

济阳坳陷页岩油富集主控因素

王勇¹, 宋国奇², 刘惠民¹, 姜秀芳¹, 郝雪峰¹, 宁方兴¹, 朱德顺¹, 林璐¹

(1.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东东营 257015; 2.中国石化胜利油田分公司, 山东东营 257000)

摘要:依据页岩油储集类型、常规油气探明储量单层有效厚度、获页岩油井夹层厚度和夹层比例的分布特征, 将济阳坳陷页岩油富集类型划分为基质型、裂缝型和夹层型3种, 其中夹层型页岩油夹层厚度上限为2.5 m, 夹层比例上限为20%。利用典型井解剖和数理统计相结合的方法, 对不同类型页岩油富集主控因素进行了剖析。基质型页岩油富集主控因素包括岩相、储集性能、异常压力和页岩油可动性, 其中富有机质纹层状泥质灰岩相和富有机质灰质泥岩相最为有利; 出油井段孔隙度大于3%, 且储集物性和日产油量呈明显的正相关; 异常高压区内的相对低压区页岩油相对富集; $S_i/TOC > 1$ 层段页岩油流动性好。裂缝型页岩油富集主控因素包括岩相、裂缝发育程度和封存条件, 其中纹层状岩相易形成网状缝, 控制了裂缝型页岩油纵向展布; 裂缝发育系数大于0.2范围内裂缝发育, 裂缝型高产井主要分布在距断层距离小于1.2 km、断距大于100 m的断裂上盘; 异常高压区(压力系数大于1.3)页岩油封存条件好, 页岩油富集。夹层型页岩油富集主控因素包括储集物性、烃源岩排烃强度和异常压力。

关键词:页岩油 裂缝型 基质型 夹层型 岩相 富集主控因素 济阳坳陷

中图分类号: TE112

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)04-0020-06

Main control factors of enrichment characteristics of shale oil in Jiyang depression

Wang Yong¹, Song Guoqi², Liu Huimin¹, Jiang Xiufang¹, Hao Xuefeng¹, Ning Fangxing¹, Zhu Deshun¹, Lin Lu¹

(1. Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 2. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China)

Abstract: Based on shale oil reservoir types, effective single layer thickness distribution of conventional oil and gas in the area with proved reserves, and thickness distribution and proportion of interbed in wells drilling at shale oil, the shale oil enrichment types in Jiyang depression are divided into matrix, fracture and interbed with a thickness not more than 2.5 m and a proportion not more than 20%. By typical well analyzing and mathematical statistics, factors for shale oil enrichment were analyzed. Enrichment factors of the matrix type include lithofacies, reservoir performance, abnormal pressures and shale oil mobility. Organic-rich layered muddy limestone and organic-rich lime mudstone are the most favorable lithofacies. The porosity of oil charging segment is more than 3%. And there is a significant positive correlation between reservoir properties and the daily outputs. The low-pressure area among abnormal high pressure areas is relatively enriched in shale oil. The mobility of shale oil is good while $S_i/TOC > 1$. Enrichment factors of the fractured type include lithofacies, fracture development extent and fault sealing, and the layered lithofacies is easy to form net fracture and controls vertical distribution of fracture-type shale oil. Fractures develop when fracture development coefficient is more than 0.2. High-yield wells distribute in hanging wall of fault where the distance between well and fault is less than 1.2 km and fault throw is more than 100 m. Shale oil enriches in abnormal high pressure area (pressure coefficient > 1.3) which is in good preservation conditions. Enrichment factors of the interbed type include reservoir property, source rock expulsion intensity and abnormal pressure.

Key words: shale oil; fracture type; matrix type; interbed type; lithofacies; main control factors of enrichment; Jiyang depression

收稿日期: 2015-05-22。

作者简介: 王勇(1977—), 男, 甘肃会宁人, 高级工程师, 博士, 从事油气勘探研究。联系电话: (0546)8715536, E-mail: xtgxy9821101@163.com。

基金项目: 国家重点基础研究发展规划“陆相页岩油富集要素与有利区预测”(2014CB239104)。

济阳拗陷在前期油气勘探阶段,页岩段就频繁见到气测异常和油气显示。1973年,在东营凹陷中央隆起带钻探河54井,于沙三段下亚段2 928~2 964.4 m页岩段中途测试,5 mm油嘴放喷,日产油量为91.4 t/d,日产气量为2 740 m³/d,是济阳拗陷第1口页岩工业油流井。之后,沾化凹陷的罗42井、车镇凹陷的新郭3井、东营凹陷的利深101等井也相继在页岩段获得了高产油气流。截至2013年底,济阳拗陷共有795口探井在泥页岩中见油气显示,其中30余口井获工业油气流,以沾化凹陷、东营凹陷最多,产油为主,产气次之。页岩油投产井初期产能为12~72 t/d,累积产油量最高达27 896 t,展示了济阳拗陷页岩油具有巨大的勘探潜力。

1 地质概况

济阳拗陷位于渤海湾盆地东南部,东邻郯庐断裂,西北以大型基岩断裂与埕宁隆起相接,南邻鲁西隆起区,面积为25 510 km²。济阳拗陷是在华北地台基底上发育的中、新生代断陷—拗陷叠合盆地,主要发育东营、惠民、沾化和车镇4个凹陷。济阳断陷湖盆在始新世早期进入断陷鼎盛期,湖盆持续下沉,气候温暖潮湿,陆源碎屑向湖泊注入,带来大量营养物质,湖生生物大量生长繁盛,发育了咸水—半咸水—淡水环境的沙四段上亚段、沙三段下亚段、沙三段中亚段及沙一段烃源岩^[1]。钻井资料揭示,这4套有效烃源岩厚度大,有机质丰度高,有机质类型以腐泥型—混合型为主,有机质成熟度分布范围宽^[2],其中有机碳含量(*TOC*)大于2.0%,有机质成熟度(镜质组反射率(*R_o*))大于0.5%,厚度大于50 m的有利烃源岩区面积共5 524 km²,具备大规模形成页岩油的物质基础。据油源对比分析,研究区常规油气主要来自沙四段上亚段、沙三段下亚段和沙一段下亚段烃源岩^[3-4],考虑到研究区烃源岩成熟度较低(*R_o*值绝大部分小于1%)的特点,研究区应以页岩油勘探为主。由于页岩油较页岩气流动性差,研究目的层段选定为已大量排烃的沙四段上亚段、沙三段下亚段和沙一段下亚段烃源岩层系。

2 页岩油富集类型

通常将页岩油定义为赋存于页岩层系中的热成因石油资源,其中包括泥页岩孔隙和裂缝中的石油,也包括泥页岩层系中的薄层致密碳酸盐岩或碎屑岩邻层和夹层中的石油资源^[5]。这种定义往往导

致一些发育在烃源岩中的常规储层与页岩油非常规油气勘探中的夹层型页岩油相混淆,致使勘探和研究都比较混乱。本次依据研究区常规油气探明储量单层有效厚度、获页岩油井夹层厚度和夹层比例的分布特征,暂且将研究区夹层厚度定为2.5 m(页岩气国家标准为1 m,由于油的分子大,流动性差,页岩油标准应该高于页岩气的标准),夹层比例上限定为20%(与页岩气的国家标准一致)。

大量研究表明,不同类型页岩油的赋存空间、赋存状态不同^[6-8],其富集主控因素有所差异。依据储集空间类型将研究区页岩油赋存类型划分为基质型、裂缝型和夹层型3种^[9]。由于微裂缝在泥页岩中普遍存在,导致基质型和裂缝型页岩油难以区别,综合运用裂缝发育直接标志、气体组分、产能特征、水的状态、测试地层渗透率及裂缝发育系数等多种指标,结合研究区获页岩油井的基本特征,对研究区目的层段基质型和裂缝型页岩油类型进行了区分,区分依据如表1。

表1 济阳拗陷基质型与裂缝型页岩油区分依据
Table1 Differences of matrix shale oil enrichment and fractured shale oil enrichment in Jiyang depression

区分依据	原 理 及 方 法
直接标志	岩心、成像测井、地层倾角测井识别较大裂缝或裂缝带
气体组分	基质型页岩气主要为油型气,其CO ₂ 含量较低,一般小于1% ^[10]
流体产能	基质型页岩油自然产能低,特别是游离水产能更低,流体产能一般低于5 m ³ /d,游离水产能低于1 m ³ /d
水的状态	基质型储集空间含水率几乎不变,如罗69井2 930~3 120 m,孔隙含水率约为20%;基质型页岩油在自然产能过程中,含水率几乎不变
裂缝发育情况	基质型一般远离断裂,裂缝发育系数小于0.2

3 页岩油富集主控因素

3.1 基质型页岩油

3.1.1 有利岩相发育决定页岩油的主力层系

受陆相泥页岩沉积岩相变化快的影响,泥页岩岩相一词在近年页岩油勘探中常被提及,说明岩相在页岩油勘探中起着十分重要的作用,但其划分方案至今尚未统一,大部分只是利用岩石组分来命名,本次研究在考虑岩石组分的基础上,增加了纹层发育程度和*TOC*这2个比较重要的参数。通过大量岩心观察、X衍射全岩矿物分析和显微电镜分析,依据岩石组分、纹层发育程度和*TOC*,将济阳拗陷

主力烃源岩段泥页岩划分为富有机质纹层状泥质灰岩相、富有机质纹层状灰质泥岩相、富有机质层状泥质灰岩相、富有机质层状灰质泥岩相、富有机质块状泥岩相、含有机质纹层状泥质灰岩相、含有机质层状灰质泥岩相、含有机质块状灰质泥岩相和富有机质层状膏质泥岩相9种类型。

根据系统取心井分析化验数据的岩相划分结果和刻度电成像测井资料,以成像图上的色标变化识别泥页岩岩相,进而标定常规测井资料,建立岩

相精细划分模式。利用测井模型对济阳坳陷泥页岩岩相进行了详细研究,发现泥页岩出油井段大部分分布在富有机质纹层状泥质灰岩相、富有机质纹层状灰质泥岩相、富有机质层状泥质灰岩相和富有机质层状灰质泥岩相中(图1),也就是说页岩油主要富集在富有机质岩相中(将TOC大于2%划分为富有机质岩相),这几种岩相主要分布于沙四段上亚段2层组和沙三段下亚段3,2层组,也就是说岩相在一定程度上决定了页岩油的主力层系。

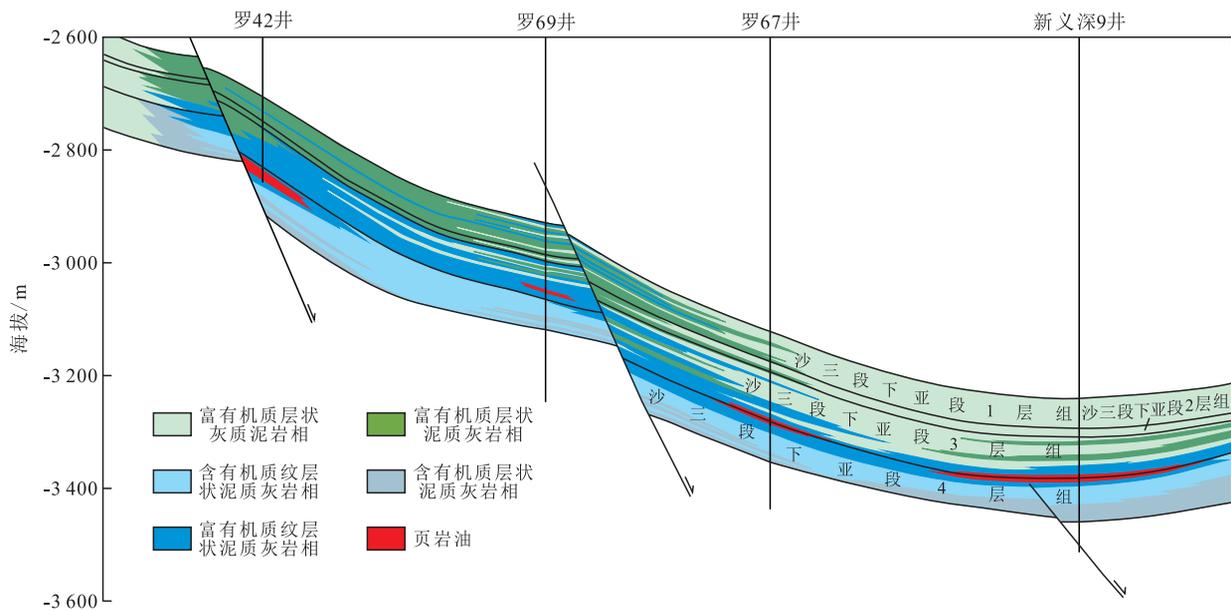


图1 济阳坳陷页岩油分布
Fig.1 Distribution of shale oil in Jiyang depression

3.1.2 储集性能是页岩油富集的基础

页岩油属于自生自储型富集形式^[11],富集程度上很大程度上取决于储集空间类型和物性特征。济阳坳陷主力烃源岩段泥页岩储集空间主要为方解石粒间孔、方解石晶间孔、白云石晶间孔、粘土粒间孔和粒内孔以及黄铁矿晶间孔等一些相关孔隙和顺层裂缝、构造裂缝,到目前为止,在济阳坳陷主力烃源岩泥页岩段尚未见到大量发育的有机孔隙,这可能与研究区演化程度较低有关。研究表明,不同的岩相储集空间不同,其中富有机质纹层状泥质灰岩、富有机质纹层状灰质泥岩、富有机质层状泥质灰岩和富有机质层状灰质泥岩除发育大量粘土粒内孔和碳酸盐粒间孔外,还发育大量的层间缝,富有机质块状灰岩和富有机质块状泥岩主要发育黄铁矿晶间孔和粘土粒间孔以及生物相关的一些孔隙,膏质泥岩主要发育白云质晶间孔和硬石膏晶间孔,整体上富有机质纹层状和层状岩相的孔隙最为发育,物性也最好。

通过获页岩油井段产能与物性相关性统计分

析,发现基质型页岩油产能与储集物性具有明显的正相关关系,具有物性越好,产能越高的特征,目前研究区获页岩油井有效储层的孔隙度下限为3%。

3.1.3 异常高压是页岩油富集高产的重要因素

济阳坳陷沙四段上亚段一沙三段下亚段泥页岩正处于生油高峰期,受生烃增压的控制,绝大部分存在异常高压,异常压力为页岩油初次运移提供了动力,使得高压区的页岩油具有较高的产能^[12]。济阳坳陷沙四段上亚段一沙三段下亚段页岩层压力系数与日产油量关系表明,两者并非完全呈正相关关系,而是呈正态相关关系(图2)。分析发现这种相关关系与页岩油的赋存过程可能存在必然的联系,就页岩油富集而言,无外乎静态富集和动态富集2种方式,静态富集即页岩油生成后原地富集,也就是自生自储,这种富集往往是越富集压力越高,这与统计结果不符;动态富集即页岩油生成后发生了初次运移,这种运移导致相对可动油气富集区压力会相对的下降,并非最高,这与统计结果一致。另外,这2种富集模式页岩油的赋存状态也可

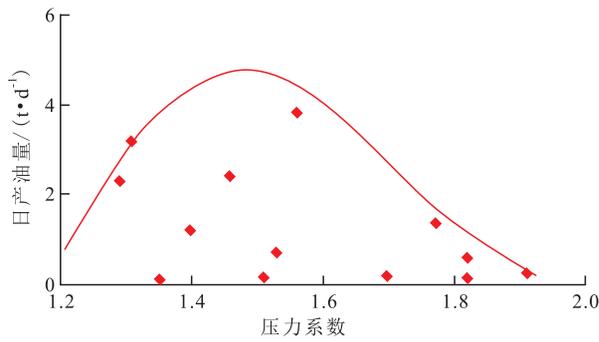


图2 济阳拗陷压力系数与页岩油日产量关系

Fig.2 Relationship between pressure coefficient and daily production of shale oil in Jiyang depression

能不同,静态富集的页岩油可能大多呈分散状存在,不易采出,而动态富集的页岩油可能大多呈连续相态产出,以油润湿相为主,油气生成后运移过程中受到的阻力小,容易采出。

3.1.4 可动性是页岩油富集高产的关键因素

页岩油与页岩气勘探开发中最大的区别就是可动性不同,致使页岩气勘探开发过程中形成的一些理论和经验难以直接应用于页岩油勘探开发过程中^[13]。这点在北美地区页岩油评价中已有所关注,目前,北美地区页岩油与页岩气有着不同的评价体系,其中最大的区别就是在页岩油评价中考虑了页岩油的可动性^[14-15]。通常情况下,烃类可动部分用 S_1 表示,北美地区主要的参考指标是 S_1/TOC 大于10%或 S_1 大于100 mg/g。依据该指标,对济阳拗陷渤南地区沙三段下亚段页岩油富集层进行了标定,标定结果表明,该区沙三段下亚段确实存在 S_1/TOC 大于10%的层段,如罗69井2 990~3 025 m井段(图3)。油源对比发现,与该区已产出的页岩油碳

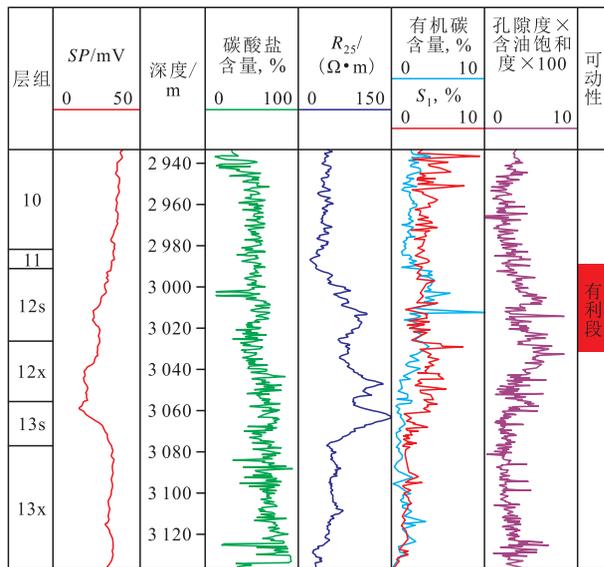


图3 渤南地区罗69井沙三段下亚段 TOC 与 S_1 关系

Fig.3 Relationship between TOC and S_1 in lower E_3 of Well Luo69 in Bonan area

同位素组分最为接近的烃源岩对应于 S_1/TOC 大于10%的2 990~3 025 m井段(原油为罗42井沙三段下亚段13s层组页岩油,烃源岩为罗69井沙三段下亚段页岩油,2口井距离为2.9 km),生物标志化合物对比结果也表明,与该区页岩油生物标志化合物最为接近的烃源岩也对应于 S_1/TOC 大于10%的2 990~3 025 m井段(原油为渤页平1井沙三段下亚段12x层组页岩油,烃源岩为罗69井沙三段下亚段页岩油,2口井距离为1.98 km),也就是说碳同位素及生物标志物色谱—质谱分析结果一致,均对应 S_1 最高值段,表明研究区页岩油也具有动态富集的特征,页岩油可动性研究将是该区页岩油富集评价的一个关键参数,值得加强这方面的研究。

3.2 裂缝型页岩油

裂缝型页岩油主要分布在断裂附近,具有产能高(平均日产油量为54.1 t/d,平均累积产油量为3 874.2 t),产量下降较快,综合含水率上升快的特征,如罗42井沙三段下亚段泥页岩段累积产油量为13 605 t,投产期共分为3期,第1、第2和第3个周期的累积产油量分别为10 322,2 547和736 t,累积产水量分别为441,369和269 m³,综合含水率分别为4%,12.6%和26.7%,其中第1期2年半的产能占76%。

3.2.1 (微)裂缝发育控制页岩油分布

在野外露头 and 钻井岩心观察基础上,结合成像测井资料,对研究区目的层段泥页岩(微)裂缝发育进行了定量研究,发现泥页岩中主要发育构造缝、层间页理缝、层面滑移缝、成岩收缩微裂缝和有机质演化异常压力缝等多种裂缝,且不同岩性(微)裂缝发育程度不同,其中纹层状岩性(微)裂缝最为发育(图4),进一步研究发现,这几种岩性在纵向上主要分布在沙四段上亚段2和3层组以及沙三段下亚段3和4层组,而当前发现的页岩油也主要分布在

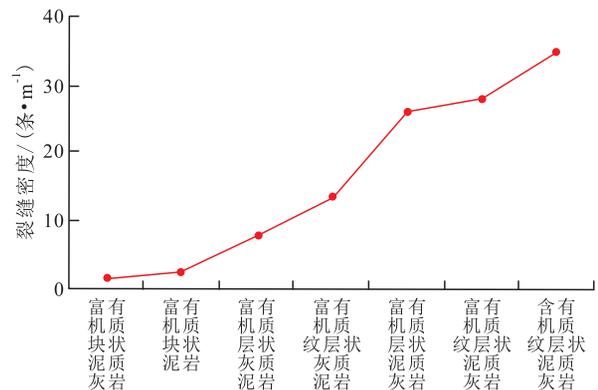


图4 渤南地区岩性与裂缝发育程度关系(罗69井)

Fig.4 Relationship between the lithology and the degree of fracture development in Bonan area (Well Luo69)

这几个层组,表明裂缝型页岩油纵向上主要受岩性控制。这点在前期陆相断陷湖盆页岩油勘探中常被忽视,前期主要考虑与断裂距离的关系。

(微)裂缝的存在在某种程度上提高了储集的有效性,极大地改善了泥页岩的渗流能力,为页岩油从基质孔隙进入井孔提供了必要的运移通道。陆相断陷湖盆(微)裂缝发育往往与断裂发育有着密切的关系。据断裂附近获页岩油井统计,日产油量与断距呈明显的正比关系,而与距断层的距离呈反比关系,据此,建立了研究区裂缝发育系数(断距与页岩油井距断层距离的比值)与日产油量的关系,发现两者的相关性很好(图5),相关系数为0.89,其中,裂缝发育系数大于0.2就能获得工业产能,同时发现,高产井距断层的距离一般小于1.2 km(研究区主要属于拉张型压力体系,裂缝主要发育在断层的上盘,因此井与断层的距离必须用上盘距井的距离),断距一般大于100 m。

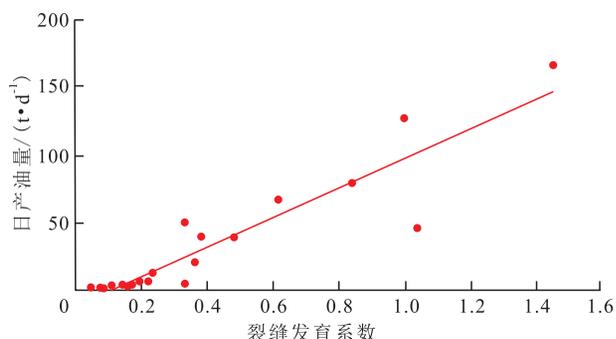


图5 济阳坳陷裂缝发育系数与日产油量关系

Fig.5 Relationship between fracture coefficient and daily production in Jiyang depression

3.2.2 封存条件控制页岩油富集

研究区目的层段裂缝型页岩油富集区表现为异常高压,据初步统计,裂缝型页岩油高产井压力系数一般大于1.3。研究认为裂缝型页岩气富集区在烃源岩幕式排烃过程中可能起着“仓储层”的作用,高压表明封存条件好,富集程度高,低压表明封存条件较差,富集程度较低,如大95井裂缝性油藏(测井上表现为高电阻率、高声波时差、扩径、高中子、低自然伽马、低密度和具负异常的自然电位响应等特征),压力系数为1.16,日产油量为0.37 t/d,该井还表现为原油密度(0.9570 g/cm^3)和粘度($314 \text{ mPa}\cdot\text{s}$)很高的特点,均反映了油气富集区封存条件较差。

3.3 夹层型页岩油

研究区夹层包括砂岩和碳酸盐岩2类,其中砂岩夹层型页岩油主要分布在沙三段下亚段2和3层组,储集体主要为深水浊积岩体系;碳酸盐岩夹层

型主要分布在沙四段上亚段和沙一段下亚段,岩性上主要分布在白云岩或泥质白云岩中,占62.6%,这可能与白云化过程中形成的大量白云石晶间孔和白云石颗粒边缘孔有关。相对于其他2类页岩油,夹层型页岩油具有产能高且相对稳定、生产周期相对较长的特点,如义21井2676.12~2764.32 m井段累积产油量为10359 t,累积产水量为1788 m³,综合含水率为14.7%。生产共分3期,第1个周期持续2年半,初期日产油量较高,达48 t/d,周期末降至1 t/d左右,停产;第2个周期持续1年5个月,初期日产油量为36 t/d,至周期末降到6.9 t/d;第3个周期持续4年2个月,初期日产油量为4.5 t/d,至周期末降到0.1 t/d。

夹层型页岩油富集主控因素为储集物性、排烃强度和异常压力,基本上与该区常规深水浊积岩和碳酸盐岩油藏的成藏主控因素一致,该类页岩油的重点是薄层分布预测和压裂改造工艺技术,可能是当前技术条件下比较现实的勘探目标。

4 结束语

相对于北美地区大规模抬升的海相地层而言(大规模抬升后在应力释放过程中,会产生大范围的微裂缝),中国陆相断陷湖盆页岩油气勘探,特别是页岩油的勘探,首先应进行类型分析,不同类型的页岩油富集主控因素可能不同。就济阳坳陷而言,有利岩相、储集性能、异常压力和页岩油可动性是基质型页岩油富集的主控因素;岩性、裂缝发育程度和断裂的封闭性是裂缝型页岩油富集的主控因素;储集物性、烃源岩排烃强度和异常压力是夹层型页岩油富集的主控因素。

针对不同的页岩油富集类型,后期勘探和井位部署上应具有针对性,就当前技术条件而言,沾化凹陷沙一段下亚段碳酸盐岩夹层型由于埋深相对较浅,碳酸盐岩薄夹层相对容易预测,大规模压裂工艺容易实现,是最为现实的一类目标;砂岩夹层型主要分布在沙四段上亚段和沙三段下亚段,埋深大,砂体小而薄,砂体预测较难,应该兼探。裂缝型页岩油平均累积产油量和平均日产油量均最高,经济效益最好,就技术而言,主要为裂缝体系预测,不需要大型压裂,相对简单而容易实现。基质型页岩油是当前最难以实现的目标,需要大型的压裂才能实现,须考虑该区脆性矿物类型(济阳坳陷脆性矿物主要为碳酸盐岩,在地层条件下脆性研究方面相对滞后)、压裂工艺水平(渤页平1井油气显示最好

段塌陷,设计的9段压裂仅实现了2段压裂)、页岩油的可动性等一系列问题,由于垂直井樊页1井初期平均日产油量为2.41 t/d,水平井渤页平1井初期平均日产油量为2.48 t/d、渤页平2井初期平均日产油量为1.11 t/d、梁页1HF井初期平均日产油量为2.29 t/d、渤页平1-2井初期平均日产油量为3.0 t/d,压裂效果差别不大,因此,需要边攻关边垂直井兼探,待技术和理论均成熟的条件下再进行大规模勘探开发。

参考文献:

- [1] 宋国奇,王永诗,程付启,等.济阳拗陷古近系二级层序界面厘定及其石油地质意义[J].油气地质与采收率,2014,21(5):1-7.
Song Guoqi, Wang Yongshi, Cheng Fuqi, et al. Ascertaining secondary-order sequence of Palaeogene in Jiyang depression and its petroleum geological significance [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 1-7.
- [2] 张营革.泥页岩油气藏有机碳含量地球物理预测方法——以济阳拗陷罗家地区沙三段下亚段为例[J].油气地质与采收率,2013,20(5):64-67.
Zhang Yingge. Geophysical prediction method for organic carbon content in shale oil and gas reservoir—a case of lower Es₃ submember of Luojia area, Jiyang depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(5): 64-67.
- [3] 张林晔,孔祥星,张春荣,等.济阳拗陷下第三系优质烃源岩的发育及其意义[J].地球化学,2003,32(1):35-42.
Zhang Linye, Kong Xiangxing, Zhang Chunrong, et al. High-quality oil-prone source rocks in Jiyang Depression [J]. Geochimica, 2003, 32(1): 35-42.
- [4] 曹忠祥,李友强.济阳拗陷“十一五”期间探井钻探效果及对策分析[J].油气地质与采收率,2013,20(6):1-5.
Cao Zhongxiang, Li Youqiang. Drilling result of exploration wells and analysis on measures for Jiyang depression during the “11th Five-Year” [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6): 1-5.
- [5] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [6] 邹才能,杨智,崔景伟,等.页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J].石油勘探与开发,2013,40(1):14-26.
Zou Caineng, Yang Zhi, Cui Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 14-26.
- [7] 周德华,焦方正,郭旭升,等.川东北元坝区块中下侏罗统页岩油气地质分析[J].石油实验地质,2013,35(6):596-600.
Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Guo Xusheng, et al. Geologic analysis of Middle-Lower Jurassic shale reservoirs in Yuanba area, northeastern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6): 596-600.
- [8] 陈永昌,张金川,苏惠,等.东濮凹陷北部沙三段页岩油成藏地质条件分析[J].特种油气藏,2014,21(3):62-65.
Chen Yongchang, Zhang Jinchuan, Su Hui, et al. Analysis of geologic conditions for Es₃ shale oil accumulation in the northern Dongpu sag [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(3): 62-65.
- [9] 宁方兴.济阳拗陷不同类型页岩油差异性分析[J].油气地质与采收率,2014,21(6):6-9.
Ning Fangxing. Difference analysis on different types of shale oils in Jiyang depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 6-9.
- [10] 王屿涛.准噶尔盆地西北缘混合气中煤型气和油型气的定量分析[J].石油勘探与开发,1994,21(1):14-19.
Wang Yutao. A quantitative analysis of coal type gas and oil type gas in the mixed gas reservoir in the northwest boarder of Junggar basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 1994, 21(1): 14-19.
- [11] 张抗.从致密油气到页岩油气——中国非常规油气发展之路探析[J].国际石油经济,2012,(3):9-15.
Zhang Kang. From tight oil & gas to shale oil & gas—An approach to developing unconventional oil & gas in China [J]. International Petroleum Economics, 2012, (3): 9-15.
- [12] 周庆凡,杨国丰.致密油与页岩油的概念与应用[J].石油与天然气地质,2012,33(4):541-544.
Zhou Qingfan, Yang Guofeng. Definition and application of tight oil and shale oil terms [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 541-544.
- [13] 梁世君,黄志龙,柳波,等.马朗凹陷芦草沟组页岩油形成机理与富集条件[J].石油学报,2012,33(4):588-595.
Liang Shijun, Huang Zhilong, Liu Bo, et al. Formation mechanism and enrichment conditions of Lucaogou Formation shale oil from Malang sag, Santanghu Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 588-595.
- [14] 李传亮,张景廉,杜志敏.油气初次运移理论新探[J].地学前缘,2007,14(4):132-141.
Li Chuanliang, Zhang Jinglian, Du Zhimin. New viewpoints of the primary migration of oil and gas [J]. Earth Science Frontiers, 2007, 14(4): 132-141.
- [15] 李钜源.东营利津洼陷沙四段页岩含油气量测定及可动油率分析与研究[J].石油实验地质,2014,36(3):365-369.
Li Juyuan. Oil and gas contents and movable oil amounts of shales in 4th member of Shahejie Formation, Lijin subSag, Dongying Sag [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(3): 365-369.