

doi:10.19509/j.cnki.dzkq.2019.0318

甘军,杨希冰,胡林,等.乌石凹陷烃源岩生烃特征及差异成藏模式[J].地质科技情报,2019,38(3):174-179.

乌石凹陷烃源岩生烃特征及差异成藏模式

甘 军, 杨希冰, 胡 林, 金秋月

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057)

摘 要:针对乌石凹陷生烃特征不清和不同层系油气成藏差异性,通过烃源岩评价、生烃史演化分析、油源精细对比等手段对其烃源岩生烃特征及其差异成藏模式展开了研究。研究表明,乌石凹陷存在流二段上部和下部2套烃源岩,为形成于还原环境的中深湖沉积油页岩和泥页岩,富含无定形有机质和非海相沟鞭藻等藻类,以I型和II₁型干酪根为主,为好一优质烃源岩。生烃动力学及生烃演化史分析显示,I型干酪根生油能力最高,II₁型干酪根具有较高的生油能力,烃源岩存在2期生烃高峰期,第一期生烃高峰为涠洲组沉积末期(约23 Ma),第二期角尾组沉积末期(约10 Ma),对应2期生烃高峰都伴生明显的生烃增压过程,是造成近洼带流二段普遍发育异常高压的原因。油源精细对比分析表明,中浅层涠洲组、流一段原油来自于流二段上部烃源岩,主要赋存于近洼带;流二段、流三段原油来自于流二段下部烃源岩,主要赋存于远洼带。综合研究认为,乌石凹陷表现为近洼带源外中浅层富集、远洼带源内富集的油气差异成藏规律。研究成果对于该区优化勘探、进一步扩大勘探成果具有重要指导意义。

关键词:乌石凹陷;烃源岩;生烃特征;差异成藏

中图分类号:P618.13;TE122

文献标志码:A

文章编号:1000-7849(2019)03-0174-06

Hydrocarbon Generation Characteristics and Hydrocarbon Differential Accumulation Model in Wushi Sag

Gan Jun, Yang Xibing, Hu Lin, Jin Qiuyue

(Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang Guangdong 524057, China)

Abstract: There are two hydrocarbon source rocks in Wushi Sag, mainly distributed in the main depression of the middle area and the east depression. This paper studies the characteristics of the hydrocarbon source rocks and the differential reserve model by hydrocarbon evaluation, their generation evolution and the comparison of their sources. The results indicate that the two sets of source rocks are actually oil shale and mud shale of middle-deep lake deposition, formed in reducing environment. The rocks contain rich palynomorph organic matter and non-marine dinoflagellate fossils and dominated by type I and type II₁ kerogen, showing they are good to high-quality hydrocarbon source rocks. The generation kinetics analysis shows that type I kerogen has the highest oil generation capacity, followed by type II₂ kerogen. The evolution history of hydrocarbon expulsion analysis suggests that hydrocarbon source rocks in this area have two students peak periods of hydrocarbon, the first students hydrocarbon peak, about 23 Ma, and the second peak, about 10 Ma, corresponding to the two students peaks of hydrocarbon associated with obvious hydrocarbon generation pressurization process. The measured formation pressure data reveal nearly depression belt of the abnormal high pressure is widespread in the second member of Liushagang Formation. De-

收稿日期:2018-07-18

编辑:禹华珍

基金项目:国家科技重大专项“南海西部凹陷比较性研究与有利勘探方向预测”(2016ZX05024002-009);“南海西部海域低渗油藏勘探开发关键技术”(2016ZX05024-006)

作者简介:甘 军(1971—),男,高级工程师,主要从事油气勘探综合地质研究工作。E-mail:ganj@cnooc.com.cn

tailed oil source correlation analysis of major oil and gas rich areas in Wushi Sag shows that the crude oil in WZ and L1 from the top source rocks of the second member of Liushagang Formation, is mainly enriched in the near depression zone, while the crude oil in L2 and L3 from the bottom source rocks of the second member of Liushagang Formation is mainly reserved in the remote belt. Comprehensive study shows that the Wushi Sag is characterized by medium-shallow accumulation in the near-sag zone and medium-deep accumulation zone in the far sag. The research results have important guiding significance for optimizing exploration in this area and further expanding the exploration results.

Key words: Wushi Sag; hydrocarbon source rock; hydrocarbon generation; accumulation differentiation

乌石凹陷为南海西部北部湾盆地的富生烃凹陷^[1-5],是现阶段主要勘探领域,近年先后发现了W23-A, W17-A等油田,油气主要分布于中浅层涠洲组、流一段,中深层流二段、流三段油藏。关于北部湾盆地相关学者对其烃源岩特征^[6-9]、原油地球化学特征进行了分析^[10-11],随着乌石凹陷近年勘探的不断深入,制约乌石凹陷勘探的关键问题——烃源岩生排烃及成藏差异性研究尚未见相关报道。因此,笔者在前人研究^[6-12]基础上,对乌石凹陷烃源岩生排烃特征和油气成藏差异性进行系统分析,旨在为优化勘探、明晰区域油气富集规律,以及下一步勘探提供指导。

1 区域地质简介

乌石凹陷为北部湾盆地的二级构造单元,南靠流沙凸起,北临企西隆起,整体呈长条状,受⑥号和⑦号边界断裂控制,为东区南断北超、西区北断南超的箕状断陷(图1),乌石凹陷构造演化主要有古近纪裂陷阶段和新近纪热沉降阶段,为中、新生代陆相断陷湖盆^[5-10]。乌石凹陷内沉积了古近系长流组、流沙港组、涠洲组,新近系下洋组、角尾组、灯楼角

组、望楼港组和第四系地层。受构造活动影响,古新世—始新世为初始裂陷—强烈裂陷阶段,断裂活动控制流二段烃源的展布;渐新世为裂陷晚期阶段,断裂活动控制了中浅层圈闭的形成、油气的运聚成藏;新近系为坳陷阶段,期间的差异沉降控制了浅层披覆背斜、断背斜圈闭的展布。乌石凹陷在始新世时期为湿润—半湿润气候,古湖发育,沉积了厚层中深湖相油页岩、泥岩^[8-12]。

2 乌石凹陷烃源岩特征

乌石凹陷钻井揭示,凹陷内的烃源岩主要为流沙港组流二段烃源岩,即流二段上部 and 流二段下部烃源岩。这2套烃源岩均为中深湖相沉积,下部烃源岩整体成熟度要高于上部油页岩(表1),下部油页岩碳同位素为 $-25.80\text{‰} \sim -22.90\text{‰}$, $V/(V+Ni)$ 为 $0.73 \sim 0.82$,还原硫质量分数为 $0.07\% \sim 2.96\%$,有机质类型为 $I \sim II_1$ 型,烃源岩评价为优质烃源岩;上部烃源岩碳同位素 $-27.34\text{‰} \sim -26.20\text{‰}$, $V/(V+Ni)$ 为 $0.80 \sim 0.84$,还原硫质量分数为 $0.07\% \sim 1.12\%$,有机质类型为 $I \sim II_2$ 型,烃源岩评价为好—优质烃源岩。乌石凹陷I型干酪

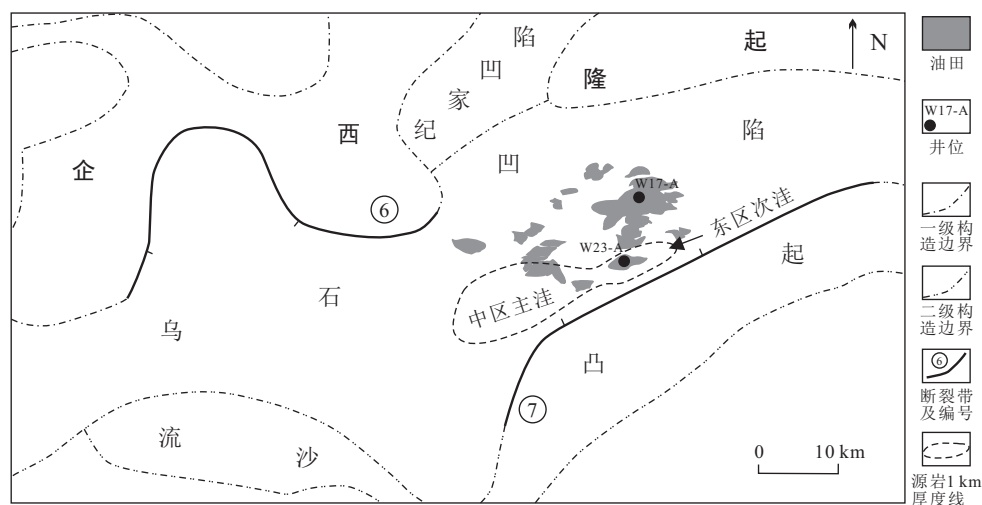


图1 乌石凹陷油田分布平面图

Fig.1 Distribution map of oils in Wushi Sag

表 1 乌石凹陷流二段中深湖相烃源岩生烃潜力统计

Table 1 Statistics of hydrocarbon generation potential of deep lacustrine facies source rocks from the second member of Liushagang Formation

烃源岩	w(TOC)/%	w(氯仿沥青“A”)/%	w(总烃 HC)/10 ⁻⁶	w(S1+S2)/(mg·g ⁻¹)	IH	有机质类型
上部烃源岩	0.89~11.43	0.135~1.396 4	391.5~11 963.34	2.46~39.62	106.48~815.74	I~II ₂
下部烃源岩	2.04~14.77	0.135~1.040 4	391.5~6 216.47	3.39~102.59	145.00~709.08	I~II ₁
烃源岩	成熟度 R _o /%	碳同位素/‰	藻类	孢粉	V/(V+Ni)	w(S)/%
上部烃源岩	0.60~0.95	-27.34~-26.20	非海相沟鞭藻	壳质、无定形有机质	0.80~0.84	0.07~1.12
下部烃源岩	0.65~1.10	-25.80~-22.90	非海相沟鞭藻	壳质、无定形有机质	0.73~0.82	0.07~2.96

根主要为油页岩, II₁ 型干酪根主要为页岩, II₂ 型干酪根主要为泥岩。

烃源岩组成中无定形有机质含量反映了生产力。乌石凹陷流二段烃源岩普遍表现为无定形有机质含量高、藻类含量高的组成特征,通过干酪根显微组分和孢粉相分析,乌石凹陷流二段钻遇油页岩表现为:非海相沟鞭藻主要发育在始新统流二段地层中,淡藻和球藻较均匀地分布在各层系中;干酪根显微组分可分为镜质组、惰质组、壳质组和无定形有机质 4 种类型,流二段油页岩表现为无定形有机质含量高的特征。

3 烃源岩生烃实验及周期分析

3.1 生烃特征分析

使用 OGE-6(oil generation evaluation)油气评价工作站进行生烃动力学分析,测试条件中升温范围 200~600℃,升温速率分别为 10, 20, 30, 40, 50℃/min。通过设置不同升温速率对分析样品从 200℃升温至 600℃,在实时实验分析过程中,记录

产烃量,实验分析产烃率与实验温度之间的相关性。OGE 油气评价工作站实验原理为先将样品进行粉末化处理,通过升温使样品热裂解和热蒸发为挥发性烃类物质,使用氢火焰检测器进行分析鉴定。再将余样在氧化炉中加热产生二氧化碳,并用热导检测器进行分析鉴定。

乌石凹陷镜质体反射率分析表明,成熟门限呈现出分区带的特征,乌石凹陷 W23-A 油田成熟门限为 2 700 m,W17-A 油田成熟门限约为 2 500 m,通过前文对烃源岩品质和有机质类型分析,对不同类型有机质进行了生烃物理模拟,显示流二段油页岩为 I 型干酪根生油能力最强,II₁ 型干酪根具备较高的生油能力,II₂ 型干酪根生油能力一般(图 2-a);而生气能力则与之相反(图 2-b)。

3.2 生排烃史模拟分析

生烃史模拟就是重建油气盆地的烃类成熟史和生烃量史,运用 Petromod 盆地模拟系统进行烃源岩生烃史模拟,模拟过程中,成熟度计算模型选用干酪根热解反应化学动力学 EASY%R。模型,EASY%R。模型是当前国内外普遍应用的模型,由

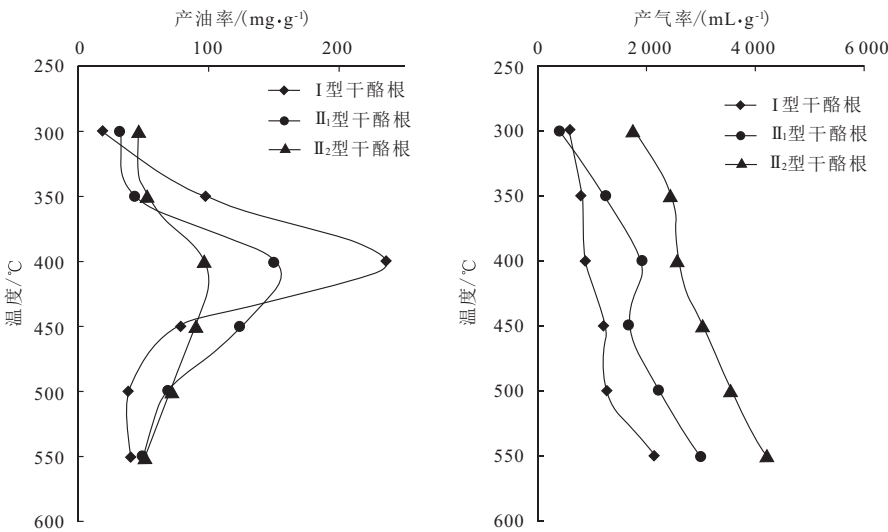


图 2 乌石凹陷流二段不同类型干酪根生烃模拟分析图

Fig.2 Simulation analysis of different types of kerogen hydrocarbon generation in the second member of Liushagang Formation in Wushi Sag

Sweeny 等^[13]提出,通过大量实验样品分析,利用该模型可以得出镜质组组分与温度和时间之间的相关性^[14-16]。在热史和成熟史研究的基础上采用干酪根生烃动力学模型模拟生烃史,通过模拟单井温度和成熟度曲线,发现结果与实际地温和镜质体反射率 $R_o(\%)$ 吻合,表明所建立模型与实际区域地质条件较为相近。

乌石凹陷主要存在中区主洼和东次洼 2 个烃源灶(图 1,表 2),存在以流二段上部和下部 2 套厚层油页岩为主的主力烃源岩。区域上烃源岩主要分布在中区和东区,中区和东区由于埋深和地质条件不同,导致其烃源岩的热演化和生排烃特征也不相同,存在不同的生排烃高峰期,其中流二段下部烃源岩生烃高峰期约为 23 Ma,流二段上部烃源岩生排烃

高峰期约为 10 Ma(图 3)。下部烃源岩生油速率峰值为 67~95 $\text{mg}/(\text{g} \cdot \text{Ma})$,上部烃源岩生油速率峰值为 22~40 $\text{mg}/(\text{g} \cdot \text{Ma})$ 。地层剩余压力演化模拟表明伴随着生烃高峰期,地层产生超压,表现为生烃增压的特征。

表 2 乌石凹陷流二段烃源岩生烃评价

Table 2 Evaluation of hydrocarbon generation of source rocks from the second member of Liushagang Formation in Wushi Sag

烃源灶	烃源岩	生烃期/ Ma	生油速率/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1} \cdot \text{Ma}^{-1}$)	转化率/ %	评价
中区	上部油页岩	12~8	40	70	主力烃源岩
主洼	下部油页岩	25~17	95	100	主力烃源岩
东区	上部油页岩	5~0	22	50	主力烃源岩
次洼	下部油页岩	23~16	67	100	主力烃源岩

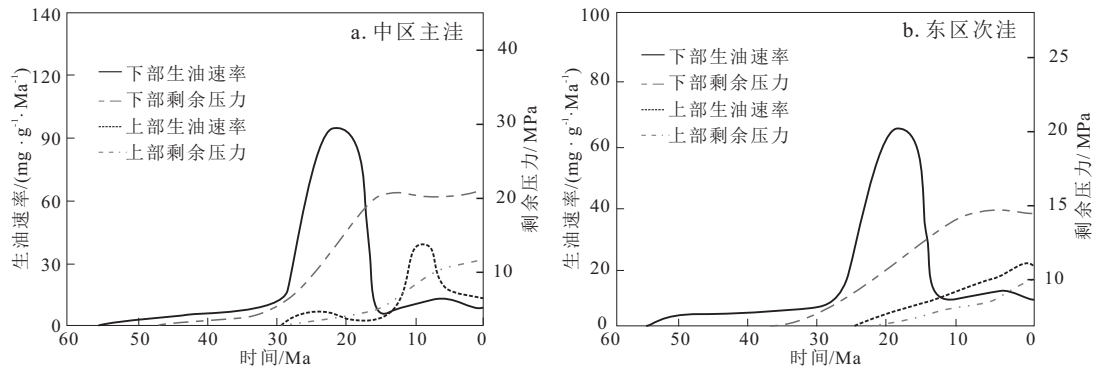


图 3 乌石凹陷中区主洼(a)和东区次洼(b)流二段烃源岩生烃模拟和剩余压力演化模拟

Fig.3 Hydrocarbon generation simulation and residual pressure evolution simulation of the main depression (a) and the eastern subdepression(b) from the second member of Liushagang Formation in Wushi Sag

3.3 地层流体压力分析

对乌石凹陷 30 口钻井 MDT/DST 实测压力资料(图 4)进行了分析,可以看出,流一段(L1)、流三段(L3)和 W17-A 油田流二段(L2)压力系数均小于 1.2,表现为常压,W23-A 油田流二段(L2)压力系数

大于 1.5,表现为超压特征,对超压区分布和乌石凹陷烃源岩生烃增压的分析表明,流二段超压具有明显的近烃源岩特征,现今超压的形成主要受生烃增压的影响。

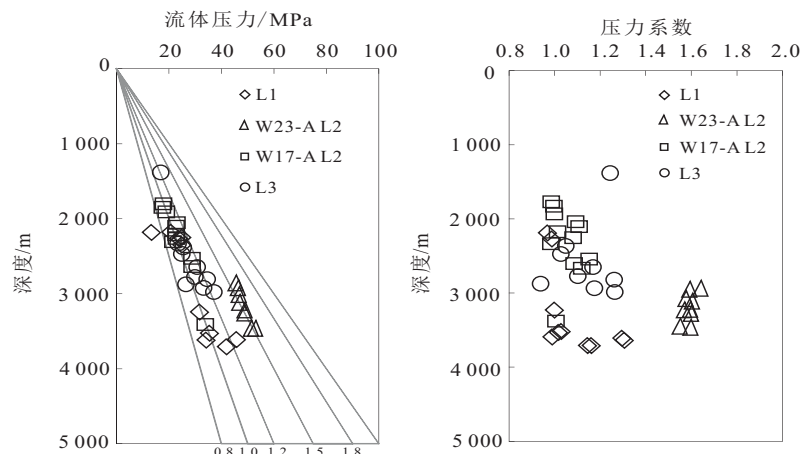


图 4 乌石凹陷各层位实测压力数据分布

Fig.4 Distribution of measured pressure data from all layers in Wushi Sag

4 油源特征及成藏特征差异性分析

乌石凹陷先后在乌石 17-A 区发现了流二段、流三段规模储量,在乌石 23-A 区发现了流一段、涠洲组规模储量,下面将基于前文对烃源岩认识,通过油源精细对比对油气富集规律进行分析。

4.1 油气源岩关系

分别对 W23-A 油田和 W17-A 油田原油样品和流二段上、下部烃源岩进行油源精细对比,选取 $m/z=191$ (m/z 为带电粒子的质量与所带电荷之比值)和 $m/z=217$ 进行了生物标志物对比分析(图

5),可以看出 W23-A-1 井流一段原油和流二段上部油页岩的 C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 呈“L”型,显示奥利烷丰度较高, C_{30} -4-甲基甾烷丰度相对较低,呈现相似的生标指纹特征,表现出较高陆源输入的特征^[17-25];W17-A-1 井流二段原油与流二段下部油页岩的 C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 呈“V”型,显示出奥利烷丰度较低、 C_{30} -4-甲基甾烷丰度相对较高的特征,表现为较好的继承性关系,表明以低等水生生物藻类来源为主,据此认为乌石 23-A 区流一段原油主要来自流二段上部烃源岩,乌石 17-A 区流二段原油主要来自流二段下部烃源岩。

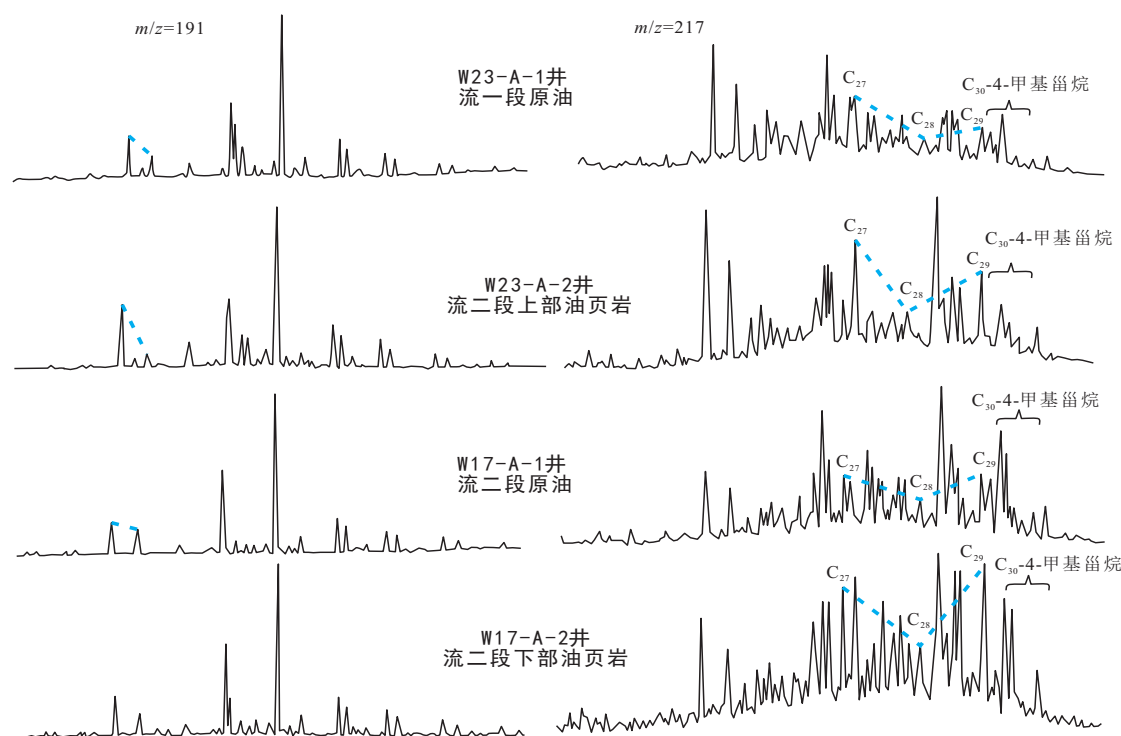


图 5 乌石凹陷油-岩生物标志物质量色谱图对比

Fig.5 Comparison of oil-rock biomarker mass chromatography in Wushi Sag

4.2 油气差异成藏模式

受乌石凹陷烃源岩展布特征、烃源岩品质、生排烃差异、生烃增压导致源储压差等因素影响,乌石凹陷不同类型原油存在较明显的差异赋存特征,油源对比表明,中浅层涠洲组、流一段原油来自于流二段上部烃源岩,流二段、流三段原油来自于流二段下部烃源岩。近洼带流二段受生烃增压影响,普遍表现为超压,较早进入生排烃高峰期,流二段下部烃源岩因生烃增压形成较大的源储压差,进而导致流体势能的差异,在此作用下生成的油气通过断裂一砂体一构造脊运移至 W17-A 油田聚集成藏,呈现为远源富集的特征(图 6),较晚进入生排烃高峰期的流二段上部烃源岩由于生排烃增压较弱,源储压差小,造成生成的油气无法远距离规模运移,主要在近洼

带中浅层涠洲组和流一段富集。综上所述,乌石凹陷表现为近洼带源外中浅层富集、远洼带源内中深层富集的油气差异成藏规律。通过对本区油气成藏机理的研究,可以为该区优化勘探、进一步扩大勘探成果提供重要依据。

5 结 论

(1)乌石凹陷中区主洼和东区次洼存在流二段上、下部 2 套烃源岩,烃源岩评价以Ⅰ型和Ⅱ₁型干酪根为主,为好一优质烃源岩。干酪根显微组分和孢粉相分析表明流二段烃源岩富含无定形有机质和非海相沟鞭藻,油页岩主要为Ⅰ型干酪根,生油能力最高,泥页岩为Ⅱ₁型干酪根,具有较高的生油能力。

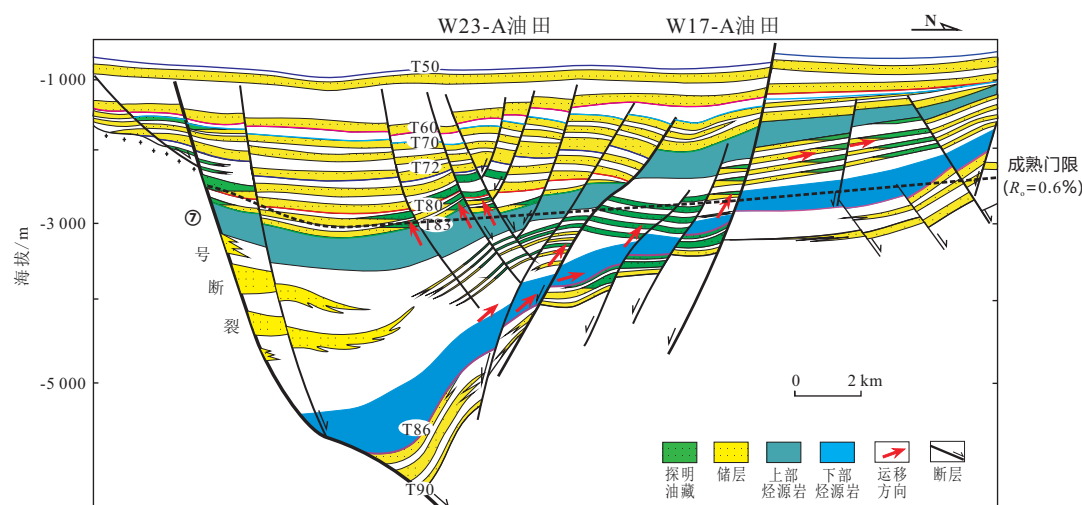


图6 乌石凹陷油气差异成藏模式图

Fig.6 Oil and gas differential accumulation model in Wushi Sag

(2) 烃源岩生烃史演化分析表明本区烃源岩存在2期生烃高峰期,第一期生烃高峰为涠洲组沉积末期(约23 Ma),第二期为角尾组沉积末期(约10 Ma),对应2期生烃高峰都伴生明显的生烃增压,现今实测地层压力数据揭示近注带流二段普遍发育异常高压。

(3) 油源精细对比分析表明中浅层涠洲组、流一段原油来自于流二段上部烃源岩,流二段、流三段原油来自于流二段下部烃源岩,乌石凹陷表现为近注带源外中浅层富集、远注带源内中深层富集的油气差异成藏规律。

参考文献:

[1] 柳永杰,赵志刚,李建红,等.乌石凹陷成藏组合划分及主控因素分析[J].中国海上油气,2008,20(2):82-86.
[2] 杨海长,梁建设,胡望水.乌石凹陷构造特征及其对油气成藏的影响[J].西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(3):41-46.
[3] 李春荣,张功成,梁建设,等.北部湾盆地断裂构造特征及其对油气的控制作用[J].石油学报,2012,33(2):195-203.
[4] 魏春光,何雨丹,耿长波,等.北部湾盆地北部坳陷新生代断裂发育过程研究[J].大地构造与成矿学,2008,32(1):28-35.
[5] 马文宏,何家雄,姚永坚,等.南海北部边缘盆地第三系沉积及主要烃源岩发育特征[J].天然气地球科学,2008,19(1):41-48.
[6] 黄保家,黄合庭,吴国璋,等.北部湾盆地始新统湖相富有机质页岩特征及成因机制[J].石油学报,2012,33(1):25-31.
[7] Huang B J, Xiao X M, Cai D S, et al. Oil families and their source rocks in the Weixinan Sub-basin, Beibuwan Basin, South China Sea[J]. Organic Geochemistry, 2011, 42(1): 134-145.
[8] 朱伟林,吴国璋,黎明碧.南海北部陆架北部湾盆地古湖泊与烃源条件[J].海洋与湖沼,2004,35(1):8-14.
[9] 朱伟林.中国近海新生代含油气盆地古湖泊学与烃源条件[M].北京:地质出版社,2009:122-134.
[10] 包建平,刘玉瑞,朱翠山,等.北部湾盆地原油地球化学特征与成因类型[J].石油与天然气地质,2007,28(2):293-298.
[11] 潘贤庄.北部湾原油中的生物标志物及其地质-地球化学意义

[J].沉积学报,1997,15(3):202-206.

[12] 孙伟,樊太亮,赵志刚,等.乌石凹陷古近系层序地层特征及充填演化[J].吉林大学学报:地球科学版,2008,38(2):233-239.
[13] Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(10): 1559-1570.
[14] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1-12.
[15] McPherson B, Garven G. Hydrodynamics and overpressure: Mechanisms in the Sacramento basin, California [J]. American Journal of Science, 1999, 299(6): 429-466.
[16] Peter V R, Richard H, Peter T. The origin of overpressure in the Carnarvon Basin, Western Australia: Implications for pore pressure prediction [J]. Petroleum Geoscience, 2004, 10: 247-257.
[17] Petersen H I, Andsbjerg J, Bojesen-Koeged J A, et al. Coal generated oil source rock evaluation and petroleum geochemistry of the Lulita Oilfield, Danish north sea[J]. Journal of Petroleum Geology, 2000, 23(1): 55-90.
[18] 卢双舫,张敏.油气地球化学[M].北京:石油工业出版社,2008:174-155.
[19] 王铁冠.试论我国某些原油与生油岩中的沉积环境生物标志物[J].地球化学,1990,9(3):256-262.
[20] 张枝焕,曾艳涛,张学军,等.渤海湾盆地沾化凹陷渤南洼陷原油地球化学特征及成藏期分析[J].石油实验地质,2006,28(1):54-58.
[21] 郭小文,何生.珠江口盆地番禺低隆起轻质原油地球化学特征及其对比研究[J].地质科技情报,2006,25(5):63-68.
[22] 秦黎明,张枝焕,李伟,等.准噶尔盆地中Ⅲ区块原油地球化学特征与油源分析[J].地质科技情报,2007,26(6):59-65.
[23] 罗家群.泌阳凹陷核桃园组未熟-低熟油地球化学特征及精细油源对比[J].地质科技情报,2008,27(5):77-86.
[24] 朱芳冰,肖伶俐,唐小云.辽河盆地西部凹陷稠油成因类型及其油源分析[J].地质科技情报,2004,23(4):55-58.
[25] 李博一,刘洛夫,卫倩倩,等.准噶尔盆地白家海凸起二叠系、三叠系油气来源及成藏模式[J].地质科技情报,2014,33(5):141-148.