Changning area

对比等温吸附法、现场解吸法、测井解释法的结果可见,五峰组一龙一段页岩吸附气含量主要分布在1.0~2.5 m³/t之间,3种方法获得的吸附气含量虽然存在一定差异,但是总体上比较相近,平均值在1.72~1.80 m³/t之间。

3 页岩吸附气含量影响因素及多元回归

页岩吸附气含量的影响因素较多,其中内在因

2.3 测井解释含气量

测井解释页岩吸附气含量是以Langmuir等温吸附为理论依据,利用等温吸附实验数据和大量测井数据,优选拟合回归地层温度、压力、总有机碳含量等关键参数,建立基于常规测井资料的计算模型而获得的吸附气含量^[16-18]。测井解释法不仅能够估算吸附气含量,而且通过页岩孔隙度、含气饱和度及地层压力等参数可以同时计算页岩游离气含量。近年来,以等温吸附和体积模型为基础的页岩含气量测井解释模型不断发展和完善,在国内外页岩气开采中得到广泛应用^[19-20]。

长宁地区15口评价井五峰组一龙一段测井解释页岩吸附气含量在1.04~2.33 m³/t之间,平均值为1.72 m³/t。页岩吸附气含量在不同评价井之间的差异较小(图5),但是吸附气含量占总含气量的比例变化较大,在19.6%~85.2%之间,平均为43%;注意到当页岩吸附气含量在总含气量中所占比例超过50%时,总含气量一般低于4 m³/t。

素包括有机碳含量、矿物组成、有机质成熟度,外部因素包括地层压力与地层温度^[1]。

3.1 页岩总有机碳含量

有机碳是页岩生气的物质基础。页岩中有机质存在大量的纳米孔隙,可产生巨大的比表面积,为吸附气提供了吸附载体。对长宁地区5口井13个等温吸附实验结果的Langmuir甲烷气体吸附体积 V_L (单位

重量页岩饱和吸附气量)、地层条件下的吸附气含量 V_g 分别与 TOC 作相关性分析(图6),五峰组—龙一段

吸附气含量与 TOC 均呈良好的正相关关系,表明有机碳含量的增高能够显著增强页岩吸附气体的能力。

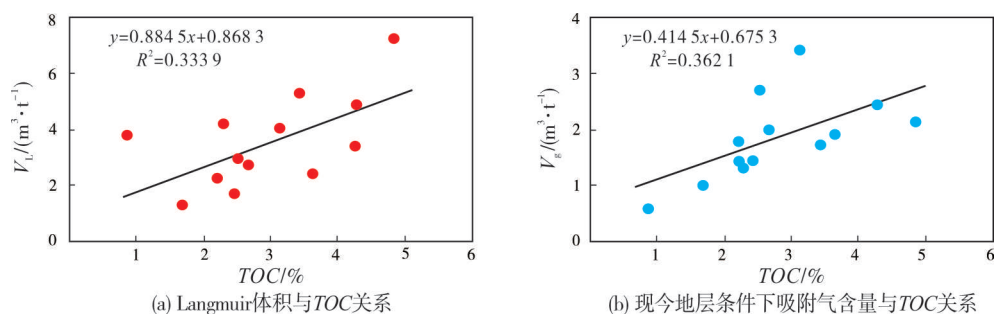


图6 长宁地区五峰组—龙一段页岩吸附气含量与 TOC 相关性

Fig. 6 Correlation between adsorbed gas content and TOC of the shale of Wufeng Formation - Longmaxi Member 1 in Changning area

3.2 页岩无机矿物组成

长宁地区五峰组—龙一段页岩无机矿物主要由石英、黏土矿物组成。黏土矿物属于层状硅酸盐矿物,比表面较柱状石英的大,在相同条件下吸附气体

的能力高于石英。通过长宁地区5口井13个等温吸附实验结果的Langmuir甲烷气体吸附体积 V_L 与页岩黏土矿物、石英含量的相关性分析,可见吸附气含量与黏土矿物含量之间存在一定的正相关性(图7a),与石英含量之间存在微弱的负相关性(图7b)。

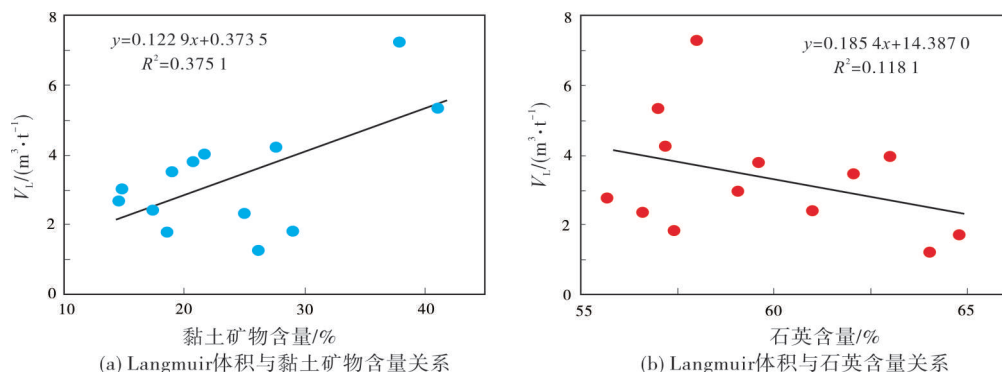


图7 长宁地区五峰组—龙一段页岩吸附气含量与矿物组成相关性

Fig. 7 Correlation between adsorbed gas content and mineral composition of the shale of Wufeng Formation - Longmaxi Member 1 in Changning area

长宁地区五峰组—龙一段页岩吸附气含量与石英含量之间的相关性,可能受到石英来源的影响。薄片观察发现,五峰组—龙一段页岩的石英存在两种主要来源:一是盆外的陆源输入,二是盆内生物成因和化学成因。陆源输入的石英含量增加往往降低页岩的有机质含量。在深水还原环境发育的富有机质页岩中,当盆内来源的石英较发育时,虽然在一定程度上会降低页岩岩石的吸附能力,但是页岩中富含的有机质可使吸附能力整体增加。

3.3 地层温度与压力

气体在固体表面的吸附作用是一个放热的过程,即温度升高会抑制气体的吸附。温度升高会

使气体分子的热运动更加活跃,促使其脱离吸附介质的束缚,解吸而转化为自由游离态。当压力一定时,页岩岩样原地吸附能力与温度呈负相关关系。压力的增大能够有效减小气体分子吸附所需的结合能,进而让气体分子更容易被固体介质吸附^[21]。

长宁地区五峰组—龙一段页岩在不同地质时期埋藏深度变化幅度大,尤其是晚白垩世以来,随着喜马拉雅期构造抬升和上覆地层的大幅度剥蚀,地层温度和压力显著降低。由于地层温度和地层压力对页岩吸附性能具有相互抑制的作用,因此页岩吸附气含量在不同地质时期的演化主要取决于地层温度和地层压力的综合影响。

3.4 页岩吸附气含量多元回归

为了定量反映不同地质时期吸附气含量随地层温度与压力同时发生变化的演变过程,根据长宁地区五峰组—龙一段页岩等温吸附实验结果,通过多元回归分析建立了吸附气含量与 TOC 、 R_o 、地层温度及地层压力的回归公式:

$$V = 2.3246 - 0.0083T - 0.031P + 0.00000191P^3 + 0.0302R_o + 0.045TOC \quad (2)$$

公式(2)中: V 为吸附气含量, m^3/t ; T 为地层温度, $^{\circ}C$; P 为地层压力, MPa ; R_o 为镜质组反射率, %; TOC 为有机碳含量, %。

把通过公式(2)计算的吸附气含量与长宁地区五峰组—龙一段不同样品的等温吸附实测结果(V_g)进行对比分析(表1),发现存在两种情况:①当页岩 $TOC \leq 2\%$ 和埋藏深度 ≤ 1300 m时,通过公式(2)计算的结果与实测结果的误差较大,原因一是 TOC 低于2%的样品点较少,二是当埋藏深度较浅时,页岩吸附气保存条件变差,页岩气散失作用强烈;②当页岩 TOC 大于2%和埋藏深度超过1300 m时,通过公式(2)计算的结果与等温吸附实测结果的误差值一般低于 $0.25 m^3/t$,其中N201井五峰组和龙一段页岩计算的吸附气含量分别为 $2.81 m^3/t$ 和 $2.84 m^3/t$,与等温吸附实验结果的误差值分别为 $-0.12 m^3/t$ 和 $0.24 m^3/t$ 。总体而言,五峰组—龙一段优质页岩在距离长宁背斜核部较远、埋藏深度较大、吸附气保存条件较好的地区,通过回归公式计算的吸附气含量具有较高的可靠性。

4 典型井页岩热演化与吸附气含量演化

N201井在五峰组—龙一段获得高产页岩气,页岩 TOC 平均值为3.54%,吸附气含量为 $1.67 m^3/t$,总含气量为 $6.47 m^3/t$ 。该井位于长宁背斜构造的南翼(图1b),地表出露下三叠统嘉陵江组,龙一段顶界埋深为2495.2 m,五峰组—龙一段页岩热演化史和吸附气含量演化具有一定代表性。

4.1 页岩热演化史

页岩热演化史主要取决于页岩有机质经历的沉积埋藏史和古地温。长宁地区志留系龙马溪组沉积以来,在加里东、东吴、印支及喜马拉雅构造运动期间发生过多次地层剥蚀,其中喜马拉雅期

地层剥蚀强烈^[22-24]。根据钻井地层厚度趋势法估算,长宁背斜核部在喜马拉雅期的地层剥蚀厚度达4500~5500 m,在背斜翼部地层剥蚀厚度一般为1500~3000 m(图1b)。

根据烃源岩 R_o 、不同期次包裹体均一温度对古热流进行恢复:四川盆地在加里东期之前的热状态较为稳定,热流值较低,海西期热流开始逐渐增大,印支期及其以后古热流逐渐降低^[25-26]。采用盆地数值模拟软件恢复长宁地区N201井的古埋深和古地温(图8):五峰组—龙一段在二叠纪时的埋藏深度为1500~2500 m,地温梯度为 $(4.2 \sim 5.4) ^{\circ}C/100$ m,地层温度为 $95 \sim 130 ^{\circ}C$;三叠纪—白垩纪,埋藏深度和地层温度持续增加,但是地温梯度逐渐降低到 $(2.8 \sim 3.3) ^{\circ}C/100$ m;白垩纪末期,埋藏深度和地层温度分别达到5300 m和 $193 ^{\circ}C$;古近纪以来,随着燕山期—喜马拉雅期构造抬升作用与上覆地层的剥蚀,埋藏深度和地层温度分别逐渐降低到现今的2495 m和 $93 ^{\circ}C$ (图8)。

4.2 页岩吸附气含量演化

长宁地区五峰组—龙一段页岩有机质类型为腐泥型,在成熟阶段有机质以生油为主,伴生的天然气主要溶解在液态烃中而呈油相,在高—过成熟阶段液态烃、干酪根裂解而形成气相产物。根据N201井五峰组—龙一段页岩有机质热演化史恢复结果(图8),目的层在二叠纪—三叠纪处于成熟阶段,侏罗纪及其以后进入高—过成熟阶段。以白垩纪末期最大埋深为界,页岩吸附气含量演化可划分为富集和解吸两个阶段。

页岩吸附气富集阶段发生在侏罗纪—白垩纪。侏罗纪—白垩纪,五峰组—龙一段页岩埋藏深度持续增加,页岩有机质经过生油高峰开始大量生气,地层温度的不断升高虽然不利于烃类气体的吸附,但是页岩孔隙流体压力的增加和有机质成熟度的升高有利于气体被吸附。N201井五峰组—龙一段页岩现今地层压力为49.87 MPa,按照理想气体估算,在白垩纪末期最大埋深时的地层压力为68.94 MPa。通过公式(2)计算,页岩吸附气含量随着埋藏深度增加逐渐升高,白垩纪末期达到 $4.42 m^3/t$ 。

页岩吸附气的解吸阶段发生在古近纪—第四纪。古近纪以来,随着上覆地层被大幅度剥蚀,五峰组—龙一段页岩的地层温度和地层压力逐渐降

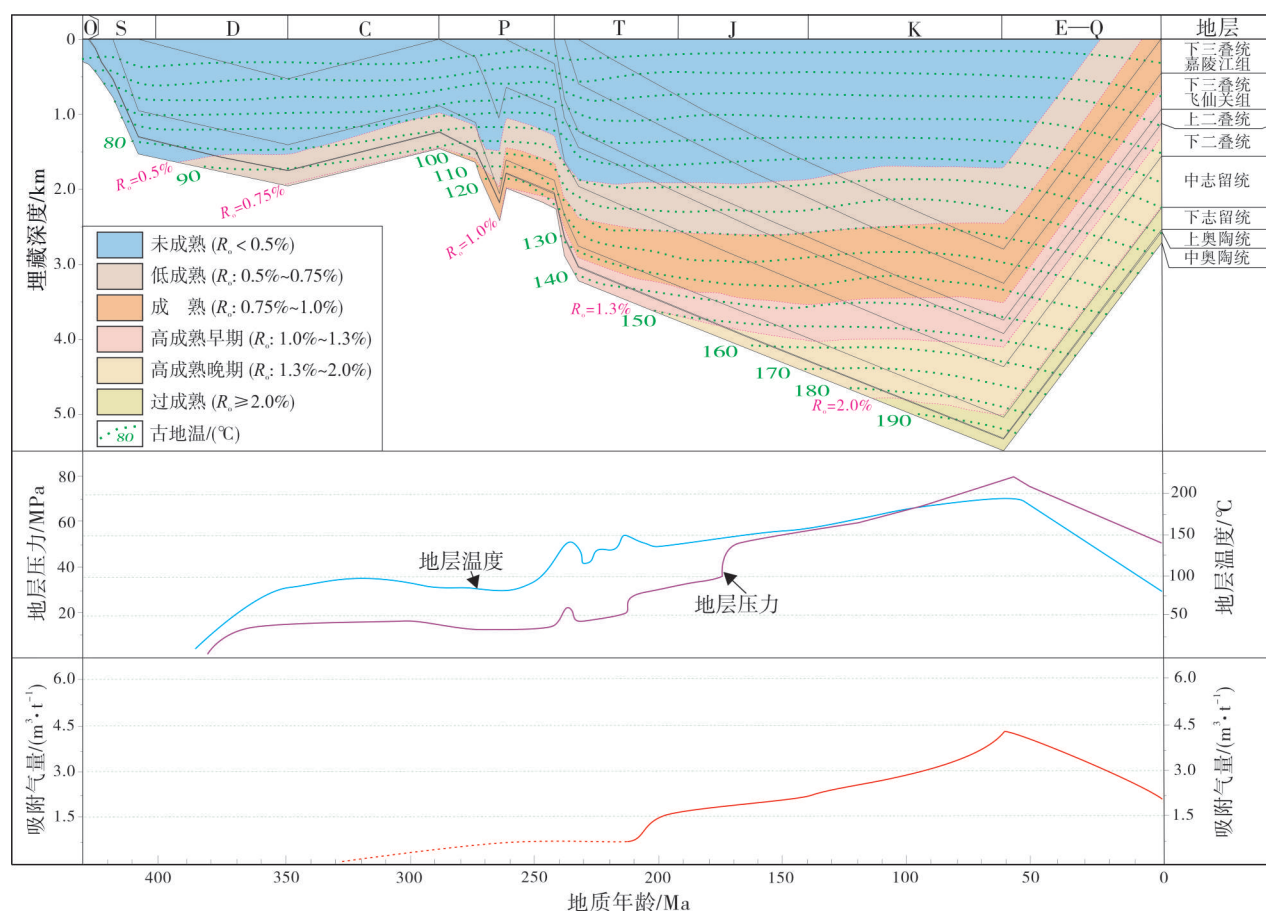


图8 N201井埋藏史、热史及五峰组—龙一段页岩吸附气含量演化史

Fig. 8 Burial history, thermal history and evolution history of shale adsorbed gas content of Wufeng Formation–Longmaxi Member 1 of Well N201

低到现今状态,页岩 R_o 基本保持不变。地层温度的降低虽然会导致吸附气含量的增加,但是在低地温梯度背景下地层压力的降低更有利于页岩吸附气的解吸。通过公式(2)计算,页岩吸附气含量随着埋藏深度降低而逐渐降低到 $1.67 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

5 结论

(1)根据等温吸附法、现场解吸法、测井解释法的综合分析结果,长宁地区五峰组—龙一段页岩吸附气含量主要分布在 $1.0\sim 2.5 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间,但是吸附气含量占总含气量的比例变化较大。

(2)侏罗纪以来,在低地温梯度背景下,五峰组—龙一段页岩吸附气含量经历了随埋藏深度增加而升高、在抬升过程中随埋深变浅而降低的演化过程。喜马拉雅期构造抬升幅度较大,不利于页岩气的保存,五峰组—龙一段页岩吸附气含量降低。

(3)随着将来页岩等温吸附实验的温度、压力上限的提高,以及国内外深层页岩气生产数据的补

充,对吸附气含量的多元回归可进一步改善。

参考文献

- [1] 李笑天,潘仁芳,鄢杰,等.四川盆地长宁—威远页岩气示范区下志留统龙马溪组泥页岩吸附特征及影响因素分析[J].海相油气地质,2016,21(4):60–66.
- [2] 程超,白小军,林海宇,等.川南龙马溪组深层页岩气储层吸附气含量计算方法研究[J].特种油气藏,2018,25(4):1–6.
- [3] 王曦蒙,刘洛夫,汪洋,等.川南地区龙马溪组页岩高压甲烷等温吸附特征[J].天然气工业,2019,39(12):32–39.
- [4] 覃作鹏,刘树根,邓宾,等.川东南构造带中新世多期构造特征及演化[J].成都理工大学学报(自然科学版),2013,40(6):703–711.
- [5] 何登发,鲁人齐,黄涵宇,等.长宁页岩气开发区地震的构造地质背景[J].石油勘探与开发,2019,46(5):993–1006.
- [6] 马力,陈焕疆,甘克文,等.中国南方大地构造和海相油气地质[M].北京:地质出版社,2004.
- [7] LANGMUIR R. The constitution and fundamental properties of solids and liquids [J]. Journal of American Chemical Society, 1916,38(2):221–229.
- [8] CLARKSON C R, HAGSHENAS B. Modeling of supercritical

- fluid adsorption on organic-rich shales and coal [C]// USA Unconventional Resource Conference. Society of Petroleum Engineers, 2013: 1–24.
- [9] 张跃磊, 李大华, 王青华, 等. 修正的页岩气等温吸附模型[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(1): 107–112.
- [10] 梁彬, 姜汉桥, 李俊键, 等. 考虑多因素的页岩气吸附能力计算模型[J]. 特种油气藏, 2015, 22(1): 121–124.
- [11] 郭怀志, 潘保芝, 张丽华, 等. 页岩吸附模型及吸附气含量计算方法进展[J]. 地球物理学进展, 2016, 31(3): 1080–1087.
- [12] 杨峰, 宁正福, 刘慧卿, 等. 页岩对甲烷的等温吸附特性研究[J]. 特种油气藏, 2013, 20(5): 133–137.
- [13] 高和群, 丁安徐, 陈云燕. 页岩气解析规律及赋存方式探讨[J]. 高校地质学报, 2017, 23(2): 285–295.
- [14] DIAMOND W P, SCHATZEL S J. Measuring the gas content of coal: a review[J]. International journal of coal geology, 1998, 35(1): 311–331.
- [15] 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.
- [16] DECKER A D, HILL D G, WICKS D E. Log-based gas content and resource estimates for the Antrim shale, Michigan Basin [C]// Low Permeability Reservoirs Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1993: 659–670.
- [17] 唐颖, 李乐忠, 蒋时馨, 等. 页岩储层含气量测井解释方法及其应用研究[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 46–54.
- [18] 钟光海, 谢冰, 周肖, 等. 四川盆地页岩气储层含气量的测井评价方法[J]. 天然气工业, 2016, 36(8): 43–51.
- [19] 夏宏泉, 刘畅, 王瀚玮, 等. 页岩含气量测井评价方法研究[J]. 特种油气藏, 2019, 26(3): 1–6.
- [20] 赵金洲, 沈骋, 任岚, 等. 页岩储层不同赋存状态气体含气量定量预测: 以四川盆地焦石坝页岩气田为例[J]. 天然气工业, 2017, 37(4): 27–33.
- [21] 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.
- [22] 曾道富. 关于恢复四川盆地各地质时期地层剥蚀量的初探[J]. 石油实验地质, 1988, 10(2): 134–141.
- [23] 何斌, 徐义刚, 王雅玫, 等. 用沉积记录来估计峨眉山玄武岩喷发前的地壳抬升幅度[J]. 大地构造与成矿学, 2005, 29(3): 316–320.
- [24] 朱传庆, 徐明, 单竞男, 等. 四川盆地主要构造运动时期的剥蚀量[J]. 中国地质, 2009, 36(6): 1268–1273.
- [25] 朱传庆, 田云涛, 徐明, 等. 峨眉山超级地幔柱对四川盆地烃源岩热演化的影响[J]. 地球物理学报, 2010, 53(1): 119–127.
- [26] 徐明, 朱传庆, 田云涛, 等. 四川盆地钻孔温度测量及现今地热特征[J]. 地球物理学报, 2011, 54(4): 1052–1059.

编辑: 董庸

Evolution of adsorbed gas content of marine shale in Changning area, Sichuan Basin: a case of Wufeng Formation—Longmaxi Member 1 in Well N201

NIE Zhou, HENG De, ZOU Yuanhong, XIAO Hongsha, CHEN Yicai, KANG Yu, PENG Wenqiu

Abstract: Adsorbed gas is an important occurrence form and component of shale gas. In order to clarify the evolution law of adsorbed gas content in shale burial process in Changning area of Sichuan Basin, using data of shale isotherm adsorption experiment, drilling site desorption, and logging comprehensive interpretation, a multiple regression equation of adsorbed gas content with main influencing parameters such as formation temperature, formation pressure and TOC is setup. On this basis, combined with the recovery of the burial history and thermal history of typical evaluation Well N201, the shale adsorbed gas content in different geological periods is quantitatively calculated. The calculation results show that shale organic matter began to generate large amounts of gas in Jurassic, the shale-adsorbed gas content gradually increased with the increase of burial depth, and reached 4.42 m³/t at the end of Late Cretaceous. Since Paleogene, with the overlying strata being largely denuded, the shale adsorbed gas content gradually decreased to 1.67 m³/t at present.

Key words: adsorbed gas content; shale; isothermal adsorption experiment; thermal evolution history; Wufeng Formation; Longmaxi Formation; Changning area

NIE Zhou, First author: MSc, Engineer, mainly engaged in shale gas exploration and development management and research. Add: No. 99 Mengzhuiwan Rd., Chenghua District, Chengdu, Sichuan 610000, China

CHEN Yicai, Corresponding author: PhD, Associate Professor, mainly engaged in shale gas exploration and education. Add: No. 1 Dongsan Rd., Erxianqiao, Chenghua District, Chengdu, Sichuan 610059, China