

超深层油气保存主控因素及评价思路

袁玉松¹, 胡文瑄², 陈书平³, 王国建¹

1 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院; 2 南京大学地球科学与工程学院;

3 油气资源与探测国家重点实验室

摘要 随着油气勘探理论的发展和技术的进步,超深层已经成为油气勘探的重要领域。受地层温度、压力、生烃/充注/成藏时间、储层岩石矿物学特征以及构造作用等因素的影响和控制,超深层油气保存条件的评价参数与中浅层的不同。温度控制超深层烃类相态转化,压力控制超深层盖层超压破裂,烃类组分、成藏时间以及盖层物性控制超深层油气的扩散损失,储层岩石矿物学特征影响烃类-流体-岩石相互作用及化学反应对烃类的破坏,构造作用控制深大断裂的形成演化,进而控制烃类的垂向运移与散失。在对超深层油气保存的影响与控制因素进行分析的基础上,提出应从地下烃类的物理散失和化学损耗2个方面开展超深层油气保存条件评价。

关键词 超深层; 盖层; 油气保存; 高温高压; 烃类相态; 扩散

中图分类号: TE122.2⁵

文献标识码: A

0 前言

近年来,针对复杂构造改造下的中浅层常规油气藏保存条件的评价取得了大量研究成果,前人相继提出了油气保存单元^[1-3]和油气保存系统^[4]的概念,建立了多种油气保存条件评价指标体系^[5-7],并从源盖动态演化的角度,建立了盖层封闭性动态演化评价技术方法^[8-10]。在中浅层油气保存条件评价中,盖层封闭性是研究的核心内容,所取得的成果认识较多。理论上,任何岩性的岩石只要足够致密,都可以作为盖层;但是实际上,作为盖层的主要岩性有3种:泥页岩、蒸发岩和致密灰岩^[11]。根据盖层的分布范围和连续情况,可将盖层分为区域盖层、局部盖层和隔层^[12]。区域盖层研究在评价油气勘探远景中具有重要意义^[13]。

通常认为盖层的封闭机理主要有3种:物性封闭^[14]、超压封闭^[15]和烃浓度封闭^[16]。物性封闭(又称毛细管封闭)是依靠盖层与储层之间的毛细管压力差来封堵油气,毛细管压力差越大,封闭能力越强。盖层物性封闭能力的大小主要取决于岩性和致密程度,通常蒸发岩封盖能力最强。压力封闭是指当盖层的孔隙流体压力高于储层孔隙流体压力时,流体压力差对油气的封闭作用。压力封闭主要存在于具有

异常孔隙流体压力的欠压实泥岩盖层中,可以封堵呈游离相、水或油溶相运移的油气。烃浓度封闭指当盖层中的烃浓度高于储层烃浓度时,烃浓度差对烃类分子的向上扩散起到的抑制作用。3种盖层封闭机理中,物性封闭是最普遍的,超压封闭本质上也是物性封闭^[17];烃浓度封闭不具普遍性,且难以证实^[10]。根据盖层封盖机理与岩石孔隙结构的关系,可将盖层分为微孔型与微缝型2类^[18]。盖层封闭性评价参数主要有6个:厚度、孔隙度、渗透率、比表面积、孔喉半径和排替压力,其中排替压力是最直接有效的参数^[19]。盖层评价方法主要包括微观评价和宏观评价2个方面,评价的主要内容包括封闭能力评价和完整性评价^[13,20-21]。断层、构造裂缝和水力裂缝是导致盖层的完整性受到破坏的关键因素^[22]。

盖层封盖天然气的能力既受其宏观发育特征的影响,又受其微观封闭能力的影响,前者主要表现为盖层厚度和分布的连续性对其封盖能力的影响^[23],后者主要体现在排替压力对封盖能力的影响^[9]。因此,盖层封盖能力的强弱主要表现在盖层的厚度、排替压力、压力系数和天然气的黏度等方面。盖层厚度和排替压力越大,天然气黏度和压力系数越小,盖层封盖能力越强,反之则越弱。陈劲人等^[24]认为:泥质岩

收稿日期: 2018-09-10; 改回日期: 2018-12-29; 网络发表日期: 2019-04-26

本文受国家重点研发计划专项“深地资源勘查开采”之课题“超深层及中新元古界盖层封闭性与油气保存机理”(编号: 2017YFC0603105)资助

第一作者: 袁玉松,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: 100197 北京市海淀区北四环中路奥运大厦 803; E-mail: yuanyys.syky@sinopec.com

厚度大于300 m,埋深在500 m以下时,区域盖层才能有效地起封闭作用。泥页岩埋深在1 500~2 000 m时,孔隙度一般<3%,渗透率一般 $<0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,此时的盖层已具备一定的封闭能力,因此,可以选择2 000 m作为盖层形成的深度上限。

超深层盖层压实作用强,成岩演化程度高,现今孔隙度低和渗透率低,排替压力高,因此其物性封闭能力强。超深层油气藏通常具有由区域盖层和局部盖层组成的多级封盖系统,超深层的油气保存普遍较好。但是,超深层的地质环境与中浅层完全不同,这使得超深层油气保存条件评价更为复杂。超深层高温高压环境条件下油气的稳定性与相态转化,烃-水-岩的相互作用,地层流体超压演化与盖层超压破裂,超深层古老油气藏的扩散损失,以及深部超大断裂的活动与封闭性等对深层油气保存有重要影响等一系列问题值得高度关注。本文通过对前人关于深层油气保存条件评价研究成果的回顾与总结,

结合超深层油气保存的特点和最近的研究积累,系统分析了控制超深层油气保存的主控因素,并提出了超深层油气保存条件评价的技术思路。

1 超深层的深度界定及重大油气发现

随着勘探技术的进步,超深层的深度界线也逐渐加深。不同学者或研究机构对超深层的深度划分也存在差异(表1)。在2017年的国家重点研发计划专项“深地资源勘查开采”的立项报告中,把超深层的深度界限定为 ≥ 6500 m。超深层概念的提出主要基于2个方面的考虑:一方面是考虑到高温高压地质条件,另一方面是考虑到钻井工程技术难度。对于低地温梯度的沉积盆地,6 000 m深处的温度可能还不到120 ℃;6 000 m的深度对于目前的钻井技术来说,实施钻探没有太大的难度。因此,从地层埋深的角度,把“超深层”的深度界限定在6 500 m可能更能体现“超深层”的含义,而深层则限定在4 000~6 500 m范围。

表1 油气勘探层系深度划分方案

勘探深度	中国石油天然气股份有限公司	国土资源部	庞雄奇等 ^[25]	孙龙德等 ^[26]	何治亮等 ^[27]	Dyman 等 ^[28]	深地资源勘查开采项目
浅层	<2 000		<2 000				
中深层	2 000~3 500	2 000~3 500	2 000~4 500	<4 500	<4 500		
深层	3 500~4 500	3 500~4 500	4 500~6 000	4 500~6 000	4 500~6 000	<4 500	
超深层	$\geq 4 500$	$\geq 4 500$	$\geq 6 000$	$\geq 6 000$	$\geq 6 000$	$\geq 4 500$	$\geq 6 500$

随着油气勘探理论的发展和钻井工程技术的进步,深层油气资源勘探已经不再遥不可及。位于美国俄克拉荷马州的Bertha Rogess-1号科探井,完钻井深达9 583.2 m;苏联在科拉半岛实施的SG-3号科探井,井深达到12 200 m^[25]。在大于6 500 m的超深层领域,

目前已经有了许多重大油气发现(表2),其中墨西哥湾在7 000 m以下发现大型油气藏^[29-31],我国四川盆地和塔里木盆地也在6 500~8 000 m深度范围发现了若干工业油气藏^[25],显示了超深层仍具有良好的油气勘探潜力。

表2 全球超深层领域重大油气发现实例

盆地/地区	区带、油气田	油气藏类型或代表钻井	深度/m	油气发现	资料来源
墨西哥湾	Kaskida	砂岩油气藏	7 356	可采储量(油当量)近 1×10^8 t	文献[30-31]
美国西内盆地 阿纳达科凹陷	米尔斯兰奇	碳酸盐岩气藏	7 663~8 103	可采储量为 365×10^8 m ³	文献[26]
墨西哥湾近海浅水区	Davy Jones	气藏	7 620	可采储量达到 $(5660 \sim 17000) \times 10^8$ m ³	文献[32]
塔里木盆地	塔河油田	油藏	7 200	探明+控制石油地质储量超亿吨	文献[27]
塔里木盆地	哈拉哈塘油田	复杂碳酸盐岩缝洞型油藏	6 600	探明石油地质储量 2.48×10^8 t	文献[27]
塔里木盆地	顺托果勒低凸起	碳酸盐岩油气藏	7 800	获工业油流	文献[27]
塔里木盆地	塔中 I 号断裂带下盘断裂带	SN5 井	7 209.8	日产气 $(121.1 \sim 165.8) \times 10^4$ m ³	文献[27]
塔里木盆地	顺托果勒隆起北东向断裂带	ST1 井	7 861	最高日产天然气 358×10^4 m ³	文献[27]
四川盆地	元坝气田	气藏	7 300	日产气量为 $(4.02 \sim 10.47) \times 10^4$ m ³	文献[27]
四川盆地	川西油气区	川科 1 井	7 566	日产量 86.8×10^4 m ³	文献[27]

现有研究认为液态烃完全消失的深度为8 000 m,气藏分布的最大深度为10 000~12 000 m^[30]。但是,由于不同类型沉积盆地的地温梯度不同,液态烃完全消失的深度和天然气藏分布的最大深度界限在不同的沉积盆地中差别很大,因此,不能简单地统一划定一个油气藏保存的最大深度界限。

2 超深层油气保存的主要影响因素

超深层油气保存受地层温度、压力、扩散系数与成藏时间、源盖动态匹配关系、储层岩石矿物学特征以及构造作用等因素控制。温度控制超深层烃类相态转化,压力影响超深层盖层超压破裂,成藏时间控制超深层油气的扩散损失程度,储层岩石矿物学特征控制烃类-流体-岩石相互作用和化学反应,构造作用控制深大断裂的形成演化,进而控制烃类垂向运移与散失。

2.1 地层温度

烃类在高温下不稳定,液态烃在高温下会裂解成为甲烷和碳沥青^[34-35]。但是,关于原油裂解温度以及油气存在的“死亡线”,不同的实验得到了不同的结果,研究者之间的分歧和争论较大。

传统石油理论认为,含油气盆地存在“石油液态窗”,即液态石油在地下保存的温度介于60~135℃^[35]。挪威斯塔万格大学的佩尔·阿内尔·比约库姆和挪威国家石油公司的2位研究员经过10年研究,利用全球已知油气田的约12万个数据进行统计分析,提出了油气勘探黄金地带理论。这一理论的核心内容是:油气资源集中分布在地下温度为60~120℃的地带,全球90%的石油和天然气储量都蕴藏在这一区域;而在此温度范围之外,特别是高于120℃的地带,找到石油和天然气的希望非常渺茫。

但是,近年来,越来越多的实际勘探成果揭示的油藏保存温度远远越过了上述温度界限:在塔里木盆地塔深1井埋深8 400 m、温度170℃、压力80 MPa的寒武系中发现了液态烃类,其正构烷烃分布完整^[36];东营凹陷胜利1井井深7 026 m处的温度和压力分别高达235℃和123 MPa;北海地区部分油层的温度处在165~175℃之间^[37];墨西哥湾第三系华盛顿湖油田埋深6 540 m,地温大于200℃,但由于具有130 MPa的异常高压,仍保持液态烃状态;波斯湾马伦(Marun)油田产层的温度超过了230℃;

俄罗斯滨里海盆地布拉海油藏的埋深已达7 000 m,但并未发现有明显的裂解作用发生,在深度7 550 m、温度295℃的条件下仍有液态烃聚集^[38]。张光亚等^[39]对全球油气产层深度大于5 000 m的428个油气田(油田276个,气田152个)进行统计,其中油层温度大于150℃的油气田有83个,最高油层温度达375℃。

在实验室,原油在160~170℃时可发生裂解,但是地下储层中的岩性组合及矿物成分、水介质条件等,都会成为抑制原油裂解的因素。石油液态窗的底线温度随地质条件的不同而变化^[37, 40]。正常原油裂解的温度下限可达180~190℃或更高^[41-42],而轻质油和凝析油的热稳定性一般情况下要高于重质原油和正常原油。据Yuan等^[43]统计,地下油气转化的温度大多在160~210℃之间。油气藏形成之后,受后期构造运动的改造与调整,其规模大小和相态特征也因此发生变化。烃类流体在地下常以重油、黑油、挥发油、近临界混合物、凝析气混合物和天然气混合物等形式出现,判别其相态特征要考虑组分特征、温压环境等因素^[44]。导致地下油气相态特征差异的地质因素很多,包括母质来源、生成阶段、高温裂解、不同来源油气混合、生物降解等,构造变动是导致油气藏组分特征与相态特征发生变异的常见因素^[45]。

总之,温度是控制烃类相态的重要因素。普遍地,高温下液态烃将发生裂解,转化为天然气,油气转化的温度大多在160~210℃之间。烃类相态转化,古油藏中的原油裂解成天然气,古油藏改造调整为气藏。天然气比原油分子直径小,更容易散失,对保存条件的要求更加苛刻。因此,地层温度是超深层油气保存条件评价的重要参数之一。

对于天然气而言,在盆地深度范围内应该是稳定的。地质观测、理论计算和实验结果均表明,甲烷在高达800℃和>1 000 MPa的温压条件下是稳定的,这样的温压相当于地下35~40 km的地壳深部条件。因此,在液态烃转化为甲烷等气态烃之后,影响其保存的主要因素不再是温度,在很大程度上是扩散系数和扩散时间,以及地壳运动导致的断裂散失。但是烃类在地下高温条件下遇到高价氧化物时会因发生氧化作用而被破坏。

2.2 流体压力

流体压力对超深层油气保存的影响主要体现在2个方面:一是烃源层中存在超压时可以延缓有机

质热演化进程,抑制烃类的热转化作用;二是泥页岩盖层中超压大于其抗拉强度和最小主应力之和时,发生超压破裂,产生超压裂缝,导致烃类沿着超压裂缝渗漏散失。

关于超压对有机质热演化的影响存在一定的分歧。有的研究者^[46]认为流体压力在有机质变质作用中没有作用;有的研究者^[47]认为有一定作用,但远小于温度的影响。多数实验结果和地质证据表明,流体压力会阻碍有机质的热变质作用和烃类的热破坏^[34]。由于超压对有机质热演化和生烃过程的抑制作用,在地温梯度较高、源岩年代较老的沉积盆地中,根据传统模式已进入准变质作用阶段的深层源岩可能仍保持在有利的生、排烃阶段,成为深层油气聚集的有效源岩^[48]。

上覆盖层的超压破裂是深部油气散失的主要机制^[49]。关于超压破裂的形成条件,前人已经做过大量研究,认识上存在一定分歧。王新洲等^[50]认为,超压泥质岩破裂产生的条件是泥质岩孔隙流体压力大于静岩压力与泥质岩抗压强度之和。Rouchet^[51]认为,当岩石中孔隙流体压力超过最小压应力与岩石抗张强度之和时,就可以产生裂隙。Snarksy^[52]认为:当岩石或孔隙内部的流体压力为周围介质静水压力的1.4~2.4倍时,就可以超过岩石的机械强度并使岩石产生破裂;当压力释放下降至静水压力的1.2~1.3倍时,泥岩中的超压释放作用停止。有些研究者^[53-54]认为,在超压盆地中,当地层流体压力接近或达到岩层破裂压力(相当于最小水平应力,通常为静岩压力的85%)时,地层发生水力破裂。袁玉松等^[55]通过对鄂西渝东地区建深1井志留系底部泥页岩地质历史时期的静岩压力、静水压力、抗压强度、抗拉强度以及最小主应力恢复的研究发现,在整个地质历史时期,85%的静岩压力值和2倍静水压力值非常吻合。因此,推荐采用达到静岩压力的85%的地层流体压力值或2倍静水压力值,作为不考虑附加构造应力的情况下泥页岩超压破裂形成天然水力破裂(超压裂缝)的门限值。

地层破裂压力与岩石弹性、孔隙压力、天然裂缝发育情况以及该地区的地应力等因素有关。破裂压力梯度(β)指地层破裂压力与地层深度的比值。大量压裂施工资料统计数据表明^[56], β 的范围一般为0.015~0.025 MPa/m; β 小于0.018 MPa/m时形成垂

直裂缝, β 大于0.023 MPa/m时形成水平裂缝。因此,超压裂缝在深部地层出现时多为垂直裂缝,在浅部地层出现水平裂缝的几率多。

不同类型岩石的力学性质差异很大。对于大部分泥页岩来说,深度超过6 500 m后逐渐具有一定的韧性,发生脆性破裂的可能性大大降低,封闭性变好。因此,在超深层条件下,泥页岩可以认为是优良盖层。但碳酸盐岩、砂砾岩和硅质岩等仍然保持脆性状态,还可以发生脆性破裂,只是由于静岩压力很大,破裂后的裂缝比较容易愈合,封闭性也远好于浅部。

可见,地层流体超压对油气成藏和保存的影响既有利,也可能有弊。有利的一面是:超压的存在可以延缓有机质的热演化进程,从而有利于液态烃的晚期成藏;而且,超压盖层通常具有很强的封闭油气的能力。不利的一面是:过高的超压可以引起盖层破裂,导致油气散失。因此,地层压力及演化是超深层油气保存条件评价需要考虑的重要因素之一,特别是要重视天然气大量生成阶段的生烃增压与静岩压力的相对关系研究。

2.3 天然气扩散

超深层天然气散失主要有3种方式:一是以断层和大裂缝起主导作用的渗流散失;二是以微裂缝和连通孔隙起主要作用的微渗漏;三是以浓度差起主导作用的天然气扩散。由于超深层盖层的孔隙非常小,排替压力高,储层中的烃类气柱通常很难排替盖层中的饱和水,克服盖层的毛细管阻力向上运移。也就是说,超深层盖层的微渗漏散失微弱,在没有深大断裂发育的情况下,可以不考虑渗流散失。因此,扩散是超深层天然气向上运移的主要方式。

分子扩散是普遍存在的,只要存在浓度梯度,天然气就会从高浓度区向低浓度区扩散。在地质历史过程中,这种扩散会导致天然气聚集量的不断减小,对天然气藏造成一定程度的破坏。超深层天然气藏的扩散损失取决于上覆盖层的扩散系数和扩散持续的时间。扩散系数受扩散介质的物性、天然气本身的性质(如分子量大小、活动性)、地层温度、压力、盖层岩石孔隙度和渗透率、孔隙流体的盐度等因素的影响^[57]。

2.3.1 天然气扩散机理与扩散方式

天然气在介质中的扩散是分子运动的结果。分

子在介质中作无序运动时发生碰撞,促使分子从高浓度区向低浓度区运动,直到浓度平衡为止。扩散的驱动力就是浓度差。天然气浓度梯度递减方向决定着天然气在地下的扩散方向,其大小是决定扩散强弱的重要因素之一。当气藏和盖层之间存在浓度差时,天然气在垂向上通过盖层扩散散失。盖层与气藏的烃浓度差越大,扩散速度就越快,如果盖层中存在足够高的烃浓度,气藏中天然气扩散损失量会大大降低。

由于地下盖层岩石大多被水所饱和,且盖层孔隙小,天然气以分子方式运移时与孔壁的磨擦阻力较大,扩散速率小。天然气在地下岩石中的扩散主要是通过孔隙水介质的扩散^[58],故真正对扩散起作用的是孔隙水中的含气浓度。天然气在地下水中的浓度受温压环境所控制,随着压力的升高,天然气在水中的溶解度也升高^[59]。因此,在气源充足的条件下,气体在盖层和储层交界处的浓度可以根据其在当时温压条件下的溶解度来确定。

2.3.2 天然气扩散的控制因素

天然气在地层岩石中扩散能力的大小采用扩散系数表示。扩散系数是指当浓度梯度为一个单位时,单位时间内通过单位面积的气体体积。扩散系数的大小受天然气组分、扩散介质、温度和岩石类型等因素的影响:甲烷至戊烷,随着分子量的增大,气体通过饱和盐水岩石的扩散系数呈指数关系减小;温压条件控制着天然气在地层水中浓度的大小及其变化,从而控制着天然气扩散的方向及强度;上覆盖层的烃浓度及其形成时期影响天然气扩散的浓度梯度^[60]。

扩散作用不需要压力差,只需要浓度差即可发生天然气分子由高浓度区向低浓度区的扩散迁移。扩散规律遵循菲克第一定律:

$$Q = \int_0^t AD \left(\frac{dC}{dZ} \right) dt \quad (1)$$

式中: Q 为扩散量, kg ; A 为面积, m^2 ; D 为扩散系数, m^2/s ; (dC/dZ) 为浓度梯度, $(\text{kg}/\text{m}^3)/\text{m}$; t 为时间, s 。

由菲克第一定律可知:天然气在地下扩散速率的大小主要受天然气扩散系数、浓度梯度、扩散流经面积及扩散时间的制约,这些参数是直接影响天然气藏扩散损失量的因素。从浓度梯度来看,如果烃源岩厚度较大,或者有多层烃源岩发育时,顶部烃源岩的扩散最为显著,中下部烃源岩(层)的扩散则由于

上部烃源岩中的高天然气浓度而受到抑制。因此,烃源岩的厚度和层数对扩散效率有很大影响。第2个影响因素应该是盖层的孔隙度。因为扩散面积实际上相当于储层的面孔率,因此扩散也严格受到盖层致密程度(孔隙度)的影响。至于扩散系数,由于发生扩散的分子主要是甲烷,在一定的温压条件下,其数值变化不大^[61]。由此看来,烃源岩的发育规模与分布特征、盖层的致密程度,以及天然气形成的时间等因素,是分析天然气扩散损失的主要因素。

2.3.3 扩散对深层天然气藏的破坏作用

天然气扩散作用在沉积物中普遍存在,但由于缺乏与地下岩石属性和温压条件接近的天然气扩散的实验数据,因此关于扩散作用的控制因素和扩散对天然气藏的破坏强度等问题仍然存在很大争议^[62]。天然气扩散对油气藏的破坏到底有多大,不同学者得出的结论差别很大。**Smith**等^[63]认为甲烷的扩散是一个非常缓慢的过程,他通过计算得出,甲烷通过1 740 m厚、孔隙度为15.7%的碎屑岩需要140 Ma。据**Krooss**等^[64]计算,荷兰**Harlingen**气田 $25 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的天然气通过390 m厚的盖层扩散,损失一半所需的时间为70 Ma。**Leythaeuser**等^[65]通过计算认为,荷兰**喀林根**气藏中的甲烷通过400 m厚的泥页岩盖层扩散,损失一半只需要4.5 Ma。

虽然天然气分子的扩散速率远远小于其渗漏速率,但它的易发生性和时间的漫长性决定了其迁移量应是可观的,足以破坏一个气藏^[66]。由菲克第一定律可知,除了扩散系数之外,扩散损失量与扩散时间密切相关。在超深层古老天然气藏的保存条件评价中,长期扩散损失对天然气藏的破坏程度需要进一步研究。

2.4 断层封闭性

断开岩石圈、地壳的深大断裂,是地球表面固体圈层发生破裂的薄弱地带,是前期构造的薄弱点,也常常是后期构造的起点^[66],在新的应力场中往往重新活动,因而晚期构造对早期构造具有继承关系^[67]。断裂在控制地壳流体运移中扮演重要角色,如沉积盆地中的烃类运移、聚集与渗漏均受断裂控制。流体势场梯度带和低势能区均沿深大断裂分布,深大断裂往往是油气运移的指向带^[68]。构造活动中断层的发育通常会导致油气大量散失,对保存条件来说,多

期活动特别是晚期活动的断裂是不利因素,对早期形成的含油气藏起破坏作用,使早期油气藏开启逸散。但存在优质的盐岩盖层时,即使在断层极为发育的叠瓦构造中油气依然可以保存完好,比如库车凹陷克拉苏气田^[69]。

断层封闭主要有岩性并置封闭和断层岩封闭 2 种主要类型^[70]。泥岩涂抹潜力、泥岩涂抹因子和泥断比是评价断层封闭性的重要参数^[71]。但是,这些基于断层两侧泥岩厚度及相距远近的参数,本质上只能大概估算断裂带内泥岩能否连续涂抹。断层上/下盘岩性并置关系图(Allan 图)也常用于评价断层封闭性^[72],但这不适用于走滑断层的封闭性评价。此外,应力历史对断层(尤其是断层泥发育的断层)的封闭性具有重要控制作用。断层角砾的尺寸和断裂带的渗透率都随围压和温度的升高而降低^[73]。在剪切断裂带内,正常固结的泥岩发生剪切破坏时,渗透率降低;而超固结泥岩发生剪切破坏时,渗透率增大^[74]。当正应力达到 25 MPa,剪切应变达到 10,即使无断层泥发育的断裂带,其渗透率也可降低 2~3 个数量级^[75]。

脆性断裂带具有显著的岩性各向异性、非均质性和不连续性。断裂带的结构、力学性质和渗漏性在地质时间尺度上是变化的,甚至在工业应用的时间尺度内也可能显著变化^[76]。由于断层结构非常复杂,造成断裂带的水动力学也极其复杂,断层的渗透率各向异性和非均质性均极强。无论是平行断层面方向还是垂直断层面方向的渗透率,都与断层角砾岩及断层相关的裂缝有关,尤其与断层角砾岩及断层相关裂缝的三维几何结构紧密相关^[77]。

毫无疑问,断层的封闭性随着深度增加而变好。特别是在超深层条件下,在岩石脆性降低、韧性增大和围压增高等因素的作用下,断层的封闭性远远好于上部,尤其在泥页岩层段更是如此。在此情况下,断层的封闭性主要受控于断层的活动性。因此,在分析一个具体地区断层封闭性的时候,必须与区域构造事件相联系。如果在天然气成藏形成之后没有发生较大规模的区域构造运动,超深层的断裂没有被激活,则断层的封闭性可能会保持。反之则不利。

2.5 盖层封闭性动态演化

由于超深层盖层埋藏深度大,压实作用强,成岩演化程度高,现今孔隙度和渗透率低,排替压力高,

因此一般来说,现今的物性封闭性能力也强。超深层高温高压条件下,岩石的力学性质与中浅层差别很大。泥页岩盖层在 0~200 °C 的温度范围内,力学性质受温度的影响相对较小,但在深层受围压的影响显著^[9]。随着埋深增加、围压增大,泥页岩盖层的塑性增加、脆性减小,不容易发生脆性破坏,封闭性变好。因此,超深层盖层的封闭性研究,重点不在于研究其现今的封闭性,而在于研究其动态演化过程和封闭的有效性^[10]。评价盖层是否有效,是针对烃源岩生烃而言的,因此源盖动态匹配是关键。盖层封闭的形成时间早于下伏烃源岩开始生烃(包括古油藏裂解生气)的时间,至少不晚于生烃结束时间,且盖层封闭油气的能力自形成以来一直保持至今,这才是有效的源盖匹配条件^[78]。

2.6 烃-水-岩相互作用

流体-岩石相互作用系统通常由流体和岩石 2 部分组成。流体是指各种性质的油、气和水,岩石是指各种固相物质(矿物和岩石)。流体-岩石相互作用包括了水-岩相互作用以及其他烃类或非烃类流体与岩石的相互作用^[79]。与深层油气保存密切相关的烃-水-岩相互作用主要有 2 种:一是硫酸盐热化学还原反应(TSR),硫酸盐被还原的过程也正是烃类被氧化(被分解破坏)的过程;二是高价 Fe-Mn 氧化物引发的烃类热化学氧化作用(TOH),该过程中高价金属离子被还原为低价态。

2.6.1 硫酸盐热化学还原反应(TSR)

硫酸盐热化学还原反应(TSR)^[80]可导致超深层油气的化学损耗。近年来,有多项关于四川盆地 TSR 的研究成果,主要涉及含膏岩系溶解产生的 SO_4^{2-} 与烃类发生氧化-还原反应^[81]。其中, CH_4 发生 TSR 生成 CO_2 和 H_2S ;原油发生 TSR 形成固体沥青^[82],也有 CO_2 和 H_2S 生成。TSR 过程中,氧化剂硫酸根将低价态的碳(烃类中的碳)氧化为高价态,部分高价态的碳以 CO_2 的形式存在;硫酸根自身高价态的硫被还原为低价态,部分低价态的硫以 H_2S 形式存在^[83]。TSR 不仅导致天然气中非烃气体(H_2S 及 CO_2)组分的增加及烃类气体组分的减少,而且还导致烃类气体组分变干。从甲烷到丁烷,TSR 体系的活化能依次降低,分子量越大的气态烃越容易发生 TSR,因此 TSR 消耗较重的烃类并产生较轻的烃类^[83-84]。

四川盆地东北部罗家寨、渡口河、铁山坡、普光等多个飞仙关组大、中型气田, 高含 H_2S (占10%~17%, 平均为14%), 充满度普遍偏低(25%~91%), 压力系数不高(多小于1.2)。之所以出现这种情况, 可能是圈闭中烃类在TSR中大量消耗, 同时造成储集空间增加所致^[85]。可见, TSR对超深层油藏的破坏作用大, 对天然气藏的破坏作用小。

2.6.2 金属氧化物引发的烃类氧化作用(TOH)

最近Hu Wenxuan等^[86]报道了甲烷在深埋条件下遇到金属氧化物而发生的热化学氧化现象: 在大于100 ℃的储层中, 甲烷等烃类遇到 MnO_2 、 Fe_2O_3 等高价金属氧化物时, 被氧化为 CO_2 和 H_2O , 高价金属氧化物被还原为低价态, 形成了含Fe/Mn的次生方解石, 由此消耗掉一定数量的甲烷; 根据次生方解石含量的初步估算, 氧化分解掉的烃类近千万吨, 严重影响了该区的油气富集成藏。当然, 烃类, 特别是天然气的氧化作用并不是普遍的, 仅发生在一些富含(高价)氧化物的地层中, 例如红层和膏岩层等。但在一些发育膏岩层和红层的盆地中, 在分析天然气保存条件时也应该考虑这一因素。

还有学者认为^[82]储层中的烃与含矿物氧化剂(如褐铁矿)也会发生氧化-还原反应, 产生有机酸。这种反应可导致烃类发生氧化作用, 红色砂岩中的褐铁矿被烃类还原而漂白, 产生的有机酸使碳酸盐矿物发生溶解, 产生次生孔隙。这对储层物性改造来说是有利的一面, 但对油气保存而言却是破坏性的。

2.6.3 烃-水-岩体系的相态

超深层中含烃流体或烃-水-岩体系的作用对油气保存具有重要影响。超深层的烃-水-岩体系使得烃类由液态石油、凝析油、湿气向干气转化, 伴随其分子结构由不稳定的高分子转变为稳定小分子, 长链-多链结构转变为短链-单链结构。超深层中多种流体相态易于共存, 但以凝析气和气相为主。高温高压模拟实验表明: 深层条件下的油气相态主要受有机质类型、流体组成、温度压力条件等因素制约, 此外热化学还原反应、气洗作用等对烃类相态也有重要影响。油、气在深层易于相互溶解而形成油气混相, 水的参与使得烃类相态更加复杂, 并可能存在液相和气相界面消失的临界状态^[87]。深层烃类密度和黏度降低、油气水混溶、界面张力变小等物性变化, 都可能改变深层油气的运聚形式^[88]。

总之, 在超深层高温高压环境下, 烃类的保存问题除了通过断层散失、裂缝散失、盖层微渗漏散失以及扩散散失等物理散失之外, 还可能存在着诸如TSR、TOH等氧化-还原反应引起的化学损耗。因此, 这2类散失方式在超深层油气保存条件评价中都需要考虑。

3 超深层油气保存条件评价思路

通过以上超深层油气保存影响因素的分析, 提出超深层油气保存条件评价应从地下烃类的物理散失和化学损耗2方面开展评价(图1)。

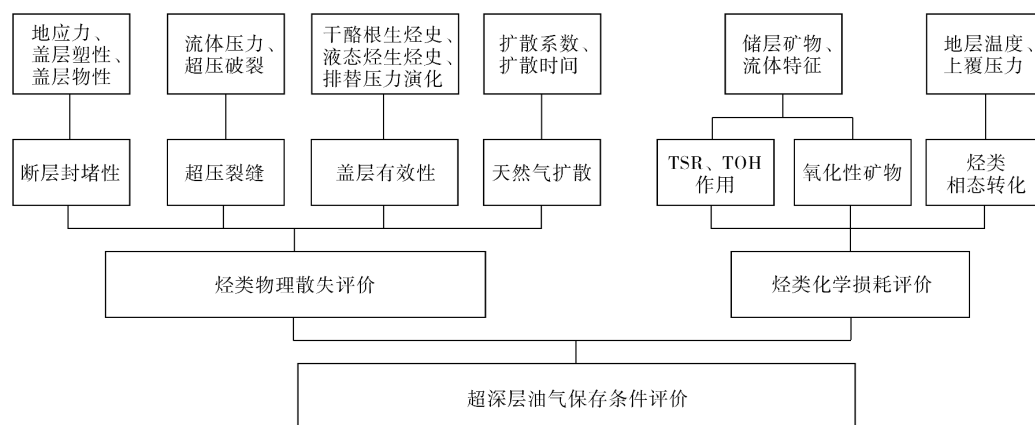


图1 超深层油气保存条件评价技术流程图

物理散失包括以断层和超压破裂起主导作用的渗流散失, 以微裂缝和连通孔隙起主要作用的微渗漏, 以及以天然气浓度差起主导作用的天然气扩散损

失。化学损耗包括以高温高压起主导作用的烃类相态转化, 以及以烃-水-岩相互作用起主导作用的TSR和TOH等氧化-还原反应引起的烃类消耗。

具体地,通过显微观测人工包裹体高温高压相变过程,和计算模拟烃类相态变化规律,从而揭示超深层烃类相态转化特征;基于仿真地层条件下扩散系数测试,建立天然气扩散模式,估算古老天然气藏保存时间;依据断面形态、岩性并置、断层位移、断面应力、深大断裂带附近微断裂结构、成岩作用、地应力、岩石力学性质等分析断层封闭机理,评价断层对深部油气保存的影响;依据地层条件下的岩石力学试验,获取高温高压下盖层岩石力学参数,结合超深层应力场特征,判识盖层超压破裂和塑性演化规律,评价超深层盖层的封闭性;依据高温高压条件下烃类-流体-岩石相互反应与数值模拟,揭示超深层烃类化学损耗对油气藏的破坏作用。最后,综合超深层盖层封闭性和断层封堵性动态演化、天然气扩散损失、天然气相态转化以及高温高压下烃类化学损耗的可能性等指标参数,建立超深层油气保存条件评价方法。

4 结 论

(1)从现有勘探技术和地层埋深的角度,把“超深层”的深度顶界定在6 500 m可能更能体现当前油气勘探中“超深层”的含义。

(2)不同类型沉积盆地的大地热流和地温梯度分布不同,不同组份原油裂解温度范围存在一定差异,液态烃完全消失的深度和天然气藏分布的最大深度界限差别很大,因此,不能简单地统一划定一个油气藏保存的最大深度界限。

(3)超深层油气的保存主要受地层温度、压力、生烃/充注/成藏时间、盖层扩散系数、储层岩石矿物学特征以及构造作用等因素的控制。

(4)超深层油气保存条件评价可以从地下烃类的物理散失和化学损耗2个方面开展研究:物理散失包括以断层和超压破裂起主导作用的渗流散失,以微裂缝和连通孔隙起主要作用的微渗漏,以及以天然气浓度差起主导作用的扩散损失;化学损耗包括以高温高压起主导作用的烃类相态转化和以烃-水-岩相互反应起主导作用的烃类消耗。

参考文献

- [1] 梁兴,叶舟,马力,等.中国南方海相含油气保存单元的层次划分与综合评价[J].海相油气地质,2004,9(1): 59-76.
- [2] 何登发,马永生,杨明虎.油气保存单元的概念与评价原理[J].石油与天然气地质,2004,25(1): 1-8.
- [3] 冯增昭.关于油气保存单元[J].石油与天然气地质,2005,26(3): 388-390.
- [4] 沃玉进,汪新伟,袁玉松,等.中国南方海相系油气保存研究的新探索:“保存系统”的概念与研究[J].石油实验地质,2011,33(1): 66-73, 86.
- [5] 马永生,楼章华,郭彤楼,等.中国南方海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨[J].地质学报,2006,80(3): 406-417.
- [6] 楼章华,马永生,郭彤楼,等.中国南方海相地层油气保存条件评价[J].天然气工业,2006,26(8): 8-11.
- [7] 付孝悦.残留盆地及其油气保存问题[J].海相油气地质,2009,14(2): 37-40.
- [8] 袁玉松,孙冬胜,周雁,等.四川盆地川东南地区“源—盖”匹配关系研究[J].地质论评,2010,56(6): 831-838.
- [9] JIN Zhijun, YUAN Yusong, SUN Dongsheng, et al. Models for dynamic evaluation of mudstone/shale cap rocks and their applications in the Lower Paleozoic sequences, Sichuan Basin, SW China[J]. Marine and petroleum geology, 2014, 49: 121-128.
- [10] 袁玉松,范明,刘伟新,等.盖层封闭性研究中的几个问题[J].石油实验地质,2011,33(4): 336-340, 347.
- [11] KRUSHIN J T. Seal capacity of nonsmectite shale[M]//SUR-DAM R C. Seals, traps, and the petroleum system. AAPG memoir 67, 1997: 31-48.
- [12] 陈荣书.石油及天然气地质学[M].武汉:中国地质大学出版社,1994.
- [13] DOWNEY M W. Evaluating seals for hydrocarbon accumulations[J]. AAPG bulletin, 1984, 68(11): 1752-1763.
- [14] 付广,陈章明,姜振学.盖层物性封闭能力研究方法[J].中国海上油气(地质),1995,9(2): 83-88.
- [15] 付广.泥岩盖层的超压封闭演化特征及封气有效性[J].大庆石油学院学报,2007,31(5): 7-9, 46.
- [16] 付广,陈昕,姜振学,等.烃浓度封闭及其在盖层封盖天然气中的重要作用[J].大庆石油学院学报,1995,19(2): 23-27.
- [17] 吕延防,于润涛,王亚春.低速非达西流动及泥质岩孔隙流体超压的形成[J].石油学报,2004,25(3): 53-57.
- [18] 郑朝阳,张文达.盖层类型及其对油气运移聚集的控制作用[J].石油与天然气地质,1996,17(2): 96-101.
- [19] 吕延防,付广,高大岭.油气藏封盖研究[M].北京:石油工业出版社,1996.
- [20] SMITH D A. Theoretical considerations of sealing and non-sealing faults[J]. AAPG bulletin. 1966, 50(2): 363-374.
- [21] 李国平,郑德文,欧阳永林,等.天然气封盖层研究与评价[M].北京:石油工业出版社,1996: 1-133.
- [22] 付晓飞,吴桐,吕延防,等.油气藏盖层封闭性研究现状及未来发展趋势[J].石油与天然气地质,2018,39(3): 454-471.
- [23] 蒋有录.油气藏盖层厚度与所封盖烃柱高度关系问题探讨[J].天然气工业,1998,18(2): 20-23.
- [24] 陈劲人,彭秀美.从三轴抗剪抗压实验看埋深对区域盖层遮挡性能的影响[J].石油实验地质,1994,16(3): 282-289.
- [25] 庞雄奇,汪文洋,汪英勋,等.含油气盆地深层与中浅层油气成藏条件和特征差异性比较[J].石油学报,2015(10): 1167-1187.
- [26] 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.
- [27] 何治亮,金晓辉,沃玉进,等.中国海相超深层碳酸盐岩油气成藏特点及勘探领域[J].中国石油勘探,2016,21(1): 3-14.
- [28] DYMAN T S, CROWELLI R A, BARBERGER C E, et al.

- Worldwide estimates of deep natural gas resources based on the U. S. Geological Survey world petroleum assessment[J]. *Natural resources research*, 2002, 11(3): 207-218.
- [29] 吴富强, 鲜学福. 深部储层勘探、研究现状及对策[J]. *沉积与特提斯地质*, 2006, 26(2): 68-71.
- [30] 妥进才, 王先彬. 深层油气勘探现状与研究进展[J]. *天然气地球科学*, 1999, 10(6): 1-8.
- [31] 冯佳睿, 高志勇, 崔京钢, 等. 深层、超深层碎屑岩储层勘探现状与研究进展[J]. *地球科学进展*, 2016(7): 718-736.
- [32] 翟光明, 王世洪, 何文渊. 近十年全球油气勘探热点趋向与启示[J]. *石油学报*, 2012(S1): 14-19.
- [33] BARKER C, TAKACH N E. Prediction of natural gas composition in ultradeep sandstone reservoirs(1)[J]. *AAPG bulletin*, 1992, 76(12): 1859-1873.
- [34] PRICE L C. Thermal stability of hydrocarbons in nature: limits, evidence, characteristics, and possible controls[J]. *Geochimica et cosmochimica acta*, 1993, 57(14): 3261-3280.
- [35] PUSEY W C. How to evaluate potential oil and gas source rocks[J]. *World oil*, 1973, 176(5): 71-75.
- [36] 翟晓先, 顾忆, 钱一雄, 等. 塔里木盆地塔深1井寒武系油气地球化学特征[J]. *石油实验地质*, 2007, 29(4): 329-333.
- [37] PEPPER A S, DODD T A. Simple kinetic models of petroleum formation. Part 2: oil-gas cracking[J]. *Marine and petroleum geology*, 1995, 12(3): 321-340.
- [38] MEIHEJEF. The oil bearing temperature conditions on deep strata[J]. *Petroleum geology formation*, 1993, 14(3/4): 1-4.
- [39] 张光亚, 马锋, 梁英波, 等. 全球深层油气勘探领域及理论技术进展[J]. *石油学报*, 2015(9): 1156-1166.
- [40] 张水昌, 朱光有. 四川盆地海相天然气富集成藏特征与勘探潜力[J]. *石油学报*, 2006, 27(5): 1-8.
- [41] HORSFIELD B, SCHENK H J, MILLS N, et al. An investigation of the in-reservoir conversion of oil to gas: compositional and kinetic findings from closed-system programmed-temperature pyrolysis[J]. *Organic geochemistry*, 1992, 19(1/3): 191-204.
- [42] SCHENK H J, DI P R, HORSFIELD B. The conversion of oil into gas in petroleum reservoirs. Part 1: Comparative kinetic investigation of gas generation from crude oils of lacustrine, marine and fluviodeltaic origin by programmed-temperature closed-system pyrolysis[J]. *Organic geochemistry*, 1997, 26(7): 467-481.
- [43] YUAN Yusong, SUN Dongsheng, LIN Juanhua. Determination of time of oil cracking into gas in Weiyuan Paleo-Oil Pool in Sichuan Basin, South China[J]. *Journal of petroleum science and technology*, 2016, 6(1): 88-97.
- [44] 蒋有录, 张一伟. 天然气藏与油藏形成机理及分布特征的异同[J]. *地质科技情报*, 2000, 19(1): 69-72.
- [45] 贾承造, 庞雄奇. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J]. *石油学报*, 2015(12): 1457-1469.
- [46] ISHIWATARI R, ISHIWATARI M, ROHRBACK B G, et al. Thermal alteration experiments on organic matter from recent marine sediments in relation to petroleum genesis[J]. *Geochimica et cosmochimica acta*, 1977, 41(6): 815-828.
- [47] TISSOT B P, PELET R, UNGERER P. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation[J]. *AAPG bulletin*, 1987, 71(12): 1445-1466.
- [48] 郝芳, 邹华耀, 倪建华, 等. 沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2002, 27(5): 610-615.
- [49] VIK E, HEUM O R, AMALIKSEN K G. Leakage from deep reservoirs: possible mechanisms and relationship to shallow gas in the Hattenbanken area, mid-Norwegian Shelf[M]// ENGLAND W A, FLEET A J. *Petroleum migration*. London: Geological Society special publication No. 59, 1991: 273.
- [50] 王新洲, 周迪贤, 王学军. 流体间歇压裂运移: 石油初次运移的重要方式之一[J]. *石油勘探与开发*, 1994, 21(1): 20-26.
- [51] DU ROUCHET J. Stress fields, a key to oil migration[J]. *AAPG bulletin*, 1981, 65(1): 74-85.
- [52] SNARSKY A N. Die primäre migration des erdöls[J]. *Freiberger forschungsch*, 1962, 123: 63-73.
- [53] GHATHI A, CHEN W, ORTOLEVA P. Oscillatory methane release from shale source rock[J]. *Earth-science reviews*, 1990, 29(1): 241-248.
- [54] ROBERTS S J, NUNN J A. Episodic fluid expulsion from geopressured sediments[J]. *Marine and petroleum geology*, 1995, 12(2): 195-204.
- [55] 袁玉松, 周雁, 邱登峰, 等. 埋藏过程中泥页岩非构造裂缝的形成演化模式[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(5): 822-827.
- [56] 李恩耀, 赵婷. 破裂压力数据与压裂数据的联系及其在油田上的应用[J]. *新疆石油科技*, 2011(4): 18-21.
- [57] 李伟. 天然气古有效扩散系数的模拟及其应用[J]. *现代地质*, 1996, 10(1): 119-124.
- [58] 付广, 吕延防. 天然气扩散作用及其研究方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 6-88.
- [59] 付晓泰, 王振平, 卢双舫. 气体在水中的溶解机理及溶解度方程[J]. *中国科学: B 辑 化学*, 1996, 26(2): 124-130.
- [60] 付广, 苏玉平. 控制地层剖面中天然气扩散散失的地质因素[J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(1): 58-61.
- [61] 李海燕, 彭仕宓, 傅广. 天然气扩散系数的研究方法[J]. *石油勘探与开发*, 2001, 28(1): 33-36.
- [62] KROOSS B M, LEYTHAEUSER D, SCHAEFER R G. Experimental determination of diffusion parameters for light hydrocarbons in water-saturated rocks: some selected results[J]. *Organic geochemistry*, 1986, 10(1/3): 291-297.
- [63] SMITH J E, ERDMANN J G, MORRIS D A. Migration, accumulation and retention of petroleum in the earth[C]// 8th World Petroleum Congress Proceeding 2, 1971: 13-26.
- [64] KROOSS B M, LEYTHAEUSER D, SCHAEFER R G. The quantification of diffusive hydrocarbon losses through cap rocks of natural gas reservoirs: a reevaluation[J]. *AAPG bulletin*, 1992, 76(11): 1842-1846.
- [65] LEYTHAEUSER D, SCHAEFER R G, YUEKER A. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons[J]. *AAPG bulletin*, 1982, 66(4): 408-429.
- [66] 张文佑. 断块构造导论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1984.
- [67] 陈国达. “燕山运动”的历史意义[J]. *大地构造与成矿学*, 1992, 16(2): 111-112.

- [68] 郭占谦, 萧德铭. 深大断裂在油气藏形成中的作用[J]. 石油学报, 1996, 17(3): 27-32.
- [69] 王珂, 张惠良, 张荣虎, 等. 超深层致密砂岩储层构造裂缝特征及影响因素: 以塔里木盆地克深 2 气田为例[J]. 石油学报, 2016, 37(6): 715-727.
- [70] FAULKNER D R, JACKSON C A L, LUNN R J, et al. Review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow properties of fault zones[J]. Journal of structural geology, 2010, 32(11): 1557-1575.
- [71] WEBER K J, MANDL G J, PILAAR W F, et al. The role of faults in hydrocarbon migration and trapping in Nigerian growth fault structures[C]// 10th Annual Offshore Technology Conference Proceeding, Houston, 1978:2643-2651.
- [72] ALLAN U S. Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures[J]. AAPG bulletin, 1989, 73(7): 803-811.
- [73] FISHER Q J, KNIPE R J. The permeability of faults within siliciclastic petroleum reservoirs of the North Sea and Norwegian Continental Shelf[J]. Marine and petroleum geology, 2001, 18(10): 1063-1081.
- [74] BOLTON A J, MALTMAN A J, CLENNELL M B. The importance of overpressure timing and permeability evolution in fine-grained sediments undergoing shear[J]. Journal of structural geology, 1998, 20(8): 1013-1022.
- [75] ZHANG Shuqing, TULLIS T E. The effect of fault slip on permeability and permeability anisotropy in quartz gouge[J]. Tectonophysics, 1998, 295(1/2): 41-52.
- [76] EICHHUBER P, DAVATZES N C, BECKER S P. Structural and diagenetic control of fluid migration and cementation along the Moab Fault, Utah[J]. AAPG bulletin, 2009, 93(5): 653-681.
- [77] LUNN R J, WILLSON J P, SHIPTON Z K, et al. Simulating brittle fault growth from linkage of preexisting structures[J]. Journal of geophysical research solid earth, 2008, 113(B7): 3562-3585.
- [78] 袁玉松, 李双建, 熊航. 下扬子中部志留系盖层封闭性动态演化评价[J]. 地质科学, 2018, 53(4): 1419-1430.
- [79] 林承焰, 王文广, 董春梅, 等. 流体-岩石相互作用定量模拟技术新进展[J]. 地球科学与环境学报, 2017, 39(4): 491-515.
- [80] 蔡春芳, 李宏涛. 沉积盆地热化学硫酸盐还原作用评述[J]. 地球科学进展, 2005, 20(10): 1100-1105.
- [81] HAO Fang, GUO Tonglou, ZHU Yangming, et al. Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang Gas Field, Sichuan Basin, China[J]. AAPG bulletin, 2008, 92(5): 611-637.
- [82] 蔡春芳. 沉积盆地流体-岩石相互作用研究的现状[J]. 地球科学进展, 1996, 11(6): 575-579.
- [83] 张建勇, 刘文汇, 腾格尔, 等. TSR 对气态烃组分及碳同位素组成的影响: 高温高压模拟实验的证据[J]. 石油实验地质, 2012, 34(1): 66-70.
- [84] 张水昌, 帅燕华, 朱光有. TSR 促进原油裂解成气: 模拟实验证据[J]. 中国科学: D 辑 地球科学, 2008, 38(3): 307-311.
- [85] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 川东北飞仙关组高含 H_2S 气藏特征与 TSR 对烃类的消耗作用[J]. 沉积学报, 2006, 24(2): 300-308.
- [86] HU Wenxuan, KANG Xun, CAO Jian, et al. Thermochemical oxidation of methane induced by high-valence metal oxides in a sedimentary basin[J]. Nature communications. 2018, 9(1): 31-51.
- [87] MEUBROEK P. Equations of state in exploration[J]. Organic geochemistry, 2002, 33(6): 613-634.
- [88] 庞雄奇, 姜振学, 黄捍东, 等. 叠复连续油气藏成因机制、发育模式及分布预测[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 795-828.

编辑: 张润合

The main controlling factors and evaluation ideas of ultra-deep oil and gas preservation

YUAN Yusong, HU Wenxuan, CHEN Shuping, WANG Guojian

Abstract: With the development of petroleum exploration theories and advances in technology, ultra-deep sequences in sedimentary basins have become one of the important fields of petroleum exploration. According to the results of the evaluation of oil and gas preservation conditions in ultra-deep oil and gas exploration, it could be concluded that the parameter indexes for the evaluation of ultra-deep oil and gas preservation are different from those in middle and shallow sequences. The preservation of the ultra-deep oil and gas probably is mainly controlled by the factors such as formation temperature, pressure, hydrocarbon generation/filling time, reservoir rock mineralogy characteristics and tectonic events. In the ultra-deep sequences, the hydrocarbon phase state transformation is generally controlled by temperature, the cap rock overpressure fracture is controlled by pressure, the diffusion loss is controlled by the accumulation time, hydrocarbon components and cap rock physical properties, hydrocarbon destruction owing to chemical reactions is controlled by reservoir rock mineralogy characteristics and hydrocarbon-fluid-rock interaction. The tectonic event controls the evolution of deep faults and therefore the vertical migration and loss of hydrocarbon. In short, the evaluation of ultra-deep oil and gas preservation should be carried out from two aspects: physical loss and chemical destruction.

Key words: ultra-deep; cap rock; petroleum preservation; high temperature and high pressure; hydrocarbon phase state; diffusion

YUAN Yusong, First author: PhD, Professor, focused on tectonic and thermal evolution and cap sealing of sedimentary basins. Add: Olympic building 803, Beisihuan Middle Rd., Haidian District, Beijing 100197, China

超深层油气保存主控因素及评价思路

袁玉松¹, 胡文瑄², 陈书平³, 王国建¹

1 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院; 2 南京大学地球科学与工程学院;

3 油气资源与探测国家重点实验室

摘要 随着油气勘探理论的发展和技术的进步,超深层已经成为油气勘探的重要领域。受地层温度、压力、生烃/充注/成藏时间、储层岩石矿物学特征以及构造作用等因素的影响和控制,超深层油气保存条件的评价参数与中浅层的不同。温度控制超深层烃类相态转化,压力控制超深层盖层超压破裂,烃类组分、成藏时间以及盖层物性控制超深层油气的扩散损失,储层岩石矿物学特征影响烃类-流体-岩石相互作用及化学反应对烃类的破坏,构造作用控制深大断裂的形成演化,进而控制烃类的垂向运移与散失。在对超深层油气保存的影响与控制因素进行分析的基础上,提出应从地下烃类的物理散失和化学损耗2个方面开展超深层油气保存条件评价。

关键词 超深层; 盖层; 油气保存; 高温高压; 烃类相态; 扩散

中图分类号: TE122.2⁵

文献标识码: A

0 前言

近年来,针对复杂构造改造下的中浅层常规油气藏保存条件的评价取得了大量研究成果,前人相继提出了油气保存单元^[1-3]和油气保存系统^[4]的概念,建立了多种油气保存条件评价指标体系^[5-7],并从源盖动态演化的角度,建立了盖层封闭性动态演化评价技术方法^[8-10]。在中浅层油气保存条件评价中,盖层封闭性是研究的核心内容,所取得的成果认识较多。理论上,任何岩性的岩石只要足够致密,都可以作为盖层;但是实际上,作为盖层的主要岩性有3种:泥页岩、蒸发岩和致密灰岩^[11]。根据盖层的分布范围和连续情况,可将盖层分为区域盖层、局部盖层和隔层^[12]。区域盖层研究在评价油气勘探远景中具有重要意义^[13]。

通常认为盖层的封闭机理主要有3种:物性封闭^[14]、超压封闭^[15]和烃浓度封闭^[16]。物性封闭(又称毛细管封闭)是依靠盖层与储层之间的毛细管压力差来封堵油气,毛细管压力差越大,封闭能力越强。盖层物性封闭能力的大小主要取决于岩性和致密程度,通常蒸发岩封盖能力最强。压力封闭是指当盖层的孔隙流体压力高于储层孔隙流体压力时,流体压力差对油气的封闭作用。压力封闭主要存在于具有

异常孔隙流体压力的欠压实泥岩盖层中,可以封堵呈游离相、水或油溶相运移的油气。烃浓度封闭指当盖层中的烃浓度高于储层烃浓度时,烃浓度差对烃类分子的向上扩散起到的抑制作用。3种盖层封闭机理中,物性封闭是最普遍的,超压封闭本质上也是物性封闭^[17];烃浓度封闭不具普遍性,且难以证实^[10]。根据盖层封盖机理与岩石孔隙结构的关系,可将盖层分为微孔型与微缝型2类^[18]。盖层封闭性评价参数主要有6个:厚度、孔隙度、渗透率、比表面积、孔喉半径和排替压力,其中排替压力是最直接有效的参数^[19]。盖层评价方法主要包括微观评价和宏观评价2个方面,评价的主要内容包括封闭能力评价和完整性评价^[13,20-21]。断层、构造裂缝和水力裂缝是导致盖层的完整性受到破坏的关键因素^[22]。

盖层封盖天然气的能力既受其宏观发育特征的影响,又受其微观封闭能力的影响,前者主要表现为盖层厚度和分布的连续性对其封盖能力的影响^[23],后者主要体现在排替压力对封盖能力的影响^[9]。因此,盖层封盖能力的强弱主要表现在盖层的厚度、排替压力、压力系数和天然气的黏度等方面。盖层厚度和排替压力越大,天然气黏度和压力系数越小,盖层封盖能力越强,反之则越弱。陈劲人等^[24]认为:泥质岩

收稿日期: 2018-09-10; 改回日期: 2018-12-29; 网络发表日期: 2019-04-26

本文受国家重点研发计划专项“深地资源勘查开采”之课题“超深层及中新元古界盖层封闭性与油气保存机理”(编号: 2017YFC0603105)资助

第一作者: 袁玉松, 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: 100197 北京市海淀区北四环中路奥运大厦 803; E-mail: yuanyys.syky@sinopec.com

厚度大于300 m,埋深在500 m以下时,区域盖层才能有效地起封闭作用。泥页岩埋深在1 500~2 000 m时,孔隙度一般<3%,渗透率一般 $<0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,此时的盖层已具备一定的封闭能力,因此,可以选择2 000 m作为盖层形成的深度上限。

超深层盖层压实作用强,成岩演化程度高,现今孔隙度低和渗透率低,排替压力高,因此其物性封闭能力强。超深层油气藏通常具有由区域盖层和局部盖层组成的多级封盖系统,超深层的油气保存普遍较好。但是,超深层的地质环境与中浅层完全不同,这使得超深层油气保存条件评价更为复杂。超深层高温高压环境条件下油气的稳定性与相态转化,烃-水-岩的相互作用,地层流体超压演化与盖层超压破裂,超深层古老油气藏的扩散损失,以及深部超大断裂的活动与封闭性等对深层油气保存有重要影响等一系列问题值得高度关注。本文通过对前人关于深层油气保存条件评价研究成果的回顾与总结,

结合超深层油气保存的特点和最近的研究积累,系统分析了控制超深层油气保存的主控因素,并提出了超深层油气保存条件评价的技术思路。

1 超深层的深度界定及重大油气发现

随着勘探技术的进步,超深层的深度界线也逐渐加深。不同学者或研究机构对超深层的深度划分也存在差异(表1)。在2017年的国家重点研发计划专项“深地资源勘查开采”的立项报告中,把超深层的深度界限定为 ≥ 6500 m。超深层概念的提出主要基于2个方面的考虑:一方面是考虑到高温高压地质条件,另一方面是考虑到钻井工程技术难度。对于低地温梯度的沉积盆地,6 000 m深处的温度可能还不到120 ℃;6 000 m的深度对于目前的钻井技术来说,实施钻探没有太大的难度。因此,从地层埋深的角度,把“超深层”的深度界限定在6 500 m可能更能体现“超深层”的含义,而深层则限定在4 000~6 500 m范围。

表1 油气勘探层系深度划分方案

勘探深度	中国石油天然气股份有限公司	国土资源部	庞雄奇等 ^[25]	孙龙德等 ^[26]	何治亮等 ^[27]	Dyman 等 ^[28]	深地资源勘查开采项目
浅层	<2 000		<2 000				
中深层	2 000~3 500	2 000~3 500	2 000~4 500	<4 500	<4 500		
深层	3 500~4 500	3 500~4 500	4 500~6 000	4 500~6 000	4 500~6 000	<4 500	
超深层	$\geq 4 500$	$\geq 4 500$	$\geq 6 000$	$\geq 6 000$	$\geq 6 000$	$\geq 4 500$	$\geq 6 500$

随着油气勘探理论的发展和钻井工程技术的进步,深层油气资源勘探已经不再遥不可及。位于美国俄克拉荷马州的Bertha Rogess-1号科探井,完钻井深达9 583.2 m;苏联在科拉半岛实施的SG-3号科探井,井深达到12 200 m^[25]。在大于6 500 m的超深层领域,

目前已经有了许多重大油气发现(表2),其中墨西哥湾在7 000 m以下发现大型油气藏^[29-31],我国四川盆地和塔里木盆地也在6 500~8 000 m深度范围发现了若干工业油气藏^[25],显示了超深层仍具有良好的油气勘探潜力。

表2 全球超深层领域重大油气发现实例

盆地/地区	区带、油气田	油气藏类型或代表钻井	深度/m	油气发现	资料来源
墨西哥湾	Kaskida	砂岩油气藏	7 356	可采储量(油当量)近 1×10^8 t	文献[30-31]
美国西内盆地 阿纳达科凹陷	米尔斯兰奇	碳酸盐岩气藏	7 663~8 103	可采储量为 365×10^8 m ³	文献[26]
墨西哥湾近海浅水区	Davy Jones	气藏	7 620	可采储量达到 $(5660 \sim 17000) \times 10^8$ m ³	文献[32]
塔里木盆地	塔河油田	油藏	7 200	探明+控制石油地质储量超亿吨	文献[27]
塔里木盆地	哈拉哈塘油田	复杂碳酸盐岩缝洞型油藏	6 600	探明石油地质储量 2.48×10^8 t	文献[27]
塔里木盆地	顺托果勒低凸起	碳酸盐岩油气藏	7 800	获工业油流	文献[27]
塔里木盆地	塔中 I 号断裂带下盘断裂带	SN5 井	7 209.8	日产气 $(121.1 \sim 165.8) \times 10^4$ m ³	文献[27]
塔里木盆地	顺托果勒隆起北东向断裂带	ST1 井	7 861	最高日产天然气 358×10^4 m ³	文献[27]
四川盆地	元坝气田	气藏	7 300	日产气量为 $(4.02 \sim 10.47) \times 10^4$ m ³	文献[27]
四川盆地	川西油气区	川科 1 井	7 566	日产量 86.8×10^4 m ³	文献[27]

现有研究认为液态烃完全消失的深度为8 000 m,气藏分布的最大深度为10 000~12 000 m^[30]。但是,由于不同类型沉积盆地的地温梯度不同,液态烃完全消失的深度和天然气藏分布的最大深度界限在不同的沉积盆地中差别很大,因此,不能简单地统一划定一个油气藏保存的最大深度界限。

2 超深层油气保存的主要影响因素

超深层油气保存受地层温度、压力、扩散系数与成藏时间、源盖动态匹配关系、储层岩石矿物学特征以及构造作用等因素控制。温度控制超深层烃类相态转化,压力影响超深层盖层超压破裂,成藏时间控制超深层油气的扩散损失程度,储层岩石矿物学特征控制烃类-流体-岩石相互作用和化学反应,构造作用控制深大断裂的形成演化,进而控制烃类垂向运移与散失。

2.1 地层温度

烃类在高温下不稳定,液态烃在高温下会裂解成为甲烷和碳沥青^[34-35]。但是,关于原油裂解温度以及油气存在的“死亡线”,不同的实验得到了不同的结果,研究者之间的分歧和争论较大。

传统石油理论认为,含油气盆地存在“石油液态窗”,即液态石油在地下保存的温度介于60~135℃^[35]。挪威斯塔万格大学的佩尔·阿内尔·比约库姆和挪威国家石油公司的2位研究员经过10年研究,利用全球已知油气田的约12万个数据进行统计分析,提出了油气勘探黄金地带理论。这一理论的核心内容是:油气资源集中分布在地下温度为60~120℃的地带,全球90%的石油和天然气储量都蕴藏在这一区域;而在此温度范围之外,特别是高于120℃的地带,找到石油和天然气的希望非常渺茫。

但是,近年来,越来越多的实际勘探成果揭示的油藏保存温度远远越过了上述温度界限:在塔里木盆地塔深1井埋深8 400 m、温度170℃、压力80 MPa的寒武系中发现了液态烃类,其正构烷烃分布完整^[36];东营凹陷胜利1井井深7 026 m处的温度和压力分别高达235℃和123 MPa;北海地区部分油层的温度处在165~175℃之间^[37];墨西哥湾第三系华盛顿湖油田埋深6 540 m,地温大于200℃,但由于具有130 MPa的异常高压,仍保持液态烃状态;波斯湾马伦(Marun)油田产层的温度超过了230℃;

俄罗斯滨里海盆地布拉海油藏的埋深已达7 000 m,但并未发现有明显的裂解作用发生,在深度7 550 m、温度295℃的条件下仍有液态烃聚集^[38]。张光亚等^[39]对全球油气产层深度大于5 000 m的428个油气田(油田276个,气田152个)进行统计,其中油层温度大于150℃的油气田有83个,最高油层温度达375℃。

在实验室,原油在160~170℃时可发生裂解,但是地下储层中的岩性组合及矿物成分、水介质条件等,都会成为抑制原油裂解的因素。石油液态窗的底界温度随地质条件的不同而变化^[37, 40]。正常原油裂解的温度下限可达180~190℃或更高^[41-42],而轻质油和凝析油的热稳定性一般情况下要高于重质原油和正常原油。据Yuan等^[43]统计,地下油气转化的温度大多在160~210℃之间。油气藏形成之后,受后期构造运动的改造与调整,其规模大小和相态特征也因此发生变化。烃类流体在地下常以重油、黑油、挥发油、近临界混合物、凝析气混合物和天然气混合物等形式出现,判别其相态特征要考虑组分特征、温压环境等因素^[44]。导致地下油气相态特征差异的地质因素很多,包括母质来源、生成阶段、高温裂解、不同来源油气混合、生物降解等,构造变动是导致油气藏组分特征与相态特征发生变异的常见因素^[45]。

总之,温度是控制烃类相态的重要因素。普遍地,高温下液态烃将发生裂解,转化为天然气,油气转化的温度大多在160~210℃之间。烃类相态转化,古油藏中的原油裂解成天然气,古油藏改造调整为气藏。天然气比原油分子直径小,更容易散失,对保存条件的要求更加苛刻。因此,地层温度是超深层油气保存条件评价的重要参数之一。

对于天然气而言,在盆地深度范围内应该是稳定的。地质观测、理论计算和实验结果均表明,甲烷在高达800℃和>1 000 MPa的温压条件下是稳定的,这样的温压相当于地下35~40 km的地壳深部条件。因此,在液态烃转化为甲烷等气态烃之后,影响其保存的主要因素不再是温度,在很大程度上是扩散系数和扩散时间,以及地壳运动导致的断裂散失。但是烃类在地下高温条件下遇到高价氧化物时会因发生氧化作用而被破坏。

2.2 流体压力

流体压力对超深层油气保存的影响主要体现在2个方面:一是烃源层中存在超压时可以延缓有机

质热演化进程,抑制烃类的热转化作用;二是泥页岩盖层中超压大于其抗拉强度和最小主应力之和时,发生超压破裂,产生超压裂缝,导致烃类沿着超压裂缝渗漏散失。

关于超压对有机质热演化的影响存在一定的分歧。有的研究者^[46]认为流体压力在有机质变质作用中没有作用;有的研究者^[47]认为有一定作用,但远小于温度的影响。多数实验结果和地质证据表明,流体压力会阻碍有机质的热变质作用和烃类的热破坏^[34]。由于超压对有机质热演化和生烃过程的抑制作用,在地温梯度较高、源岩年代较老的沉积盆地中,根据传统模式已进入准变质作用阶段的深层源岩可能仍保持在有利的生、排烃阶段,成为深层油气聚集的有效源岩^[48]。

上覆盖层的超压破裂是深部油气散失的主要机制^[49]。关于超压破裂的形成条件,前人已经做过大量研究,认识上存在一定分歧。王新洲等^[50]认为,超压泥质岩破裂产生的条件是泥质岩孔隙流体压力大于静岩压力与泥质岩抗压强度之和。Rouchet^[51]认为,当岩石中孔隙流体压力超过最小压应力与岩石抗张强度之和时,就可以产生裂隙。Snarksy^[52]认为:当岩石或孔隙内部的流体压力为周围介质静水压力的1.4~2.4倍时,就可以超过岩石的机械强度并使岩石产生破裂;当压力释放下降至静水压力的1.2~1.3倍时,泥岩中的超压释放作用停止。有些研究者^[53-54]认为,在超压盆地中,当地层流体压力接近或达到岩层破裂压力(相当于最小水平应力,通常为静岩压力的85%)时,地层发生水力破裂。袁玉松等^[55]通过对鄂西渝东地区建深1井志留系底部泥页岩地质历史时期的静岩压力、静水压力、抗压强度、抗拉强度以及最小主应力恢复的研究发现,在整个地质历史时期,85%的静岩压力值和2倍静水压力值非常吻合。因此,推荐采用达到静岩压力的85%的地层流体压力值或2倍静水压力值,作为不考虑附加构造应力的情况下泥页岩超压破裂形成天然水力破裂(超压裂缝)的门限值。

地层破裂压力与岩石弹性、孔隙压力、天然裂缝发育情况以及该地区的地应力等因素有关。破裂压力梯度(β)指地层破裂压力与地层深度的比值。大量压裂施工资料统计数据表明^[56], β 的范围一般为0.015~0.025 MPa/m; β 小于0.018 MPa/m时形成垂

直裂缝, β 大于0.023 MPa/m时形成水平裂缝。因此,超压裂缝在深部地层出现时多为垂直裂缝,在浅部地层出现水平裂缝的几率多。

不同类型岩石的力学性质差异很大。对于大部分泥页岩来说,深度超过6 500 m后逐渐具有一定的韧性,发生脆性破裂的可能性大大降低,封闭性变好。因此,在超深层条件下,泥页岩可以认为是优良盖层。但碳酸盐岩、砂砾岩和硅质岩等仍然保持脆性状态,还可以发生脆性破裂,只是由于静岩压力很大,破裂后的裂缝比较容易愈合,封闭性也远好于浅部。

可见,地层流体超压对油气成藏和保存的影响既有利,也可能有弊。有利的一面是:超压的存在可以延缓有机质的热演化进程,从而有利于液态烃的晚期成藏;而且,超压盖层通常具有很强的封闭油气的能力。不利的一面是:过高的超压可以引起盖层破裂,导致油气散失。因此,地层压力及演化是超深层油气保存条件评价需要考虑的重要因素之一,特别是要重视天然气大量生成阶段的生烃增压与静岩压力的相对关系研究。

2.3 天然气扩散

超深层天然气散失主要有3种方式:一是以断层和大裂缝起主导作用的渗流散失;二是以微裂缝和连通孔隙起主要作用的微渗漏;三是以浓度差起主导作用的天然气扩散。由于超深层盖层的孔隙非常小,排替压力高,储层中的烃类气柱通常很难排替盖层中的饱和水,克服盖层的毛细管阻力向上运移。也就是说,超深层盖层的微渗漏散失微弱,在没有深大断裂发育的情况下,可以不考虑渗流散失。因此,扩散是超深层天然气向上运移的主要方式。

分子扩散是普遍存在的,只要存在浓度梯度,天然气就会从高浓度区向低浓度区扩散。在地质历史过程中,这种扩散会导致天然气聚集量的不断减小,对天然气藏造成一定程度的破坏。超深层天然气藏的扩散损失取决于上覆盖层的扩散系数和扩散持续的时间。扩散系数受扩散介质的物性、天然气本身的性质(如分子量大小、活动性)、地层温度、压力、盖层岩石孔隙度和渗透率、孔隙流体的盐度等因素的影响^[57]。

2.3.1 天然气扩散机理与扩散方式

天然气在介质中的扩散是分子运动的结果。分

子在介质中作无序运动时发生碰撞,促使分子从高浓度区向低浓度区运动,直到浓度平衡为止。扩散的驱动力就是浓度差。天然气浓度梯度递减方向决定着天然气在地下的扩散方向,其大小是决定扩散强弱的重要因素之一。当气藏和盖层之间存在浓度差时,天然气在垂向上通过盖层扩散散失。盖层与气藏的烃浓度差越大,扩散速度就越快,如果盖层中存在足够高的烃浓度,气藏中天然气扩散损失量会大大降低。

由于地下盖层岩石大多被水所饱和,且盖层孔隙小,天然气以分子方式运移时与孔壁的磨擦阻力较大,扩散速率小。天然气在地下岩石中的扩散主要是通过孔隙水介质的扩散^[58],故真正对扩散起作用的是孔隙水中的含气浓度。天然气在地下水中的浓度受温压环境所控制,随着压力的升高,天然气在水中的溶解度也升高^[59]。因此,在气源充足的条件下,气体在盖层和储层交界处的浓度可以根据其在当时温压条件下的溶解度来确定。

2.3.2 天然气扩散的控制因素

天然气在地层岩石中扩散能力的大小采用扩散系数表示。扩散系数是指当浓度梯度为一个单位时,单位时间内通过单位面积的气体体积。扩散系数的大小受天然气组分、扩散介质、温度和岩石类型等因素的影响:甲烷至戊烷,随着分子量的增大,气体通过饱和盐水岩石的扩散系数呈指数关系减小;温压条件控制着天然气在地层水中浓度的大小及其变化,从而控制着天然气扩散的方向及强度;上覆盖层的烃浓度及其形成时期影响天然气扩散的浓度梯度^[60]。

扩散作用不需要压力差,只需要浓度差即可发生天然气分子由高浓度区向低浓度区的扩散迁移。扩散规律遵循菲克第一定律:

$$Q = \int_0^t AD \left(\frac{dC}{dZ} \right) dt \quad (1)$$

式中: Q 为扩散量, kg ; A 为面积, m^2 ; D 为扩散系数, m^2/s ; (dC/dZ) 为浓度梯度, $(\text{kg}/\text{m}^3)/\text{m}$; t 为时间, s 。

由菲克第一定律可知:天然气在地下扩散速率的大小主要受天然气扩散系数、浓度梯度、扩散流经面积及扩散时间的制约,这些参数是直接影响天然气藏扩散损失量的因素。从浓度梯度来看,如果烃源岩厚度较大,或者有多层烃源岩发育时,顶部烃源岩的扩散最为显著,中下部烃源岩(层)的扩散则由于

上部烃源岩中的高天然气浓度而受到抑制。因此,烃源岩的厚度和层数对扩散效率有很大影响。第2个影响因素应该是盖层的孔隙度。因为扩散面积实际上相当于储层的面孔率,因此扩散也严格受到盖层致密程度(孔隙度)的影响。至于扩散系数,由于发生扩散的分子主要是甲烷,在一定的温压条件下,其数值变化不大^[61]。由此看来,烃源岩的发育规模与分布特征、盖层的致密程度,以及天然气形成的时间等因素,是分析天然气扩散损失的主要因素。

2.3.3 扩散对深层天然气藏的破坏作用

天然气扩散作用在沉积物中普遍存在,但由于缺乏与地下岩石属性和温压条件接近的天然气扩散的实验数据,因此关于扩散作用的控制因素和扩散对天然气藏的破坏强度等问题仍然存在很大争议^[62]。天然气扩散对油气藏的破坏到底有多大,不同学者得出的结论差别很大。**Smith**等^[63]认为甲烷的扩散是一个非常缓慢的过程,他通过计算得出,甲烷通过1 740 m厚、孔隙度为15.7%的碎屑岩需要140 Ma。据**Krooss**等^[64]计算,荷兰**Harlingen**气田 $25 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的天然气通过390 m厚的盖层扩散,损失一半所需的时间为70 Ma。**Leythaeuser**等^[65]通过计算认为,荷兰**喀林根**气藏中的甲烷通过400 m厚的泥页岩盖层扩散,损失一半只需要4.5 Ma。

虽然天然气分子的扩散速率远远小于其渗漏速率,但它的易发生性和时间的漫长性决定了其迁移量应是可观的,足以破坏一个气藏^[66]。由菲克第一定律可知,除了扩散系数之外,扩散损失量与扩散时间密切相关。在超深层古老天然气藏的保存条件评价中,长期扩散损失对天然气藏的破坏程度需要进一步研究。

2.4 断层封闭性

断开岩石圈、地壳的深大断裂,是地球表面固体圈层发生破裂的薄弱地带,是前期构造的薄弱点,也常常是后期构造的起点^[66],在新的应力场中往往重新活动,因而晚期构造对早期构造具有继承关系^[67]。断裂在控制地壳流体运移中扮演重要角色,如沉积盆地中的烃类运移、聚集与渗漏均受断裂控制。流体势场梯度带和低势能区均沿深大断裂分布,深大断裂往往是油气运移的指向带^[68]。构造活动中断层的发育通常会导致油气大量散失,对保存条件来说,多

期活动特别是晚期活动的断裂是不利因素,对早期形成的含油气藏起破坏作用,使早期油气藏开启逸散。但存在优质的盐岩盖层时,即使在断层极为发育的叠瓦构造中油气依然可以保存完好,比如库车凹陷克拉苏气田^[69]。

断层封闭主要有岩性并置封闭和断层岩封闭 2 种主要类型^[70]。泥岩涂抹潜力、泥岩涂抹因子和泥断比是评价断层封闭性的重要参数^[71]。但是,这些基于断层两侧泥岩厚度及相距远近的参数,本质上只能大概估算断裂带内泥岩能否连续涂抹。断层上/下盘岩性并置关系图(Allan 图)也常用于评价断层封闭性^[72],但这不适用于走滑断层的封闭性评价。此外,应力历史对断层(尤其是断层泥发育的断层)的封闭性具有重要控制作用。断层角砾的尺寸和断裂带的渗透率都随围压和温度的升高而降低^[73]。在剪切断裂带内,正常固结的泥岩发生剪切破坏时,渗透率降低;而超固结泥岩发生剪切破坏时,渗透率增大^[74]。当正应力达到 25 MPa,剪切应变达到 10,即使无断层泥发育的断裂带,其渗透率也可降低 2~3 个数量级^[75]。

脆性断裂带具有显著的岩性各向异性、非均质性和不连续性。断裂带的结构、力学性质和渗漏性在地质时间尺度上是变化的,甚至在工业应用的时间尺度内也可能显著变化^[76]。由于断层结构非常复杂,造成断裂带的水动力学也极其复杂,断层的渗透率各向异性和非均质性均极强。无论是平行断层面方向还是垂直断层面方向的渗透率,都与断层角砾岩及断层相关的裂缝有关,尤其与断层角砾岩及断层相关裂缝的三维几何结构紧密相关^[77]。

毫无疑问,断层的封闭性随着深度增加而变好。特别是在超深层条件下,在岩石脆性降低、韧性增大和围压增高等因素的作用下,断层的封闭性远远好于上部,尤其在泥页岩层段更是如此。在此情况下,断层的封闭性主要受控于断层的活动性。因此,在分析一个具体地区断层封闭性的时候,必须与区域构造事件相联系。如果在天然气成藏形成之后没有发生较大规模的区域构造运动,超深层的断裂没有被激活,则断层的封闭性可能会保持。反之则不利。

2.5 盖层封闭性动态演化

由于超深层盖层埋藏深度大,压实作用强,成岩演化程度高,现今孔隙度和渗透率低,排替压力高,

因此一般来说,现今的物性封闭性能力也强。超深层高温高压条件下,岩石的力学性质与中浅层差别很大。泥页岩盖层在 0~200 °C 的温度范围内,力学性质受温度的影响相对较小,但在深层受围压的影响显著^[9]。随着埋深增加、围压增大,泥页岩盖层的塑性增加、脆性减小,不容易发生脆性破坏,封闭性变好。因此,超深层盖层的封闭性研究,重点不在于研究其现今的封闭性,而在于研究其动态演化过程和封闭的有效性^[10]。评价盖层是否有效,是针对烃源岩生烃而言的,因此源盖动态匹配是关键。盖层封闭的形成时间早于下伏烃源岩开始生烃(包括古油藏裂解生气)的时间,至少不晚于生烃结束时间,且盖层封闭油气的能力自形成以来一直保持至今,这才是有效的源盖匹配条件^[78]。

2.6 烃-水-岩相互作用

流体-岩石相互作用系统通常由流体和岩石 2 部分组成。流体是指各种性质的油、气和水,岩石是指各种固相物质(矿物和岩石)。流体-岩石相互作用包括了水-岩相互作用以及其他烃类或非烃类流体与岩石的相互作用^[79]。与深层油气保存密切相关的烃-水-岩相互作用主要有 2 种:一是硫酸盐热化学还原反应(TSR),硫酸盐被还原的过程也正是烃类被氧化(被分解破坏)的过程;二是高价 Fe-Mn 氧化物引发的烃类热化学氧化作用(TOH),该过程中高价金属离子被还原为低价态。

2.6.1 硫酸盐热化学还原反应(TSR)

硫酸盐热化学还原反应(TSR)^[80]可导致超深层油气的化学损耗。近年来,有多项关于四川盆地 TSR 的研究成果,主要涉及含膏岩系溶解产生的 SO_4^{2-} 与烃类发生氧化-还原反应^[81]。其中, CH_4 发生 TSR 生成 CO_2 和 H_2S ;原油发生 TSR 形成固体沥青^[82],也有 CO_2 和 H_2S 生成。TSR 过程中,氧化剂硫酸根将低价态的碳(烃类中的碳)氧化为高价态,部分高价态的碳以 CO_2 的形式存在;硫酸根自身高价态的硫被还原为低价态,部分低价态的硫以 H_2S 形式存在^[83]。TSR 不仅导致天然气中非烃气体(H_2S 及 CO_2)组分的增加及烃类气体组分的减少,而且还导致烃类气体组分变干。从甲烷到丁烷,TSR 体系的活化能依次降低,分子量越大的气态烃越容易发生 TSR,因此 TSR 消耗较重的烃类并产生较轻的烃类^[83-84]。

四川盆地东北部罗家寨、渡口河、铁山坡、普光等多个飞仙关组大、中型气田, 高含 H_2S (占10%~17%, 平均为14%), 充满度普遍偏低(25%~91%), 压力系数不高(多小于1.2)。之所以出现这种情况, 可能是圈闭中烃类在TSR中大量消耗, 同时造成储集空间增加所致^[85]。可见, TSR对超深层油藏的破坏作用大, 对天然气藏的破坏作用小。

2.6.2 金属氧化物引发的烃类氧化作用(TOH)

最近Hu Wenxuan等^[86]报道了甲烷在深埋条件下遇到金属氧化物而发生的热化学氧化现象: 在大于100 ℃的储层中, 甲烷等烃类遇到 MnO_2 、 Fe_2O_3 等高价金属氧化物时, 被氧化为 CO_2 和 H_2O , 高价金属氧化物被还原为低价态, 形成了含Fe/Mn的次生方解石, 由此消耗掉一定数量的甲烷; 根据次生方解石含量的初步估算, 氧化分解掉的烃类近千万吨, 严重影响了该区的油气富集成藏。当然, 烃类, 特别是天然气的氧化作用并不是普遍的, 仅发生在一些富含(高价)氧化物的地层中, 例如红层和膏岩层等。但在一些发育膏岩层和红层的盆地中, 在分析天然气保存条件时也应该考虑这一因素。

还有学者认为^[82]储层中的烃与含矿物氧化剂(如褐铁矿)也会发生氧化-还原反应, 产生有机酸。这种反应可导致烃类发生氧化作用, 红色砂岩中的褐铁矿被烃类还原而漂白, 产生的有机酸使碳酸盐矿物发生溶解, 产生次生孔隙。这对储层物性改造来说是有利的一面, 但对油气保存而言却是破坏性的。

2.6.3 烃-水-岩体系的相态

超深层中含烃流体或烃-水-岩体系的作用对油气保存具有重要影响。超深层的烃-水-岩体系使得烃类由液态石油、凝析油、湿气向干气转化, 伴随其分子结构由不稳定的高分子转变为稳定小分子, 长链-多链结构转变为短链-单链结构。超深层中多种流体相态易于共存, 但以凝析气和气相为主。高温高压模拟实验表明: 深层条件下的油气相态主要受有机质类型、流体组成、温度压力条件等因素制约, 此外热化学还原反应、气洗作用等对烃类相态也有重要影响。油、气在深层易于相互溶解而形成油气混相, 水的参与使得烃类相态更加复杂, 并可能存在液相和气相界面消失的临界状态^[87]。深层烃类密度和黏度降低、油气水混溶、界面张力变小等物性变化, 都可能改变深层油气的运聚形式^[88]。

总之, 在超深层高温高压环境下, 烃类的保存问题除了通过断层散失、裂缝散失、盖层微渗漏散失以及扩散散失等物理散失之外, 还可能存在诸如TSR、TOH等氧化-还原反应引起的化学损耗。因此, 这2类散失方式在超深层油气保存条件评价中都需要考虑。

3 超深层油气保存条件评价思路

通过以上超深层油气保存影响因素的分析, 提出超深层油气保存条件评价应从地下烃类的物理散失和化学损耗2方面开展评价(图1)。

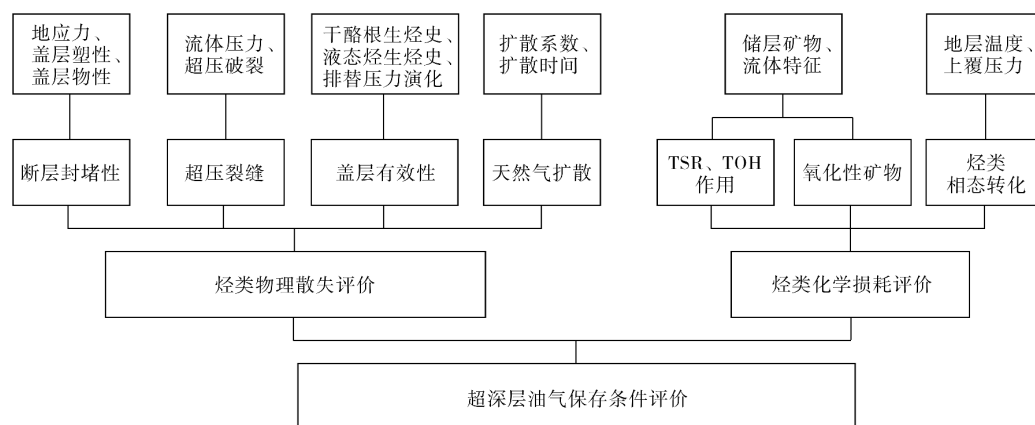


图1 超深层油气保存条件评价技术流程图

物理散失包括以断层和超压破裂起主导作用的渗流散失, 以微裂缝和连通孔隙起主要作用的微渗漏, 以及以天然气浓度差起主导作用的天然气扩散损

失。化学损耗包括以高温高压起主导作用的烃类相态转化, 以及以烃-水-岩相互作用起主导作用的TSR和TOH等氧化-还原反应引起的烃类消耗。

具体地,通过显微观测人工包裹体高温高压相变过程,和计算模拟烃类相态变化规律,从而揭示超深层烃类相态转化特征;基于仿真地层条件下扩散系数测试,建立天然气扩散模式,估算古老天然气藏保存时间;依据断面形态、岩性并置、断层位移、断面应力、深大断裂带附近微断裂结构、成岩作用、地应力、岩石力学性质等分析断层封闭机理,评价断层对深部油气保存的影响;依据地层条件下的岩石力学试验,获取高温高压下盖层岩石力学参数,结合超深层应力场特征,判识盖层超压破裂和塑性演化规律,评价超深层盖层的封闭性;依据高温高压条件下烃类-流体-岩石相互反应与数值模拟,揭示超深层烃类化学损耗对油气藏的破坏作用。最后,综合超深层盖层封闭性和断层封堵性动态演化、天然气扩散损失、天然气相态转化以及高温高压下烃类化学损耗的可能性等指标参数,建立超深层油气保存条件评价方法。

4 结 论

(1)从现有勘探技术和地层埋深的角度,把“超深层”的深度顶界定在6 500 m可能更能体现当前油气勘探中“超深层”的含义。

(2)不同类型沉积盆地的大地热流和地温梯度分布不同,不同组份原油裂解温度范围存在一定差异,液态烃完全消失的深度和天然气藏分布的最大深度界限差别很大,因此,不能简单地统一划定一个油气藏保存的最大深度界限。

(3)超深层油气的保存主要受地层温度、压力、生烃/充注/成藏时间、盖层扩散系数、储层岩石矿物学特征以及构造作用等因素的控制。

(4)超深层油气保存条件评价可以从地下烃类的物理散失和化学损耗2个方面开展研究:物理散失包括以断层和超压破裂起主导作用的渗流散失,以微裂缝和连通孔隙起主要作用的微渗漏,以及以天然气浓度差起主导作用的扩散损失;化学损耗包括以高温高压起主导作用的烃类相态转化和以烃-水-岩相互反应起主导作用的烃类消耗。

参考文献

- [1] 梁兴,叶舟,马力,等.中国南方海相含油气保存单元的层次划分与综合评价[J].海相油气地质,2004,9(1): 59-76.
- [2] 何登发,马永生,杨明虎.油气保存单元的概念与评价原理[J].石油与天然气地质,2004,25(1): 1-8.
- [3] 冯增昭.关于油气保存单元[J].石油与天然气地质,2005,26(3): 388-390.
- [4] 沃玉进,汪新伟,袁玉松,等.中国南方海相系油气保存研究的新探索:“保存系统”的概念与研究[J].石油实验地质,2011,33(1): 66-73, 86.
- [5] 马永生,楼章华,郭彤楼,等.中国南方海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨[J].地质学报,2006,80(3): 406-417.
- [6] 楼章华,马永生,郭彤楼,等.中国南方海相地层油气保存条件评价[J].天然气工业,2006,26(8): 8-11.
- [7] 付孝悦.残留盆地及其油气保存问题[J].海相油气地质,2009,14(2): 37-40.
- [8] 袁玉松,孙冬胜,周雁,等.四川盆地川东南地区“源—盖”匹配关系研究[J].地质论评,2010,56(6): 831-838.
- [9] JIN Zhijun, YUAN Yusong, SUN Dongsheng, et al. Models for dynamic evaluation of mudstone/shale cap rocks and their applications in the Lower Paleozoic sequences, Sichuan Basin, SW China[J]. Marine and petroleum geology, 2014, 49: 121-128.
- [10] 袁玉松,范明,刘伟新,等.盖层封闭性研究中的几个问题[J].石油实验地质,2011,33(4): 336-340, 347.
- [11] KRUSHIN J T. Seal capacity of nonsmectite shale[M]//SUR-DAM R C. Seals, traps, and the petroleum system. AAPG memoir 67, 1997: 31-48.
- [12] 陈荣书.石油及天然气地质学[M].武汉:中国地质大学出版社,1994.
- [13] DOWNEY M W. Evaluating seals for hydrocarbon accumulations[J]. AAPG bulletin, 1984, 68(11): 1752-1763.
- [14] 付广,陈章明,姜振学.盖层物性封闭能力研究方法[J].中国海上油气(地质),1995,9(2): 83-88.
- [15] 付广.泥岩盖层的超压封闭演化特征及封气有效性[J].大庆石油学院学报,2007,31(5): 7-9, 46.
- [16] 付广,陈昕,姜振学,等.烃浓度封闭及其在盖层封盖天然气中的重要作用[J].大庆石油学院学报,1995,19(2): 23-27.
- [17] 吕延防,于润涛,王亚春.低速非达西流动及泥质岩孔隙流体超压的形成[J].石油学报,2004,25(3): 53-57.
- [18] 郑朝阳,张文达.盖层类型及其对油气运移聚集的控制作用[J].石油与天然气地质,1996,17(2): 96-101.
- [19] 吕延防,付广,高大岭.油气藏封盖研究[M].北京:石油工业出版社,1996.
- [20] SMITH D A. Theoretical considerations of sealing and non-sealing faults[J]. AAPG bulletin. 1966, 50(2): 363-374.
- [21] 李国平,郑德文,欧阳永林,等.天然气封盖层研究与评价[M].北京:石油工业出版社,1996: 1-133.
- [22] 付晓飞,吴桐,吕延防,等.油气藏盖层封闭性研究现状及未来发展趋势[J].石油与天然气地质,2018,39(3): 454-471.
- [23] 蒋有录.油气藏盖层厚度与所封盖烃柱高度关系问题探讨[J].天然气工业,1998,18(2): 20-23.
- [24] 陈劲人,彭秀美.从三轴抗剪抗压实验看埋深对区域盖层遮挡性能的影响[J].石油实验地质,1994,16(3): 282-289.
- [25] 庞雄奇,汪文洋,汪英勋,等.含油气盆地深层与中浅层油气成藏条件和特征差异性比较[J].石油学报,2015(10): 1167-1187.
- [26] 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.
- [27] 何治亮,金晓辉,沃玉进,等.中国海相超深层碳酸盐岩油气成藏特点及勘探领域[J].中国石油勘探,2016,21(1): 3-14.
- [28] DYMAN T S, CROWELLI R A, BARBERGER C E, et al.

- Worldwide estimates of deep natural gas resources based on the U. S. Geological Survey world petroleum assessment[J]. *Natural resources research*, 2002, 11(3): 207-218.
- [29] 吴富强, 鲜学福. 深部储层勘探、研究现状及对策[J]. *沉积与特提斯地质*, 2006, 26(2): 68-71.
- [30] 妥进才, 王先彬. 深层油气勘探现状与研究进展[J]. *天然气地球科学*, 1999, 10(6): 1-8.
- [31] 冯佳睿, 高志勇, 崔京钢, 等. 深层、超深层碎屑岩储层勘探现状与研究进展[J]. *地球科学进展*, 2016(7): 718-736.
- [32] 翟光明, 王世洪, 何文渊. 近十年全球油气勘探热点趋向与启示[J]. *石油学报*, 2012(S1): 14-19.
- [33] BARKER C, TAKACH N E. Prediction of natural gas composition in ultradeep sandstone reservoirs(1)[J]. *AAPG bulletin*, 1992, 76(12): 1859-1873.
- [34] PRICE L C. Thermal stability of hydrocarbons in nature: limits, evidence, characteristics, and possible controls[J]. *Geochimica et cosmochimica acta*, 1993, 57(14): 3261-3280.
- [35] PUSEY W C. How to evaluate potential oil and gas source rocks[J]. *World oil*, 1973, 176(5): 71-75.
- [36] 翟晓先, 顾忆, 钱一雄, 等. 塔里木盆地塔深1井寒武系油气地球化学特征[J]. *石油实验地质*, 2007, 29(4): 329-333.
- [37] PEPPER A S, DODD T A. Simple kinetic models of petroleum formation. Part 2: oil-gas cracking[J]. *Marine and petroleum geology*, 1995, 12(3): 321-340.
- [38] MEIHEJEF. The oil bearing temperature conditions on deep strata[J]. *Petroleum geology formation*, 1993, 14(3/4): 1-4.
- [39] 张光亚, 马锋, 梁英波, 等. 全球深层油气勘探领域及理论技术进展[J]. *石油学报*, 2015(9): 1156-1166.
- [40] 张水昌, 朱光有. 四川盆地海相天然气富集成藏特征与勘探潜力[J]. *石油学报*, 2006, 27(5): 1-8.
- [41] HORSFIELD B, SCHENK H J, MILLS N, et al. An investigation of the in-reservoir conversion of oil to gas: compositional and kinetic findings from closed-system programmed-temperature pyrolysis[J]. *Organic geochemistry*, 1992, 19(1/3): 191-204.
- [42] SCHENK H J, DI P R, HORSFIELD B. The conversion of oil into gas in petroleum reservoirs. Part 1: Comparative kinetic investigation of gas generation from crude oils of lacustrine, marine and fluviodeltaic origin by programmed-temperature closed-system pyrolysis[J]. *Organic geochemistry*, 1997, 26(7): 467-481.
- [43] YUAN Yusong, SUN Dongsheng, LIN Juanhua. Determination of time of oil cracking into gas in Weiyuan Paleo-Oil Pool in Sichuan Basin, South China[J]. *Journal of petroleum science and technology*, 2016, 6(1): 88-97.
- [44] 蒋有录, 张一伟. 天然气藏与油藏形成机理及分布特征的异同[J]. *地质科技情报*, 2000, 19(1): 69-72.
- [45] 贾承造, 庞雄奇. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J]. *石油学报*, 2015(12): 1457-1469.
- [46] ISHIWATARI R, ISHIWATARI M, ROHRBACK B G, et al. Thermal alteration experiments on organic matter from recent marine sediments in relation to petroleum genesis[J]. *Geochimica et cosmochimica acta*, 1977, 41(6): 815-828.
- [47] TISSOT B P, PELET R, UNGERER P. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation[J]. *AAPG bulletin*, 1987, 71(12): 1445-1466.
- [48] 郝芳, 邹华耀, 倪建华, 等. 沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2002, 27(5): 610-615.
- [49] VIK E, HEUM O R, AMALIKSEN K G. Leakage from deep reservoirs: possible mechanisms and relationship to shallow gas in the Hattenbanken area, mid-Norwegian Shelf[M]// ENGLAND W A, FLEET A J. *Petroleum migration*. London: Geological Society special publication No. 59, 1991: 273.
- [50] 王新洲, 周迪贤, 王学军. 流体间歇压裂运移: 石油初次运移的重要方式之一[J]. *石油勘探与开发*, 1994, 21(1): 20-26.
- [51] DU ROUCHET J. Stress fields, a key to oil migration[J]. *AAPG bulletin*, 1981, 65(1): 74-85.
- [52] SNARSKY A N. Die primäre migration des erdöls[J]. *Freiberger forschungsch*, 1962, 123: 63-73.
- [53] GHATHI A, CHEN W, ORTOLEVA P. Oscillatory methane release from shale source rock[J]. *Earth-science reviews*, 1990, 29(1): 241-248.
- [54] ROBERTS S J, NUNN J A. Episodic fluid expulsion from geopressured sediments[J]. *Marine and petroleum geology*, 1995, 12(2): 195-204.
- [55] 袁玉松, 周雁, 邱登峰, 等. 埋藏过程中泥页岩非构造裂缝的形成演化模式[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(5): 822-827.
- [56] 李恩耀, 赵婷. 破裂压力数据与压裂数据的联系及其在油田上的应用[J]. *新疆石油科技*, 2011(4): 18-21.
- [57] 李伟. 天然气古有效扩散系数的模拟及其应用[J]. *现代地质*, 1996, 10(1): 119-124.
- [58] 付广, 吕延防. 天然气扩散作用及其研究方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 6-88.
- [59] 付晓泰, 王振平, 卢双舫. 气体在水中的溶解机理及溶解度方程[J]. *中国科学: B 辑 化学*, 1996, 26(2): 124-130.
- [60] 付广, 苏玉平. 控制地层剖面中天然气扩散散失的地质因素[J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(1): 58-61.
- [61] 李海燕, 彭仕宓, 傅广. 天然气扩散系数的研究方法[J]. *石油勘探与开发*, 2001, 28(1): 33-36.
- [62] KROOSS B M, LEYTHAEUSER D, SCHAEFER R G. Experimental determination of diffusion parameters for light hydrocarbons in water-saturated rocks: some selected results[J]. *Organic geochemistry*, 1986, 10(1/3): 291-297.
- [63] SMITH J E, ERDMANN J G, MORRIS D A. Migration, accumulation and retention of petroleum in the earth[C]// 8th World Petroleum Congress Proceeding 2, 1971: 13-26.
- [64] KROOSS B M, LEYTHAEUSER D, SCHAEFER R G. The quantification of diffusive hydrocarbon losses through cap rocks of natural gas reservoirs: a reevaluation[J]. *AAPG bulletin*, 1992, 76(11): 1842-1846.
- [65] LEYTHAEUSER D, SCHAEFER R G, YUEKER A. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons[J]. *AAPG bulletin*, 1982, 66(4): 408-429.
- [66] 张文佑. 断块构造导论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1984.
- [67] 陈国达. “燕山运动”的历史意义[J]. *大地构造与成矿学*, 1992, 16(2): 111-112.

- [68] 郭占谦, 萧德铭. 深大断裂在油气藏形成中的作用[J]. 石油学报, 1996, 17(3): 27-32.
- [69] 王珂, 张惠良, 张荣虎, 等. 超深层致密砂岩储层构造裂缝特征及影响因素: 以塔里木盆地克深 2 气田为例[J]. 石油学报, 2016, 37(6): 715-727.
- [70] FAULKNER D R, JACKSON C A L, LUNN R J, et al. Review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow properties of fault zones[J]. Journal of structural geology, 2010, 32(11): 1557-1575.
- [71] WEBER K J, MANDL G J, PILAAR W F, et al. The role of faults in hydrocarbon migration and trapping in Nigerian growth fault structures[C]// 10th Annual Offshore Technology Conference Proceeding, Houston, 1978:2643-2651.
- [72] ALLAN U S. Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures[J]. AAPG bulletin, 1989, 73(7): 803-811.
- [73] FISHER Q J, KNIPE R J. The permeability of faults within siliciclastic petroleum reservoirs of the North Sea and Norwegian Continental Shelf[J]. Marine and petroleum geology, 2001, 18(10): 1063-1081.
- [74] BOLTON A J, MALTMAN A J, CLENNELL M B. The importance of overpressure timing and permeability evolution in fine-grained sediments undergoing shear[J]. Journal of structural geology, 1998, 20(8): 1013-1022.
- [75] ZHANG Shuqing, TULLIS T E. The effect of fault slip on permeability and permeability anisotropy in quartz gouge[J]. Tectonophysics, 1998, 295(1/2): 41-52.
- [76] EICHHUBL P, DAVATZES N C, BECKER S P. Structural and diagenetic control of fluid migration and cementation along the Moab Fault, Utah[J]. AAPG bulletin, 2009, 93(5): 653-681.
- [77] LUNN R J, WILLSON J P, SHIPTON Z K, et al. Simulating brittle fault growth from linkage of preexisting structures[J]. Journal of geophysical research solid earth, 2008, 113(B7): 3562-3585.
- [78] 袁玉松, 李双建, 熊航. 下扬子中部志留系盖层封闭性动态演化评价[J]. 地质科学, 2018, 53(4): 1419-1430.
- [79] 林承焰, 王文广, 董春梅, 等. 流体-岩石相互作用定量模拟技术新进展[J]. 地球科学与环境学报, 2017, 39(4): 491-515.
- [80] 蔡春芳, 李宏涛. 沉积盆地热化学硫酸盐还原作用评述[J]. 地球科学进展, 2005, 20(10): 1100-1105.
- [81] HAO Fang, GUO Tonglou, ZHU Yangming, et al. Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang Gas Field, Sichuan Basin, China[J]. AAPG bulletin, 2008, 92(5): 611-637.
- [82] 蔡春芳. 沉积盆地流体-岩石相互作用研究的现状[J]. 地球科学进展, 1996, 11(6): 575-579.
- [83] 张建勇, 刘文汇, 腾格尔, 等. TSR 对气态烃组分及碳同位素组成的影响: 高温高压模拟实验的证据[J]. 石油实验地质, 2012, 34(1): 66-70.
- [84] 张水昌, 帅燕华, 朱光有. TSR 促进原油裂解成气: 模拟实验证据[J]. 中国科学: D 辑 地球科学, 2008, 38(3): 307-311.
- [85] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 川东北飞仙关组高含 H_2S 气藏特征与 TSR 对烃类的消耗作用[J]. 沉积学报, 2006, 24(2): 300-308.
- [86] HU Wenxuan, KANG Xun, CAO Jian, et al. Thermochemical oxidation of methane induced by high-valence metal oxides in a sedimentary basin[J]. Nature communications. 2018, 9(1): 31-51.
- [87] MEUBROEK P. Equations of state in exploration[J]. Organic geochemistry, 2002, 33(6): 613-634.
- [88] 庞雄奇, 姜振学, 黄捍东, 等. 叠复连续油气藏成因机制、发育模式及分布预测[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 795-828.

编辑: 张润合

The main controlling factors and evaluation ideas of ultra-deep oil and gas preservation

YUAN Yusong, HU Wenxuan, CHEN Shuping, WANG Guojian

Abstract: With the development of petroleum exploration theories and advances in technology, ultra-deep sequences in sedimentary basins have become one of the important fields of petroleum exploration. According to the results of the evaluation of oil and gas preservation conditions in ultra-deep oil and gas exploration, it could be concluded that the parameter indexes for the evaluation of ultra-deep oil and gas preservation are different from those in middle and shallow sequences. The preservation of the ultra-deep oil and gas probably is mainly controlled by the factors such as formation temperature, pressure, hydrocarbon generation/filling time, reservoir rock mineralogy characteristics and tectonic events. In the ultra-deep sequences, the hydrocarbon phase state transformation is generally controlled by temperature, the cap rock overpressure fracture is controlled by pressure, the diffusion loss is controlled by the accumulation time, hydrocarbon components and cap rock physical properties, hydrocarbon destruction owing to chemical reactions is controlled by reservoir rock mineralogy characteristics and hydrocarbon-fluid-rock interaction. The tectonic event controls the evolution of deep faults and therefore the vertical migration and loss of hydrocarbon. In short, the evaluation of ultra-deep oil and gas preservation should be carried out from two aspects: physical loss and chemical destruction.

Key words: ultra-deep; cap rock; petroleum preservation; high temperature and high pressure; hydrocarbon phase state; diffusion

YUAN Yusong, First author: PhD, Professor, focused on tectonic and thermal evolution and cap sealing of sedimentary basins. Add: Olympic building 803, Beisihuan Middle Rd., Haidian District, Beijing 100197, China