

基于组分检测与相态模拟的 烃类流体液相赋存深度下限预测方法及应用

于京都, 郑民, 张蔚

中国石油勘探开发研究院

摘要 油气资源勘探结果揭示了耐高温石油的存在, 但是根据传统理论难以实现对油气资源赋存极限深度的准确判断及预测。因此有必要探讨含烃类混合物在埋藏条件下作为液相稳定赋存的极限深度的合理取值。根据含烃类混合物最终演化为甲烷的地层温度和临界凝析温度, 建立以地层温度为 $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、临界凝析温度为 $-82.55\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的地质温度约束条件, 以及地层温度与临界凝析温度相等为取值条件的液相稳定赋存极限地层温度判别标志, 通过对理论案例中不同期次含烃类混合物对应地层温度与临界凝析温度交会点的分析表明: 液相稳定赋存极限地层温度为 $220.82\text{ }^{\circ}\text{C}$, 对应的埋深为 $5\,061.32\text{ m}$ 。对不同期次含烃类混合物地层温度与临界凝析温度交会点的分布特征, 及其与极限地层温度判别标志间的关系, 可划分为收敛、截交、发散和杂乱等4种类型, 它们分别对应不同的地质意义与极限温度判别流程。以句容凹陷容3井下二叠统烃类流体为分析实例, 预测极限温度为 $192.91\text{ }^{\circ}\text{C}$, 对应深度为 $5\,763.58\text{ m}$, 预测结果与研究区耐高温石油的分布范围一致。因此, 基于组分检测与相态模拟的含烃类混合物赋存深度下限预测技术具有较好的方法合理性与适用性。

关键词 含烃类混合物; 组分特征; 相态模拟; 液相赋存; 极限温度; 极限深度

中图分类号: TE133⁺.1 文献标识码: A

0 前言

石油与天然气不同的资源赋存状态, 造成其在勘探技术、开发方法、集输手段及利用方式等方面存在明显差异, 因此准确认识资源的石油或天然气属性, 对油气战略规划及勘探部署具有重要的实践意义。根据经典理论, $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右是石油可稳定赋存的极限温度——以地表温度为 $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、平均地温梯度为 $3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ 计算, 其对应的深度极限约为 $6\,000\text{ m}$, 该深度以下, 石油则无法赋存。但深层油气勘探结果则证实了超过 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的高温油层的确存在: 如中国西部的塔里木盆地, 其正常原油完全裂解的温度门限可达 $230\text{ }^{\circ}\text{C}$ ^[1]; 在中国东部的渤海湾盆地, 牛东1井深度 $6\,027\text{ m}$ 处的地层温度达到 $201\text{ }^{\circ}\text{C}$, 还能发现原油赋存^[2]。

国外的勘探实践也证实了高温油层的存在: 如北美华盛顿油田、巴尔湖油田、帕拉顿油田、别尔油田的油层温度均超过 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$, 波斯湾马伦油田产层的温度超过了 $230\text{ }^{\circ}\text{C}$, 俄罗斯滨里海盆地布拉海油藏在埋深 $7\,550\text{ m}$ 、地温 $295\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的条件下仍有液态烃聚集^[3]。不同烃类的沸点具有明显差异, 部分环烃及芳烃的耐高温特征显著, 因此一旦石油中含有这些比较稳定的烃类物质, 则可以显著提高混合烃类组分的耐热性。如果简单以 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 $6\,000\text{ m}$ 作为区分石油与天然气的温度与深度界限, 耐高温石油的赋存会造成资源评价工作中对石油赋存极限深度的认识误区, 从而影响评价结果的准确性与科学性。因此, 将石油视为复杂的含烃类混合物, 预测其液相赋存的极限埋深是资源评价中亟待解决的技术问题。

收稿日期: 2019-09-30; 改回日期: 2019-12-13

本文受国家科技重大专项下课题“我国含油气盆地深层油气分布规律与资源评价”(编号: 2017ZX05008-006)、“‘十三五’全国油气资源评价——中石油矿权区油气资源评价”(编号: 2017YQZYPJ0107)共同资助

第一作者: 于京都, 博士, 高级工程师, 主要从事油气资源战略及石油地质综合研究。通信地址: 100083 北京市海淀区学院路20号; E-mail: yujingdu@petrochina.com.cn

通信作者: 郑民, 博士, 高级工程师, 主要从事油气资源战略及石油地质综合研究。通信地址: 100083 北京市海淀区学院路20号; E-mail: zhenmin@petrochina.com.cn

1 分析思路与技术可行性

1.1 相态预测分析思路

根据相态的定义,相态特征受温度、压力、物质成分三者共同控制。而石油的物质成分又受包括地层温度、压力及地层水、矿物等不同地质因素的影响。因此,对石油赋存相态特征的预测,如果仅凭借地层温压场特点,则无法对相态特征形成有效判识。以国内 400 余个深层油气藏为例,对地层温度与压力的统计结果表明:在一定的地层温度和压力范围内,存在大量油、气藏数据点重叠(图1)。

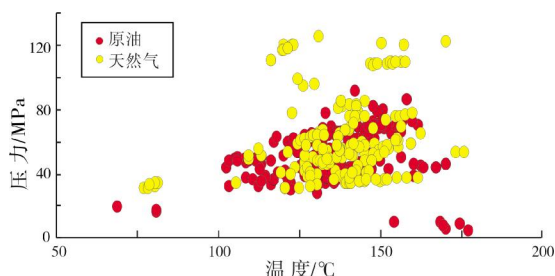


图 1 中国深层油气藏地层温度和压力交会图

Fig. 1 Crossplot of formation temperature and pressure of deep oil and gas reservoirs in China

另一方面,开展基于枚举众多地质影响因素、明确限定前提条件的正演式分析难度极大,原因在于:地层水和矿物等催化烃类分子裂解的发生条件不明,地质催化剂种类不清,不同种类催化剂的共同影响程度难以定量;目前对烃类分子的活化能分析普遍为实验室条件,而地质过程漫长而且复杂,不同地质时期不同温压场控制下的原始烃类裂解反应速率的变化过程难以准确重构^[4]。

因此,对含烃类混合物相态特征的分析,在当前条件下,从温度、压力、物质成分三要素出发,开展基于现象的研究相对更合理,其技术思路可以概括为:①获取古今不同地质时期温压场特征,以及含烃类混合物组分结构特征;②基于油气地质认识及相态变化基础理论,构建地质约束条件;③根据物质平衡方程,对古今烃类流体分别构建基于含烃类混合物的 p - T 相图;④提取相态关键参数,以量化分析的形式解决地质问题。由此,使分析过程中不涉及地质系统内催化剂种类组合、催化发生条件及过程、活化能与反应速率参数

求解等难以确定的因素,从而提高分析结果的可靠性与合理性。

1.2 技术可行性

对于上述思路,技术可行性表现在 4 个方面:①成熟的地层温度与压力测试。利用钻井时地层温度、压力实测数据,可以构建现今储层的温压场。②成熟的流体包裹体检测。烃类流体包裹体目前是获取地质历史时期烃类流体组分的唯一途径,通过流体包裹体分析,可求出烃类的捕获温度和压力,从而重构储层古温压场^[5-8]。③成熟的烃类组分分析。利用色谱-质谱检测,可实现对含烃类混合物组分的定量分析,这对现今石油和流体包裹体中的古代烃类均具有适用性^[5-8]。④成熟的多组分烃类混合物相态模拟技术。目前国内外已广泛应用以 PVTsim 和 PVTpro 为代表的高精度相态模拟软件,相比直接套用复杂的物质平衡方程进行计算,液相稳定赋存的模拟仿真分析工具的运算精度高、速度快,是获得含烃类混合物 p - T 相图及相关关键参数的有效技术途径^[9-12]。

2 理论案例构建

尽管所涉及的测试方法均成熟而且可行,但由于对现今石油和古代烃类流体包裹体成分进行联测属于非商业测试,相关工作开展程度非常低,因此在研究中采用构建理论案例的方式进行分析,通过不依赖于特定地区或盆地的应用案例,来说明预测技术的普遍适用性。

2.1 技术路线

技术路线分为 3 个步骤。首先,建立包含 4 个方面的基础数据:①多期次流体包裹体烃类捕获温度、压力;②多期次流体包裹体烃类组分特征;③现今地层温压场;④现今含烃类混合物的组分特征。接着利用相态模拟工具,根据广泛适用的 Peng-Robinson 平衡方程进行液相稳定赋存的相态数值模拟,获得与烃类流体包裹体期次及现今石油相对应的含烃类混合物相图^[13-16]。再根据相态数值模拟结果,分别叠加古今地层温度、压力及地质约束条件,分析相态关键参数在温压场控制下的演化趋势,从而获得含烃类混合物的液相赋存的极限深度预测结果(图2)。

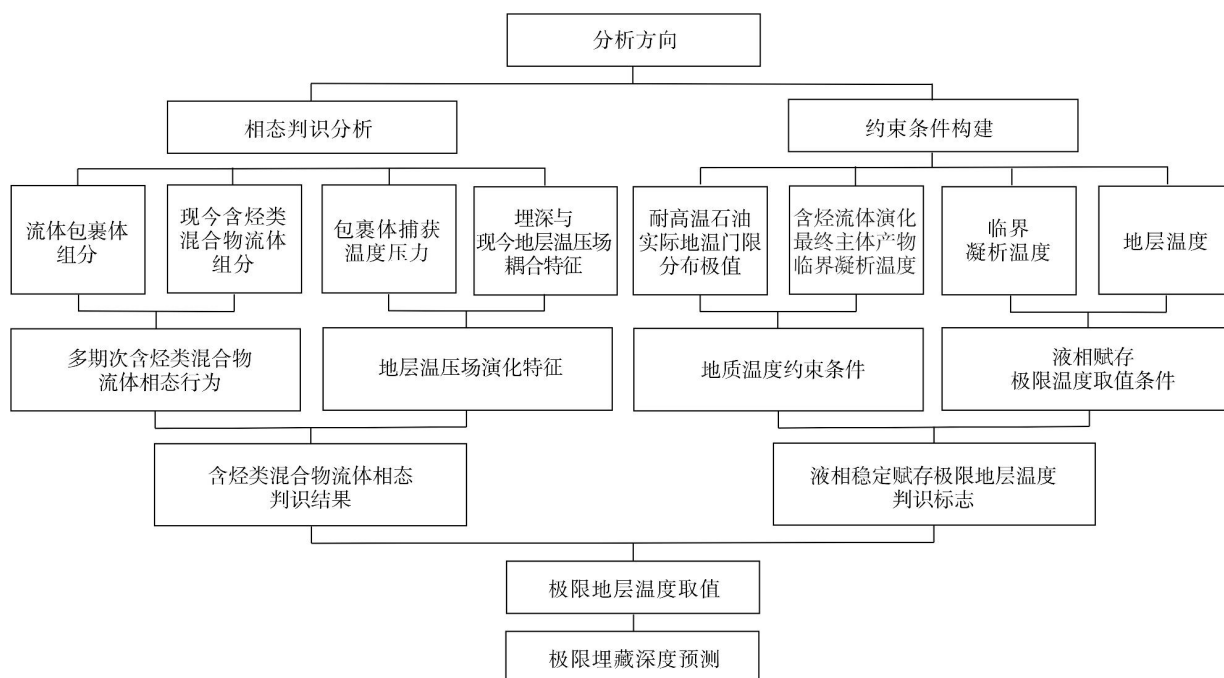


图2 含烃类混合物相态分析技术路线

Fig. 2 Methodology applied in phase analysis of hydrocarbon mixtures

2.2 地层温压场及流体组分建立

理论案例构建的难点是基础数据编制。对于现今地层温压场,采用了结合地质认识,先提出参数值域范围,之后生成随机数,再进行排序组合的方式来实现;对于流体包裹体烃类的捕获温度、压力测试结果和古今烃类流体组分测试结果,则采用油气地质统计学方法,根据随机抽取组分进行组合,并赋以随机值作为物质绝对含量,再求其相对百分含量的方式来实现,从而构建具有非特例性的理论分析样本实例。

2.2.1 构建现今地层温压场模型

结合我国各主要含油气盆地深度、温度、压力互为正相关的耦合特征^[17],对理论案例中分析对象的深度范围设定为1 000~5 000 m,这个范围为油藏比较普遍的埋深;考虑通常的地温梯度范围(1~3) °C/100 m等因素,将地层温度范围设定为40~160 °C;考虑静水压力梯度等因素,将地层压力范围设定为10~50 MPa。之后分别针对深度、温度、压力生成在取值范围内的随机数3组(每组随机数1 000个),将各组随机数按正序排列后,则可建立一个耦合深度的地层温压场(图3)。

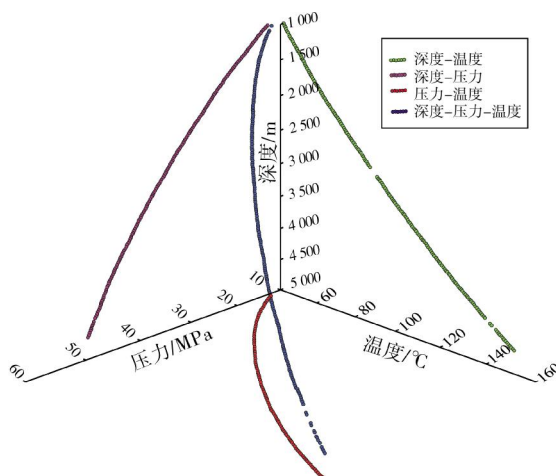


图3 理论案例现今地层温压场构建

Fig. 3 Construction map of current formation temperature and pressure field of theoretical case

由于最终的预测对象是深度,所以还需建立由地层温度、压力控制下的深度取值预测模型。在具体的实现途径上,又可以分为多元线性回归、多元非线性回归及神经网络分析等3种技术手段。其中,多元线性回归模型相对简单,但是在线性约束条件下,地层温度、压力变化速率为恒定,应用范围明显受限;多元非线性回归模型则需要提前构建目标函数,拟

合精度对经验性认识的依赖很大。因此,研究中采用神经网络分析技术,建立基于地层温度和压力的地层深度预测高精度隐式模型(其累积相对误差的平均值仅为0.47%)(图4)。

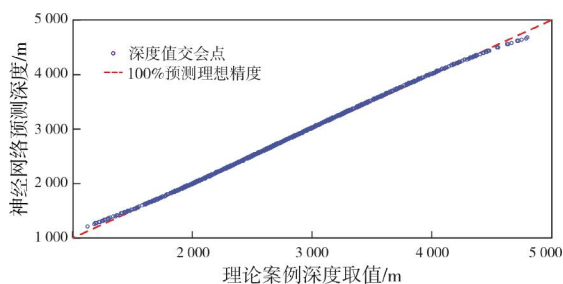


图4 理论案例地层深度与神经网络深度预测值交会图

Fig. 4 Crossplot of formation depth and the result acquired from neural network depth forecast model of theoretical case

在地层温度的具体设定上,各期次含烃类混合物采用在前述地层温度范围内的随机取值。在地层压力设定上,除现今含烃类混合物外,其余各期次含烃类混合物采用在前述地层压力范围内的随机取值;现今含烃类混合物则需要在其地层温度进行随机取值后,再根据现今地层温压耦合关系对其地层压力进行取值(表1)。

表1 不同期次含烃类混合物(石油)对应的地层温压条件

Table 1 Formation temperature and pressure of the hydrocarbon mixtures (petroleum) in different periods

混合物名称	地层温度(捕获温度)/ ℃	地层压力(捕获压力)/ MPa
第1期包裹体	50	18.0
第2期包裹体	37	9.5
第3期包裹体	85	33.1
现今石油	121	43.1

2.2.2 构建含烃类混合物组分分析结果

在理论案例构建时,由于烃类化合物种类极多,因此构建合理的含烃类混合物组分分析结果难度较大。为了体现不同的多期次石油组分(以烃类多组分混合物为主)的变化特征,在PVTsim20软件自带的含烃类混合物数据库中进行4次独立的随机抽取,分别构成第1期至第3期包裹体中的含烃类混合物及现今石油的组分特征。可以看出,相关参数取值上总体为一随机过程,并考虑了现今地层的温压耦合关系(图5,表1),因此所构建的理论案例,实际反映为相关地质条件组合的某种可能性,具有非特例性,对技术方法探讨具有适用性。

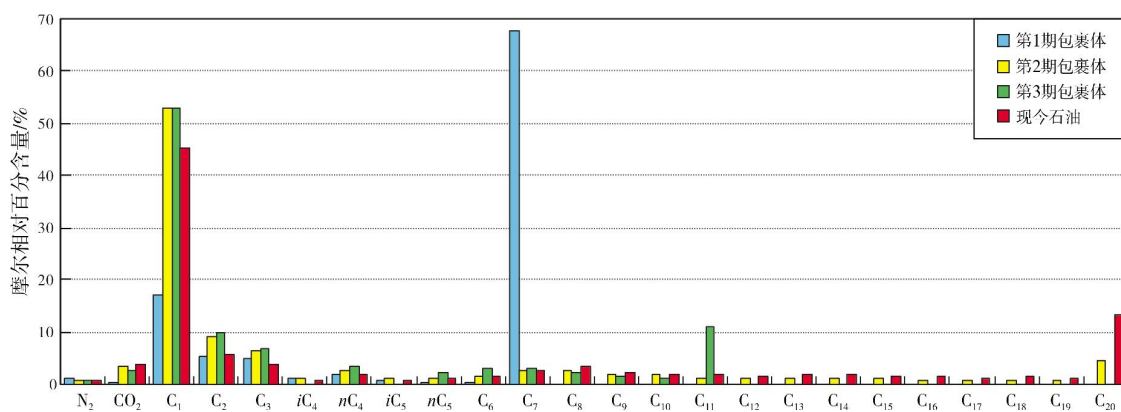


图5 理论案例不同期次含烃类混合物(石油)组分含量柱状图

Fig. 5 Component histogram of hydrocarbon mixture (petroleum) in different periods of theoretical case

2.3 约束条件设定与相态模拟关键参数提取

2.3.1 建立地质温度约束条件

根据油气物质的相平衡理论,烃类流体组分在地质过程控制下存在分馏式演化。随着地层温度变化,烃类流体组分构成将产生变化,使其对应的临界凝析温度也发生变化。随着地温升高,作为流体的烃

类混合物在演化过程中的最终产物为以甲烷为主所构成的干气^[18-19]。因为当地层温度大于临界凝析温度时,流体相态始终为气相,作为热稳定性较好的烃类流体,甲烷的临界凝析温度为-82.55℃,因此当满足上述条件时,甲烷在地下赋存的相态始终为气相。

截至目前,勘探活动中还没有发现地层温度超过300℃的油藏,因此认为石油作为液相有效赋存

的极限地层温度可能不超过300℃。以平均地表温度为18~26℃、平均地温梯度为(3.0~3.5)℃/100 m计算,300℃对应的深度范围为7 829~9 400 m,以该深度范围作为下限,已超过了目前大多数油层的底深。将上述温度取值进行交会,可建立依据临界凝析温度和地层温度所构建的二维空间上的地质约束条件(-82.55℃,300℃),这表明根据目前的勘探结果与经验,在地层温度达到300℃的约束门限时,含烃类混合物在物质组成上以甲烷为主,并已演化为气相,达到了其气液相态演化的终点。

2.3.2 多期次含烃类流体相态模拟

基于含烃类混合物组分特征,以PVTsim20软件作为分析工具,采用目前在流体物相分析中常用的PR-Peneloux状态方程进一步求解^[20-21],可获得该理论案例中由地层温度与压力控制的不同期次含烃类流体混合物相态行为特征曲线(烃类混合物p-T相图),以及混合物的临界凝析温度、临界点温度、临界点压力等相态关键参数(表2)。

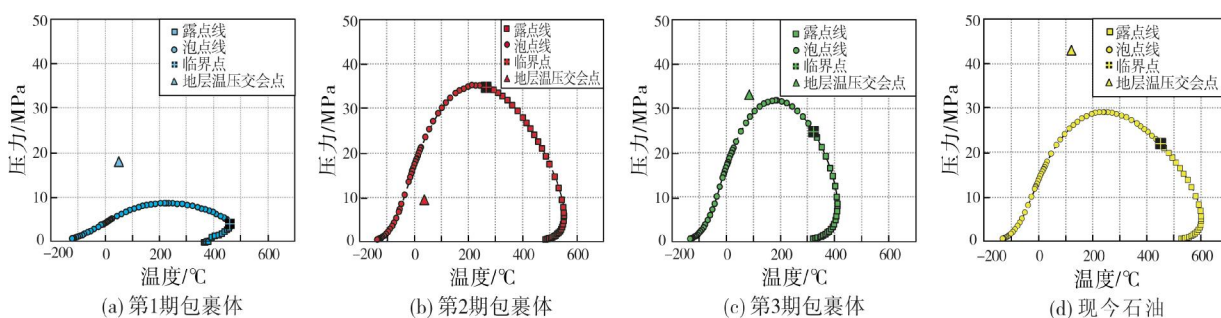


图6 理论案例不同期次含烃类混合物温压条件与相态特征耦合图

Fig. 6 Coupling diagram of temperature and pressure conditions and hydrocarbon mixtures phase in different periods of theoretical case

2.4 液相赋存极限条件判识及预测

2.4.1 赋存极限温度判识结果

根据当地层温度不小于含烃类混合物的临界凝析温度时,含烃类混合物必为气相,且改变压力无法使混合物液化的相态规律,以临界凝析温度与地层温度相等作为含烃类混合物液相赋存的极限条件,即在地质演化过程中,当地层温度不小于临界凝析温度时,含烃类混合物无法以液相赋存,其必为气相。而当地层温度小于其临界凝析温度时,液相赋存则可以存在,表现为在不同压力下,含烃类混合物存在以液相或气液两相共存形式赋存的可能性。由此

表2 理论案例不同期次含烃类混合物(石油)相态模拟结果参数取值表

Table 2 Calculated parameters of phase simulation of hydrocarbon mixture (petroleum) in different periods of theoretical case

混合物名称	临界凝析温度/℃	临界点		临界凝析压力/MPa
		温度/℃	压力/MPa	
包裹体	第1期	461.34	459.89	3.96
	第2期	553.75	265.56	34.89
	第3期	410.70	322.31	24.77
现今石油	602.79	451.74	21.91	29.12

继而将含烃类混合物的相态曲线与对应期次的地层温压条件进行交会,建立对各期次含烃类混合物的相态特征判识结果:第1期包裹体为液相,第2期为油气两相共存,第3期至现今均为液相。各期次流体的地层温度-压力交会点位置与气液两相共存界线间存在明显差异,这揭示了含烃类混合物在历经油气地质演化过程的背景下(主要表现为地层隆升与沉降),地层温压场与相态特征间呈现复杂的动态联系(图6)。

结合基于含烃类混合物演化最终产物所建立的地质约束温度条件,建立了针对液相稳定赋存的极限地层温度判识标志。

各期次含烃类混合物对应地层温度与其临界凝析温度交会后的数据分布存在杂乱特征,表明其历经的地温变化存在反复升降。由于地质热力作用的不可逆性,及含烃类混合物具有明确的最终主体产物演化方向,而且烃类组分在继续深埋过程中的演化为典型的黑箱过程,其临界凝析温度的变化具有测不准性,因此为了实现有效预测,将现今石油对应的临界凝析温度与地层温度交会点(602.79℃,121℃)同地质温度约束条件点(-82.55℃,300℃)相连,其连线与液相稳定赋存的极限条件(地层温度与临界凝析温度相

等)存在交点(图7)。这表明在深埋过程中,随着地层温度逐渐升高,含烃类混合物发生热解逐渐干气化,混合物临界凝析温度逐渐趋于与甲烷一致,并在某一地质时刻达到地层温度与临界凝析温度相等的液

相稳定赋存极限条件。这时对应的地层温度,即为含烃类混合物液相稳定赋存的极限温度,其取值为220.82℃。分析结果与目前勘探所发现的耐高温石油赋存的地层温度门限在一定程度上相互印证。

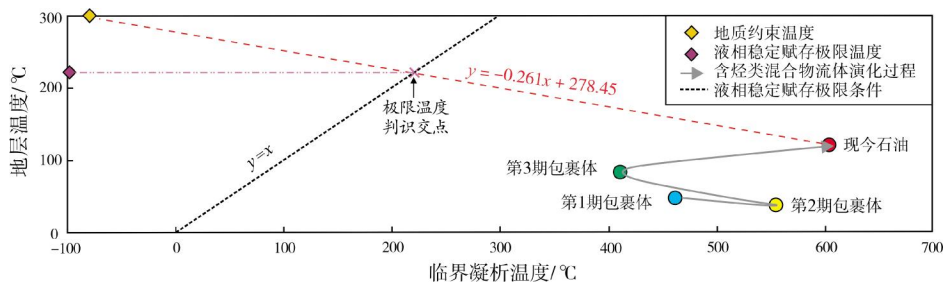


图7 理论案例含烃类混合物(石油)液相稳定赋存极限温度预测图

Fig. 7 Prediction diagram of the limit temperature of hydrocarbon mixtures (petroleum) as stable liquid phase of theoretical case

2.4.2 利用温压场预测石油赋存极限深度

由于地层温度、压力与埋深间互为正相关,在参数间存在共线性的背景下,尝试通过先利用地层温度预测压力,再根据温度及获得的压力对埋深进行预测的方法,进一步提高预测精度。具体做法分为2步:①根据获取的液相稳定赋存的极限温度取值,利用地层温压耦合关系,建立单参数神经网络模型,推导地层压力;②利用地层温度、压力与埋深的耦合关系,通过温压双参数神经网络模型,求取液相赋存极限深度。结果表明:当地层温度取值为含烃类混合物液相稳定赋存的极限温度220.82℃时,地层压力取值为50.12 MPa;结合地层温度和压力对埋深建立的神经网络模型,可得到在上述地层温度和压

力条件下,含烃类混合物以液相赋存的极限埋深预测结果为5061.32 m。这意味着在该极限深度之下,含烃类混合物以烃气形式赋存。

3 类型讨论

从上述分析过程可以看出,对烃类混合物流体液相赋存的极限埋深预测,其关键是获取极限赋存温度。在考虑地质约束温度条件下,通过对相关参数随机性取值,进一步构建了多个类似案例,并对案例分析结果进行统计。根据地层温度与临界凝析温度的交会情况,及其与液相稳定赋存极限地层温度判别标志间的关系,可将其分为收敛型、截交型、发散型、杂乱型等4种类型(图8),分别表征不同地质作用过程所可能具有的油气内涵(表3)。

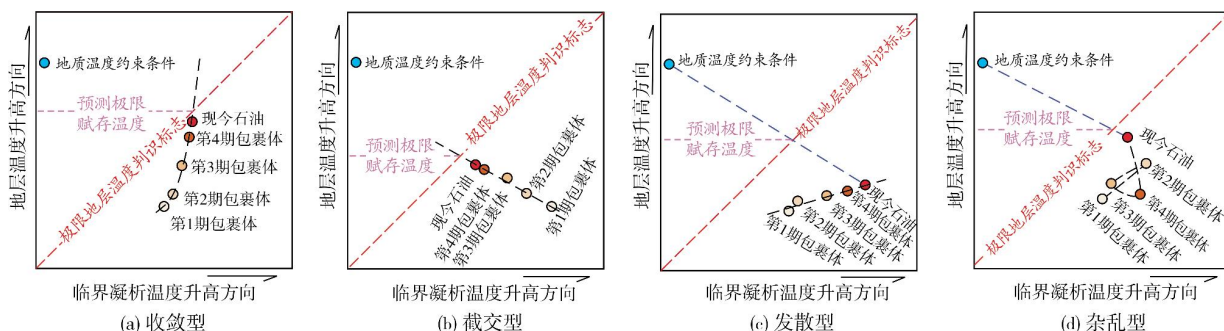


图8 理论案例含烃类混合物相态演化趋势类型模式图

Fig. 8 Pattern diagrams of hydrocarbon mixtures in the phase evolution trend of theoretical cases

收敛型 地层温度升高速度高于临界凝析温度上升速度,含烃类混合物在热裂解作用下,生成热稳定性程度更高、液相维持能力更强的组分,但由于地

层升温速度更快,因而具有通过蒸发形成气相赋存的趋势。

截交型 临界凝析温度随地层温度升高而降低,

表3 理论案例含烃类混合物相态演化趋势类型划分

Table 3 Types of hydrocarbon mixtures in the trend of phase evolution of theoretical cases

类型	地层温度与其临界凝析温度交会点		地温-埋藏特征
	交会点分布趋势	与极限地层温度判别标志间的关系	
收敛	有趋势	有相交趋势	地温持续升高 深埋作用发育
截交		无相交趋势	
发散			无趋势
杂乱			

含烃类混合物被热裂解,形成大量热稳定性程度更高、液相维持能力变差的组分,具有在较高地层温度下,通过热裂解形成气相赋存的趋势。

发散型 在热裂解作用下,含烃类混合物大量形成耐高温液相组分,由于地层温度升高速度低于临界凝析温度上升速度,因此表现为地温增加过程中的液相维持能力变强。

杂乱型 含烃类混合物所在层系反复隆升与深埋,地层温度与临界凝析温度呈现一定的波动性,各期次含烃类混合物及现今原油难以构成有效的趋势,由于热力学过程一般不可逆,因此表现为在地质条件控制下的一定的液相维持能力。

可以看出对于收敛型和截交型含烃类混合物,由于各期次所对应的地层温度与临界凝析温度的交会点,与液相稳定赋存的极限地层温度判别标志间存在相交趋势,因此可以按期次顺序确定相态演化趋势,在地质约束温度条件下,求取其含烃类混合物液相稳定赋存极限地层温度判别标志间的交点(极限温度)。

对发散型及杂乱型含烃类混合物,由于缺乏相关交会数据点分布与液相稳定赋存的极限地层温度判别标志间的有效趋势,因此应基于现今含烃类混合物数据点位置,利用其与地质约束温度条件间的连线,求取其与极限地层温度判别标志间的交点,从而获得液相稳定赋存极限温度。

4 实际案例

在理论案例构建的基础上,以江苏句容凹陷为地质实例开展探讨^[22]。相关数据来源于前人对句容凹陷下二叠统石油及包裹体中含烃类混合物组分的测试结果^[23-25]。其中含烃类混合物共计2期,分别为容3井1 604.78 m深处的二叠系储层中的现今石油及相同深度下方解石充填脉中的包裹体含烃类流体。包裹体捕获温度(对应古地温)为123℃,捕获压力(对应古地层压力)为30.05 MPa,流体组分见图9。

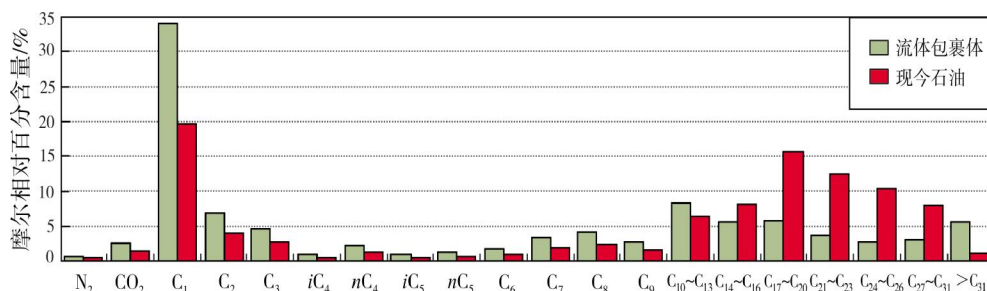


图9 句容凹陷容3井下二叠统包裹体含烃类混合物(石油)组分柱状图(数据来自文献[25])

Fig. 9 Component histogram of the Lower Permian hydrocarbon mixtures (petroleum) of well Rong 3 in Jurong Sag (data is cited from literature [25])

由于缺少该凹陷的地层温压场与深度耦合情况的实测资料,因此用静水压力梯度(0.98 MPa/100 m)和全球平均地温梯度(3℃/100 m)替代,并将地表温度及压力分别设定为20℃及0.101 MPa(1个标准大气压)。在此条件下,地层温压场与深度的耦合可表达为:

$$T_f = T_g + G_t \times \frac{D_f}{100} \quad (1)$$

$$p_f = p_g + G_w \times \frac{D_f}{100} \quad (2)$$

$$p_f = G_w \times \frac{T_f - T_g}{G_t} + p_g \quad (3)$$

式中: T_f 为地层温度,℃; T_g 为地表温度,℃; G_t 为全球平均地温梯度(3℃/100 m); D_f 为地层深度,m; p_f 为地层压力,MPa; p_g 为地表压力,MPa; G_w 为静水压力梯度,取0.98 MPa/100 m。

基于上述现今温压场取值模型,得到测试样品对应深度的地层温度为68.14℃,地层压力为15.85 MPa,其与包裹体捕获温度、捕获压力及含烃类混合物组分特征共同构成数据基础。采用PR-Peneloux状态方程对这2期含烃类混合物进行求解及相态模拟,可得到相关p-T相图及包括临界凝析温度在内的相态关键参数(图10,表4)。

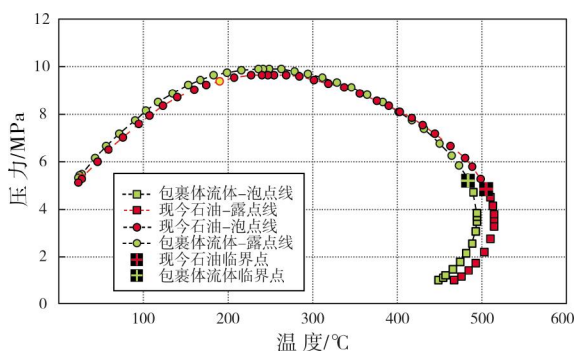


图10 句容凹陷3井下二叠统含烃类混合物(石油)p-T相图

Fig. 10 p-T phase diagram of the Lower Permian hydrocarbon mixtures (petroleum) of well Rong 3 in Jurong Sag

表4 句容凹陷3井下二叠统含烃类混合物(石油)

相态模拟结果参数取值

Table 4 Calculated parameters of phase simulation of the Lower Permian hydrocarbon mixtures (petroleum) of well Rong 3 in Jurong Sag

混合物名称	临界凝析温度/℃	临界点		临界凝析压力/MPa
		温度/℃	压力/MPa	
包裹体流体	494.40	483.87	5.22	9.92
现今石油	513.82	505.42	4.84	9.67

通过交会含烃类混合物对应地层温度及临界凝析温度可以看出(图11):由于在该实例中仅存在包裹体及现今石油2期流体,前者对应地层温度更高,而后者具有更高的临界凝析温度,因此其流体类型偏向于杂乱型。在明确含烃类混合物类型的基础上,通过与理论案例中相似的分析步骤,得到对含烃类混合物液相稳定赋存极限温度的求解结果为192.91℃,揭示句容凹陷下二叠统石油可能存在相对的耐高温性,具有一定的维持以液相稳定赋存的能力。继而利用已建立的埋深与地层温压场的耦合关系,根据极限温度取值,对液相稳定赋存极限深度的预测结果为5 763.58 m,这表明当该层系超过上述埋深时,其中聚集的烃类以气相赋存。

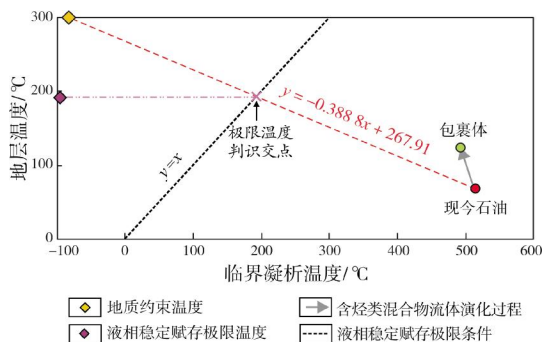


图11 句容凹陷3井下二叠统含烃类混合物(石油)

液相稳定赋存极限温度预测图

Fig. 11 Prediction diagram of the limit temperature of hydrocarbon mixtures (petroleum) as stable liquid phase of well Rong 3 in Jurong Sag

5 结论

(1)在油气地质动态演化的背景条件下,含烃类混合物的相态特征受地层温度、地层压力与组分构成共同决定。通过理论案例构建,揭示由于含烃类混合物的组分调整,以及地层温压场与深度的耦合,相态在油气地质演化过程中呈现动态变化的特征,表现为临界温度、临界凝析温度等相态关键参数在不同地层温度和压力下的不同取值。

(2)建立以地层温度为300℃、临界凝析温度为-82.55℃的地质温度约束条件,以及地层温度与临界凝析温度相等为取值条件的液相稳定赋存极限地层温度判识标志,通过对理论案例中不同期次含烃类混合物对应地层温度与临界凝析温度交会点的分析表明:液相稳定赋存极限地层温度为220.82℃,对应的埋深为5 061.32 m。

(3)对基于参数随机取值所构建的不同理论案例分析结果进行统计,对不同期次含烃类混合物地层温度与临界凝析温度交会点的分布特征,及其与极限地层温度判识标志间的关系,可划分为4种类型:收敛型、截交型、发散型与杂乱型,它们分别代表地质作用过程中不同的油气演化内涵。

(4)对以句容凹陷下二叠统3井石油为实例的分析表明:在以静水压力梯度(0.98 MPa/100 m)和全球平均地温梯度(3℃/100 m)为现今地层温压场耦合的条件下,其含烃类混合物液相稳定赋存极限温度预测结果为192.91℃,对应深度为5 763.58 m。

(5)理论案例及实例分析过程均符合非特例性,分析结果符合目前耐高温石油的地层赋存温度门限分布,表明上述针对含烃类混合物液相稳定赋存极限条件的分析思路和方法具有合理性与适用性。

参考文献

- [1] 孙龙德,邹才能,朱如凯,等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641-649.
- [2] 赵贤正,金凤鸣,王权,等. 中国东部超深超高温碳酸盐岩潜山油气藏的发现及关键技术:以渤海湾盆地冀中坳陷牛东1潜山油气藏为例[J]. 海相油气地质, 2011, 16(4): 1-10.
- [3] 庞雄奇. 中国西部叠合盆地深部油气勘探面临的重大挑战及其研究方法意义[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(5): 518-534.
- [4] 邹艳荣,魏志福,陶伟,等. 相态:原油裂解成气模拟实验中的一个重要问题[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(6): 980-988.
- [5] 张鼎. 含油气盆地流体包裹体分析技术及应用[M]. 北京:石油工业出版社, 2016: 1-185.
- [6] 麦碧娴,汪本善. 泌阳凹陷下第三系流体包裹体特征及其应用: I. 流体包裹体研究[J]. 地球化学, 1991, 4: 331-341, 409-410.
- [7] GOLDSTEIN R H, REYNOLDS T J. 成岩矿物中的流体包裹体[M]. 潘立银, 韦东晓, 王小芳, 译. 北京:石油工业出版社, 2015: 2-159.
- [8] KENNETH K E, CLIFFORD C C, MOLDWAN J M. 生物标志化合物指南[M]. 张水昌, 李振西, 译. 北京:石油工业出版社, 2011: 1-534.
- [9] 陈义才,李延均,张茂林. 应用热压模拟实验资料研究油气生成相态[J]. 西南石油学院学报, 1999, 21(4): 11-14.
- [10] 王天顺, 赵敏. 烃类体系相态特征图的 ANN 识别方法[J]. 石油勘探与开发, 1996, 23(2): 88-91.
- [11] 喻西崇,赵金洲,郭亚玲,等. PVT 状态方程的选择和分析[J]. 油气储运, 2001, 20(9): 24-27.
- [12] 胡景宏,杜成良. 油气体系计算相态研究[J]. 内蒙古石油化工, 2005, 31(11): 87-88.
- [13] 杨发荣. 油气藏流体高压物性参数及相态特征预测方法分析[J]. 化工管理, 2016, 13: 209.
- [14] 张海坤,周世新,付德亮,等. 塔里木盆地塔深1井深层油气相态预测[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 999-1004, 1068.
- [15] 张茂林,梅海燕,李闽,等. 油气体系气-液-固三相相态模拟[J]. 石油学报(石油加工), 2002, 18(5): 80-85.
- [16] 汤勇,孙雷,李士伦,等. 油气烃类体系完整 p-T 相图模拟计算[J]. 断块油气田, 2003, 10(5): 54-57.
- [17] 刘震. 地层孔隙动力学[M]. 北京:石油工业出版社, 2015: 1-200.
- [18] 赵文智,王兆云,王红军,等. 不同赋存状态油裂解条件及油裂解型气源灶的正演和反演研究[J]. 中国地质, 2006, 33(5): 955-965.
- [19] 陈中红,张守春,查明. 不同压力体系下原油裂解的地球化学演化特征[J]. 中国科学: D 辑 地球科学, 2013, 43(11): 1807-1818.
- [20] 梅海燕,孔祥言,张茂林,等. 油气体系气液固三相相平衡计算[J]. 天然气工业, 2000, 20(3): 75-78.
- [21] 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.
- [22] 姚合法,侯建国,林承焰,等. 多旋回沉积盆地地温场与烃源岩演化:以苏北盆地为例[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2005, 35(2): 195-199.
- [23] 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.
- [24] 宫色,彭平安,刘东鹰. 江苏地区句容凹陷油气充注史研究[J]. 石油实验地质, 2007, 29(5): 500-505.
- [25] 宫色. 储层有机包裹体成分分析方法的建立及其应用研究[D]. 广州:中国科学院广州地球化学研究所, 2006.

编辑:张润合

Prediction method and its application of the limit depth of hydrocarbon as stable liquid phase based on component detection and phase state simulation

YU Jingdu, ZHENG Min, ZHANG Wei

Abstract: The petroleum exploration results reveal the existence of high temperature oil, but it is difficult to accurately judge and predict the ultimate depth of oil resources according to the traditional theory. Therefore, it is necessary to study how to get the reasonable value of the limit depth of hydrocarbon mixture as stable liquid phase under the burial condition. According to the formation temperature and critical condensate temperature of methane as the final evolution of hydrocarbon, the geological temperature constraint condition with the formation temperature of 300 °C and critical condensate temperature of -82.55 °C is established, as well as the identification mark of the limit formation temperature of liquid phase with condition of the formation temperature equalling to the critical condensate temperature. The analysis of the intersection point of formation temperature and critical condensate temperature shows that the limit formation temperature for the stable occurrence of liquid phase of methane is 220.82 °C, and the corresponding buried depth is 5061.32m. For the distribution characteristics of intersection points of formation temperature and critical condensate temperature of hydrocarbon mixture in different periods and the relationship between them and the identification mark of limit formation temperature, it can be divided into four types: convergence, intersection, divergence and disorder, corresponding to different geological meanings and identification processes of limit temperature. Taking the Permian hydrocarbon fluid of well Rong 3 in Jurong Sag as an example, the predicted limit temperature is 192.91 °C, and the corresponding depth is 5 763.58 m, which is consistent with the distribution range of high temperature oil in the study area. Therefore, the prediction method of the limit depth of hydrocarbon mixture as stable liquid phase based on component detection and phase state simulation is reasonable and applicable.

Key words: hydrocarbon mixture; hydrocarbon component; phase simulation; occurrence in liquid phase; limit temperature; limit depth

YU Jingdu, First author: PhD, Senior Engineer, engaged in petroleum geology and resource evaluation. Add: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China

ZHENG Min, Corresponding author: PhD, Senior Engineer, engaged in petroleum geology and resource evaluation. Add: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China