

含烃盐水包裹体 PVT 模拟新方法及其 在气藏古压力恢复中的应用

张俊武¹, 邹华耀¹, 李平平¹, 付孝悦², 王威²

(1. 中国石油大学(北京), 北京 102249; 2. 中国石化 勘探南方分公司, 成都 610041)

摘要: 流体包裹体 PVT 数值模拟法是恢复地层古压力的重要手段,但在高成熟天然气藏储层中,因缺乏气液两相石油包裹体,传统的 PVT 模拟方法无法应用,探索新方法刻不容缓。含烃盐水包裹体在天然气藏储层中普遍存在,具有能溶解微量轻烃,并且捕获温度与均一温度非常接近的特性。利用 PVTsim 数值模拟软件,结合包裹体气液比、均一温度等参数,提出了一种新的含烃盐水包裹体 PVT 模拟方法,并应用于恢复川东北元坝气藏的古压力。实验结果显示:元坝地区须家河组储层在 160 Ma 左右时发育弱超压,压力系数达到 1.11;随后古压力迅速增大,至 148 Ma 左右时,压力系数达到 1.86;在 100 Ma 时,古压力达到最大,但地层埋深也最大,压力系数有所降低,达到 1.60。基于须家河组烃源岩生烃演化、储层古压力演化以及生储盖组合特征综合分析表明,烃源岩生烃产生的大量超压流体充注储层,引起的压力传递是储层发育超压的重要原因。

关键词: 含烃盐水包裹体;PVT 模拟;古压力;须家河组;元坝地区;川东北

中图分类号:TE135

文献标识码:A

A new PVT simulation method for hydrocarbon-containing inclusions and its application to reconstructing paleo-pressure of gas reservoirs

Zhang Junwu¹, Zou Huayao¹, Li Pingping¹, Fu Xiaoyue², Wang Wei²

(1. China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. SINOPEC South Exploration Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: PVT numerical simulation of fluid inclusions was an important method to reconstruct the paleo-pressure of hydrocarbon accumulations; however, in high-maturity gas reservoirs, gas-liquid petroleum inclusions were very rare, so the traditional PVT simulation methods could not be applied. It was urgent to develop a new method. Hydrocarbon-containing inclusions were widely distributed in gas reservoirs. They could dissolve a little gaseous hydrocarbon and their trapping temperatures were close to homogenization temperatures. Using PVTsim software and combining with some parameters such as vapor/liquid ratio and homogenization temperature of hydrocarbon-containing inclusions, a new PVT simulation method was proposed to get the trapping pressure of inclusions, which was then applied to reconstruct the paleo-pressure of the Yuanba gas reservoir in the northeastern Sichuan Basin. The Xujiahe reservoir developed weak overpressure at about 160 Ma, and the pressure coefficient reached 1.11. Then the paleo-pressure increased rapidly until 148 Ma at which time the pressure coefficient reached 1.86. At about 100 Ma, the paleo-pressure reached its peak, but the pressure coefficient decreased to 1.60 because the formation burial depth was the deepest. The comprehensive analyses of hydrocarbon generation, paleo-pressure evolution and reservoir-cap combination indicated that the overpressure transferred from source rock to reservoir through the process of hydrocarbon generation and accumulation was an important mechanism for the development of overpressure in the Xujiahe reservoir.

Key words: hydrocarbon-containing inclusion; PVT simulation, paleo-pressure; Xujiahe Formation; Yuanba area; northeastern Sichuan Basin.

沉积盆地油气藏中的古流体压力是油气成藏动力学研究的重要内容之一。近年来,随着流体包

裹体热动力学的发展以及对人工合成包裹体的研究,流体包裹体在石油地质与勘探中得到了广泛的

收稿日期:2014-03-16;修订日期:2014-11-18。

作者简介:张俊武(1989—),男,硕士,从事油气成藏机理与分布规律研究。E-mail:zhangjwcup60@163.com。

通讯作者:邹华耀(1963—),男,教授,博士生导师,从事油气成藏机理与分布规律教学与研究。E-mail:huayaozou@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41472118)资助。

应用^[1-8],其中一个重要的方面就是应用流体包裹体 PVT 数值模拟法研究油气藏中的古流体压力^[9-11]。通常的方法是采用石油包裹体等容线与同期盐水包裹体均一温度^[12],或者石油包裹体等容线与同期盐水包裹体等容线相交法^[13]求包裹体捕获压力。这2种方法在生油型盆地古压力恢复中得到了广泛应用,取得了很好的效果^[11-15]。但是,在一些高成熟天然气藏中,往往缺乏气液两相石油包裹体,前面的方法受到了很大的限制。对此,很多学者提出利用含烃盐水包裹体进行模拟,并探讨了含烃盐水包裹体的 PVT 模拟方法。王存武^[11]认为含烃盐水包裹体在冷冻过程中会形成气体水合物,其平衡温度(冰点温度)大于零,可以利用包裹体的平衡温度结合气液比、均一温度等参数求取包裹体的最小捕获压力。但是由于包裹体在冷冻或加温过程中存在亚稳态现象,冰点温度大于零时包裹体并不一定是形成了气体水合物,该方法存在一些争议。另外,米敬奎^[16]提出运用 PVTsim 软件的“multi-flash”模块,利用包裹体在不同温压条件下总体积不变的特性,结合气液比参数模拟包裹体的最小捕获压力,该方法得到了一定的应用^[9,17]。但是笔者研究发现,米敬奎模拟出来的含烃盐水包裹体的成分中气态烃的摩尔含量达 15%~20%,远远超出了沉积环境温压条件下气态烃在水中的溶解度^[18]。Mao 等^[19-21]的最新研究结果表明,在 100~150 °C,压力在 20~110 MPa 之间时,甲烷在水中的溶解度在 0.12~0.46 mol/kg 之间,摩尔含量约为 0.21%~0.83%,而米敬奎模拟出来的包裹体气态烃成分中除甲烷外,还有溶解度更小的气态烃(C₂~C₃),因此气态烃的总摩尔含量应该比 Mao 等的研究结果更小。导致这种差异性的原因可能是模拟方法上仍存在一些问題。

笔者在前人研究的基础上,进一步探讨含烃盐水包裹体的 PVT 模拟方法,并应用于恢复川东北元坝地区须家河组气藏的古压力,分析储层超压的发育机制。

1 PVT 数值模拟方法

1.1 含烃盐水包裹体 PVT 特征分析

含烃盐水包裹体是指由气烃和盐水组成的,在透射单偏光下呈灰色或深灰色,这类包裹体因具有中心厚、边缘薄的特征而具有透镜聚光效应,使包裹体的中心部位透光性较强而发亮;UV 激发下不显荧光,或由于包裹体的内边缘仍然有薄层的液态烃(含芳烃)而显示微弱的荧光^[18]。含烃盐水包裹

体在天然气藏中普遍存在,对于气藏古压力的恢复具有重要意义。本次提出的含烃盐水包裹体 PVT 模拟方法,基本上还是按照石油包裹体组分和饱和压力(即最小捕获压力)的模拟思路,只是进行了局部的改进。

对于石油包裹体的组分和饱和压力模拟,PVTsim 软件采用的是 Soave-Redlich-Kwong 状态方程,通过迭代计算使得设定的石油包裹体组成与室温下测定的气液比达到匹配^[18]。Aplin^[13]系统地讲述了石油包裹体组分和饱和压力的模拟方法,模拟过程中比较基础的一个步骤是“利用 PVTsim 软件计算设定石油在石油包裹体均一温度时的饱和压力”,这一步可以通过输入包裹体均一温度直接计算完成。但是对于含烃盐水包裹体,PVTsim 软件无法直接计算完成。如何解决这一难题,笔者分析认为,包裹体在饱和压力下达到气液均一,气体刚好完全溶解(Vapor=0),可以通过这一限制条件求得初始成分下的饱和压力,然后结合气液比、均一温度等参数迭代计算获得包裹体的最终成分和该成分对应的饱和压力。

1.2 PVT 模拟方法

针对上述含烃盐水包裹体 PVT 特征分析,笔者提出如下模拟方法:

(1) 设定包裹体初始成分。包裹体中液相成分被认为是纯净的水,气相成分通过激光拉曼检测方法确定。图 1 为典型激光拉曼光谱图,显示气相成分主要有 CH₄、C₃H₈,同时还有一些其他微量成分(1 163.24, 1 586.42 cm⁻¹),另外在其他实验样品中还分别检测到了 CO₂、C₂H₆。因仪器检测精度有限,无法获知每个包裹体的所有成分,因此除了上述检测成分外,还结合现今气藏的其他分析成分(C₄~C₅、N₂、H₂)进行模拟。气相成分总的摩尔百分比以 CH₄ 在水中的溶解度(摩尔含量约为 0.21%~0.83%)

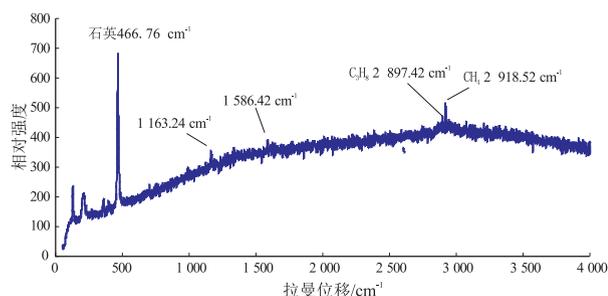


图 1 川东北元坝地区须家河组含烃盐水包裹体典型激光拉曼谱图

Fig.1 Laser Raman spectrum of hydrocarbon-containing inclusions in Xujiahe reservoir, Yuanba area, northeastern Sichuan Basin

表 1 川东北元坝地区须家河组储层天然气成分

Table 1 Gas compositions in Xujiahe reservoir, Yuanba area, northeastern Sichuan Basin

井号	摩尔含量/%									
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	H ₂
YB3	96.14	2.49	0.34	0.04	0.04	0.01	0.01	0.81	0.07	0.05

作为参考;气相中各种成分占整个包裹体的初始摩尔百分比,是以包裹体中气相成分总的摩尔百分比(如 0.21%)乘以现今气藏中各成分的比例(如 CH₄ 含量为 96.14%, C₂H₆ 含量为 2.49%) (表 1) 分别得到 (CH₄ 含量为 0.202%, C₂H₆ 含量为 0.005%)。

(2) 初始成分设定后,在 PVTsim 软件的“flash”选项中选择“PT aqueous”模块,输入包裹体的均一温度。通过不断输入和调整压力 P ,使得输出结果显示的“Volume%”栏下的“Vapor”值刚好为零。记录此时的包裹体总体积,此时的压力 P 为设定初始成分包裹体的最小捕获压力,可精确到 0.5 MPa。

(3) 选择“VT”模块,输入包裹体的总体积和室温(一般选 25 °C),计算包裹体在室温下的气液比。若与实测气液比相符,则认为包裹体初始模拟成分与“真实成分”相当;若与实测气液比不符,则不断调节初始模拟成分,并重复运行以上步骤,直到计算的气液比与实测气液比一致,此时的模拟成分认为是包裹体的“真实成分”。在调节初始模拟成分的过程中,先调节水和气体总的摩尔含量,如果模拟出来的气液比偏大,则增加水的含量,反之则增加气体的含量。在调节气体摩尔含量时,首先按照现今气藏成分比例(表 1)同时增加或减少各种气体成分的含量;如果还不能与实测气液比一致,则微调各种气体成分的比例(如增加 CH₄,减少 C₂H₆),调节过程中保证从 CH₄ 到 C₅H₁₂ 的气体含量依次减少(依据现今气藏成分比例而来),对于非烃气体(CO₂、N₂、H₂),因不同井中含量差别较大,在模拟的时候依据不同井现今气藏成分的比例进行适当调节。

(4) 模拟出包裹体的真实成分后,在“VT”模块中输入包裹体的总体积和均一温度,可精确获得包裹体的最小捕获压力,可精确到 0.001 MPa。

(5) 在“VT”模块中计算略高于含烃盐水包裹体的均一温度(Th+0.1)下的压力,结合包裹体的最小捕获压力,可求得含烃盐水包裹体的等容线方程。

上述模拟方法可以获得含烃盐水包裹体的最小捕获压力,求得其等容线方程。对于包裹体的捕获压力,卢焕章^[22]认为,沉积盆地中含烃(尤其是 CH₄) 盐水包裹体的均一温度数据非常接近成岩成

烃流体的捕获条件;刘德汉^[18]分析认为,如果在包裹体中能用仪器分析出 CH₄ 存在,则测得其均一温度后,并且能证明它是从 2 个不混容的流体单相中捕获的,则其均一温度可大致认为是捕获温度;米敬奎^[16]在研究鄂尔多斯上古生界气藏古压力时,认为(含烃)盐水包裹体的最小捕获温度和捕获温度差值很小,直接使用包裹体的最小捕获压力代替捕获压力进行分析;Aplin^[13]研究认为,与原油包裹体同生的富 CH₄ 盐水包裹体的捕获温度与均一温度之差在 1~2 °C 之间。从米敬奎^[9]的实验结果上看,含烃盐水包裹体的捕获温度比均一温度高 2~3 °C。因此,笔者总结前人的研究成果,认为含烃盐水包裹体的捕获温度比均一温度略高,差值在 2 °C 左右,结合其等容线方程,求取其捕获压力。

1.3 影响实验结果的因素探讨

包裹体气液比是模拟中的重要参数,最精确的方法是利用共聚焦激光扫描显微镜进行层切和三维重建^[23]。但是因含烃盐水包裹体不发强烈荧光,无法使用共聚焦激光显微镜,本次采用周振柱^[24]提出的方法进行计算,即利用高分辨率显微镜采集不同聚焦程度下的包裹体图像,再利用 CoreIDRAW 软件计算气泡和包裹体的面积比,求取平均值,即为包裹体的体积气液比。但是在应用该方法时,因显微镜聚焦程度不同时,包裹体有时会产生模糊的边缘,尤其是形状不规则的包裹体,在面积的计算上存在较大误差。因此在实验中应选取形状较为规则、聚焦清晰的包裹体进行测量。另外在利用软件计算每一个包裹体面积时,尽量重复操作 2~3 次,求取平均值以减小误差。

包裹体的成分直接影响到模拟结果,模拟时认为包裹体中液相为纯净的水,没有考虑水含盐度的影响,这将导致模拟结果偏小;因受仪器检测精度所限,激光拉曼很难检测到包裹体中的微量气体成分,因此除了激光拉曼检测的气体成分外,还加入现今气藏的分析成分,这样处理得到的包裹体成分可能与真实成分存在一定的偏差。

通过对含烃盐水包裹体均一温度校正 2 °C 获取包裹体捕获温度,进而求取包裹体的捕获压力的方法,不能准确还原每一个包裹体的真实捕获条件,

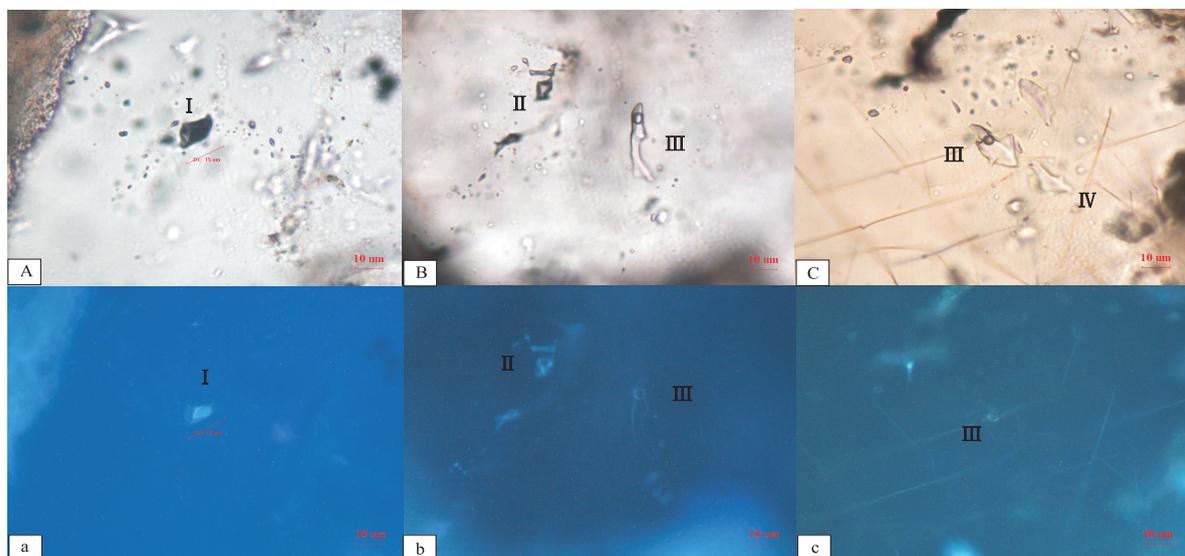


图2 川东北元坝地区须家河组储层包裹体特征

A、B、C 为 50 倍透射光下沥青包裹体 (I)、含沥青包裹体 (II)、含烃盐水包裹体 (III) 和盐水包裹体 (IV) ;
a、b、c 为 50 倍荧光下沥青包裹体 (I)、含沥青包裹体 (II)、含烃盐水包裹体 (III) 和盐水包裹体 (IV)

Fig.2 Fluid inclusions in Xujiahe reservoir, Yuanba area, northeastern Sichuan Basin

只能得到近似值。这会带来一定的实验误差,但是比直接使用包裹体最小捕获压力更能反映地层的真实情况。

2 PVT 数值模拟方法应用

2.1 储层包裹体特征

川东北元坝地区须家河组烃源岩是一套河流湖泊相煤系地层,有机质主要为Ⅲ型,以生气为主^[25]。通过对研究区包裹体实验样品进行系统的荧光观察和显微测温发现,须家河组储层中的包裹体类型主要有4种(图2):(I)沥青包裹体:固相,透射光下为黑色,荧光灯下显示微弱的蓝白色或淡黄色荧光;(II)含沥青包裹体:气液固三相或固液两相,透射光下包裹体发黑,边缘有黑色沥青富集,荧光下包裹体边缘和气泡边缘都有蓝白色或淡黄色荧光;(III)含烃盐水包裹体:气液两相,透射光下包裹体呈灰色或灰白色,气泡发黑,气液之间有明显的黑环界限,升温过程中可见气泡不停跳动或抖动,荧光下气泡边缘有微弱的淡蓝色或淡黄色荧光;(IV)盐水包裹体:气液两相或单一液相,透射光下包裹体为灰色或灰白色,荧光灯下不发荧光。

该地区缺乏石油包裹体,因而无法采用石油包裹体进行测温和模拟,但是实验中观察到大量的含烃盐水包裹体与沥青或者含沥青包裹体伴生。因此,本次实验选择含烃盐水包裹体进行观测,利用 PVTsim 软件模拟其最小捕获压力,计算其等容线方程,结合含烃盐水包裹体捕获温度比均一温度高 2 °C 的认识,计算包裹体的捕获压力。

2.2 包裹体捕获时古埋深和时间

本次研究采用包裹体捕获温度投影法求取包裹体捕获时的古埋深和时间,即结合盆地埋藏史、热史曲线,将包裹体的捕获温度投影到埋藏史曲线上,读取横纵坐标值即可获得包裹体形成时的古埋深和地质时间(图3)。埋藏史、生烃史图是采用 PRA 盆地模拟软件模拟获得,地温梯度资料以前人研究结果^[15]为参考,取值为三叠系 32.5 °C/km、侏罗系 24~26 °C/km,现今 20~22 °C/km;剥蚀量参考李军的研究结果^[25],元坝地区晚期构造抬升,地层剥蚀厚度在 1 500 m 左右。

2.3 模拟结果及分析

表2、3 给出了几组典型包裹体的测试模

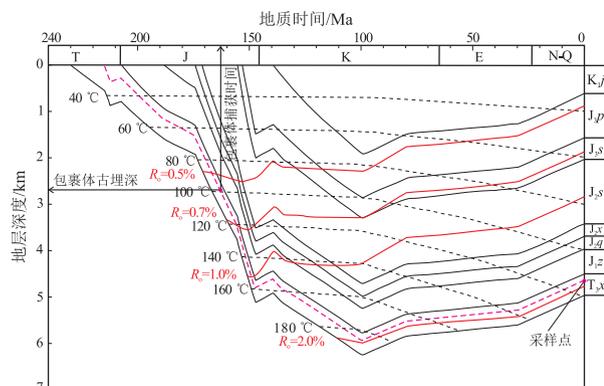


图3 川东北元坝地区须家河组埋藏史、生烃史
Fig.3 Burial and hydrocarbon generation histories of Xujiahe Formation, Yuanba area, northeastern Sichuan Basin

表 2 川东北元坝地区须家河组储层包裹体测试和模拟数据

Table 2 Testing and simulation data of fluid inclusions in Xujiache reservoir, Yuanba area, northeastern Sichuan Basin

井位	层位	样品深度/m	气液比	均一温度 $T_h/^\circ\text{C}$	捕获温度 $T/^\circ\text{C}$	最小捕获压力/MPa	含烃盐水包裹体等容线方程	捕获压力/MPa	古埋深/m	地质时间/Ma	压力系数	包裹体产状
YB4	T_3x^2	4 862.0	7.2	101.4	103.4	28.45	$y=31.0x-2\ 858.9$	34.65	3 112.5	160.8	1.11	I
YB204	T_3x^2	4 637.2	8.9	118.5	120.5	39.74	$y=28.4x-2\ 968.0$	45.42	3 563.8	155.6	1.27	I
YB271	T_3x^2	4 391.6	9.5	124.4	126.4	39.30	$y=29.5x-3\ 276.8$	45.20	3 602.5	154.8	1.25	I
YL1	T_3x^3	4 465.4	9.9	132.6	134.6	54.28	$y=28.7x-3\ 262.8$	60.02	3 928.7	153.0	1.53	II
YL1	T_3x^3	4 465.4	10.7	142.0	144.0	63.48	$y=27.9x-3\ 327.0$	69.06	4 283.9	151.0	1.61	II
YL1	T_3x^3	4 465.4	11.1	151.5	153.5	81.16	$y=27.4x-3\ 339.5$	86.64	4 668.0	148.6	1.86	II
YB271	T_3x^2	4 391.6	12.3	162.5	164.5	81.87	$y=26.2x-3\ 438.8$	87.11	5 023.3	135.8	1.73	II
YB16	T_3x^4	4 637.1	13.2	170.0	172.0	80.86	$y=25.3x-3\ 492.4$	85.92	5 369.0	118.1	1.60	II
YB16	T_3x^4	4 637.1	14.1	181.2	183.2	90.10	$y=24.4x-3\ 520.3$	95.09	5 943.9	100.0	1.60	II

注:包裹体产状 I、II 分别代表石英次生加大边中、石英颗粒微裂隙中。

表 3 川东北元坝地区须家河组储层包裹体模拟成分

Table 3 Simulated compositions of fluid inclusions in Xujiache reservoir, Yuanba area, northeastern Sichuan Basin

井位	层位	样品深度/m	摩尔含量/%										
			H ₂ O	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	CO ₂	H ₂	N ₂
YB4	T_3x^2	4 862.0	99.793	0.170	0.006	0.003	0.002	0.001	0.000 1	0.000 1	0.020	0.002	0.003
YB204	T_3x^2	4 637.2	99.691	0.265	0.006	0.003	0.001	0.001	0.000 1	0.000 1	0.030	0.001	0.002
YB271	T_3x^2	4 391.6	99.731	0.225	0.008	0.005	0.002	0.001	0.000 1	0.000 1	0.015	0.003	0.010
YL1	T_3x^3	4 465.4	99.675	0.235	0.012	0.005	0.002	0.002	0.000 5	0.000 5	0.050	0.003	0.015
YL1	T_3x^3	4 465.4	99.655	0.258	0.012	0.006	0.003	0.002	0.000 5	0.000 5	0.035	0.002	0.026
YL1	T_3x^3	4 465.4	99.618	0.285	0.017	0.009	0.005	0.002	0.000 1	0.000 1	0.021	0.002	0.041
YB271	T_3x^2	4 391.6	99.640	0.299	0.015	0.009	0.004	0.003	0.001	0.001	0.018	0.002	0.008
YB16	T_3x^4	4 637.1	99.609	0.326	0.016	0.013	0.004	0.003	0.001	0.001	0.021	0.001	0.005
YB16	T_3x^4	4 637.1	99.603	0.318	0.018	0.015	0.007	0.004	0.001	0.001	0.025	0.002	0.006

拟数据以及包裹体的模拟成分。实验测试结果表明:元坝地区须家河组储层在 160 Ma 左右时,开始发育弱超压,古压力达到 34.65 MPa,压力系数达到 1.11;随后古压力迅速增大,至 148 Ma 左右时,古压力达到 86.64 MPa,压力系数达到 1.86;至 100 Ma 左右时,古压力达到最大,为 95.09 MPa,但是地层埋深也达到最大,压力系数有所降低,达到 1.60。

元坝地区须家河组埋藏史、生烃史(图 3)显示,在 170 Ma 左右时,须家河组烃源岩镜质体反射率达到 0.5%,进入生烃门限;在 160 Ma 左右时,镜质体反射率达到 0.7%,烃源岩开始大量生烃;在 150 Ma 左右时,镜质体反射率达到 1.0%,达到生烃高峰;到 100 Ma 左右时,地层埋深达到最大,镜质体反射率达到 2.0%左右,有机质达到过成熟。从烃源岩生烃史与古压力演化对比分析可以看出,在烃源岩进入生烃门限——大量生烃阶段,储层开始发育弱超压;在烃源岩大量生烃——生烃高峰阶段,储层古压力迅速增大,发育强超压;在烃源岩生烃高峰——有机质过成熟阶段,储层古压力继续增大,发育强超压。生烃演化与储层古压力演化在时

间上具有很好的对应性,前人研究认为须家河组发育“三明治”式生储盖组合,天然气藏具有自生自储、近源成藏的特点,烃源岩的生排烃时间与天然气充注成藏时间基本一致^[26]。综合上述分析可以看出,须家河组储层异常高压的发育与烃源岩的生烃作用密切相关。因超压可以在三维空间通过流体的流动进行传递^[27],因此笔者分析认为,须家河组储层的超压是由于烃类流体充注成藏过程中产生的压力传递所致,即烃源岩生烃产生的大量超压流体(以天然气为主)通过排烃、充注成藏过程迅速进入相邻储层,使得储层中流体体积增加,在储层流体排放不畅的情况下形成超压。

3 结论

(1)在缺乏石油包裹体的高成熟天然气藏储层中,传统的 PVT 模拟方法无法应用。因此,选择含烃盐水包裹体进行分析,运用 PVTsim 热动力学软件,利用包裹体在均一温度下气体完全溶解的特性,结合包裹体气液比和均一温度等参数,模拟含烃盐水包裹体的组分和最小捕获压力,建立包裹体

的等容线方程,结合含烃盐水包裹体捕获温度比均一温度略高 2 ℃ 的认识,求取包裹体的捕获压力。该方法能够成功恢复地层古流体压力。

(2)对元坝地区须家河组储层中含烃盐水包裹体的 PVT 模拟结果表明:须家河组储层在 160 Ma 左右时发育弱超压,压力系数达到 1.11;随后古压力迅速增大,在 148 Ma 左右时,压力系数达到 1.86;在 100 Ma 左右时,古压力达到最大,但地层埋深也最大,压力系数有所降低,达到 1.60。

(3)从须家河组生烃演化与古压力演化对比分析可以看出,烃源岩大量生烃、生烃高峰以及有机质过成熟的时间,与地层开始发育弱超压、强超压以及古压力继续增大的时间具有很好的对应性。结合须家河组生储盖组合特征分析认为,烃源岩生烃作用产生的大量超压流体充注储层引起的压力传递,是储层发育超压的重要原因。

参考文献:

- [1] Goldstein R H. Fluid inclusions in sedimentary and diagenetic systems[J]. *Lithos*, 2001, 55(1/4): 159-193.
- [2] Schubert F, Diamond L W, Tóth T M. Fluid-inclusion evidence of petroleum migration through a buried metamorphic dome in the Pannonian Basin, Hungary [J]. *Chemical Geology*, 2007, 244(3/4): 357-381.
- [3] 刘振湖,王飞宇,刘金萍,等.北黄海盆地东部坳陷油气成藏时间研究[J].*石油实验地质*, 2014, 36(5): 550-554.
Liu Zhenhu, Wang Feiyu, Liu Jinping, et al. Time of hydrocarbon accumulation in eastern depression of North Yellow Sea Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(5): 550-554.
- [4] 米敬奎,肖贤明,刘德汉,等.利用包裹体信息研究鄂尔多斯盆地上古生界深盆气的运移规律[J].*石油学报*, 2003, 24(5): 46-51.
Mi Jingkui, Xiao Xianming, Liu Dehan, et al. Study on Upper Paleozoic deep basin gas migration in Ordos using inclusion information [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2003, 24(5): 46-51.
- [5] 高勇,牟智全,王永凯,等.流体包裹体在油气成藏研究中的应用[J].*特种油气藏*, 2012, 19(4): 37-41.
Gao Yong, Mu Zhiquan, Wang Yongkai, et al. Application of fluid inclusion in hydrocarbon accumulation study [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2012, 19(4): 37-41.
- [6] 石刚,张金川,唐玄,等.辽河滩海西部地区油气成藏时间和成藏期次[J].*特种油气藏*, 2014, 21(3): 41-44.
Shi Gang, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, et al. Timing and stages of oil and gas accumulation in Western Tanhai [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(3): 41-44.
- [7] 李海,汤达祯,许浩,等.柴达木盆地狮子沟油田古近系油气成藏期次[J].*油气地质与采收率*, 2013, 20(3): 30-32, 36.
Li Hai, Tang Dazhen, Xu Hao, et al. Analysis of hydrocarbon accumulation period in Paleogene reservoirs, Shizigou oilfield of Qaidam basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(3): 30-32, 36.
- [8] 解玉宝.东营凹陷牛庄洼陷地层流体演化与油气成藏[J].*油气地质与采收率*, 2013, 20(2): 11-14.
Xie Yubao. Formation fluid evolution and oil accumulation in Niuzhuang sag, Dongying depression [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(2): 11-14.
- [9] 米敬奎,肖贤明,刘德汉,等.利用储层流体包裹体的 PVT 特征模拟计算天然气藏形成古压力:以鄂尔多斯盆地上古生界深盆气藏为例[J].*中国科学: D 辑: 地球科学*, 2003, 33(7): 679-685.
Mi Jingkui, Xiao Xianming, Liu Dehan, et al. Calculation to trapping pressure of inclusions occurring in upper Paleozoic sandstone reservoir from the Ordos basin using PVTsim method [J]. *Science in China; Series D: Earth Science*, 2003, 33(7): 679-685.
- [10] 胡忠良,肖贤明,黄保家.储层包裹体古压力的求取及其与成藏关系研究:琼东南盆地崖 21-1 构造实例剖析[J].*天然气工业*, 2005, 25(6): 27-31.
Hu Zhongliang, Xiao Xianming, Huang Baojia. Acquisition of fluid inclusion paleo-pressure and its relation to reservoiring: Taking Ya21-1 structure in Qiongdongnan basin as an example [J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(6): 27-31.
- [11] 刘德汉,宫色,刘东鹰,等.江苏句容—黄桥地区有机包裹体形成期次和捕获温度、压力的 PVTsim 模拟计算[J].*岩石学报*, 2005, 21(5): 1435-1448.
Liu Dehan, Gong Se, Liu Dongying, et al. Investigation on the phase of organic inclusion from Jurong-Huangqiao region, Jiangsu Province, and its trapped temperature & pressure calculated by PVTsim modeling [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2005, 21(5): 1435-1448.
- [12] Aplin A C, Larter S R, Bigge M A, et al. PVTX history of the North Sea's Judy oilfield [J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 2000, 69-70: 641-644.
- [13] Aplin A C, Macleod G, Larter S R, et al. Combined use of Confocal Laser Scanning Microscopy and PVT simulation for estimating the composition and physical properties of petroleum in fluid inclusions [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16(2): 97-110.
- [14] 刘中云,王东风,肖贤明,等.库车依南 2 井包裹体形成的古温度古压力[J].*新疆石油地质*, 2004, 25(4): 369-371.
Liu Zhongyun, Wang Dongfeng, Xiao Xianming, et al. The paleo-temperature and paleopressure forming inclusions in Yinan No.2 Well, Kuqa depression [J]. *Xinjiang Petroleum and Geology*, 2004, 25(4): 369-371.
- [15] 王存武,邹华耀.利用流体包裹体获取含气盆地古地层压力的新方法[J].*天然气勘探与开发*, 2013, 36(1): 28-33.
Wang Cunwu, Zou Huayao. A new method to obtain paleo-formation-pressure of gas-bearing basin using fluid inclusion [J]. *Natural Gas Exploration & Development*, 2013, 36(1): 28-33.
- [16] 米敬奎,肖贤明,刘德汉,等.鄂尔多斯盆地上古生界储层中包裹体最小捕获压力的 PVTsim 模拟[J].*地球化学*, 2002, 31(4): 402-405.
Mi Jingkui, Xiao Xianming, Liu Dehan, et al. Simulation for the minimum trapping pressure of inclusions occurring in Upper Pa-

- leozoic sandstone reservoir of Ordos Basin using PVTsim [J]. *Geochemistry*, 2002, 31(4): 402-405.
- [17] Liu D H, Xiao X M, Mi J K, et al. Determination of trapping pressure and temperature of petroleum inclusions using PVT simulation software; a case study of Lower Ordovician carbonates from the Lunnan Low Uplift, Tarim Basin [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2003, 20(1): 29-43.
- [18] 刘德汉, 卢焕章, 肖贤明. 油气包裹体及其在石油勘探和开发中的应用 [M]. 广州: 广东科技出版社, 2007.
- Liu Dehan, Lu Huanzhang, Xiao Xianming. *Petroleum inclusions and its application in oil exploration and exploitation* [M]. Guangzhou: Guangdong Science and Technology Press, 2007.
- [19] Mao Shide, Duan Zhenhao, Zhang Dehui, et al. Thermodynamic modeling of binary $\text{CH}_4 - \text{H}_2\text{O}$ fluid inclusions [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2011, 75(20): 5892-5902.
- [20] Mao Shide, Duan Zhenhao, Hu Wenxuan. A vapor-liquid phase equilibrium model for binary $\text{CO}_2 - \text{H}_2\text{O}$ and $\text{CH}_4 - \text{H}_2\text{O}$ systems above 523K for application to fluid inclusions [J]. *The Journal of Supercritical Fluids*, 2009, 50(1): 13-21.
- [21] Mao Shide, Duan Zhenhao, Hu Jiawen, et al. A model for single-phase PVT_x properties of $\text{CO}_2 - \text{CH}_4 - \text{C}_2\text{H}_6 - \text{N}_2 - \text{H}_2\text{O} - \text{NaCl}$ fluid mixtures from 273 to 1273 K and from 1 to 5000 bar [J]. *Chemical Geology*, 2010, 275(3/4): 148-160.
- [22] 卢焕章, 范宏瑞, 倪培, 等. 流体包裹体 [M]. 北京: 科学出版社, 2004.
- Lu Huanzhang, Fan Hongrui, Ni Pei, et al. *Fluid inclusion* [M]. Beijing: Science Press, 2004.
- [23] 王存武, 邹华耀, 姜丽娜, 等. 激光扫描共聚焦显微镜精确测
- 量有机包裹体气液比方法研究 [J]. *现代科学仪器*, 2008(1): 20-22.
- Wang Cunwu, Zou Huayao, Jiang Lina, et al. The method study on the determination of gas and liquid ratio of fluid inclusion using laser confocal scanning microscope [J]. *Modern Scientific Instruments*, 2008(1): 20-22.
- [24] 周振柱, 周瑶琪, 陈勇, 等. 一种获取流体包裹体气液比的便捷方法 [J]. *地质论评*, 2011, 57(1): 147-152.
- Zhou Zhenzhu, Zhou Yaoqi, Chen Yong, et al. A convenient method for obtaining vapour/liquid ratios of fluid inclusions [J]. *Geological Review*, 2011, 57(1): 147-152.
- [25] 李军, 郭彤楼, 邹华耀, 等. 四川盆地北部上三叠统须家河组煤系烃源岩生烃史 [J]. *天然气工业*, 2012, 32(3): 25-28.
- Li Jun, Guo Tonglou, Zou Huayao, et al. Hydrocarbon generation history of coal-measure source rocks in the upper Triassic Xujiahe Formation of the northern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(3): 25-28.
- [26] 盘昌林. 四川盆地元坝地区上三叠统须家河组天然气成藏条件研究 [D]. 成都: 成都理工大学, 2011: 93-95.
- Pan Changlin. Reservoir forming condition of the Xujiahe Formation of the Upper Triassic in Yuanba area, Sichuan Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2011: 93-95.
- [27] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理 [M]. 北京: 科学出版社, 2005.
- Hao Fang. Kinetics of hydrocarbon generation and mechanism of petroleum accumulation in over pressured basins [M]. Beijing: Science Press, 2005.

(编辑 韩 或)

(上接第 101 页)

- [10] 马中良, 郑伦举, 李志明. 烃源岩有限空间温压共控生排烃模拟实验研究 [J]. *沉积学报*, 2012, 30(5): 955-963.
- Ma Zhongliang, Zheng Lunju, Li Zhiming. The thermocompression simulation experiment of source rock hydrocarbon generation and expulsion in formation porosity [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2012, 30(5): 955-963.
- [11] 秦建中, 申宝剑, 腾格尔, 等. 不同类型优质烃源岩生排油气模式 [J]. *石油实验地质*, 2013, 35(2): 179-186.
- Qin Jianzhong, Shen Baojian, Tenger, et al. Hydrocarbon generation and expulsion pattern of different types of excellent source rocks [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(2): 179-186.
- [12] 程有义. 含油气盆地二氧化碳成因研究 [J]. *地球科学进展*, 2000, 15(6): 684-687.
- Cheng Youyi. Origins of carbon dioxide in petroliferous basins [J]. *Advances in Earth Science*, 2000, 15(6): 684-687.
- [13] 郑军卫, 庾凌, 孙德强. 低渗透油气资源勘探开发主要影响因素与特色技术 [J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(5): 651-656.
- Zheng Junwei, Yu Ling, Sun Deqiang. Main affecting factors and special technologies for exploration and exploitation of low-permeability oil and gas resources [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(5): 651-656.
- [14] 赵明国, 李金珠, 王忠滨. 特低渗透油藏 CO_2 非混相驱油机理研究 [J]. *科学技术与工程*, 2011, 11(7): 1438-1440, 1446.
- Zhao Mingguo, Li Jinzhu, Wang Zhongbin. The study on CO_2 immiscible mechanism in low permeability reservoir [J]. *Science Technology and Engineering*, 2011, 11(7): 1438-1440, 1446.
- [15] 王振峰, 何家雄, 张树林, 等. 南海北部边缘盆地 CO_2 成因及充注驱油的石油地质意义 [J]. *石油学报*, 2004, 25(5): 48-53.
- Wang Zhenfeng, He Jiexiong, Zhang Shulin, et al. Genesis of carbon dioxide and geological significance for carbon dioxide infilling and oil displacement in the northern marginal basin of South China Sea [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(5): 48-53.
- [16] 杨胜来, 杭达震, 孙蓉, 等. CO_2 对原油的抽提及其对原油黏度的影响 [J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2009, 33(4): 85-88.
- Yang Shenglai, Hang Dazhen, Sun Rong, et al. CO_2 extraction for crude oil and its effect on crude oil viscosity [J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2009, 33(4): 85-88.
- [17] Lewan M D, Roy S. Role of water in hydrocarbon generation from Type-I kerogen in Mahogany oil shale of the Green River Formation [J]. *Organic Geochemistry*, 2011, 42(1): 31-41.

(编辑 徐文明)