

文章编号: 1000-0747(2018)01-0119-09 DOI: 10.11698/PED.2018.01.12

页岩高压等温吸附曲线及气井生产动态特征实验

端祥刚¹, 胡志明¹, 高树生¹, 沈瑞¹, 刘华勋¹, 常进¹, 王霖^{1,2}

(1. 中国石油勘探开发研究院, 河北廊坊 065007; 2. 中国科学院大学渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007)

基金项目: 国家科技重大专项(2017ZX05037-001); 国家“十三五”示范工程(2016ZX05062-002-001)

摘要: 选取四川盆地长宁—威远地区龙马溪组页岩储集层样品, 采用高压等温吸附仪开展高压等温吸附曲线测试, 运用自主研发页岩气流固耦合实验系统开展了单岩心对比和多岩心串联气井衰竭开发物理模拟实验; 在总结吸附、解吸规律基础上, 建立了高压等温吸附模型, 修正了含气量计算方法, 明确吸附气动用规律。研究表明, 页岩高压条件下的等温吸附规律与常规低压下吸附规律不同, 高压等温吸附曲线随压力变化存在最大过剩吸附量, 对应压力为临界解吸压力。高压等温吸附曲线可用于评价页岩吸附气量及吸附气动用程度; 高压等温吸附模型能够拟合和表征页岩高压等温吸附规律; 修正后的含气量计算方法, 可以更客观评估含气量与吸附气比例, 是储量评估和产量递减分析的理论基础; 吸附气动用程度与压力密切相关, 储集层压力低于临界解吸压力, 吸附气才能有效动用; 气井生产过程中, 近井地带压力下降幅度大, 吸附气动用程度高, 远离井筒, 吸附气动用程度低或不动用。图 14 表 2 参 25

关键词: 页岩; 高压等温吸附; 过剩吸附量; 临界解吸压力; 页岩气; 吸附曲线

中图分类号: TE37 文献标识码: A

Shale high pressure isothermal adsorption curve and the production dynamic experiments of gas well

DUAN Xianggang^{1,2}, HU Zhiming¹, GAO Shusheng¹, SHEN Rui¹, LIU Huaxun¹, CHANG Jin¹, WANG Lin^{1,2}

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang 065007, China; 2. Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, University of Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China)

Abstract: The high pressure static adsorption curves of shale samples from Silurian Changning-Weiyuan Longmaxi Formation were tested by using high pressure isothermal adsorption equipment. The physical modeling of depletion production was tested on single cores and multi-core series by using self-developed shale gas flow solid coupling experiment system. The adsorption and desorption laws were summarized and a high pressure isothermal adsorption model was established. The calculation formula of gas content was corrected, and the producing law of adsorption gas was determined. The study results show that the isothermal adsorption law of the shale reservoir under high pressure was different from the conventional low pressure. The high pressure isothermal adsorption curve had the maximum value in excess adsorption with pressure change, and the corresponding pressure was the critical desorption pressure. The high pressure isothermal curve can be used to evaluate the amount of adsorbed gas and the producing degree of adsorption gas. The high pressure isothermal adsorption model can fit and characterize the high pressure isothermal adsorption law of shale. The modified gas content calculation method can evaluate the gas content and the proportion of adsorbed gas more objectively, and is the theoretical basis of reserve assessment and production decline analysis. The producing degree of adsorption gas is closely related to the pressure, only when the reservoir pressure is lower than the critical desorption pressure, the adsorption gas can be produced effectively. In the process of gas well production, the pressure drop in the near-well area is large, the producing degree of adsorption gas is high, the adsorption gas is low in producing degree, or not produced at all, away from the wellbore.

Key words: shale; high pressure isothermal adsorption; excess adsorption; critical desorption pressure; shale gas; adsorption curve

引用: 端祥刚, 胡志明, 高树生, 等. 页岩高压等温吸附曲线及气井生产动态特征实验[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 119-127.

DUAN Xianggang, HU Zhiming, GAO Shusheng, et al. Shale high pressure isothermal adsorption curve and the production dynamic experiments of gas well[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 119-127.

0 引言

页岩储集层富含有机质,有机质中发育大量微米级孔隙,作为自生自储的非常规气藏,大量页岩气以吸附态赋存于页岩孔隙中,其比例一般超过40%,研究页岩吸附规律对含气量计算、储量评估以及产量预测具有重要意义^[1-2]。目前页岩等温吸附规律的研究多沿用煤层气的吸附理论,以室内等温吸附实验为主^[3-4],测试压力一般在6~15 MPa,远低于国内现阶段投入开发页岩储集层的压力^[5-8](四川盆地长宁—威远地区储集层温度70~120 °C,压力30~60 MPa),低温低压下的测试方法和理论能否反映真实页岩储集层气体的吸附/解吸规律值得商榷。国外研究^[9-12]表明,页岩等温吸附曲线在高压下存在先上升后下降的趋势,这与常规吸附规律有所不同,说明目前采用低压测试曲线和Langmuir模型获得储集层条件的含气量存在一定的局限性^[13-15]。吸附气在含气量中所占比例很大,是气井进入低产、稳产期后的重要气源,明确储集层条件下的页岩气吸附/解吸规律,是制订页岩气开发规划和研究产量递减规律的基础。

页岩高压等温吸附方面的研究目前未形成统一的机理认识,吸附/解吸规律不清,将导致含气量计算不准、开发规划预测误差大。因此,采用高压等温吸附仪器(最高测试压力69 MPa),选取四川盆地长宁—威远地区志留系龙马溪组页岩样品,开展储集层压力条件下的等温吸附测试、吸附气的产出特征、吸附气动用规律等实验,在此基础上建立等温吸附模型并修正页岩含气量计算方法,探索页岩气高效开发的基础理论。

1 实验设计

1.1 实验样品

实验样品选自四川盆地长宁—威远地区龙马溪组龙一段—亚段,基础参数见表1。实验中将样品分成两部分,一部分烘干后粉碎,筛选0.15~0.25 mm(100~60目)页岩样品进行等温吸附测试,另一部分柱状样品用于开发特征模拟实验。

表1 样品基础参数

地区	样品编号	取心层位	取样深度/m	总有机碳含量/%
长宁	N01井1号	龙一段—亚段	2 516	4.60
	N03井2号	龙一段—亚段	2 391	4.20
威远	V02井1号	龙一段—亚段	2 568	3.46
	V03井2号	龙一段—亚段	3 177	3.71
	V04井3号	龙一段—亚段	3 500	2.93

1.2 实验设备

等温吸附测试实验采用经典的容量法,设备为高压气体等温吸附仪,最大工作压力为69 MPa,其压力传感器精度为最大量程的0.05%,恒温油浴最高可达177 °C,控制精度为0.1 °C。开发特征模拟实验采用自主设计的页岩气衰竭开发物理模拟实验装置,可实现不同尺度、不同气体和不同岩心的页岩气流动物理模拟实验。

1.3 实验方案

1.3.1 高压等温吸附测试实验

实验装置见图1,步骤为:①将100 g样品放入样品缸,检查气密性,利用基准缸精确测量实验系统的自由空间体积(包括参照缸及连接管线空间体积、样品缸剩余的自由空间及连接管线空间体积和页岩颗粒间空隙),连续测量多次,直至误差小于5%;②抽真空后关闭样品缸,向参照缸中充入一定压力的甲烷气体,待压力平稳后打开样品缸阀门,连通两缸气体,达到压力平衡稳定后,记录平衡压力,计算测试吸附量:

$$n_{\text{test}} = 10^6 \left[\frac{p_0 V_c}{Z_0 RT} - \frac{p_1 (V_c + V_s)}{Z_1 RT} \right] \quad (1)$$

③关闭样品缸,继续向参照缸充入气体,循环上述平衡过程,直到完成全部实验。

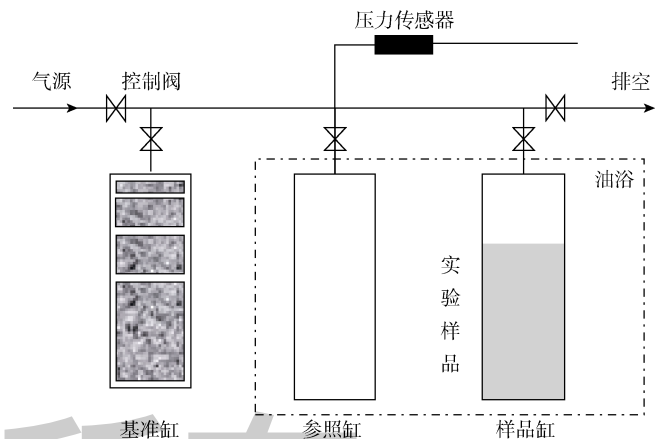


图1 容积法等温吸附曲线测试装置

1.3.2 页岩气开发特征模拟实验

实验装置见图2,方案为:①采用同层位的柱状页岩样品,干燥后放入驱替系统,饱和甲烷气体至原始地层压力状态后,打开出口端模拟储集层条件下的衰竭开发过程;②采用惰性气体氦气(忽略吸附作用)开展比对实验,分析吸附作用对产气规律的影响;③采用5块页岩样品串联的多测压点模拟实验,研究压力传播距离与吸附气动用压力的关系,根据各测点压力的变化,结合页岩物性参数和物质平衡方程研究产

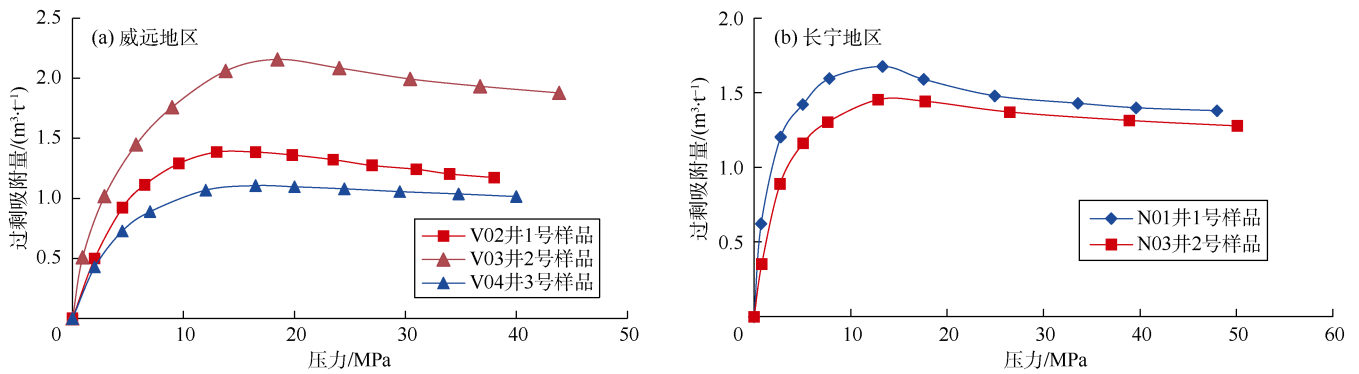


图4 不同地区页岩等温吸附曲线

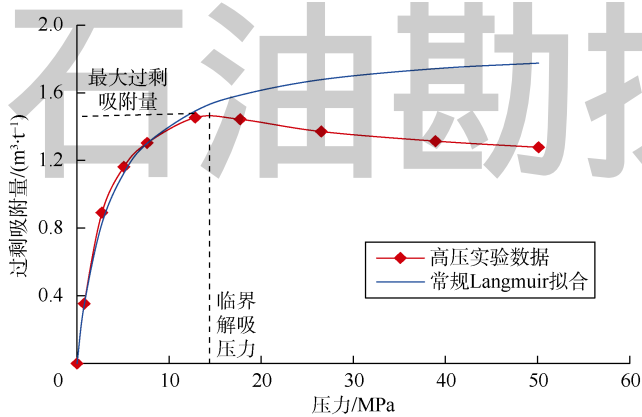


图5 最大过剩吸附量和临界解吸压力

上的绝对吸附量。吸附分子中主要存在岩石有机质和黏土矿物等固体分子对甲烷分子的色散力^[3]作用,当吸附进入高压阶段后(约大于 15 MPa),壁面吸附甲烷分子的吸附力场随压力增加变化不大,吸附分子逐渐增加并达到饱和,在密度曲线上表现为吸附相密度在高压下趋于平稳(见图 6)。而游离态分子仅受到气体分子间作用力,随着压力增加,游离分子之间的作用力持续增加,使得游离相密度一直增加。当超过一定压力之后,二者的密度差必然存在一个极值,因此过剩吸附量也必然在对应的压力上存在最大值。

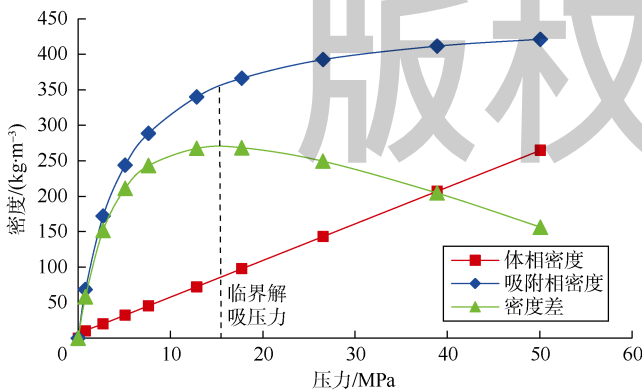


图6 吸附相和游离相密度与压力关系曲线

需要指出的是过剩吸附量在临界压力以上随着压力的增加而降低并不表示页岩的吸附能力在降低,实际上吸附空间内的绝对吸附量总是随着压力的增加而增加,类似于图 5 中采用常规 Langmuir 绝对吸附量模型拟合得到的吸附量变化曲线。在页岩高压吸附中,由于游离分子所受作用力持续增加,导致游离气在吸附空间的比例上升,表现为过剩的甲烷分子在减少,因此测试过剩吸附量降低。

3 高压等温吸附模型

过剩吸附量随着压力升高呈现先增加后降低的趋势,采用描述绝对吸附量的 Langmuir 模型及其他亚临界模型难以描述页岩的高压等温吸附规律^[20]。因此,需要建立新的模型,由(2)式和(4)式可知,过剩吸附量和绝对吸附量有如下关系:

$$G_{ex} = G_{abs} \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_a} \right) \quad (5)$$

上式中需要假设吸附相的密度,不同学者分别以液相密度 423 kg/m³、范德瓦尔斯密度 373 kg/m³以及临界密度作为吸附相密度来拟合过剩吸附量曲线^[18,21]。虽然采用各种吸附相密度能够在一定程度上描述过剩吸附量下降的变化趋势,但是存在的问题是,这些方法在不同的压力阶段都采用同样的吸附相密度,而在压力增加过程中吸附甲烷的体积不同,因此吸附相密度是变化的,仅仅在吸附饱和以后吸附相密度才接近一个定值,因此需要对此方法进行修正。

处于吸附态的分子具有一定体积,随着过剩吸附量的增大,吸附态分子所占据的体积也会不断增大直至吸附饱和。因此,可以假设吸附相体积近似等于吸附相分子所占的总体积,而吸附相分子所占的总体积可由吸附量对应的分子个数与每个吸附分子所占据的体积相乘得到,那么过剩吸附量与绝对吸附量的关

系可由吸附相体积修正得到：

$$G_{ex} = G_{abs} \left(1 - \rho_g \frac{10^3}{M} N_A V_{mole} \right) \quad (6)$$

采用 Langmuir 单层吸附模型描述页岩超临界条件下的绝对吸附量，其拟合结果与超临界吸附特征相符，具有一定的实用性，但是 Langmuir 模型中一个最主要的假设条件是固体表面是均匀的，这与页岩孔隙壁面的非均质性严重不符，故采用 Freundlich 等温吸附方程来修正固体表面的非均质性，获得 L-F 方程来描述绝对吸附量，进而可获得过剩吸附量模型为：

$$G_{ex} = G_L \frac{bp^n}{1+bp^n} \left(1 - \rho_g \frac{10^3}{M} N_A V_{mole} \right) \quad (7)$$

假设每个吸附相分子所占据的体积为球形体积，那么特征体积的计算式如下：

$$V_{mole} = \frac{1}{6} \pi d_m^3 \quad (8)$$

可以看出，修正关系式的关键在于确定吸附相分子所占的特征直径。由于壁面对分子的作用力远大于气体分子间作用力，而页岩吸附甲烷为单层吸附^[17]，因此吸附分子的特征直径可视为与吸附层厚度相等。文献[16,22]认为，单层分子的吸附厚度等于气体分子运动直径，临界解吸压力以上吸附达到饱和，单层吸附层的厚度在 0.5 nm 左右，Ambrose 等^[23]估算了给定温度和压力下的页岩气体单层厚度，约为 0.7 nm。采用上述模型对不同井的实验数据进行拟合（见图 7），拟合特征直径在 0.44~0.48 nm，与文献中给出的单层吸附层厚度基本一致。拟合结果表明，采用高压吸附模型可以很好拟合并预测高压等温吸附特征曲线，同时采用高压吸附模型可以预测地层条件下的过剩吸附量和绝对吸附量，进而为含气量计算提供吸附气数据。

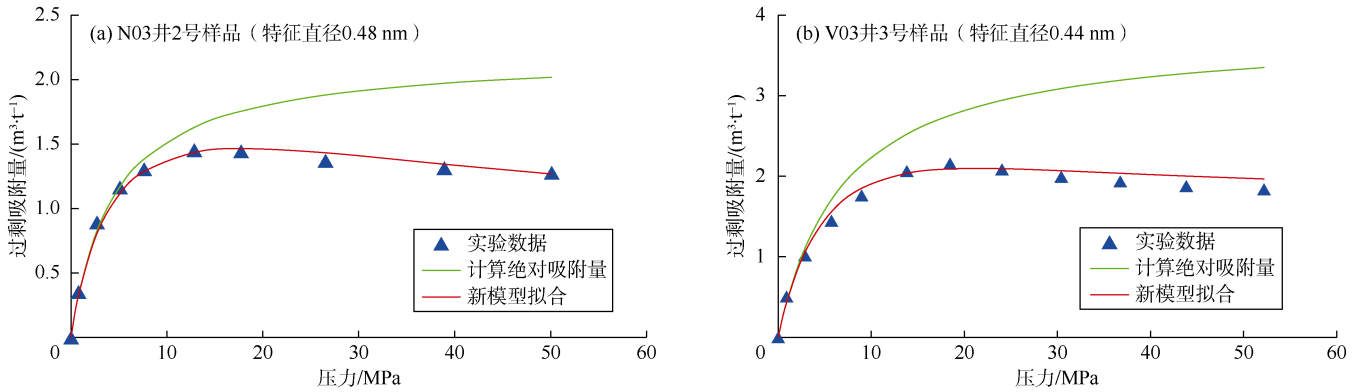


图 7 过剩吸附量模型拟合结果

4 含气量计算方法修正

含气量的准确计算是页岩气储量评估及产能预测分析的基础，一般通过实验（取心现场解吸和实验室等温吸附实验）和测井解释等方法获得。页岩气含气量主要考虑吸附气和游离气（忽略溶解气），吸附气量采用 Langmuir 模型计算，包括图 8 中吸附气和准吸附气（其中准吸附气为吸附空间内的游离气体，该部

分气体不同于吸附气，其密度与游离气密度一样），游离气量计算仅考虑图 8 中游离相中的游离气体^[24]，公式如下：

$$G_{free} = \frac{10^3 \phi S_g}{\rho_s B_g} \quad (9)$$

随着近两年研究的深入，逐渐认识到吸附态甲烷占据一定的孔隙体积，需要对游离气体所占孔隙体积进行修正，假设吸附气所占的孔隙度为 ϕ_s ，游离气量可修正为：

$$G_{free} = 10^3 \frac{\phi S_g - \phi_s}{\rho_s B_g} \quad (10)$$

目前方法的局限性在于，一是把测试的过剩吸附量当作绝对吸附量，然后利用 Langmuir 公式外推得到储集层温压下的绝对吸附量，这将对含气量的计算造成很大误差。二是游离气量的计算需要估算吸附气所

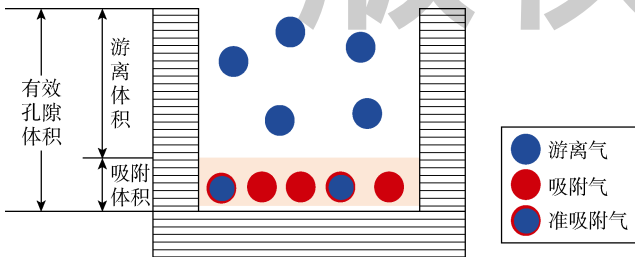


图 8 含气量组成示意图

占孔隙体积, 该体积只能通过计算获取, 无法获得相对准确值^[25]。因此笔者结合过剩吸附量模型提出含气量的计算方法。

根据图 8 及(4)式过剩吸附量与绝对吸附量关系, 可将含气量转换为过剩吸附气量和真实游离气量:

$$G_{\text{total}} = \rho_g V_p \frac{RZ_{sc} T_{sc}}{Mm_0 P_{sc}} + G_{\text{ex}} \quad (11)$$

由(11)式可知, 只需测量过剩吸附量和有效孔隙体积就可以计算含气量, 而不必考虑无法测量的绝对吸附量。

将利用高压吸附模型预测的储集层条件下的吸附气含量与 Langmuir 模型计算的结果对比(见表 2)可知, 新模型计算的吸附气量比 Langmuir 模型低了 21.18%~38.56%, 这对含气量和储量计算的影响是不可忽视的。

表 2 储集层温压条件下不同模型吸附气量计算结果

地区	样品编号	吸附气量/(m ³ ·t ⁻¹)		相对偏差/ %
		Langmuir 模型	新模型	
长宁	N01 井 1 号	1.92	1.45	24.48
	N03 井 2 号	1.70	1.34	21.18
	V02 井 1 号	2.25	1.53	32.04
威远	V03 井 2 号	2.68	1.84	31.33
	V04 井 3 号	1.95	1.20	38.56

5 气井生产动态特征

5.1 吸附气解吸生产动态对比实验

吸附气的有效动用是页岩气井生产后期稳产的保证, 在分析吸附气解吸规律时, 常规等温吸附方法存在两大难点: ①难以准确判断临界解吸压力, ②难以确定最大解吸气量。因此, 有必要开展页岩气井生产动态模拟实验, 结合高压等温吸附特征, 研究吸附气的动用规律。

过剩吸附量特征曲线表明, 当系统压力小于临界解吸压力时, 吸附气才开始大量解吸, 且不同样品的临界解吸压力不同, 范围 12.0~18.5 MPa; 当系统压力大于临界解吸压力时, 过剩吸附量随压力的增加而降低。气藏降压开采过程中, 地层压力高于临界解吸压力时, 吸附气基本不动用, 气井主要产出游离气; 地层压力小于临界解吸压力时吸附气才会大量解吸并产出。

选取 N03 井 2 号样品, 开展有吸附作用的甲烷与无吸附作用的氦气衰竭开发对比实验, 累计产气量对比见图 9。分析可知, 生产初期(生产时间小于 1 900.6

min) 氦气采气速度较快, 大部分的气很快被采出, 甲烷初期采气速度明显低于氦气。这主要因为一方面甲烷实验初期生产压力大于临界解吸压力, 吸附气未被动用, 主要产出游离气; 另一方面孔隙内甲烷吸附层占据了一部分流动通道, 降低了气体流动能力。生产进入后期(生产时间大于 1 900.6 min), 随着生产时间延长, 压力逐步下降, 出口端压力低于临界解吸压力, 甲烷吸附气开始解吸成为供给气源, 因而累产气量缓慢增加, 而氦气由于没有解吸气补充, 累产气量基本不再变化。

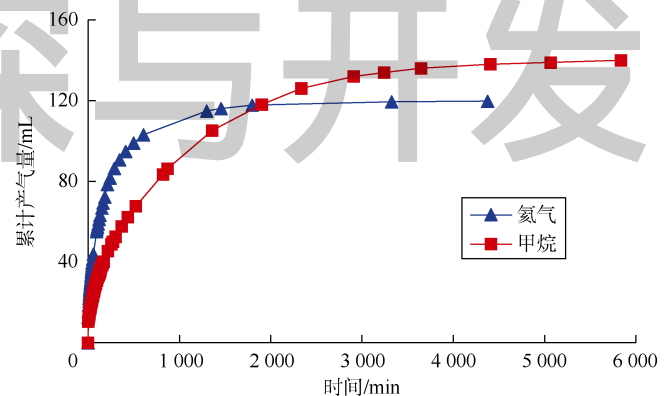


图 9 累计产气量对比曲线

从单位压差产气量指标看(见图 10), 氦气因无吸附/解吸作用, 该指标在很长时间内保持在 4 mL/MPa 上下波动, 变化幅度很小, 生产进入末期(系统压力小于约 4 MPa), 因系统能量衰竭, 该指标才迅速下降直至停产。而甲烷在生产前期(系统压力大于约 15.8 MPa), 系统压力高于临界解吸压力, 单位压差产气量随着压力的降低, 缓慢上升; 压力进一步下降, 低于临界解吸压力时, 进入吸附气解吸供给阶段, 部分吸附气开始产出, 压力下降越大, 解吸气量越大, 气源

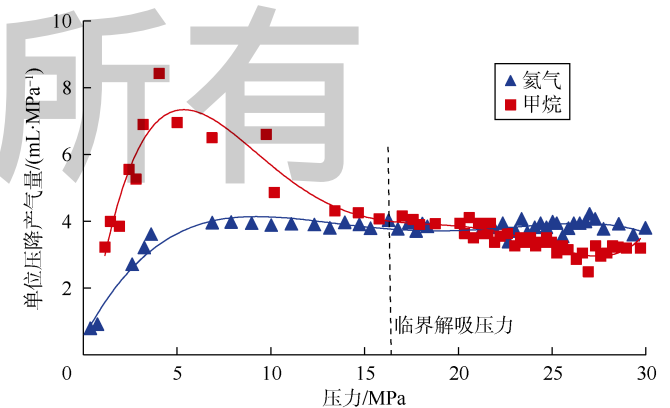


图 10 单位压降产气量对比曲线

供给越多，同时释放的流动通道越大，甲烷气体流动能力越强，单位压降产气量明显上升，动用储量快速增加。至生产末期，与氦气实验类似，因能量衰竭指标迅速下降停产。

5.2 吸附气解吸范围实验

采用单岩心无法获取生产过程中不同泄气半径处的压力分布数据，因而实验中采用5块岩心串联的方式进行衰竭开发，获取压力剖面数据，分析吸附气的动用程度与泄气半径的关系。

实验数据如图11所示，可以看出，初始产气速度很高，但下降很快，47 min后由初期的107.6 mL/h下降至10 mL/h以下，呈现典型的L型递减规律，随后进入低产阶段，累计生产650 h后，产气速度仍为1.5 mL/h。采用物质平衡方程，根据孔隙度、压力及高压等温吸附数据计算得到的累产气量和实际产气量拟合度很高，证实了新模型的可靠性。至生产后期计算累产气量略高于实测累产气量，主要原因在于计算使用的吸附气量为页岩粉碎颗粒的吸附气量，其值要高于柱状页岩样品的吸附气量，生产后期吸附气的解吸供给量略高。

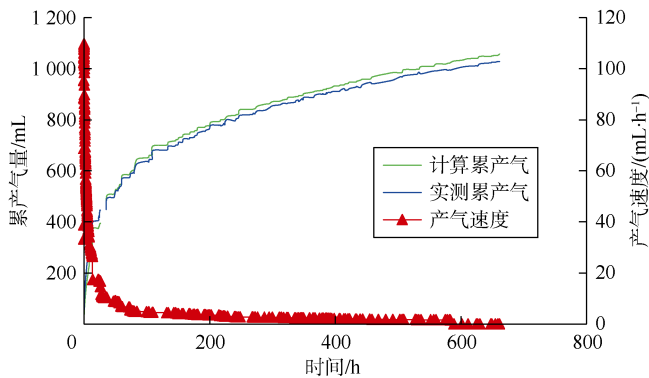


图11 串联岩心产气速度和累计产气量曲线

计算不同压力阶段的游离气和吸附气量结果如图12所示。可以看出开发初期产出气主要为游离气，累计产气量与平均视压力呈线性关系，这与常规气藏开发规律一致，但由于临界解吸压力附近吸附气开始解吸供给，累计产气量开始偏离游离气产量曲线，至实验结束，吸附气量占累计总产气量的15%。

将5块串联岩心按入口端至产气端方向编号，依次为1号、2号、3号、4号、5号，这样便于单独分析每块岩心的压力变化和吸附气采出量。

图13为不同位置的岩心生产过程中的压力变化，可以看出，越接近出口端，岩心的平均压力越低。4号和5号岩心的平均压力很快下降至临界解吸压力(约

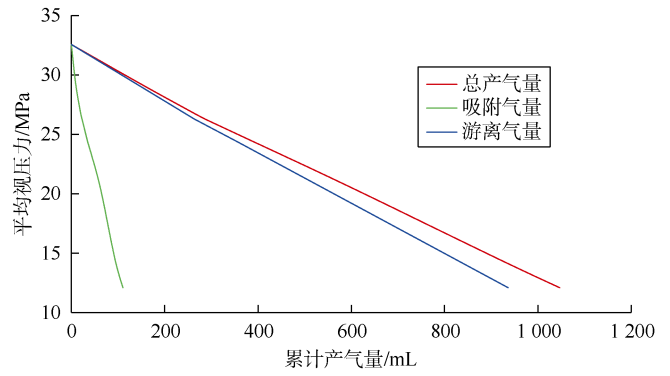


图12 计算吸附气量、游离气量及累计产气量曲线

15 MPa)以下，这两块岩心中的吸附气大量解吸，吸附气产出比例分别达到了14.4%和22.5% (见图14)；2号、3号岩心的平均压力在实验期末才降至临界压力以下，吸附气产出量很小，比例低于5.0%；1号岩心的平均压力一直大于临界解吸压力，吸附气基本不产出。这说明在气井生产过程中，近井地带压力下降快、幅度大，远低于临界解吸压力，吸附气动用程度高；远离井筒，压力下降程度小，吸附气动用程度低。因此，在生产制度设计时要充分考虑这一因素，建议生产初期

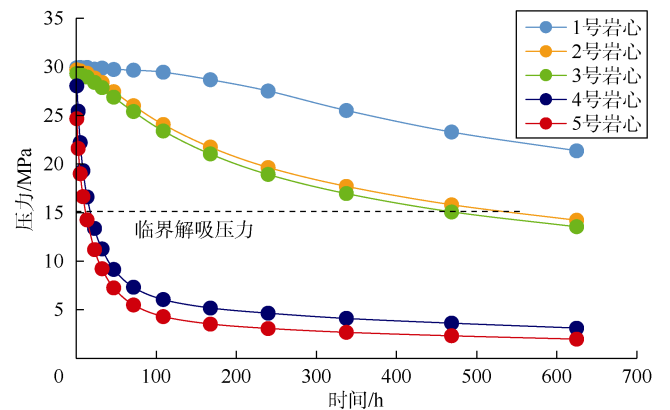


图13 生产过程中不同位置岩心平均压力变化

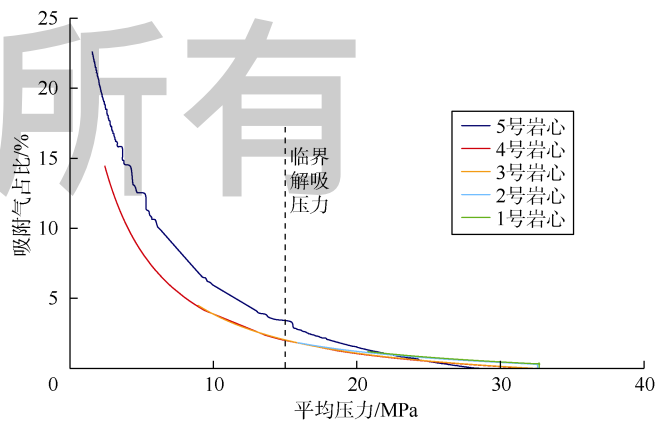


图14 生产过程中不同位置岩心吸附气产出比例

主要考虑压裂液返排、排水等,控压生产,尽可能降低出砂、缝网闭合等不利因素的影响,随后放压生产,充分发挥吸附气潜力,提高日产气量与累计产气量。

6 结论

等温吸附实验测得的吸附量为过剩吸附量,页岩高压条件下的等温吸附规律与常规低压下吸附规律不同,高压等温吸附曲线随压力变化存在最大过剩吸附量,对应压力为临界解吸压力,高压等温吸附曲线可用于评价页岩吸附气量及吸附气动用程度。

建立的高压等温吸附模型能够拟合和表征页岩高压等温吸附规律;修正的含气量计算方法,可以更客观评估含气量与吸附气比例,是储量评估和产量递减分析的理论基础。

吸附气动用程度与压力密切相关,储集层压力低于临界解吸压力,吸附气才能有效动用。气井生产过程中,近井地带压力下降幅度大,吸附气动用程度高,远离井筒,吸附气动用程度低或不动用。建议页岩气开发采用初期控压、后期放压的开发模式,以最大程度提高吸附气的采收率。

符号注释:

b ——吸附常数,与温度、吸附剂有关; B_g ——体积系数; f ; d_m ——单个吸附相分子所占的特征直径, m ; G_{abs} ——绝对吸附量, m^3/t ; G_{ex} ——过剩吸附量, m^3/t ; G_{free} ——游离气量, m^3/t ; G_L ——Langmuir 体积,表示最大吸附能力, m^3/t ; G_{total} ——总含气量, m^3/t ; m_0 ——页岩样品质量, kg ; M ——甲烷分子摩尔质量, g/mol ; n ——与吸附分子、吸附剂表面作用强度有关的参数,当 $n=1$ 时就退化成 Langmuir 模型; n_{abs} ——测试绝对吸附量, mol ; n_{test} ——测试吸附量, mol ; N_A ——阿伏伽德罗常数, $6.02 \times 10^{23} mol^{-1}$; p ——气体压力, MPa ; p_0 ——平衡前参照缸压力, MPa ; p_1 ——平衡后系统压力, MPa ; p_{sc} ——标准状况压力, MPa ; R ——通用气体常数, $8.314 m^3 \cdot Pa/(mol \cdot K)$; S_g ——含气饱和度, $\%$; T ——系统温度, K ; T_{sc} ——标准状况温度, K ; V_a ——吸附相体积, m^3 ; V_c ——参照缸体积, m^3 ; V_p ——页岩有效孔隙体积, m^3 ; V_{mole} ——每个吸附相分子所占的特征体积, m^3 ; V_s ——样品缸自由体积, m^3 ; Z_0 ——平衡前压缩因子,无因次; Z_1 ——平衡后压缩因子,无因次; Z_{sc} ——标准状态压缩因子,无因次; ρ_a ——吸附相密度, kg/m^3 ; ρ_g ——游离相密度, kg/m^3 ; ρ_s ——页岩密度, kg/m^3 ; ϕ ——孔隙度, $\%$; ϕ_s ——吸附气所占的孔隙度, $\%$ 。

参考文献:

[1] 邹才能,董大忠,王玉满,等.中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J].石油勘探与开发,2016,43(2):166-178.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (II)[J]. Petroleum

Exploration and Development, 2016, 43 (2): 166-178.
[2] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
[3] 左罗,熊伟,郭为,等.页岩气赋存力学机制[J].新疆石油地质,2014,35(2):32-36.
ZUO Luo, XIONG Wei, GUO Wei, et al. The mechanism of occurrence state of shale gas[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(2): 32-36.
[4] 赵文智,李建忠,杨涛,等.中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J].石油勘探与开发,2016,43(4):499-510.
ZHAO Wenzhi, LI Jianzhong, YANG Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 499-510.
[5] 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):101-105.
GUO Wei, XIONG Wei, GAO Shusheng, et al. The influence of temperature of isothermal adsorption/desorption characteristics of shale gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 101-105.
[6] 熊伟,郭为,刘洪林,等.页岩的储层特征以及等温吸附特征[J].天然气工业,2012,32(1):113-116.
XIONG Wei, GUO Wei, LIU Honglin, et al. Shale reservoir characteristics and isothermal adsorption properties[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(1): 113-116.
[7] YUAN W, PAN Z, LI X, et al. Experimental study and modeling of methane adsorption and diffusion in shale[J]. Fuel, 2014, 117: 509-519.
[8] 腾格尔,申宝剑,俞凌杰,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气形成与聚集机理[J].石油勘探与开发,2017,44(1):69-78.
TENGGER Borjigin, SHEN Baojian, YU Lingjie, et al. Mechanisms of shale gas generation and accumulation in the Ordovician Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 69-78.
[9] GASPARIK M, GHANIZADEH A, BERTIER P, et al. High-pressure methane sorption isotherms of black shales from the Netherlands[J]. Energy & Fuels, 2012, 26(8): 4995-5004.
[10] GASPARIK M, GENSTERBLUM Y, GHANIZADEH A, et al. High-pressure high-temperature methane sorption measurements on Carbonaceous shales by the manometric method experimental and data evaluation considerations for improved accuracy[R]. SPE 174543, 2015.
[11] MERKEL A, FINK R, LITTKER. High pressure methane sorption characteristics of lacustrine shales from the Midland Valley Basin, Scotland[J]. Fuel, 2016, 182: 361-372.
[12] REXER T F T, BENHAM M J, APLIN A C, et al. Methane adsorption on shale under simulated geological temperature and pressure conditions[J]. Energy & Fuels, 2013, 27(1): 3099-3109.
[13] 赵天逸,宁正福,曾彦.页岩与煤岩等温吸附模型对比分析[J].新疆石油地质,2014,35(3):319-323.
ZHAO Tianyi, NING Zhengfu, ZENG Yan. Comparative analysis of isothermal adsorption models for shale and coals[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(3): 319-323.
[14] 李相方,蒲云超,孙长宇,等.煤层气与页岩气吸附/解吸的理论再认识[J].石油学报,2014,35(6):1113-1129.
LI Xiangfang, PU Yunchao, SUN Changyu, et al. Recognition of

- absorption/desorption theory in coalbed methane reservoir and shale gas reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(6): 1113-1129.
- [15] SINGH H, JAVADPOUR F. Langmuir slip-Langmuir sorption permeability model of shale[J]. *Fuel*, 2016, 164: 28-37.
- [16] 侯吉瑞, 赵凤兰. 界面化学及其在EOR中的应用[M]. 北京: 科学出版社, 2014: 53-56.
- HOU Jirui, ZHAO Fenglan. *Interface chemistry and its application in EOR*[M]. Beijing: Science Press, 2014: 53-56.
- [17] ZUO L. A new method to calculate the absolute amount of high-pressure adsorption of supercritical fluid[J]. *Iranian Journal of Chemistry & Chemical Engineering*, 2015, 34(2): 61-71.
- [18] 周尚文, 王红岩, 薛华庆, 等. 页岩过剩吸附量与绝对吸附量的差异及页岩气储量计算新方法[J]. *天然气工业*, 2016, 36(11): 12-20.
- ZHOU Shangwen, WANG Hongyan, XUE Huaqing, et al. Difference between excess and absolute adsorption capacity of shale and a new shale gas reserve calculation method[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(11): 12-20.
- [19] ZUO L, WANG Y, GUO W, et al. Methane adsorption on shale insights from experiments and a simplified Local Density Model[J]. *Adsorption Science & Technology*, 2014, 32(7): 535-556.
- [20] 张庆玲. 页岩容量法等温吸附实验中异常现象分析[J]. *煤田地质与勘探*, 2015, 43(5): 31-33.
- ZHANG Qingling. The analysis of abnormal phenomena in shale isothermal adsorption volumetric test[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2015, 43(5): 31-33.
- [21] CHAREONSUPPANIMIT P, MOHAMMAD S A, ROBINSON R L, Jr, et al. High-pressure adsorption of gases on shales: Measurements and modeling[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 95(2): 34-46.
- [22] LIU Y, ZHU Y, LI W, et al. Molecular simulation of methane adsorption in shale based on grand canonical Monte Carlo method and pore size distribution[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 30: 119-126.
- [23] AMBROSE R J, HARTMAN R C, CAMPOS M D, et al. New pore-scale considerations for shale gas in place calculations[R]. SPE 131772, 2010.
- [24] 左罗, 王玉普, 熊伟, 等. 页岩含气量计算新方法[J]. *石油学报*, 2015, 36(4): 469-474.
- ZUO Luo, WANG Yupu, XIONG Wei, et al. A new method to calculate the shale gas content[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(4): 469-474.
- [25] 薛冰, 张金川, 杨超, 等. 页岩含气量理论图版[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(2): 339-346.
- XUE Bing, ZHANG Jinchuan, YANG Chao, et al. Theoretical chart of shale gas content[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(2): 339-346.

第一作者简介: 端祥刚(1987-), 男, 安徽宿州人, 博士, 中国石油勘探开发研究院工程师, 主要从事非常规油气渗流研究工作。地址: 河北省廊坊市44号信箱, 中国石油勘探开发研究院渗流流体力学研究所, 邮政编码: 065007。E-mail: duanxg69@petrochina.com.cn

收稿日期: 2017-07-05 修回日期: 2017-12-23

(编辑 唐俊伟)

(上接第50页)

- [32] JACQUEMYN C, HUYSMANS M, HUNT D, et al. Multi-scale three-dimensional distribution of fracture- and igneous intrusion-controlled hydrothermal dolomite from digital outcrop model, Latemar platform, Dolomites, northern Italy[J]. *AAPG Bulletin*, 2015, 99(5): 957-984.
- [33] YOUNG-SEO K, DAVID C P P, DAVID J S. Fault damage zones[J]. *Journal of Structural Geology*, 2004, 26(3): 503-517.
- [34] PUTZ-PERRIER M W, SANDERSON D J. Distribution of faults and extensional strain in fractured carbonates of the North Malta Graben[J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(4): 435-456.
- [35] BISDOM K, GAUTHIER B D M, BERTOTTI G, et al. Calibrating discrete fracture-network models with a carbonate three-dimensional outcrop fracture network: Implications for naturally fractured reservoir modeling[J]. *AAPG Bulletin*, 2014, 98(7): 1351-1376.
- [36] ZENG L, TANG X, WANG T, et al. The influence of fracture cements in tight Paleogene saline lacustrine carbonate reservoirs, western Qaidam Basin, northwest China[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(11): 2003-2017.
- [37] GUERRIERO V, MAZZOLI S, IANNACE A, et al. A permeability model for naturally fractured carbonate reservoirs[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 40: 115-134.
- [38] GONZALEZ G, GERBAULT M, MARTINOD J, et al. Crack formation on top of propagating reverse faults of the Chuculay Fault System, northern Chile: Insights from field data and numerical modeling[J]. *Journal of Structural Geology*, 2008, 30(6): 791-808.
- [39] EEANS J P. Thickness-displacement relationships for fault zones[J]. *Journal of Structural Geology*, 1990, 12(8): 1061-1065.
- [40] SCHOLZ C H, DAWERS N H, YU J Z, et al. Fault growth and fault scaling laws: Preliminary results[J]. *Journal of Geophysical Research*, 1993, 98(B12): 21951-21961.
- [41] CHILDS C, NICOL A, WALSH J J, et al. Growth of vertically segmented normal faults[J]. *Journal of Structural Geology*, 1996, 18(18): 1389-1397.
- [42] JOHRI M, ZOBACK M D, HENNINGS P. A scaling law to characterize fault-damage zones at reservoir depths[J]. *AAPG Bulletin*, 2014, 98(10): 2057-2079.
- [43] 郑多明, 李志华, 赵宽志, 等. 塔里木油田奥陶系碳酸盐岩缝洞储层的定量地震描述[J]. *中国石油勘探*, 2011, 16(5): 57-62, 78.
- ZHENG Duoming, LI Zhihua, ZHAO Kuanzhi, et al. Quantitative seismic characterization of Ordovician fracture-cavity carbonate reservoirs in Tarim Oilfield[J]. *China Petroleum Exploration*, 2011, 16(5): 57-62, 78.
- [44] 朱仕军, 唐绪磊, 朱鹏宇, 等. 碳酸盐岩缝洞储层地震反射波特征及其与油气的关系[J]. *天然气工业*, 2014, 34(4): 57-61.
- ZHU Shijun, TANG Xulei, ZHU Pengyu, et al. Reflection characteristics of seismic waves of carbonate cave reservoirs and their significance to the oil and gas discovery[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(4): 57-61.

第一作者简介: 能源(1982-), 男, 山东费县人, 博士, 中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院高级工程师, 主要从事复杂构造带构造建模及油气勘探工作。地址: 新疆库尔勒市石化大道26号, 塔里木油田公司勘探开发研究院, 邮政编码: 841000。E-mail: nengyuan@foxmail.com

收稿日期: 2017-06-25 修回日期: 2017-12-19

(编辑 黄昌武)