

塔里木盆地顺北油气田 地温场对奥陶系超深层油气的影响

——以顺北5号走滑断裂带为例

吴鲜¹, 李丹², 朱秀香¹, 王建峰³

1. 中国石化西北油田分公司勘探开发研究院, 乌鲁木齐 830011;
2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;
3. 中国石油长庆油田分公司第二采气厂, 陕西榆林 719000

摘要:塔里木盆地顺北油气田走滑断裂带奥陶系超深层油气资源类型、油气性质呈现规律性变化, 油气分布规律主控因素不清制约了资源类型与勘探序列评价。为研究温度场对深层油气的影响, 开展了顺北5号断裂带现今实测温度资料统计分析、关键成藏期热史恢复、烃源岩热演化与奥陶系油气性质和油气成熟度对应关系研究。结果表明, 顺北地区现今地温场纵向上呈现由浅层向深层地温梯度逐渐降低的特征, 寒武系玉尔吐斯组烃源岩的现今地温和关键成藏期占地温均呈现由北往南逐渐升高的特征。在超深层低地温梯度背景下, 顺北奥陶系超深层油藏温度未达到原油大量裂解温度窗, 为液态石油的保存提供了有利条件; 在关键成藏期——海西晚期, 本地寒武系玉尔吐斯组烃源岩由北往南热演化程度逐渐增加, 在高压抑制生烃演化作用下, 顺北5号断裂带北段和中段以生油阶段为主, 南段开始以生凝析油气阶段为主, 演化产物与现今奥陶系超深层油气藏类型、原油密度、天然气干燥系数、生产气油比、油气热演化程度平面分布特征具有较好一致性, 指示地温场控制下的烃源岩热演化差异是资源类型和油气性质差异分布的主要影响因素。

关键词:走滑断裂; 热演化程度; 烃源岩; 地温场; 顺北油气田; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.34

文献标识码: A

Influence of geothermal field on ultra-deep Ordovician oil and gas in Shunbei field, Tarim Basin: a case study of Shunbei No. 5 strike-slip fault

WU Xian¹, LI Dan², ZHU Xiuxiang¹, WANG Jianfeng³

1. Exploration and Development Research Institute, SINOPEC Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China;
2. School of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;
3. No. 2 Oil Production Plant, Changqing Oil Field, PetroChina, Yulin, Shaanxi 719000, China

Abstract: The types and properties of the ultra-deep Ordovician oil and gas resources in the strike-slip fault zone of the Shunbei oil and gas field in the Tarim Basin show regular changes. The main controlling factors of oil and gas distributional characters are unclear, which restricts the evaluation of resource types and exploration sequences. To study the consequences of the thermal field on oil and gas, the statistical analyses of the current measured temperature of the Shunbei No. 5 fault zone, the restoration of the thermal history of the key accumulation period, the thermal evolution of the source rocks, and the Ordovician oil and gas properties and maturity are carried out. Results show that present geothermal field in the Shunbei area has a vertical gradient gradually decreasing from shallow to deep, and the present geothermal temperature as well as the paleotemperature of key accumulation period of the source rocks of the Cambrian Yuertus Formation gradually increase from north to south. With the background of ultra-deep low geothermal gradient, the temperature of the Shunbei Ordovician ultra-deep reservoir did not reach the cracking temperature point for large amounts of crude oil, which provided favorable conditions for the preservation of liquid oil. In the critical accumulation period, the late Hercynian, the thermal evolution degree of the local Cambrian Yuertus Formation source rocks gradually increases from north to

收稿日期: 2021-03-11; 修订日期: 2022-03-28。

作者简介: 吴鲜(1982—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事油气成藏相关研究。E-mail: 182363258@qq.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目“海相深层碳酸盐岩层系油气成藏机理与开发方法”(U19B6003-02)资助。

south. Since high pressure inhibited the evolution of hydrocarbon generation, the northern and middle segments of the Shunbei No. 5 fault zone are mainly oil-generating, while the southern segment is condensate-gas-generating. The evolution products are in good consistency with the current Ordovician ultra-deep oil and gas reservoir types, crude oil density, natural gas drying coefficient, production gas/oil ratio, and the plane distribution characteristics of oil and gas thermal evolution degree, indicating that the thermal evolution difference of source rocks under the control of geothermal field is the main factor affecting the distribution of resource types and oil and gas properties.

Key words: strike-slip fault; thermal evolution degree; source rock; geothermal field; Shunbei oil and gas field; Tarim Basin

塔里木盆地是中国内陆最大的叠合盆地,经历了漫长的地质历史演化过程。受不同阶段地球动力学背景和构造应力场变化的影响,在不同的地质时期塔里木盆地构造性质不一、呈现出独特构造特征,对应的不同构造单元的现今温度场和古温度场也呈现出明显的差异^[1]。前人对塔里木盆地的现今热状态(现今地温梯度和大地热流)做了大量工作^[2-4],通过多种古温标方法[如镜质体反射率或沥青反射率、磷灰石裂变径迹及磷灰石(U-Th)/He热定年技术等]探讨了塔里木盆地的构造—热演化史,提出塔里木盆地古生代时期具有较高的地温梯度,分布在3.0~4.0℃/hm之间;而一些学者则认为塔里木盆地该时期的地温梯度是较低的,仅为2.0℃/hm左右,塔里木盆地自震旦纪至今经历了震旦纪—奥陶纪高热流(“热”盆)、志留纪—晚古生代热衰减(“热”盆向“冷”盆过渡)、中生代稳定的热演化(低热流“冷”盆阶段)、新生代岩石圈挠曲热演化等4个阶段。整体来看,普遍认为塔里木盆地为早期属于热盆、晚期属于冷盆的热演化特征。

沉积盆地的温度及热演化史对油气生成、相态、运移及成藏具有重要控制作用,随着由浅层向深层、超深层油气勘探的拓展,温度对超深层领域油气的影响变得更加复杂^[5-7]。近年来,随着钻井技术的发展,深层和超深层油气勘探已经成为增储、增产的重要领域^[8-9]。我国超深层海相油气资源丰富,近年分别在塔里木盆地的塔河、哈拉哈塘、顺北油气田,鄂尔多斯盆地的靖边,四川的普光、元坝、安岳、川西气田,取得一系列重大发现^[10-14],勘探前景非常广阔。其中,在塔里木盆地的勘探开发实践,证实超深层领域仍有保存完好的轻质原油资源。2016年在塔里木盆地顺托果勒低隆起区发现的顺北油气田就属于奥陶系海相超深层油气田,油藏埋深普遍超过7 400 m^[15-16];2020年1月塔北隆起轮南低凸起的轮探1井在8 200 m(垂深)之下

的下寒武统白云岩中获得轻质原油,展示了盆地超深层领域仍具有规模的优质石油资源,具有巨大的油气勘探开发潜力^[17]。

顺北5号断裂带是顺北油气田规模最大、最典型的一个近南北向走滑断裂带,由南往北长度达280 km,贯穿塔北、顺北、塔中3个一级构造单元^[18]。目前,顺北5号断裂带勘探开发程度高,已有17口井并获得工业油气流,地质、钻井、油藏动态资料丰富,多数井在7 500 m左右都具有丰富的实测温压资料。以顺北5号断裂带为典型代表,研究顺北油气田走滑断裂带超深层油气成因、地温场对超深层油气的影响、油气差异分布规律与控制因素,可以为顺北地区资源类型的落实、油气勘探序列的选择提供支撑,也能为塔里木盆地和其他地区走滑断裂带超深层油气的勘探提供参考。

1 地质概况

顺北油气田位于塔里木盆地顺托果勒低隆起构造带,其北部紧邻沙雅隆起,南部紧邻卡塔克隆起,东部为满加尔坳陷,西部为阿瓦提坳陷(图1),区域构造稳定,奥陶系一间房组顶界面非常平缓,坡度只有0.1°左右,非常利于油气原地聚集成藏。区内发育18条大型走滑断裂带,累计长度907 km。根据断裂性质、成因,可以划分为3大断裂体系,其中顺北5号断裂带属于转换断裂体系,走向自北往南逐渐变化,从340°偏转至360°。根据断裂分段性,顺北5号断裂带可划分为3段,其中SHB5井区为北段,为北北西走向;SHB51X井区为中段,为近南北走向;SHB53X井以南为南段,为南南西走向。顺北5号断裂带以东,为北东向单剪走滑断裂体系,走向以北东向为主,呈平行排列;顺北5号断裂带以西,为北西向走滑断裂体系,北部断裂走向为北西向,南部构造比较复杂,断裂具有NW、NE、NS多种走向,其中NE、NW向断裂与塔中隆起上断裂走向一致,整体向南帚状散开。

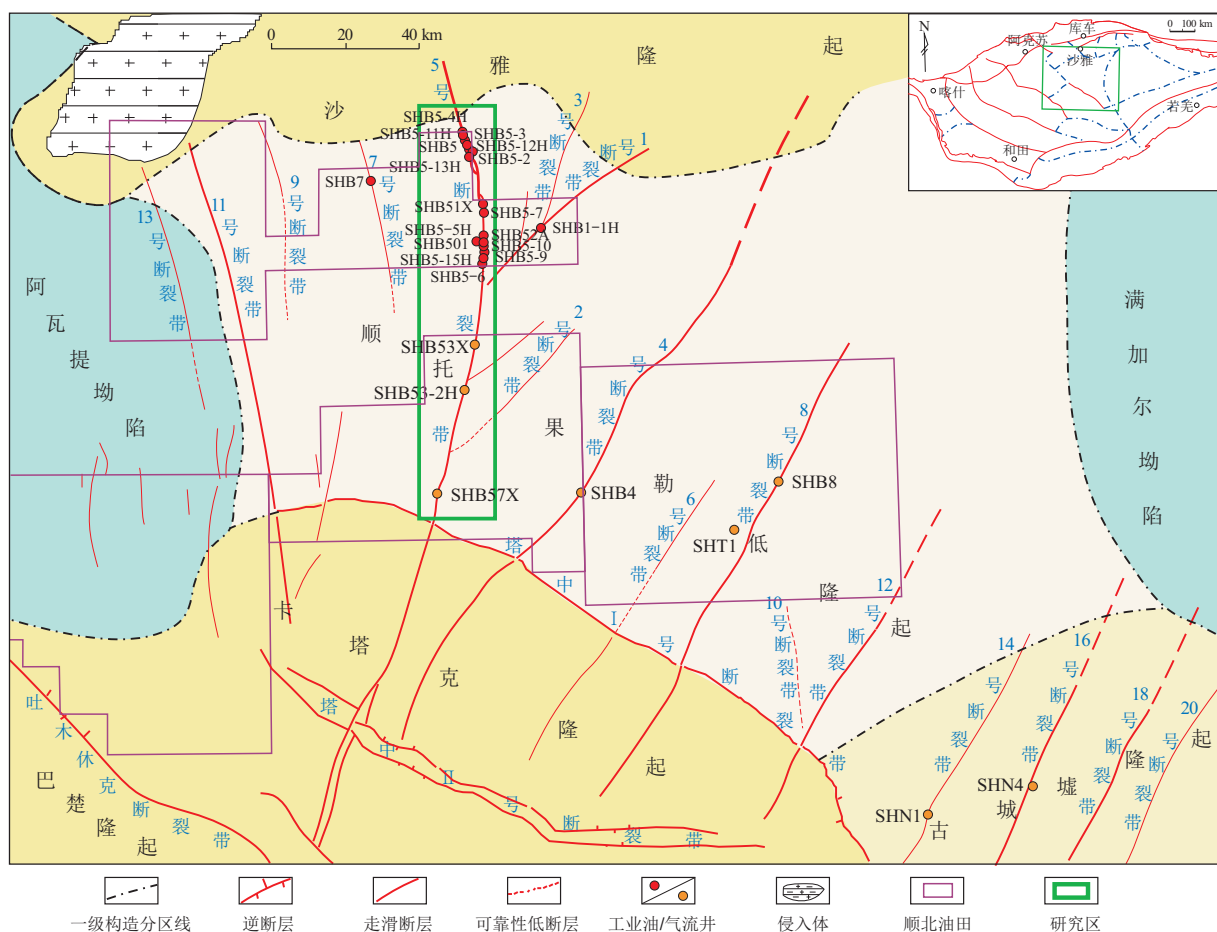


图 1 塔里木盆地顺托果勒低隆起走滑断裂分布与研究区位置

Fig.1 Distribution of strike-slip faults in Shuntuoguole low uplift in Tarim Basin and location of study area

顺北地区地层除侏罗系沉积缺失,白垩系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系存在不同程度缺失外,其余地层均发育齐全^[19]。目前,顺北地区在奥陶系中下统鹰山组、中统一间房组、志留系柯坪塔格组、白垩系舒善河组均获得了油气发现,其中奥陶系中下统鹰山组、中统一间房组是油气主要产层。区内资源类型丰富,目前在奥陶系已经发现轻质油藏、挥发性油藏、凝析气藏、干气藏,整体呈现西油东气、北油南气的分布特征,油气聚集主要受走滑断裂带控制,沿走滑断裂带富集。目前,顺北 5 号断裂带滚动勘探开发程度较高,已有勘探开发井共计 18 口,获得工业油气流井 17 口,展示出了良好的油气勘探开发前景。

2 烃源岩地温场分布特征

2.1 现今地温梯度分布特征

顺北奥陶系超深层油气藏埋深较大,油藏埋深普遍大于 7 400 m,由于大部分井温度计只能下到 7 500 m 左右,因此更深部位油藏的温度和地温梯度采用拟合的方法进行计算。为分析顺北 5 号断

裂带超深层地温梯度变化特征,优选了位于不同部位、温度计下深都略超过 7 500 m 的 3 口典型井。受不同埋深地层岩石热导率差异的影响,纵向上浅层与深层地温梯度呈现明显差异性。埋深 5 500 m 以上地层,地温与埋深呈较好的线性趋势,埋深超过 5 500 m 后,地温与埋深也呈现较好的线性趋势,但是斜率相对开始变大,温度增加趋势变缓(图 2)。

平面上,结合实测数据分析,统一对温度计下深 6 900 m 实测温度和地温梯度进行对比,分析温度和地温梯度分布特征:顺北 5 号带北段的 SHB5 井区、中段的 SHB51X 井区、南段的 SHB53X 井区地温梯度分别为 1.44~1.76, 1.66~1.89, 1.70~1.99 °C/hm,对应的实测温度分别为 139.43~141.00, 146.26~146.60, 146.64~154.09 °C。

据测温资料统计,顺北 5 号断裂带完钻井平均地温梯度(井口—井底)为 1.94~2.14 °C/hm,北段的 SHB5 井区、中段的 SHB51X 井区、南段的 SHB53X 井区对应的平均地温梯度分别为 1.94~2.04, 2.04~2.09, 2.08~2.14 °C/hm。

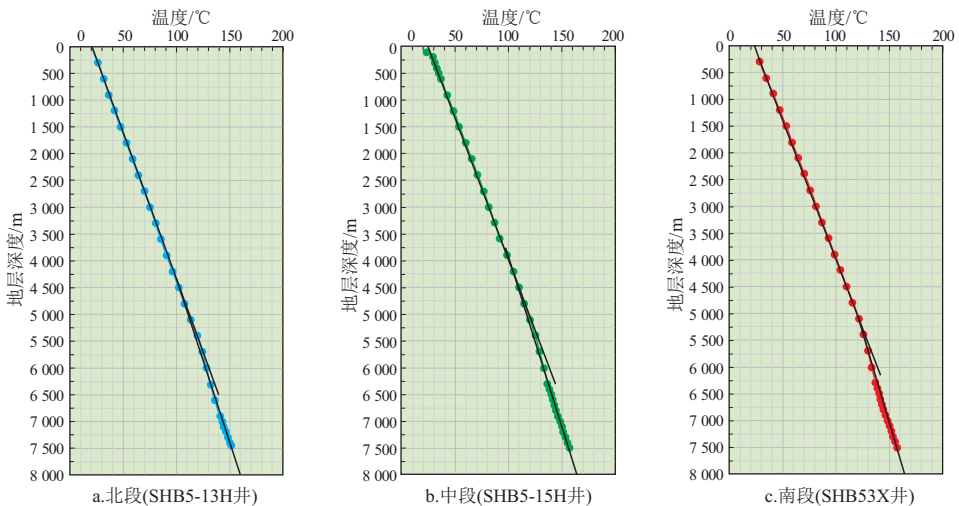


图2 塔里木盆地顺北5号断裂带典型钻井地层深度与温度拟合曲线

Fig.2 Fitting curve of typical drilling formation depth and temperature in Shunbei No. 5 fault zone, Tarim Basin

综上,顺北5号断裂带钻井实测地温资料证实了温度场具有由北往南逐渐升高的分布特征。结合地质构造背景综合分析,推测造成这种地温场分布趋势的主要原因是受区域地质构造影响所致。顺托果勒低隆起整体构造形态为东南高、西北低的宽缓大斜坡构造背景,温度主要由北向南聚集,从而形成了相同埋深情况下由北往南地温梯度和地层温度逐渐升高的分布特征。

2.2 烃源岩现今地温场特征

顺北地区寒武系玉尔吐斯组烃源岩发育,奥陶系超深层油气来自本地玉尔吐斯组烃源岩^[20-21]。顺北5号断裂带奥陶系一间房组顶界面(T_7^4)由北往南深度为7 385~7 751 m,呈现由北往南埋深逐渐增加的特征。在奥陶系一间房组顶界面(T_7^4)实钻深度的基础上,利用 $T_7^4-T_0^0$ 地震波传播时间和传播速度计算对应的厚度,推算了顺北5号带13口钻井寒武系玉尔吐斯组烃源岩的埋深。结果表明,沿顺北5号断裂带,玉尔吐斯组烃源岩由北往南埋深逐渐增加,分布在10 567~11 288 m,埋深高差达721 m。在不考虑顺北5号断裂带平面上地温梯度差异的情况下,按南段SHB53X井井底1.88 °C/hm的地温梯度推算,5号断裂带南段比北段原地玉尔吐斯组烃源岩现今温度高约13.6 °C。

除埋深对顺北5号断裂带不同部位玉尔吐斯组烃源岩现今温度有影响外,地温梯度和大地热流由北往南逐渐增加也是导致由北往南烃源岩温度逐渐增加的主要因素。顺北地区大地热流自寒武纪以来逐渐降低,仅在二叠纪受火山活动影响出现短暂的热流高峰(44.9~47.5 mW/m²),在地质历史时期,5号断裂带大地热流值具有由北向南逐渐

增大的趋势。因此,玉尔吐斯组地层温度受烃源岩埋深、超深部地温梯度和热流值变化的共同控制。综合实测地温资料、单井大地热流值恢复、埋藏史恢复,顺北5号断裂带北端现今玉尔吐斯组烃源岩温度估算为182 °C,南端为209 °C,呈现由北往南逐渐升高的趋势,温差可达27 °C(表1,图3)。

2.3 关键成藏期古地温场分布特征

国际上关于盆地热历史恢复的方法总体上可以分为两类:一类是利用各种古温标来恢复热历史,这主要包括有机质成熟度指标(R_o)、流体包裹体、黏土矿物转化、矿物的裂变径迹(AFT和ZFT)等;另一类是用盆地演化的热动力学模型来恢复热历史^[22]。由于古温标方法可以通过古温标的实测数据来检验模拟结果,因而被认为是研究精度较高且切实可行的方法。本次研究主要是利用古温标方法重建研究区自早古生代以来的热演化历史,计算了顺北5号断裂带9口钻井现今大地热流。其中,顺北地区现今大地热流为32.2~38.5 mW/m²,平均为35.3 mW/m²。通过BasinMod盆模软件的机械压实模型,以现今温度场和等效镜质体反射率为约束条件,对顺北5号断裂带上的SHB5、SHB51X、SHB53X等井及周缘断裂带上的钻井开展了古热流模拟。假设一古地表热流演化路径,结合埋藏史计算得到各地层的温度场,再通过Easy% R_o 模型计算地层的理论 R_o 值;对比实测的 R_o 值与理论 R_o 值,通过反复修改假设的古地表热流演化路径,使计算的古温标值与实测值相吻合,即代表真实的古热流。

模拟以SHB51X井为例,自寒武纪以来沉积埋

表 1 塔里木盆地顺北 5 号断裂带钻井超深层现今温度统计

Table 1 Present temperature statistics of ultra-deep drilling formations in Shunbei No. 5 fault zone, Tarim Basin

位置	井号	实钻 T ₇ ^d 深度/m	6 900 m 温度计实测		油藏中深/ m	油藏底部 垂深/m	油藏中深 地温梯度/ (°C · hm ⁻¹)	平均地温梯度/ (°C · hm ⁻¹)	实测油藏 温度/°C	预测现今玉尔吐斯组	
			地温梯度/ (°C · hm ⁻¹)	温度/°C						埋深/m	地层温度/°C
北段	SHB5-4H	7 385.0	1.56	140.01	7 436.94	7 480.28	1.53	1.95	145.30	10 567.0	182
	SHB5-3	7 338.0	1.44	139.43	7 566.50	7 746.00		1.94	147.96	10 742.5	186
	SHB5	7 340.5	1.53	139.52	7 649.30	7 650.64	1.56	1.97	150.45	10 670.0	185
	SHB5-2	7 486.0	1.76	140.86	7 509.80	7 533.62	1.59	2.00	150.83	10 738.0	185
	SHB5-13H	7 501.0	1.66	141.00	7 589.87	7 589.88		2.04	154.54	10 812.0	194
中段	SHB51X	7 556.0	1.72	146.47	7 619.80	7 683.64	1.39	2.05	157.34	10 879.0	204
	SHB5-5H	7 626.0			7 792.00	8 032.84	1.53	2.04	160.99	11 036.5	200
	SHB501	7 638.0	1.66	146.60	7 748.75	7 816.00	1.75	2.08	161.27	11 041.0	203
	SHB5-15H	7 628.0	1.87	146.26	7 751.00	7 870.17	1.84	2.09	161.65	11 046.0	206
	SHB5-6	7 514.0	1.89	146.41	7 730.00	7 942.65	1.82	2.08	162.33	11 135.0	205
南段	SHB53X	7 745.0	1.88	146.64	7 829.90	7 913.70	1.77	2.08	163.11	11 288.0	209
	SHB53-2H	7 751.0	1.70	154.09	8 157.97	8 157.98	1.70	2.12	173.48	11 525.0	
	SHB57X	7 466.0	1.99	150.31	7 601.98	7 767.65	1.81	2.14	163.05	11 648.0	

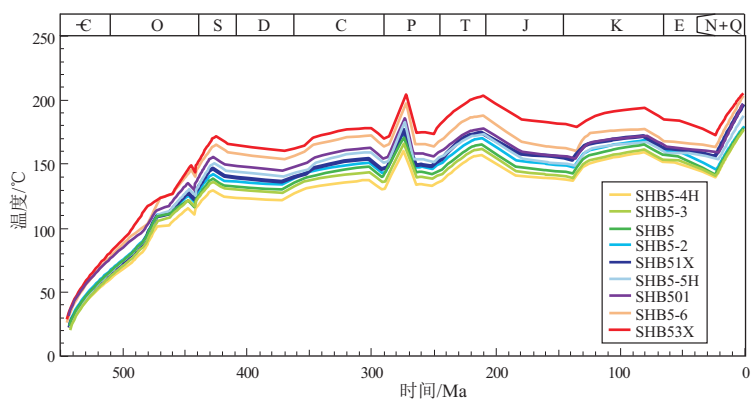


图 3 塔里木盆地顺北 5 号断裂带典型钻井寒武系玉尔吐斯组温度演化

Fig.3 Temperature evolution of Cambrian Yuertus Formation in typical drilling wells in Shunbei No. 5 fault zone, Tarim Basin

藏与隆升剥蚀交替作用,整体上是一个深埋的过程(图 4)。玉尔吐斯组烃源岩在寒武纪—晚奥陶世处于持续埋深阶段,奥陶纪末期塔里木盆地周缘处于南压北张的构造环境,顺北地区发生抬升,导致桑塔木组遭受剥蚀,剥蚀厚度为 130 m,烃源岩古温度约为 130~150 °C,一间房组储层古温度为 60~80 °C。加里东晚期,受中昆仑和阿尔金造山带挤压作用影响,顺北地区隆升剥蚀,使得上志留统一中下泥盆统剥蚀殆尽,烃源岩古温度为 145~152 °C,烃源岩演化趋于停滞,一间房组储层古温度为 80~88 °C。晚泥盆世—晚石炭世受海侵作用影响,沉积了一套浅海相沉积物,厚度达 1 000 多 m;石炭纪末期—早二叠世,受中天山与塔里木板块碰撞影响,SHB51X 井剥蚀量达 210 m。早二叠世岩浆活动导致古地温迅速升高,促进了烃源岩的热演化程度,二叠纪末期烃源岩古温度为 150~160 °C,一间房组储层古温度为 95~100 °C。海西运动晚期以后,顺北地区处于陆内拗陷发育阶段,但受印支运

动影响,三叠纪末期地层遭受剥蚀,剥蚀厚度为 350 m,烃源岩热演化程度减缓,烃源岩古温度约为 170~178 °C,一间房组储层古温度为 120~125 °C。早白垩世至今,研究区构造活动趋于稳定,仅在晚白垩世经历了短暂的剥蚀事件,SHB51X 井剥蚀量约为 190 m。

顺北 5 号断裂带主要经历了加里东晚期、海西晚期两期成藏,其中以海西晚期为主成藏期^[23]。在单井热史恢复基础上,统计了顺北 5 号断裂带 11 口井及周缘断裂带加里东晚期、海西晚期单井烃源岩温度。

加里东晚期,顺北 5 号断裂带玉尔吐斯组烃源岩地层温度为 136~160 °C,其中北段 SHB5 井区、中段 SHB51X 井区、南段 SHB53X 井区地层温度分别为 136~146,145~155,156~160 °C(图 5a);平面上,整体温度场呈北低南高、由北往南逐渐升高的特征,与现今温度场基本一致。

海西晚期,顺北 5 号断裂带玉尔吐斯组烃源岩

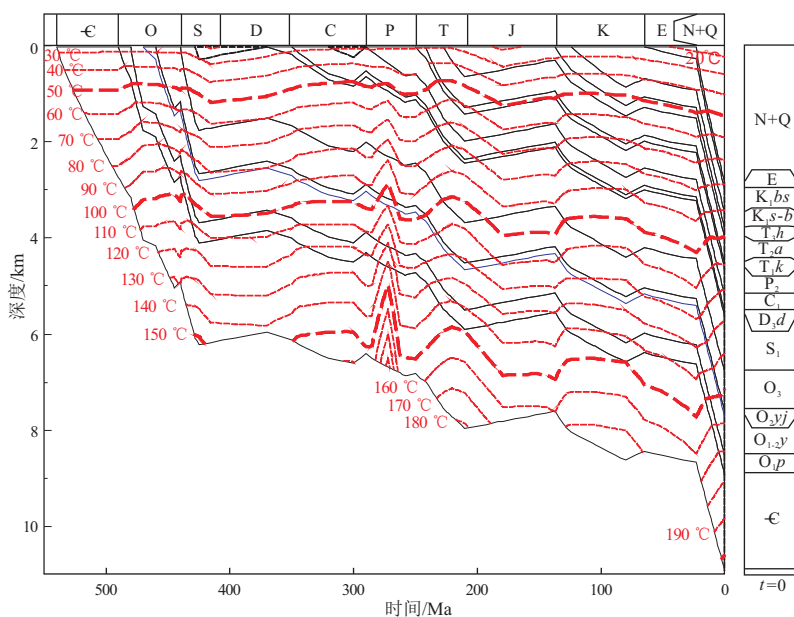


图4 塔里木盆地顺北5号断裂带 SHB51X 井埋藏史和热史

Fig.4 Burial and thermal histories of well SHB51X in Shunbei No. 5 fault zone, Tarim Basin

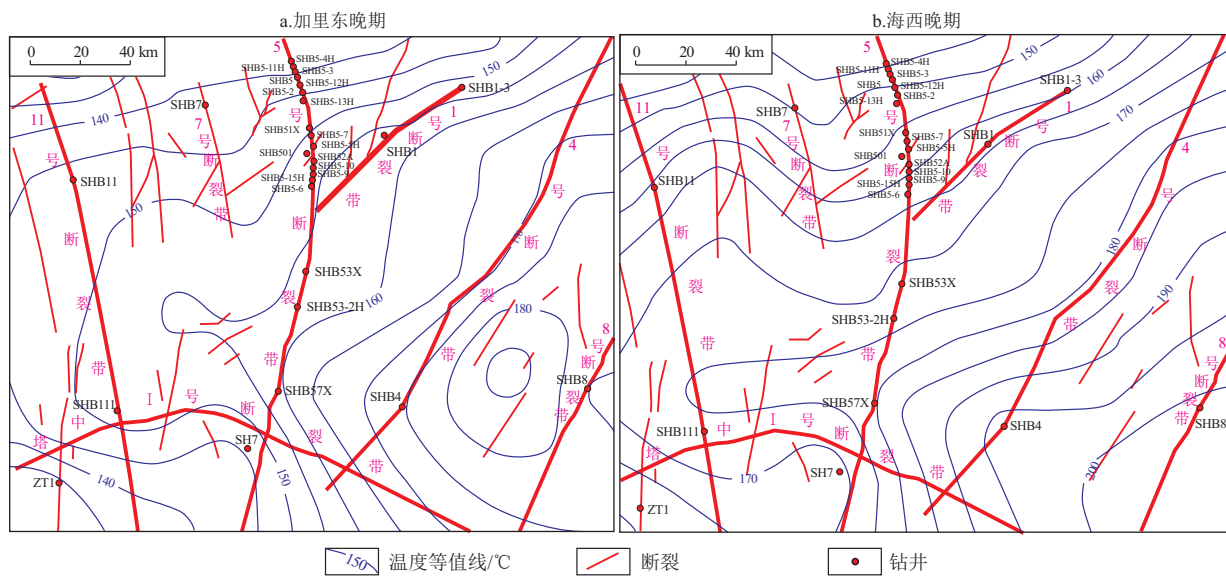


图5 塔里木盆地顺北5号断裂带寒武系玉尔吐斯组烃源岩地温场分布

Fig.5 Geothermal field distribution of source rocks in Cambrian Yuertus Formation in Shunbei No. 5 fault zone, Tarim Basin

地层温度为 140~180 °C,其中北段的顺北5井区、中段的顺北51X井区、南段的SHB53X井区地层温度分别为 140~154, 154~162, 162~180 °C (图5b);平面上温差增大,烃源岩温度均具有由北向南逐渐增大的变化趋势,仍与现今温度场分布基本一致。

3 地温场对烃源岩演化差异的影响

地温场是影响烃源岩演化、生烃及油气成藏相态分布的重要因素。多数学者研究认为,当压力在一定范围内,有机质热演化受压力抑制,高压抑制

了镜质体反射率演化,但不同实验确定的压力影响烃源岩演化的门限值各不相同,压力在烃源岩不同演化阶段的影响是不同的。

研究表明,常规高压反应釜和地层孔隙烃源岩热压模拟的差别,主要体现在上覆地层引起的静岩压力、流体压力性质和大小差异,其实验结果迥异。在温度 400~450 °C、压力 71 MPa 条件下,镜质体反射率(R_o)明显受到抑制,残余有机质 R_o 值比常规模拟值低 0.16%~1.3%,平均低 0.5%^[24-26]。顺北地区烃源岩埋深大,现今志留系—寒武系玉尔吐斯组沉积厚度为 6 700~7 000 m 左右,考虑剥蚀

作用,加里东晚期和海西晚期寒武系玉尔吐斯组烃源岩压力可能都超过 71 MPa。理论上,烃源岩的 R_o 达到 0.6%~1.3% 为生油窗,1.3%~2.0% 为生凝析油气阶段,2.0% 为生干气阶段。考虑到顺北地区烃源岩的大埋深、高压背景,其演化程度比正常演化高 0.5% 设置,热演化模拟过程中,将烃源岩 R_o 为 1.8% 设置为生油窗上限,将 R_o 为 2.5% 设置为生凝析油气窗上限、 R_o 大于 2.5% 开始进入生干气阶段进行了生烃模拟。

在加里东晚期,整个 5 号断裂带玉尔吐斯组烃源岩均处于生油阶段。在海西晚期,5 号断裂带不同段烃源岩演化产物开始出现差异。其中,以 SHB5 井为代表的北段在海西晚期烃源岩温度为 150 °C, R_o 为 1.65%, 处于生油阶段;以 SHB51X 井为代表的中段在海西晚期烃源岩温度为 160 °C, R_o 为 1.81%, 处于生油阶段晚期;以 SHB53X 井为代表的南段在海西晚期烃源岩温度为 181 °C, R_o 为 2.32%, 处于生凝析油气阶段(图 6)。这与现今 5 号断裂带北油南气的资源分布特征呈现出较好的对应关系。

4 油气性质和烃源岩热演化差异对应关系

4.1 油气藏相态

顺北 5 号断裂带由北往南呈现资源类型差异分布的特征。以 SHB5 井为代表的北段以轻质油资源为主,油藏类型为未饱和轻质油藏;以 SHB51X 井为代表的中段以挥发性原油为主,油藏类型为未饱和挥发性油藏;以 SHB53X 井为代表的南段以凝析油气为主,油藏类型为凝析气藏,整体呈现由北向南资源类型逐步由石油向天然气过渡。

PVT 资料揭示,顺北 5 号断裂带不同部位地层流体赋存状态存在差异性。其中北段的 SHB5 井

区和中段的 SHB51X 井区奥陶系油藏中流体以纯液相赋存在储集体中,无天然气顶,天然气以溶解气的形式赋存在流体中;而南段的顺北 53X 井区奥陶系地层流体为纯气态赋存。整个 5 号断裂带由北往南资源类型变化、油藏类型与烃源岩热演化产物具有较好的对应关系。

4.2 原油物性

顺北 5 号断裂带北段地面原油密度为 0.822~0.843 g/cm³,生产气油比为 59~91 m³/m³,PVT 资料揭示地层原油密度为 0.75~0.77 g/cm³;中段地面原油密度为 0.794~0.804 g/cm³,生产气油比为 262~472 m³/m³,PVT 资料揭示地层原油密度为 0.55~0.62 g/cm³;南段地面原油为凝析油,地面原油密度为 0.795 g/cm³,生产气油比为 1 013 m³/m³,PVT 资料揭示地层流体为气相。顺北 5 号断裂带地面和地层原油密度均呈现由北往南逐渐变轻,对应的生产气油比也呈现由北往南逐渐变高的特征,指示由北往南原油成熟度呈现逐渐增加的趋势。通过将顺北 5 号断裂带由北往南原油密度、生产气油比与对应单井玉尔吐斯组烃源岩在加里东成藏期的温度进行拟合,呈现较好的一致性(图 7)。

4.3 天然气性质

通过天然气组分识别天然气类型图版和天然气 $\delta^{13}C_1-\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_3$ 有机不同成因烷烃气鉴别图版,判识顺北 5 号断裂带天然气为油型气和油藏伴生气(图 8)。顺北 5 号断裂带由北往南,天然气组分具有明显甲烷含量增加、重烃含量减少、干燥系数逐渐变高的分布特征,天然气类型相应的呈现由油藏伴生湿气逐渐过渡到干气。

顺北 5 号断裂带北段的 SHB5 井区天然气整体偏重,天然气相对密度为 0.86~0.89,甲烷含量为 48.9%~55.8%,干燥系数为 0.62~0.65, N₂ 含量为 11.8%~19.3%, CO₂ 含量为 1.1%~3.0%;中段的

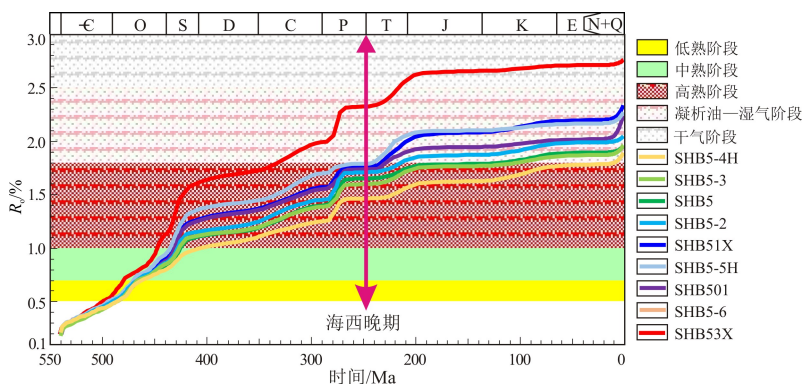


图 6 塔里木盆地顺北 5 号断裂带寒武系玉尔吐斯组烃源岩热演化对比

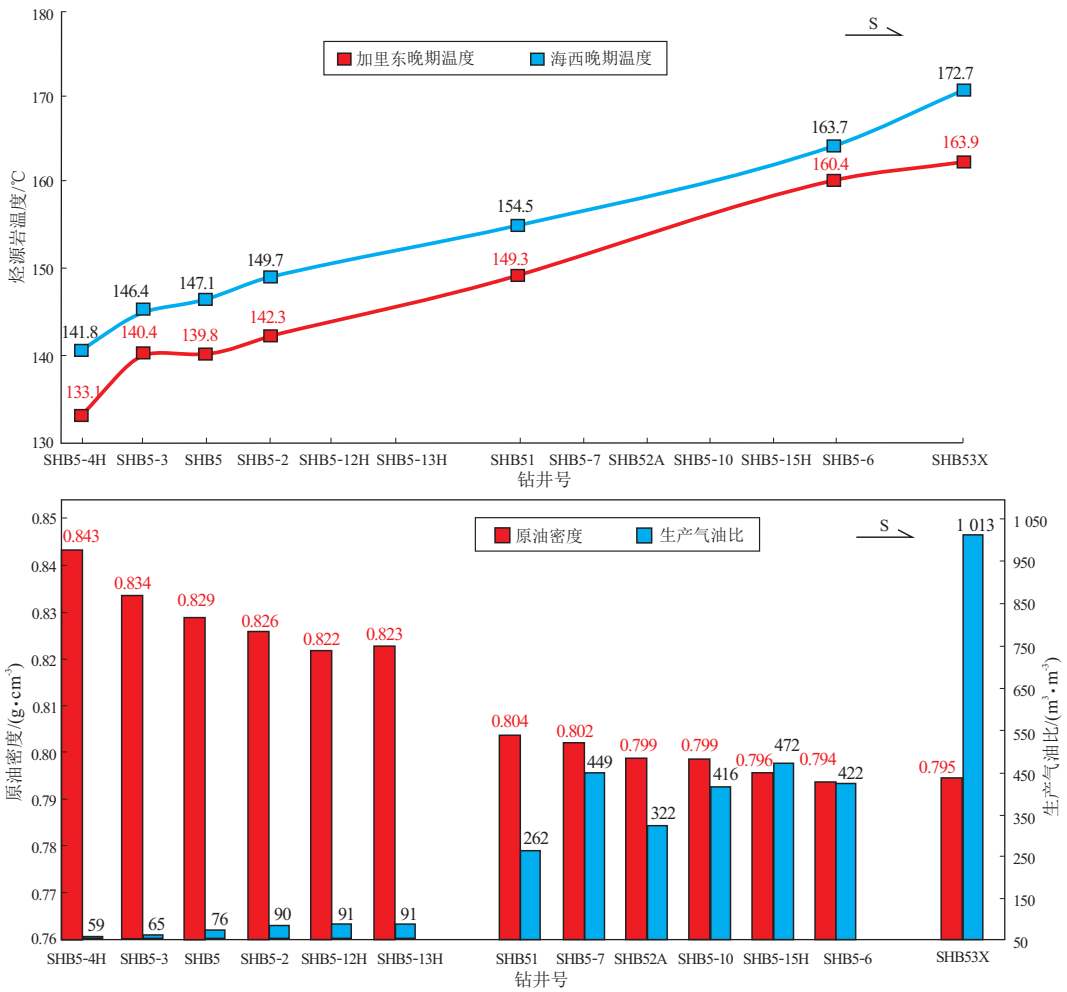


图7 塔里木盆地顺北5号断裂带原油密度、生产气油比与成藏期烃源岩温度的对应关系

Fig.7 Correspondence relationship between crude oil density, produced gas/oil ratio and source rock temperature during accumulation period in Shunbei No. 5 fault zone, Tarim Basin

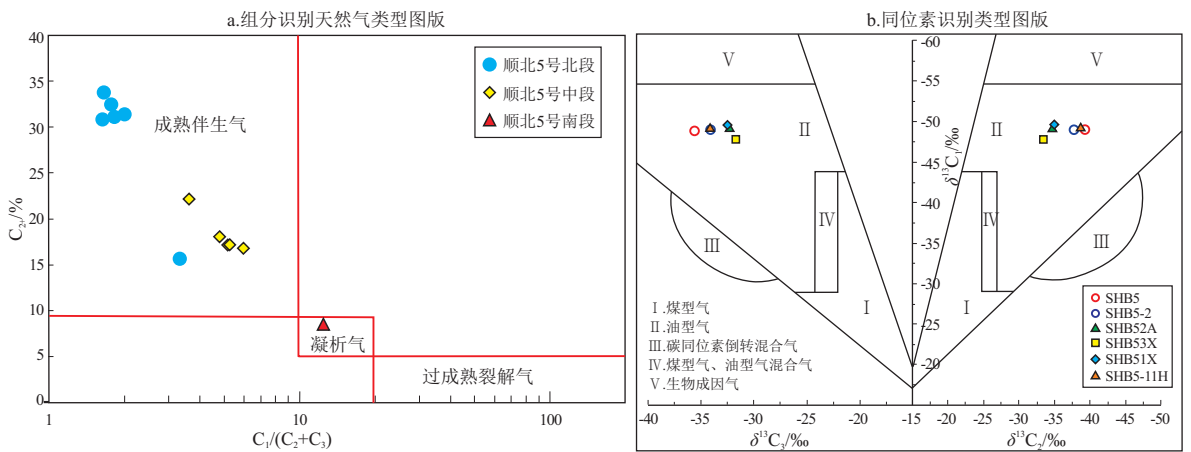


图8 塔里木盆地顺北5号断裂带天然气类型识别图版

Fig.8 Identification chart of natural gas types in Shunbei No. 5 fault zone, Tarim Basin

SHB51X 井区天然气相对密度为 0.68~0.75, 甲烷含量为 73.2%~81.6%, 干燥系数为 0.80~0.89, N₂ 含量为 2.5%~11.5%, CO₂ 含量为 0.3%~2.3%; 南段的 SHB53X 井区天然气相对密度为 0.59~0.67,

甲烷含量为 88.2%~94.2%, 天然气干燥系数为 0.93~0.98, N₂ 含量为 2.00%~6.04%, CO₂ 含量为 1.96%~3.36%(表 2)。整个顺北 5 号断裂带天然气均为湿气特征, 非烃气体北高南低, 天然气干燥系数和密

表 2 塔里木盆地顺北 5 号断裂带天然气组分统计数据
Table 2 Statistical data of natural gas components
in Shunbei No. 5 fault zone, Tarim Basin

分带	井号	烃类气体/%		非烃类气体/%			干燥系数	相对密度
		甲烷	乙烷	C ₂₊	N ₂	CO ₂		
北段	SHB5-4H	48.9	17.6	30.7	19.3	1.1	0.62	0.88
	SHB5-3	55.8	16.1	29.7	12.0	2.4	0.65	0.87
	SHB5	49.8	17.4	31.1	18.2	1.8	0.62	0.86
	SHB5-2	55.1	17.2	31.4	12.4	2.2	0.64	0.86
	SHB5-12H	53.0	17.0	32.4	12.2	3.0	0.62	0.89
	SHB5-13H	53.6	18.6	31.8	11.8	2.7	0.63	0.87
中段	SHB51X	73.2	10.3	18.7	6.4	1.7	0.80	0.75
	SHB5-7	77.5	9.5	15.1	5.7	1.7	0.84	0.71
	SHB52A	78.0	7.0	9.6	11.5	0.9	0.89	0.68
	SHB5-10	78.9	8.7	12.7	6.2	2.3	0.86	0.69
	SHB5-15H	81.6	8.0	12.0	4.4	2.0	0.87	0.68
	SHB5-6	78.5	12.6	18.6	2.5	0.3	0.81	0.70
南段	SHB53X	88.2	4.8	6.9	2.00	2.00	0.93	0.67
	SHB53-2H	87.0	2.4	3.6	6.04	3.36	0.97	0.64
	SHB57X	94.2	1.3	1.5	2.42	1.96	0.98	0.59

度整体呈现由北向南变化的特征,指示由北往南天然气的成熟度逐渐增加。

4.4 原油成熟度

原油成熟度可以侧面反映烃源岩热演化程度。顺北 5 号断裂带原油地球化学特征表明均为高成熟原油,对于这种高成熟度原油利用抗热稳定性较好的菲系列化合物来进行热演化程度对比相对可靠性更好^[27-28]。利用原油芳烃甲基菲指标 F_1 、 F_2 图版可以比较好地对比高成熟原油的成熟度差异。其中 $F_1 = (3\text{-甲基菲} + 2\text{-甲基菲}) / (3\text{-甲基菲} + 2\text{-甲基菲} + 9\text{-甲基菲} + 1\text{-甲基菲})$; $F_2 = (3\text{-甲基菲}) / (3\text{-甲基菲} + 2\text{-甲基菲} + 9\text{-甲基菲} + 1\text{-甲基菲})$,对应的 F_1 、 F_2 值越高,成熟度越高。顺北 5 号断裂带北段的 SHB5 井区 F_1 和 F_2 指标分别为 0.38~0.43 和 0.16~0.18;中段的 SHB51X 井区分别为 0.52~0.57 和 0.22~0.24;南段的 SHB53X 井区分别为 0.57~0.64 和 0.25~0.30,指示顺北 5 号断裂带由北往南原油热演化程度整体呈现逐步升高的分布特征(图 9)。

顺北 5 号断裂带油气性质和油气地化成熟度指标分布特征表明,由北往南,玉尔吐斯组烃源岩的热演化程度与现今油藏的油气性质和油气地化成熟度指标具有很好的一致性,指示顺北 5 号断裂带地温场的差异分布可能是导致不同部位油气性质差异的主控因素。

5 地温场对油气保存的影响

超深层往往对应高温、高压条件,在这种背景

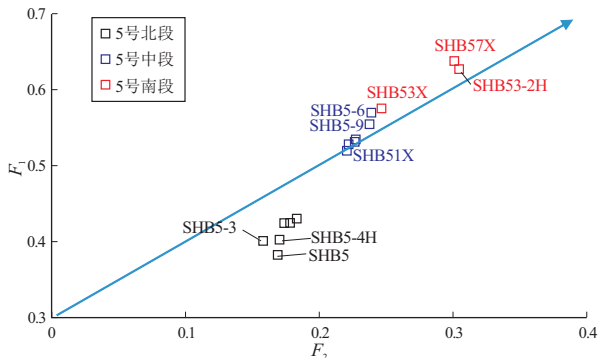


图 9 塔里木盆地顺北 5 号断裂带原油成熟度对比
 $F_1 = (3\text{-甲基菲} + 2\text{-甲基菲}) / (3\text{-甲基菲} + 2\text{-甲基菲} + 9\text{-甲基菲} + 1\text{-甲基菲})$;
 $F_2 = (3\text{-甲基菲}) / (3\text{-甲基菲} + 2\text{-甲基菲} + 9\text{-甲基菲} + 1\text{-甲基菲})$
Fig.9 Comparison of crude oil maturity
in Shunbei No. 5 fault zone, Tarim Basin

下,原油很难得到有效保存。例如,四川盆地的超深层资源类型均为原油裂解气,原油裂解主要受温度控制,原油裂解的温度主要分布在 160~200 °C,低于 160 °C 原油基本不会裂解,而高于 200 °C 时,原油基本完全裂解^[29-30]。顺北地区奥陶系油藏埋深普遍超过 7 400 m,在顺北 5 号断裂带 SHB53X 井埋深 7 947.08 m(垂深)处,仍获得未发生裂解、保存完好的原油,非常罕见。顺北 5 号断裂带原油饱和烃谱图基线平稳,金刚烷含量只有 1 000 μg/g 左右,指示原油未经历明显的裂解,保存良好。顺北地区在超深层仍能见到保存完好的原油,主要受益于塔里木盆地晚期属于冷盆,顺北地区整体地温梯度较低,平均地温梯度只有 2.0 °C/hm 左右。顺北 5 号断裂带钻井温度和实测温度表明,向深部和

超深部,地温梯度平均为 1.66 °C/hm,随着埋深的增加,超深层地温梯度呈现逐渐降低的趋势。目前,顺北5号断裂带钻遇奥陶系油藏温度为 145.3~164.97 °C,利于超深层液态石油保存。按 200 °C 为原油裂解下限,结合实测温度和超深部温度模拟推算,顺北5号断裂带下奥陶统蓬莱坝组 and 寒武系碳酸盐岩储层中仍可能存在液态石油资源。

6 结论

(1) 顺北5号断裂带地温场在平面上和纵向上呈现明显的规律性。平面上,地温场呈现由北往南逐渐升高的分布特征;纵向上,呈现浅层向深层地温梯度逐渐降低的特征,浅层地温梯度普遍高于 2.0 °C/hm。奥陶系超深层油藏现今地温梯度为 1.39~1.82 °C/hm,表明前期按浅层地温梯度或地层平均地温梯度推算超深层油藏温度的传统方法会导致预测温度偏高。

(2) 现今和关键成藏期——海西晚期烃源岩热演化程度由北往南逐渐升高,与现今奥陶系油藏原油热演化程度、生产气油比、天然气干燥系数由北往南逐渐增加的分布规律一致。关键成藏期——海西晚期在低地温和高压抑制烃源岩演化作用下,顺北5号断裂带北段和中段以生油阶段为主,南段以生凝析油气阶段为主,这与现今油藏类型分布呈现一致性。因此,温度场控制下的烃源岩热演化差异,是造成顺北地区走滑断裂带油气相态和油气性质差异分布的主要原因。

(3) 在顺北地区超深层低地温梯度控制下,奥陶系油藏温度普遍分布在 160 °C 左右,这为油气保存不发生裂解提供了有利条件。参考以 200 °C 为原油开始大量裂解的温度窗,推测塔里木盆地顺北以及塔北地区埋深 10 000 m 左右的碳酸盐岩地层中仍可能具有优质石油资源。

参考文献:

- [1] 郑孟林,王毅,金之钧,等.塔里木盆地叠合演化与油气聚集[J].石油与天然气地质,2014,35(6):925-934.
ZHENG Menglin, WANG Yi, JIN Zhijun, et al. Superimposition, evolution and petroleum accumulation of Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 925-934.
- [2] 邱楠生,汪集暘,梅庆华,等.(U-Th)/He 年龄约束下的塔里木盆地早古生代构造—热演化[J].中国科学(地球科学),2010,40(12):1669-1683.
QIU Nansheng, WANG Jiyang, MEI Qinghua, et al. Constraints of (U-Th)/He ages on Early Paleozoic tectonothermal evolution of the Tarim Basin, China[J]. Science China (Earth Sciences), 2010, 53(7): 964-976.
- [3] 李慧莉,邱楠生,金之钧,等.塔里木盆地的地质热历史[J].中国西部油气地质,2005,1(1):15-18.
LI Huili, QIU Nansheng, JIN Zhijun, et al. Geothermal history in the Tarim Basin[J]. West China Petroleum Geosciences, 2005, 1(1): 15-18.
- [4] 刘绍文,王良书,李成,等.塔里木盆地岩石圈热—流变学结构和新生代热体制[J].地质学报,2006,80(3):344-350.
LIU Shaowen, WANG Liangshu, LI Cheng, et al. Lithospheric thermo-rheological structure and Cenozoic thermal regime in the Tarim Basin, Northwest China[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(3): 344-350.
- [5] 李建忠,陶小晚,白斌,等.中国海相超深层油气地质条件、成藏演化及有利勘探方向[J].石油勘探与开发,2021,48(1):52-67.
LI Jianzhong, TAO Xiaowan, BAI Bin, et al. Geological conditions, reservoir evolution and favorable exploration directions of marine ultra-deep oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 52-67.
- [6] 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,2015,36(12):1457-1469.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1457-1469.
- [7] 邱楠生,刘雯,徐秋晨,等.深层—古老海相层系温压场与油气成藏[J].地球科学,2018,43(10):3511-3525.
QIU Nansheng, LIU Wen, XU Qiuchen, et al. Temperature-pressure field and hydrocarbon accumulation in deep-ancient marine strata[J]. Earth Science, 2018, 43(10): 3511-3525.
- [8] 唐磊,王建峰,曹敬华,等.塔里木盆地顺北地区超深断溶体油藏地质工程一体化模式探索[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):329-339.
TANG Lei, WANG Jianfeng, CAO Jinghua, et al. Geology-engineering integration mode of ultra-deep fault-karst reservoir in Shunbei area, Tarim Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 329-339.
- [9] 王志坚.深层—超深层异常高压油藏工艺技术对策[J].油气地质与采收率,2020,27(5):126-133.
WANG Zhijian. Technological strategies for deep and ultra-deep reservoirs with abnormally high pressure[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 126-133.
- [10] 李阳,薛兆杰.中国石化油气田开发工程技术面临的挑战与发展方向[J].石油钻探技术,2016,44(1):1-5.
LI Yang, XUE Zhaojie. Challenges and development tendency of engineering technology in oil and gas development in SINOPEC[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(1): 1-5.
- [11] 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.
SUN Longde, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 641-649.
- [12] 康玉柱.塔里木盆地油气资源潜力及勘探方向[J].石油科学通报,2018,3(4):369-375.
KANG Yuzhu. The resource potential and exploration for oil and

- gas in the Tarim Basin [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2018, 3(4): 369-375.
- [13] 蔡勋育, 刘金连, 赵培荣, 等. 中国石化油气勘探进展与上游业务发展战略 [J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(1): 11-19.
CAI Xunyu, LIU Jinlian, ZHAO Peirong, et al. Oil and gas exploration progress and upstream development strategy of SINOPEC [J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(1): 11-19.
- [14] 漆立新, 云露, 曹自成, 等. 顺北油气田地质储量评估与油气勘探方向 [J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(2): 127-135.
QI Lixin, YUN Lu, CAO Zicheng, et al. Geological reserves assessment and petroleum exploration targets in Shunbei oil & gas field [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(2): 127-135.
- [15] 漆立新. 塔里木盆地顺托果勒隆起奥陶系碳酸盐岩超深层油气突破及其意义 [J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(3): 38-51.
QI Lixin. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole uplift, Tarim Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(3): 38-51.
- [16] 云露. 顺北地区奥陶系超深溶解体油气成藏条件 [J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(2): 136-142.
YUN Lu. Hydrocarbon accumulation of ultra-deep Ordovician fault-karst reservoirs in Shunbei area [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(2): 136-142.
- [17] 杨海军, 陈永权, 田军, 等. 塔里木盆地轮探 1 井超深层油气勘探重大发现与意义 [J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(2): 62-72.
YANG Haijun, CHEN Yongquan, TIAN Jun, et al. Great discovery and its significance of ultra-deep oil and gas exploration in well Luntan-1 of the Tarim Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(2): 62-72.
- [18] 韩俊, 况安鹏, 能源, 等. 顺北 5 号走滑断裂带纵向分层结构及其油气地质意义 [J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(2): 152-160.
HAN Jun, KUANG Anpeng, NENG Yuan, et al. Vertical layered structure of Shunbei No.5 strike-slip fault zone and its significance on hydrocarbon accumulation [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(2): 152-160.
- [19] 刘宝增. 塔里木盆地顺北地区油气差异聚集主控因素分析: 以顺北 1 号、顺北 5 号走滑断裂带为例 [J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(3): 83-95.
LIU Baozeng. Analysis of main controlling factors of oil and gas differential accumulation in Shunbei area, Tarim Basin: taking Shunbei No.1 and No.5 strike slip fault zones as examples [J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(3): 83-95.
- [20] 高晓歌, 吴鲜, 洪才均, 等. 顺北油田 1 号断裂带奥陶系原油地球化学特征 [J]. *石油地质与工程*, 2018, 32(6): 37-40.
GAO Xiaoge, WU Xian, HONG Caijun, et al. Geochemical characteristics of Ordovician crude oil in the No.1 fault zone of Shunbei oilfield [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2018, 32(6): 37-40.
- [21] 罗明霞, 夏永涛, 邵小明, 等. 塔里木盆地顺北油气田不同层系原油地球化学特征对比及成因分析 [J]. *石油实验地质*, 2019, 41(6): 849-854.
LUO Mingxia, XIA Yongtao, SHAO Xiaoming, et al. Geochemical characteristics and origin of oil from different strata in Shunbei oil
- and gas field, Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2019, 41(6): 849-854.
- [22] 王斌, 赵永强, 何生, 等. 塔里木盆地顺北 5 号断裂带北段奥陶系油气成藏期次及其控制因素 [J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(5): 965-974.
WANG Bin, ZHAO Yongqiang, HE Sheng, et al. Hydrocarbon accumulation stages and their controlling factors in the northern Ordovician Shunbei 5 fault zone, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(5): 965-974.
- [23] 邱楠生, 何丽娟, 常健, 等. 沉积盆地热历史重建研究进展与挑战 [J]. *石油实验地质*, 2020, 42(5): 790-802.
QIU Nansheng, HE Lijuan, CHANG Jian, et al. Research progress and challenges of thermal history reconstruction in sedimentary basins [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(5): 790-802.
- [24] 付小东, 秦建中, 姚根顺, 等. 两种温压体系下烃源岩生烃演化特征对比及其深层油气地质意义 [J]. *地球化学*, 2017, 46(3): 262-275.
FU Xiaodong, QIN Jianzhong, YAO Genshun, et al. The comparison of hydrocarbon generation and evolution characteristics between two temperature-pressure simulation systems and its geological significance for deep reservoir exploration [J]. *Geochimica*, 2017, 46(3): 262-275.
- [25] 郝芳, 邹华耀, 方勇, 等. 超压环境有机质热演化和生烃作用机理 [J]. *石油学报*, 2006, 27(5): 9-18.
HAO Fang, ZOU Huayao, FANG Yong, et al. Kinetics of organic matter maturation and hydrocarbon generation in overpressure environment [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(5): 9-18.
- [26] 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.
HAO Fang, ZOU Huayao, NI Jianhua, et al. Evolution of Overpressured systems in sedimentary basins and conditions for deep oil/gas accumulation [J]. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 2002, 27(5): 610-615.
- [27] 谷茸, 云露, 朱秀香, 等. 塔里木盆地顺北油田油气来源研究 [J]. *石油实验地质*, 2020, 42(2): 248-254.
GU Rong, YUN Lu, ZHU Xiuxiang, et al. Oil and gas sources in Shunbei Oilfield, Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(2): 248-254.
- [28] 吴鲜, 曹自成, 路清华, 等. 塔里木盆地顺北地区白垩系原油成因类型与来源 [J]. *石油实验地质*, 2020, 42(2): 255-262.
WU Xian, CAO Zicheng, LU Qinghua, et al. Genetic types and sources of Cretaceous crude oil in Shunbei area, Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(2): 255-262.
- [29] 王民, 黄靖轩, 卢双舫, 等. 我国不同原油裂解成气动力学研究 [J]. *海相油气地质*, 2017, 22(2): 8-16.
WANG Min, HUANG Jingxuan, LU Shuangfang, et al. Kinetic features of gas oil cracking for the different types of crude oil in China [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2017, 22(2): 8-16.
- [30] 卢双舫, 薛海涛, 钟宁宁. 石油保存下限的化学动力学研究 [J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(6): 1-3.
LU Shuangfang, XUE Haitao, ZHONG Ningning. The chemical kinetic study of the oil preservation threshold [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(6): 1-3.