

引用格式:袁玉松,方志雄,何希鹏,等.彭水及邻区龙马溪组页岩气常压形成机制[J].油气藏评价与开发,2020,10(1):9-16.

YUAN Y S, FANG Z X, HE X P, et al. Normal pressure formation mechanism of Longmaxi shale gas in Pengshui and its adjacent areas[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 9-16.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.01.002

彭水及邻区龙马溪组页岩气常压形成机制

袁玉松¹,方志雄²,何希鹏²,李双建¹,彭勇民¹,龙胜祥¹

(1.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083;2.中国石化华东油气分公司,南京 210000)

摘要:彭水及邻区龙马溪组页岩气藏在地质历史时期存在过超压现象,但现今为常压,发生了由超压向常压的转变。通过抬升过程中地层压力演化模拟,揭示龙马溪组泥页岩在抬升过程中发生了超压破裂,产生裂缝,导致页岩气散失和超压释放。依据泥页岩覆压渗透率测试分析数据,认为当龙马溪组泥页岩裂缝面上所受的正应力大于15 MPa,即埋深大于1 000 m时裂缝将发生闭合。但裂缝闭合程度受泥页岩超固结比(OCR)影响,处于脆性带之下的泥页岩,OCR相对小,裂缝闭合程度相对高,超压可能未完全释放,现今仍然维持一定程度的超压;处于脆性带之上的泥页岩,OCR越大,裂缝闭合程度越差,对页岩气保存不利,容易导致超压完全释放,变为常压。泥页岩的OCR与地层流体压力系数之间具有显著的相关性,OCR比越大,越趋于常压。

关键词:页岩气;常压;超固结比;脆性;裂缝闭合

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Normal pressure formation mechanism of Longmaxi shale gas in Pengshui and its adjacent areas

YUAN Yusong¹, FANG Zhixiong², HE Xipeng², LI Shuangjian¹, PENG Yongmin¹, LONG shengxiang¹

(1.Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China;

2.Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210011, China)

Abstract: The shale gas reservoirs in Longmaxi formation in Pengshui and its adjacent areas were overpressured in geological history, but nowadays they transformed into normal pressure. Through the simulation of formation pressure evolution in the uplifting process, it is revealed that Longmaxi shale was fractured under excessive pressure in this process, resulting in shale gas loss and therefore overpressure release. By overburden pressure permeability test, it is found that when the normal stress on the mudstone fracture surface of Longmaxi formation is more than 15 MPa, that is to say, when the buried depth is more than 1 000 m, the cracks will be closed, but the degree of fracture closure is affected by overconsolidation ratio (OCR) of shale. For the mudstone or shale under the brittle zones, OCR is relatively small, the closure degree of fracture is relatively high, the overpressure may not be completely released, and a certain degree of overpressure is still maintain. But for those above the brittle zones, the lager the OCR, the worse the fracture closure degree, and it is apt to cause the overpressure released completely, finally transit to normal pressure state. There is a significant correlation between OCR and the pressure coefficient of the formation fluid, that is, the higher the OCR ratio, the more normal the pressure will tend to be.

Key words: shale gas, normal pressure, overconsolidation ratio, brittleness, fracture closure

收稿日期:2019-07-31。

第一作者简介:袁玉松(1967—),男,博士,研究员,主要从事沉积盆地构造热演化和盖层封闭性研究。通信地址:北京市海淀区北四环中路奥运大厦803,邮政编码:100197。E-mail:yuany.syky@sinopec.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061);国家重点研发计划“深地资源勘查开采”专项“超深层及中新元古界盖层封闭性与油气保存机理”(2017YFC0603105)。

志留系龙马溪组页岩气藏在四川盆地内部常常存在超压(压力系数 > 1.2)现象,而在彭水地区则为常压(压力系数 0.8 ~ 1.2)^[1]。龙马溪组页岩气初始测试产量与地层压力系数呈明显正相关关系^[2],可见,常压形成机制研究对页岩气勘探评价具有重要意义。龙马溪组富有机质泥页岩早期埋藏深度大,经历了强烈的压实和成岩演化,有机质热演化程度高,干酪根生烃和液态烃裂解生气作用下都有可能产生超压。关于常压页岩气的形成机制,前人开展了少量研究。聂海宽^[3]认为,常压页岩气藏可分为优质页岩缺失/减薄型、早期逸散型、断裂破坏型和残留向斜型4种主要类型,其分布与富集主要受构造作用控制。李双建^[4]等认为晚期构造抬升的早晚、多期应力场的叠加改造和高角度裂缝的发育程度是影响页岩气超压后期保持的控制因素。彭水及邻区龙马溪组页岩气现今为常压是晚期遭受构造改造的结果^[1,5],构造作用是控制页岩气保存和常压形成的关键。然而,构造作用究竟如何控制页岩气的保存条件,具体怎么评价构造作用对页岩气保存的影响,超压是如何转变为常压的,这些问题尚未解答。该文将从泥页岩抬升超压破裂、泥页岩超固结比(Overconsolidation Ratio, 缩写为OCR)以及泥页岩裂缝的覆压闭合特征等方面阐述构造作用如何控制彭水及邻区志留系龙马溪组页岩气常压的形成机制。

1 泥页岩抬升超压破裂

抬升剥蚀作用对页岩气压力的影响主要体现在2个方面:一方面,抬升剥蚀引起上覆地层压力减小,围压降低,孔隙回弹,泥页岩超固结比增大,脆性增大,容易发生脆性破坏,形成裂缝^[6-7],导致页岩气散失;另一方面,抬升剥蚀作用使得地层温度降低,一定程度上导致地层压力降低,但是由于静水压力降低,地层压力系数反而增大,产生超压或者在原有超压基础上超压程度进一步增强,甚至超过泥页岩水力压裂的流体压力门限值,发生超压破裂,产生超压裂缝,导致页岩气散失,超压释放。

在志留系页岩气藏中,由于气体主要富集在有机孔之中,而有机孔内地层水含量低,因此,抬升过程中温度降低造成的地层水收缩对页岩气储集空间的影响可以忽略。由于抬升过程中,压力降低会使气体体积膨胀,同时上覆载荷的卸载也会使气藏压

力系数相对增加,因此,页岩气藏抬升过程中流体压力和压力系数的变化取决于孔隙回弹、温度降低和上覆地层卸载三者耦合作用的总体影响。

孔隙回弹对储集层压力影响的定量分析可由式(1)计算^[8]:

$$\Delta P = -\frac{1+\mu}{3} \frac{1-\mu}{1-\mu} \frac{C_r}{C_r + C_w} \rho_r g \Delta h \quad (1)$$

式中: ΔP 为储集层压力变化,Pa; μ 为岩石泊松比,取0.25; C_r 为岩石压缩系数,取 $1 \times 10^{-3} \text{MPa}^{-1}$; C_w 为水的压缩系数,取 $3 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$; ρ_r 为遭受剥蚀的地层平均密度,取 $(2.5 \sim 2.6) \times 10^3 \text{kg/m}^3$; g 为重力加速度, 9.8m/s^2 ; Δh 为构造抬升过程中地层的剥蚀厚度,m。

温度的降低对单位体积内岩石和流体的体积变化的影响由式(2)进行计算^[9]:

$$\Delta V = \Delta T [\alpha_w \varphi + \alpha_r (1 - \varphi)] \quad (2)$$

式中: ΔV 为体积变化量, m^3 ; ΔT 为温度变化量($\Delta T = \Delta t + 273.15$),K; α_w 为地层卤水的膨胀系数, $400 \times 10^{-6} \text{K}^{-1}$; α_r 为岩石的膨胀系数, $9 \times 10^{-6} \text{K}^{-1}$; φ 为孔隙度。

PVTsim 模拟边界条件:①龙马溪组气藏的气体全部为 CH_4 ;②在超压破裂之前龙马溪组泥页岩为封闭体系;③不考虑抬升过程中游离气和吸附气的相互转化,也不考虑页岩气扩散作用的影响;④抬升前的初始压力由流体包裹体古压力恢复获得。依据理想气体的状态方程 $PV=nRT$ 模拟抬升过程中地层压力随流体体积和温度变化而动态演化的过程。式中, P 为压力,Pa; V 为摩尔体积, m^3 ; T 为绝对温度,K; n 为气体的摩尔数,mol; R 为气体常数, $R \approx 8.314 \text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ 。抬升过程中主要考虑温度、卸载以及孔隙回弹对流体压力的影响,利用PVTsim2.0软件^[10-11]模拟彭水及邻区代表性页岩气探井龙马溪组抬升过程中地层流体压力的演化特征。模拟结果揭示,抬升过程中虽然龙马溪组的地层压力有所降低,但压力系数却显著增大。依据流体包裹体古压力恢复彭水地区PY1井抬升前龙马溪组压力系数为1.5 ~ 1.7,在不考虑超压破裂的情况下,抬升过程中龙马溪组压力系数可达2.6(图1)。依据PY1HF分段压裂数据计算获得龙马溪组最小水平主应力方向的附加构造应力系数为0.564,那么,超压破裂系数为2.48,即当地层流体压力系数达到2.48时,PY1井龙马溪组泥页岩将发生超压破裂。流体包裹体古压力恢复涪陵地区JY1井抬升前龙马溪组压力系数为1.92,在不考虑超压破裂的情况下,抬升过程中龙马溪组压力系数可达到

2.8(图2)。依据JY1HF分段压裂数据计算获得龙马溪组的最小水平主应力方向附加构造应力系数为0.639,那么,超压破裂系数为2.78,即当地层流体压力系数达到2.78时,JY1井龙马溪组泥页岩将发生超压破裂。

可见,无论是JY1井还是PY1井,龙马溪组泥页岩在抬升过程中都将发生超压破裂,导致天然气散失、压力释放,地层流体压力系数降低。但是JY1井龙马溪组现今压力系数为1.3~1.5,仍然维持一定程度的超压,而PY1井龙马溪组现今压力系数仅为0.98,已经变为常压。同样是抬升超压破裂,现今的压力系数却不同,这可能主要与受泥页岩超固结比影响的裂缝覆压闭合程度有关。

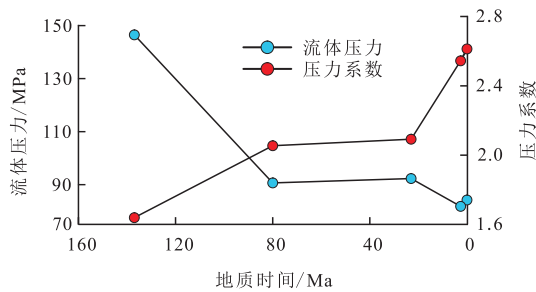


图1 不考虑泥页岩超压破裂条件下PY1井龙马溪组流体压力演化史

Fig. 1 Fluid pressure evolution history of Longmaxi Formation in well-PY1 without considering overpressure fracture of shale

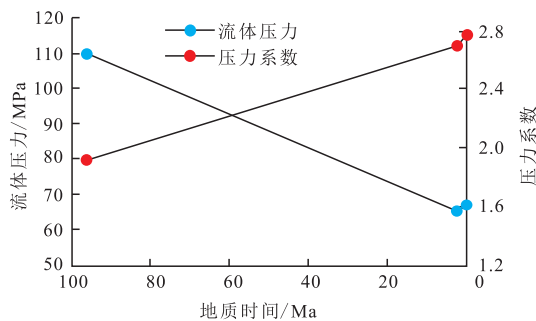


图2 不考虑泥页岩超压破裂条件下JY1井龙马溪组流体压力演化史

Fig. 2 Fluid pressure evolution history of Longmaxi Formation in well-JY1 without considering overpressure fracture of shale

2 泥页岩超固结比与地层压力系数

在页岩气勘探开发中,杨氏模量和泊松比以及脆性矿物含量经常用于评价泥页岩的脆性。泊松比越小,脆性越大;随着杨氏模量的增加,脆性增

加^[12]。石英、长石和碳酸盐矿物为泥页岩中常见的脆性矿物组分,脆性矿物含量越高,脆性越大^[13]。然而,脆性并非完全由泥页岩本身决定,除了岩性、矿物组成、总有机碳含量、成岩作用、热成熟度、孔隙度等因素之外,还受有效应力、温度和流体等多种因素的影响^[14-16]。在沉积盆地油气勘探领域之内,温度(<200℃)对泥页岩的岩石力学性质虽然有一定影响,但远远小于围压的影响^[17]。

正是考虑到围压对泥页岩脆延性的显著影响,该文引入了超固结比(OCR)这一参数评价泥页岩的脆延性特征。泥页岩超固结比,指泥页岩在地质历史时期所经受的最大垂直有效压力(σ'_{vmax})与现今垂直有效压力(σ'_v)之比^[18-19]。即:

$$C_{OCR} = \frac{\sigma'_{vmax}}{\sigma'_v} \approx \frac{(\rho_1 - 1.07) H_{max}}{(\rho_2 - 1.07) H_{present}} \quad (3)$$

式中: C_{OCR} 为泥页岩超固结比; ρ_1 为最大埋深时上覆地层平均密度, g/cm^3 ; ρ_2 为现今上覆地层平均密度, g/cm^3 ; H_{max} 为最大古埋深, m ; $H_{present}$ 为现今埋深, m 。

正常固结泥页岩的 OCR 等于1,超固结泥页岩 OCR 大于1。抬升剥蚀越大, OCR 越大,泥页岩脆性越大。通过埋藏史恢复,得到古埋深,由古埋深计算最大垂直有效压力和抬升之后任一时间点的垂直有效压力^[20]。由于抬升前后地层密度基本保持不变, ρ_1 和 ρ_2 可认为近似相等,彭水地区龙马溪组上覆平均密度为 $2.6 g/cm^3$ 。依据式(3)便可以计算得到 OCR 演化史,包括现今的 OCR 值。彭水及邻区10口探井龙马溪组现今的 OCR 计算结果表明(表1),现今的 OCR 值(也是 OCR 的最大值)与地层流体压力系数之间具有较好的相关性(图3),表1中志留系龙马溪组压力系数预测值由图3得到的拟合关系式计算得到,地层压力系数计算值与实测值之间的误差为 0.12 ± 0.08 ,可见 OCR 可以很好地反映页岩气的保存条件和现今地层压力特征。

当 OCR 达到某一门限值时,泥页岩完全转变为脆性^[6]。如,当志留系龙马溪组的 OCR 达到脆性破裂的门限值为 $2.6^{[7]}$,为脆性泥页岩。当然,同一深度处特定层系泥页岩的脆性大小还受脆性矿物含量和泊松比以及杨氏模量等参数的影响。当 OCR 达到脆性门限值($C_{OCR门限值}$)时的埋深,即为脆性带底界深度(H_b):

$$H_b \approx \frac{H_{max}}{C_{OCR门限值}} \quad (4)$$

由脆性带底界和现今埋深即可评价泥页岩现今

表1 彭水及邻区代表性探井龙马溪组泥页岩OCR值及地层压力系数

Table 1 OCR and formation pressure values for Longmaxi shale of representative exploration wells in Pengshui and its adjacent areas

井名	现今埋深/m	最大古埋深/m	OCR	志留系压力系数实测值	志留系压力系数预测值	误差
PY1	2 153	6 243	2.70	0.96	1.05	0.09
HY1	2 162	6 461	3.00	1.01	0.99	0.02
PY3	3 021	6 216	2.10	1.05	1.21	0.16
DY1	2 050	5 045	2.50	1.15	1.10	0.05
LY1	2 832	5 831	2.10	1.20	1.21	0.01
SY1	3 467	5 462	1.57	1.30	1.43	0.13
NY1	4 405	5 700	1.29	1.40	1.59	0.19
JY1	2 409	5 708	2.20	1.45	1.18	0.27
JS1	4 985	6 904	1.40	1.67	1.52	0.15
DY2	4 359	6 354	1.27	1.78	1.61	0.17

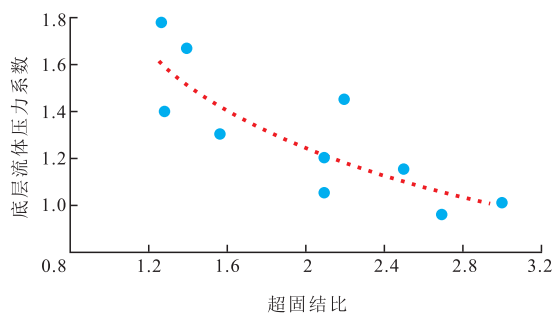


图3 志留系龙马溪组OCR与地层流体压力系数关系
Fig. 3 Relation between OCR and fluid pressure coefficient in Silurian Longmaxi Formation

脆性大小以及发生脆性破坏的可能性,从而评价页岩气的保存条件。以中国南方川东—鄂西地区一些代表性钻井为例,由式(4)可计算得到龙马溪组脆性带底界介于1 940~2 763 m,平均值为 $2\ 353\pm 260$ m(表2)。将计算获得的脆性带底界深度与其现今埋

表2 彭水及邻区志留系泥页岩脆性带底界埋深数据
Table 2 Buried depth of bottom boundary of brittle zone of Silurian shale in Pengshui and its adjacent areas

井名	志留系底界最大埋深/m	志留系底界现今埋深/m	脆性带底界/m	保存条件
HY1	6 461	2 162	2 485	
PY1	6 243	2 153	2 401	较差
DY1HF	5 545	2 050	2 132	
LY1	5 831	2 832	2 242	
JY1	5 708	2 409	2 195	较好
DY2HF	6 354	4 359	2 443	好

深比较,即可确定泥页岩现今所处的保存环境的好坏,如果处于脆性带底界之上,则保存环境较差。

3 泥页岩裂缝的覆压闭合特征

无论是褶皱作用、断裂作用还是抬升剥蚀作用对页岩气保存的控制,都是因为泥页岩的完整性破坏,产生裂缝,导致页岩气散失。当引起产生裂缝的构造作用消失之后,深埋地下的泥页岩裂缝在上覆地层重力作用和水平方向的应力作用下可发生覆压闭合。

在四川盆地川南地区长宁县双河镇志留系龙马溪组剖面同一岩块上钻取4件泥岩小圆柱样品(泥岩-1,泥岩-2,泥岩-3,泥岩-4),钻取样品的岩块由大型挖掘机挖出,虽然是露头样品,但相对新鲜,受风化作用影响相对较小。该剖面龙马溪组总有机碳含量(TOC)平均值为1.45%,镜质体反射率平均值为3.0%,石英含量35%,方解石5%,黏土55%,其他占5%。黏土矿物中伊利石含量占48%,伊蒙混层占39%,绿泥石占13%。对以上4件样品预造裂缝,开展应力敏感性分析^[21],人造裂缝的应力敏感性试验步骤如下:

1) 先选取岩心样品,气测岩心原始渗透率;再劈开岩心,气测岩心裂缝渗透率。

2) 根据岩心裂缝渗透率情况选择适当的初始围压,使围压值至少大于岩心进口压力1.5 MPa。

3) 选定适当氮气流速的进口压力,保持进口压力值不变,缓慢增加围压,围压方向与裂缝面垂直,使净围压依次为5 MPa,7 MPa,10 MPa,15 MPa,20 MPa,30 MPa,40 MPa,50 MPa,60 MPa,具体围压大小可以视岩心的强度而定。

4) 每一个压力点持续30 min后,按规定间隔测量压力、流量、时间及温度,待流动状态趋于稳定后,记录检测数据,计算渗透率。

5) 缓慢减小围压,按步骤3中的压力依次减小,每一压力点持续1小时后测定各项数据,计算渗透率。

试验结果见表3和表4。

分析测试结果表明,当上覆垂直有效应力从0 MPa增加到15 MPa左右时,泥-1和泥-3样品的渗透率快速降低,围压从15 MPa增加到60 MPa,样品的渗透率基本保持不变。从图4看,泥-2样品的渗透率随围压变化曲线拐点也大致在15 MPa左右。只有泥-4

表3 泥页岩人造裂缝前后的渗透率对比
Table 3 Comparison of permeability before and after artificial cracks in shale

岩样编号	长度/cm	直径/cm	温度/℃	气体黏度/(mPa·s)	造缝前渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	造缝后渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$
泥-1	3.933	2.487	12	0.017 78	0.002 769	19.503
泥-2	3.239	2.490	12	0.017 78	0.003 701	33.433
泥-3	3.284	2.502	12	0.017 78	0.003 466	18.176
泥-4	2.544	2.493	12	0.017 78	0.003 687	23.588

样品的数据有所偏差,但从图4的曲线上看,泥-4曲线拐点大致在20~25 MPa。如果考虑测试分析误差和样品的非均质性等因素的影响,可以认为志留系龙马溪组泥页岩大致在15~25 MPa,产状水平的顺层裂缝在15~25 MPa发生覆压闭合,转换成深度大致为1 000~1 600 m。那么如果地层倾斜,则需要作用于层理面的正应力达到15~25 MPa,也就是垂直有效应力在裂缝面上的分量达到15~25 MPa。即:

表4 泥页岩人造裂缝渗透率随围压变化数据

Table 4 Variation of artificial fracture permeability of shale with confining pressures

泥-1		泥-2		泥-3		泥-4	
围压/MPa	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	围压/MPa	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	围压/MPa	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	围压/MPa	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$
1.00	19.503 000	1.0	33.433 00	1.0	18.176 000	1.0	23.588 000
3.20	9.889 109	9.05	5.639 825	5.4	7.249 812	10.1	12.915 430
5.15	4.742 773	11.5	3.237 930	8.35	2.961 592	12.2	9.766 560
7.15	3.837 527	14.0	1.447 781	11.2	1.574 693	15.2	6.350 846
10.25	2.090 685	19.9	0.443 591	15.2	0.785 671	20.6	2.338 490
15.40	0.832 936	25.2	0.220 236	20.1	0.395 021	25.5	1.168 620
24.98	0.248 925	29.9	0.130 036	25.2	0.238 413	30.4	0.646 946
34.70	0.093 078	39.4	0.056 493	29.9	0.153 105	38.9	0.263 671
44.00	0.042 680	49.8	0.026 599	39.4	0.068 022	50.0	0.108 952
59.50	0.016 512	58.0	0.016 027	50.2	0.032 018	60.0	0.056 485
				59.6	0.021 513		

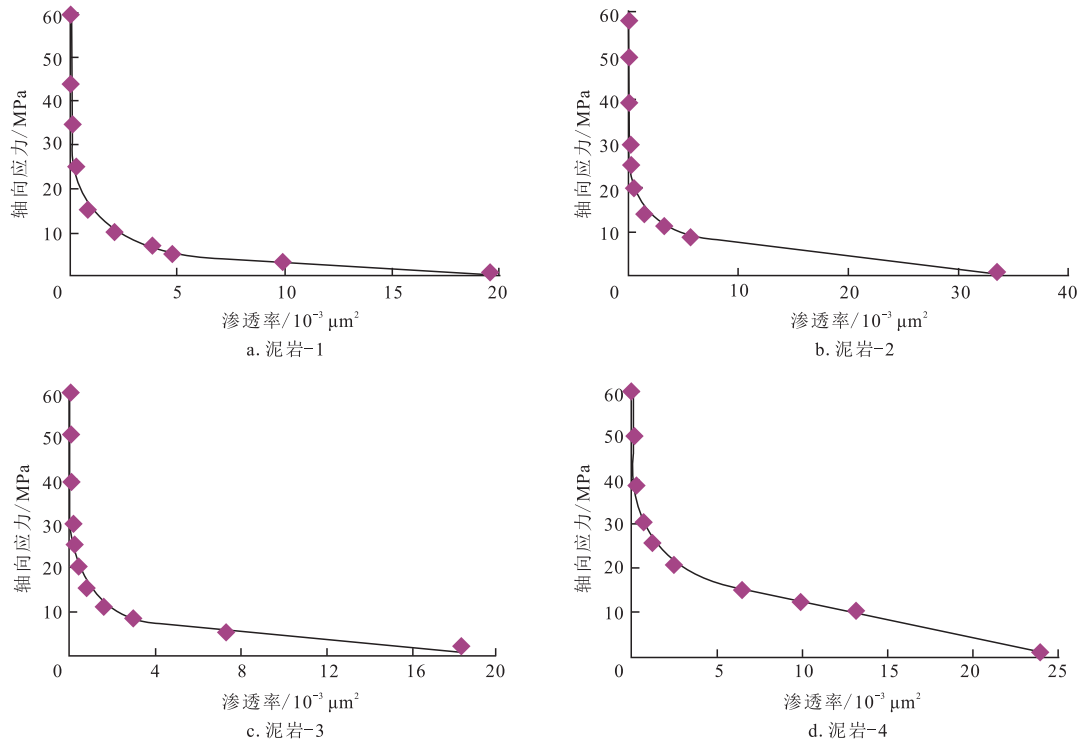


图4 泥页岩人造裂缝覆压下渗透率变化

Fig. 4 Permeability changes of artificial cracks in Silurian shale under overburden stress

$$\rho gh \cos \theta \geq 15 \text{ MPa} \quad (5)$$

式中: ρ 为上覆地层平均密度, g/cm^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 ; h 为埋深, km ; θ 为地层倾角, $(^\circ)$ 。

也就是说,地层倾角 θ 越大,裂缝闭合需要的埋深(h)越大。将式(5)中的倾角 θ 在 $0^\circ \sim 90^\circ$ 之间每隔 10° 取一个值,计算相应的深度 h 的值,可得到倾斜地层顺层裂缝覆压闭合深度与地层倾角的关系(图5)。由图5可知,如果地层为倾角 80° ,则埋深需要大于 $5\,000\text{ m}$ 顺层裂缝才能发生覆压闭合。

尽管裂缝在覆压作用下会发生闭合,但覆压闭合程度与泥页岩的脆延性有关。对于脆性泥页岩(OCR 大于脆性破裂门限值),在覆压作用下不能完全闭合。人造裂缝覆压闭合试验结果揭示,造缝前、后,泥页岩渗透率相差可达4个数量级,即使覆压 60 MPa 之后,泥页岩的渗透率仍然比造缝前的渗透率高一个数量级(图6)。因此,如果泥页岩曾经发生破裂形成了裂缝,那么,即使后期的埋深超过 $1\,000\text{ m}$,发生了覆压闭合,但如果该泥页岩还处于脆性带时,其封闭能力仍然远不如其未发生过破裂时的封闭能力,

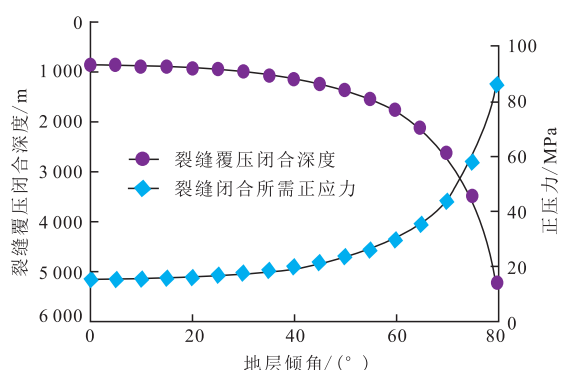


图5 倾斜地层顺层裂缝覆压闭合深度—地层倾角关系

Fig. 5 Relation between closure depth of bedding fractures in inclined strata under overburden stress and dip angle of formation

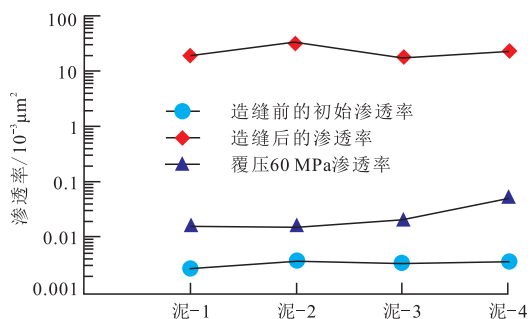


图6 泥页岩造缝前后及覆压前后渗透率变化

Fig. 6 Permeability changes before and after shale artificial fractured and axial stress loaded

初始超压将遭受完全释放,变为常压。如果处于脆延过渡带或者延性带,则裂缝闭合程度高,对页岩气保存有利,超压可以免于遭受完全释放,现今仍然维持一定程度的超压(如JY1井)。

4 页岩气常压形成机制

埋藏阶段,志留系龙马溪组富有机质泥页岩干酪根生烃和液态烃裂解生气,超压形成。沉积盆地超压形成的主要机制有不均衡压实(欠压实)、黏土矿物脱水、烃类生成(包括液态烃裂解生气)、水热增压作用和构造作用等^[22]。其中欠压实和烃类生成是产生大规模超压的2种主要机制^[23]。HARWOOD计算了含1%有机碳的生油母岩因生成烃类和水,净增的液体体积大约是 $44 \sim 50\text{ m}^3/t$,相当于孔隙度为10%的页岩总孔隙体积的4.5%~5.0%,因此,引起页岩孔隙流体压力大幅度的提高^[24]。彭水地区五峰—龙马溪组TOC含量 $>2\%$,经历过 $200\text{ }^\circ\text{C}$ 以上的高温作用,热演化程度高,镜质体反射率达到 $2.0\% \sim 2.8\%$,不仅经历过生油、生气高峰,而且还经历了液态烃裂解生气阶段。因此,生烃增压是彭水地区志留系龙马溪组在埋藏阶段最重要的增压机制。流体包裹体古压力恢复结果表明,彭水及邻区志留系龙马溪组泥页岩在埋藏阶段都存在过一定程度的超压^[25-26]。来自PY1井 $2\,080.04 \sim 2\,080.06\text{ m}$ 龙马溪组的亮晶方解石脉样品流体包裹体均一温度 $130 \pm 34\text{ }^\circ\text{C}$,激光拉曼谱峰位置 $2\,913.16\text{ cm}^{-1}$,计算得到古压力为 $65 \sim 75\text{ MPa}$ 。由盆地热流史和地温史恢复结果可知,古地温 $130\text{ }^\circ\text{C}$ 对应的古埋深为 $4\,250\text{ m}$,那么,古压力系数为 $1.5 \sim 1.7$ 。

构造改造阶段,断裂活动、褶皱变形、抬升卸载,超固结比增加以及超压破裂,都可能导致页岩气散失,从而由超压变为常压。褶皱作用下地层发生变形,一方面地层产状发生变化,导致最大主应力与泥页岩层理面之间的夹角发生变化,作用于层理面上的正应力和剪应力发生变化,从而控制泥页岩裂缝的开启与闭合。另一方面局部地应力状态发生变化,产生不同类型的裂缝(张裂缝或剪切裂缝),导致页岩气散失。褶皱作用导致背斜或者向斜的翼部地层产状发生变化,倾斜地层在应力作用下更容易发生顺层剪切作用,产生顺层剪切裂缝,导致页岩气顺层散失。依据库仑准则(又称最大剪应力准则),当岩石所受

的最大剪应力(τ_{max})达到抗纯剪断裂极限(τ_0)时,将发生剪切破坏,产生剪切裂缝,其表达式为:

$$\tau_{max}=(\sigma_1-\sigma_3)/2=\tau_0, \quad (6)$$

式中: τ_{max} 为最大剪应力,MPa; σ_1 为最大主应力,MPa; σ_3 为最小主应力,MPa; τ_0 为抗纯剪断裂极限,MPa。剪切破裂通常沿着特定的剪裂角(剪裂面与最大主应力的夹角)发生。通常,泥页岩的剪裂角 $\theta=45^\circ-(\Phi/2)$,其中 Φ 为内摩擦角。

内聚力和内摩擦角从理论上讲代表每种类型岩样的强度指标参数,通常由三轴压缩试验获得。来自彭水地区志留系龙马溪组的泥页岩样品三轴压缩试验数据见表5。在表5中,围压相当于 σ_3 ,峰值强度相当于 $\sigma_1-\sigma_3$ 。以正应力(垂直于剪切面上的应力)为横坐标,剪应力(τ)为纵坐标, $(\sigma_1+\sigma_3)/2$ 为圆心, $(\sigma_1-\sigma_3)/2$ 为半径,绘制不同围压下的应力摩尔圆。由同一地层的多个岩样在不同围压下的三轴压缩试验数据,可以得到一组摩尔圆,当正应力为0时摩尔圆的包络线在纵坐标上的截距即为内聚力C值(正应力为0时的剪应力值),与横坐标轴的夹角即为内摩擦角 Φ 值(图7)。

由图7可知,由应力摩尔圆的最佳线性拟合包络线可得到彭水地区龙马溪组的C值为11 MPa, Φ 值

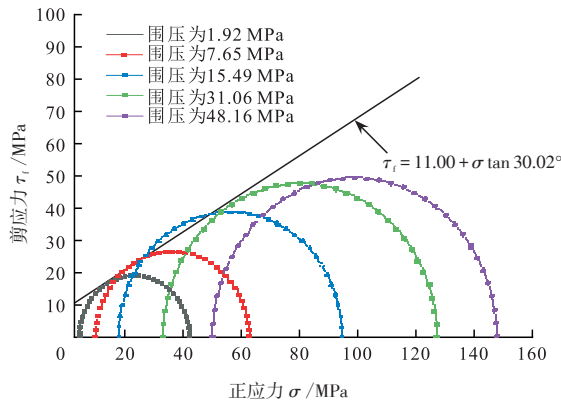


图7 彭水地区志留系龙马溪组泥页岩应力摩尔圆
Fig. 7 Shale stress molar circle of Silurian Longmaxi formation in Pengshui area

为 30° 。那么,龙马溪组的剪裂角为 $45^\circ-(30^\circ/2)=30^\circ$ 。PY1井和LY1井志留系龙马溪组地层倾角介于 $20^\circ \sim 30^\circ$,最大主应力与泥页岩层理面之间的夹角正好接近于龙马溪组泥页岩发生剪切破坏的剪裂角,有利于产生顺层剪切裂缝,导致页岩气散失,对页岩气保存有一定影响。而JY1井志留系龙马溪组地层倾角只有 $5^\circ \sim 10^\circ$,产状近于水平,泥页岩的层理面与最大水平主应力之间的夹角很小,不容易发生剪切破坏。相反,在一定程度上可以扩大层理裂缝的储集空间,有利于页岩气的保存。

断层对天然气包括页岩气的保存条件破坏通常都是非常严重的,但波及的范围是局限的。一方面,断层破坏了泥页岩的完整性,导致页岩气渗流散失;另一方面,断层附近总是伴随大量裂缝发育,导致页岩气渗流散失。涪陵页岩气田焦石坝区块靠近东南翼断裂分布区,测试产量明显低于焦石坝区块内部,压力系数低(0.9~1.2)。彭水及邻区的页岩气勘探实践表明,与断层的距离超过1500 m时,断层对页岩气的破坏程度明显降低^[1]。

晚期抬升卸载过程中孔隙回弹、温度降低,导致地层压力降低,但由于静水压力同时显著降低,压力系数反而升高,发生超压破裂,导致页岩气散失。超压降低到一定程度时,裂缝发生覆压闭合,泥页岩超固结比(OCR)影响泥页岩的破坏方式和裂缝闭合程度,从而控制页岩气的散失破坏程度和现今的地层压力。

5 结论与认识

- 1) 彭水及邻区志留系龙马溪组在晚期抬升过程中虽然地层压力有所降低,但压力系数却显著增大而发生超压破裂,导致页岩气散失,超压释放。
- 2) 泥页岩裂缝在覆压作用下发生闭合,覆压闭合深度受地层倾角影响,地层倾角越大,顺层裂缝覆压闭合深度越大。泥页岩裂缝覆压闭合程度受超固

表5 彭水地区志留系龙马溪组泥页岩三轴压缩试验数据

Table 5 Triaxial compression test data of shale samples from Silurian Longmaxi formation in Pengshui area

地层层位	样品编号	轴向应力/MPa	围压/MPa	温度/℃	峰值强度/MPa	弹性模量/GPa	泊松比	内聚力C/MPa	内摩擦角 Φ (°)
龙马溪组	1142-3	40.25	1.92	17	38.33	3.54	0.11	11.0	30.0
	1142-38	61.01	7.65	25	53.36	3.48	0.12		
	1142-15	93.32	15.49	35	77.83	5.03	0.20		
	1142-21	126.35	31.06	55	95.29	6.09	0.22		
	1142-46	147.08	48.16	75	98.92	5.33	0.29		

结比影响,超固结比越大,裂缝越难以完全闭合。泥页岩超固结比与地层流体压力系数之间具有显著的相关性,超固结比越大,越趋于常压。

3) 彭水及邻区龙马溪组的倾角为 30° 时,最大水平主应力与层理面的夹角正好接近于龙马溪组泥页岩的剪裂角,最容易发生顺层剪切,产生顺层剪切裂缝,导致页岩气散失,由超压变为常压。

4) 彭水及邻区志留系龙马溪组页岩气常压形成机制:干酪根生烃和分散液态烃裂解生气产生的超压页岩气在后期的构造改造过程中通过构造裂缝或超压破裂渗流/渗漏散失,超压释放;裂缝在覆压作用下发生闭合,裂缝闭合程度受泥页岩超固结比(OCR)影响,处于脆性带的泥页岩裂缝闭合程度差,超压完全释放,由超压变为常压;处于脆性带之下的泥页岩裂缝闭合程度相对高,超压可能未完全释放,现今仍然维持一定程度的超压,但如果存在断层破坏或者地层倾角较大,也可能完全释放,变为常压。

参考文献

- [1] 何希鹏,高玉巧,唐显春,等.渝东南地区常压页岩气富集主控因素分析[J].天然气地球科学,2017,28(4):654-664.
HE X P, GAO Y Q, TANG X C, et al. Analysis of major factors controlling the accumulation in normal pressure shale gas in the southeast of Chongqing[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(4): 654-664.
- [2] 董大忠,王玉满,李新景,等.中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J].天然气工业,2016,36(1):19-32.
DONG D Z, WANG Y M, LI X J, et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 19-32.
- [3] 聂海宽,汪虎,何治亮,等.常压页岩气形成机制、分布规律及勘探前景——以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J].石油学报,2019,40(2):131-143.
NIE H K, WANG H, HE Z L, et al. Formation mechanism, distribution and exploration prospect of normal pressure shale gas reservoir: A case study of Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(2): 131-143.
- [4] 李双建,袁玉松,孙炜,等.四川盆地志留系页岩气超压形成与破坏机理及主控因素[J].天然气地球科学,2016,27(5):924-931.
LI S J, YUAN Y S, SUN W, et al. The formation and destruction mechanism of shale gas overpressure and its main controlling factors in Silurian of Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(5): 924-931.
- [5] 方志雄,何希鹏.渝东南武隆向斜常压页岩气形成与演化[J].石油与天然气地质,2016,37(6):819-827.
FANG Z X, HE X P. Formation and evolution of normal pressure shale gas reservoir in Wulong Syncline, Southeast Chongqing, China[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 819-827.
- [6] NYGARD R, GUTIERREZ M, BRATLI R K, et al. Brittle-ductile transition, shear failure and leakage in shales and mudrocks[J]. Marine and Petroleum Geology, 2006, 23(2): 201-212.
- [7] YUAN Y S, JIN Z J, ZHOU Y, et al. Burial depth interval of the shale brittle-ductile transition zone and its implications in shale gas exploration and production[J]. Petroleum Science, 2017, 14(5): 637-647.
- [8] 李士祥,施泽进,刘显阳,等.鄂尔多斯盆地中生界异常低压成因定量分析[J].石油勘探与开发,2013,40(5):528-533.
LI S X, SHI Z J, LIU X Y, et al. Quantitative analysis of the Mesozoic abnormal low pressure in Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 528-533.
- [9] SWARBRICK R E, OSBORNE M J. Mechanisms that generate abnormal pressures: An overview[J]. AAPG Memoir, 1998, 70: 13-34.
- [10] 王瑀辉,袁玉松.含烃盐水包裹体PVTsim模拟的一种简化方法及应用[J].石油地质与工程,2018,32(5):40-43.
WANG Y H, YUAN Y S. Hydrocarbon brine inclusions PVTsim simulation: A simplified method and application[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2018, 32(5): 40-43.
- [11] 米敬奎,杨孟达,刘新华.利用PVTsim计算鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储层中包裹体的捕获压力[J].湘潭矿业学院学报,2002,17(3):22-26.
MI J K, YANG M D, LIU X H. Calculation to trapping pressure of inclusions occurring in upperpaleozoic sandstone reservoir from the Ordos basin using PVTsim method[J]. Journal of Xiangtan Mining Institute, 2002, 17(3): 22-26.
- [12] RICKMAN R, MULLEN M J, PETRE J E. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale[C]// paper SPE-115258-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA.
- [13] LABANI M M, REZAEI R. The importance of geochemical parameters and shale composition on rock mechanical properties of gas shale reservoirs: a case study from the Kockatea Shale and Carynginia Formation from the Perth Basin, Western Australia[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2015, 48(3): 1249-1257.
- [14] WANG F P, GALE J F. Screening criteria for shale-gas systems[J]. Gulf Coast Assoc Geol Soc Trans, 2009, 59: 779-793.
- [15] 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 C N, DONG D Z, WANG S J, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [16] 聂海宽,包书景,高波,等.四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J].地学前缘,2012,19(3):280-294.
NIE H K, BAO S J, GAO BO, et al. A study of shale gas preservation condition for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(3): 280-294.

(下转第21页)