

文章编号:1009-9603(2023)01-0001-20

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202204017

济阳陆相断陷盆地页岩油富集高产规律

杨 勇

(中国石化胜利油田分公司,山东 东营 257001)

摘要:济阳坳陷具有丰富的页岩油资源,2019年以来,陆续有YYP1,FYP1,BYP5等多口井获得峰值日产油量超100 t/d的高产工业油流,展现了良好的勘探开发前景,总结济阳页岩油地质特征,分析其富集高产规律,对于实现页岩油经济有效开发具有重要指导意义。在对济阳页岩油勘探开发实践回顾的基础上,通过对页岩油岩相特征、储集空间、含油性、可压性的系统分析,明确了济阳页岩油富集高产的主控因素。研究表明,济阳页岩油资源丰富但是分布零散,油藏埋藏深,温度及压力系数高,具有构造复杂、岩相复杂、地应力复杂、流体性质复杂等“四复杂”的特点。烃源岩厚度大、有机质含量高、热演化程度适中、咸化湖盆富碳酸盐岩相发育是页岩油富集的主要因素,无机孔-缝网络发育、地层压力系数高、脆性矿物含量高、可压性好,CO₂扩孔增能、多尺度缝网组合压裂是济阳页岩油高产的主要因素。济阳页岩油的突破,展现了陆相断陷盆地页岩油广阔的勘探开发前景,对中外同类型油藏具有较大的指导与借鉴意义。

关键词:陆相页岩油;岩相组合;甜点评价;富集规律;高产因素;济阳坳陷

中图分类号:TE132.8

文献标识码:A

Enrichment and high production regularities of shale oil reservoirs in continental rift basin: A case study of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin

YANG Yong

(Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China)

Abstract: There are abundant shale oil resources in Jiyang Depression, and high-production industrial oil flows have been successively obtained in several wells such as Wells YYP1, FYP1, and BYP5 with peak production exceeding 100 t/d since 2019, which shows good prospects for shale oil reservoir exploration and development. Summarizing the geological characteristics of shale oil reservoirs in Jiyang Depression and analyzing their enrichment and high production regularities are of important guiding significance for the economic and effective development of shale oil reservoirs. Based on the review of shale oil reservoir exploration and development practices in Jiyang Depression, the main control factors for the enrichment and high production of shale oil reservoirs were recognized in this paper through systematic research on the petrographic characteristics, reservoir space, oil-bearing properties, and compressibility of shale oil reservoirs in Jiyang Depression. Research shows that shale oil resources in Jiyang Depression are abundant but scattered, characterized by high depths, high temperatures and pressure coefficients, and complex tectonics, petrography, ground stress, and fluid properties. The large thickness of hydrocarbon source rocks, high organic matter content, moderate thermal evolution, and the development of a carbonate-rich phase in the saline lake basin are the main factors for shale oil enrichment. The development of an inorganic pore-fissure network, high formation pressure coefficient, high brittle mineral content, good compressibility, hole expansion and energy enhancement by CO₂, and multi-scale fracture network fracturing are the main factors for the high production of shale oil reservoirs in Jiyang Depression. The breakthrough of shale oil reservoirs in Jiyang Depression shows the

收稿日期:2022-04-10。

作者简介:杨勇(1971—),男,河南遂平人,正高级工程师,博士,从事油气田开发研究及管理工作。E-mail: yangyong.slyt@sinopec.com。

基金项目:中国石化科研项目“东营凹陷页岩油有效开发技术”(P21060)。

broad prospect of exploration and development of shale oil reservoirs in continental rift basins, which is of great guiding and reference significance for the same type of reservoirs in China and abroad.

Key words: continental shale oil reservoir; lithofacies assemblage; sweet spot evaluation; enrichment regularity; high production factor; Jiyang Depression

北美页岩油突破带来的页岩油气革命,改变了世界能源的格局,对全球能源产业产生了重大的影响。页岩油作为重要的资源接替阵地和国家能源安全的重要保障,中国各大油公司加大了页岩油的攻关,松辽盆地大庆油田古龙、渤海湾盆地大港油田沧东和胜利油田济阳、鄂尔多斯盆地长庆、准噶尔盆地吉木萨尔、北部湾盆地涠页-1等多个区块实现了勘探开发的重大突破,展现了陆相页岩油广阔的发展前景。济阳坳陷为典型的陆相断陷盆地,页岩油总资源量超过 41×10^8 t,分布在11个独立的小洼陷中,具有洼陷分隔明显、岩相类型多样、断裂系统复杂、地应力复杂等鲜明的陆相断陷盆地特色。

济阳页岩油的勘探开发经历了从偶遇裂缝型页岩油—专探夹层型页岩油—基质型页岩油突破等3个不同阶段的探索^[1]。1972年渤南洼陷义18、义21等井偶遇页岩油并获得了工业油流,由于可遇不可求而没有开展针对性的研究。2008年,胜利油田开展了针对页岩油的专项探索,先后在4个洼陷完钻4口系统取心井并开展攻关研究,部署4口专探井但是效果不理想。国外研究人员认为,济阳坳陷陆相页岩油由于成熟度低、原油黏度高,不具备工业化开发的价值。面对济阳页岩油存在的诸多难题,胜利油田持续加大基础理论攻关,不断深化对断陷盆地页岩油的认识,2019年陆续有YYP1, FYP1, BYP5等多口井获得峰值日产油量超100 t/d的高产工业油流。济阳页岩油的突破,打破了页岩油勘探成熟度(R_o)不能低于0.9%的固有认识,证实了 R_o 值为0.7%以上可以获得商业开发, R_o 值为0.6%同样具有进一步评价的价值,极大地拓宽了页岩油的勘探开发空间。对济阳页岩油特征进行系统的总结,明确页岩油富集高产的主控因素,对于深化陆相断陷盆地页岩油认识,实现页岩油规模化、商业化开发具有重要的指导意义,对于中国陆相断陷盆地页岩油的勘探开发同样具有重要的启示意义。

1 勘探开发历程与突破

济阳页岩油主要层系为古近系始新统沙四段上亚段、沙三段下亚段,由于地质年代新、演化程度

低、原油黏度高,早期的攻关未获得突破。济阳页岩油是否具备开发价值,哪种类型页岩油可以有效开发,成为认识与评价的关键。

1.1 济阳页岩油勘探历程

济阳页岩油先后经历了勘探偶遇、主动探索、创新突破等3个阶段。1972—2007年为勘探偶遇阶段,在钻探常规油气藏过程中过路泥页岩层发生井涌,正常测试获工业油流,罗42等6口探井累积产油量过万吨,罗42井沙三段下亚段初期日产油量达到117 t/d。由于这个阶段突破井以泥页岩裂缝油藏为主,虽然部分井产量较高,但是裂缝预测难度大,没有形成系统的认识。

2008—2013年为主动探索阶段,北美海相页岩商业化开发带来的页岩油革命,为国内页岩油勘探带来了曙光。胜利油田在牛庄、博兴、利津、渤南4个洼陷部署牛页1井、罗69井等系统取心井4口,取心总长度为1 010 m。在对岩心进行系统研究的基础上,在渤南洼陷部署BYP1, BYP2, BYP1-2等水平井并采用缝网压裂技术开展专探井评价,投产整体效果均不理想,主动探索均未成功。分析不成功的主要原因是对于页岩油富集规律认识不清,压裂工艺不适应。美国HESS公司通过研究评价,认为济阳页岩油商业价值低,退出了与胜利油田的页岩油合作。

从2014年至今为创新突破阶段,胜利油田改变页岩油评价思路,首先对页岩油200余口老井进行了复查,筛选有潜力的老井重新测试,试验压裂新工艺。2019年樊159井试油率先获得突破,峰值日产油量为44 t/d。随后在牛庄洼陷部署实施了牛斜55和NY1-1HF井,在渤南洼陷部署了YYP1, FYP1, BYP5等一批页岩油井,试油均获得了成功,不断突破产量下限和成熟度下限,济阳页岩油迈入了整体评价、规模化建产的快车道。

1.2 济阳页岩油突破井

济阳坳陷页岩油在认识上经历了由裂缝型向基质型、由含灰向富灰、由高演化向中低演化的3个重大转变,同时积极探索陡坡带长英质页岩油、更低演化程度页岩油开发可行性,取得了不同洼陷、不同岩相类型、不同演化程度页岩油的突破。

由裂缝型向基质型的转变——YYP1井 济阳

拗陷早期以钻探裂缝型页岩油为主,存在裂缝预测难、可遇不可求的问题,为此转变勘探思路,在渤南洼陷部署基质型页岩油评价井——YYP1井。该井 R_o 值为0.74%,总有机碳含量(TOC)为1%~3%,水平井段长度为942 m,配套组合缝网体积压裂工艺技术压裂21段57簇,加液量为43 545 m³,加砂量为2 836.8 m³,加CO₂量为3 270 t(表1),峰值油气当量为103 t/d。该井的突破证实 R_o 值小于0.9%同样可以取得高产,极大地拓宽了济阳页岩油的勘探领域。

由含灰向富灰的转变——FYP1井 YYP1井在压裂中表现出上部碳酸盐含量为60%~70%的泥质灰页岩段复杂裂缝改造程度高、裂缝较饱满,而下部碳酸盐含量小于50%的灰质泥页岩段压裂施工困难、裂缝改造程度有限的问题。为此聚焦地质工程双甜点,探索碳酸盐含量更高(80%)、可压性更好(脆性指数为0.5)的纹层状页岩,在博兴洼陷部署FYP1井。该井 R_o 值为0.75%,碳酸盐含量为80%,总有机碳含量为2%~3.5%,可溶烃含量(S_1)为2~4 mg/g,水平井段长度为1 716 m,压裂30段104簇,加液量为80 253 m³,加砂量为3 762 m³,加CO₂量为5 708 t(表1),投产后峰值日产油量为171 t/d,8个月累积产油量过万吨(图1),证实了中演化程度纹层状泥质灰页岩是最有利的岩相,具备全面开展勘探开发的条件。

由低演化向高演化的拓宽——BYP5井 济阳拗陷除了纹层状泥质灰页岩外,层状泥质灰页岩、块状泥质灰页岩仍有较大的资源量,该类页岩能否取得突破成为下一步评价重点,为此在渤南洼陷部

署BYP5井,探索岩相相对差但是埋藏深度大、演化程度更高的层状泥质灰页岩的潜力。该井 R_o 值为1.1%,属于高演化程度,总有机碳含量为4.0%, S_1 值为2.5 mg/g,压力系数为1.7,水平井段长度为1 059 m,压裂21段65簇,加液量为48 617 m³,加砂量为2 789 m³,加CO₂量为2 342 t,投产峰值日产油量为160 t/d,日产气量为7.49×10⁴ m³/d,4个月油气当量过万吨(图2),证实高演化程度纹层状-层状泥质灰页岩同样可以获得高产。

由中演化向低演化的转变——牛斜124井 几口重点评价井的突破,证实 R_o 值为0.7%以上具备了工业化开发的条件, R_o 值为0.5%~0.6%的页岩油是否具备开发价值需要开展探索评价。为此选择牛庄洼陷牛斜124井进行了压裂试油。该井 R_o 值为0.6%,总有机碳含量为3%~3.5%, S_1 值为2~4 mg/g,压力系数为1.5,压裂后峰值日产油量达到了61 t/d,证实了低演化程度、纹层状泥质灰页岩同样具备较大的勘探开发潜力,将济阳页岩油评价的 R_o 值下限拓宽到0.6%。

中低演化程度、长英质页岩油井——FY1-1HF井 东营凹陷为北陡南缓、北断南超的不对称箕状断陷盆地,陡坡带沙四段发育多套近源的砂砾岩扇体,为湖盆沉积提供了丰富的碎屑物质,因此在湖盆北部普遍发育一套长英质页岩,长英质和黏土矿物含量之和大于50%,灰质含量为30%~50%,总有机碳含量为1.0%~4.0%, R_o 值为0.5%~0.8%;向湖盆中心方向物源影响逐渐减弱,岩相逐渐过渡为纹层状富灰页岩沉积。为探索中低演化程度、长英质页岩

表1 济阳拗陷页岩油评价井施工中加砂量、加液量、加CO₂量和前置酸量统计

Table1 Statistics of sand, fluid, CO₂, and prepad acid during operation in evaluation wells of shale oil reservoirs in Jiyang Depression

井号	井深/m	水平井段 长度/m	岩相	TOC/ %	S_1 / (mg·g ⁻¹)	R_o / %	压力 系数	碳酸盐 含量/%	段数	段间 距/m	簇数	簇间 距/m	加液 量/m ³	加砂 量/m ³	加CO ₂ 量/t	前置 酸量/t
YYP1	3 495~3 540	942	纹层状 灰质页岩	1~3	1~3	0.74	1.5	60~70	21	41	57	15	43 545	2 836.8	3 270	860
FYP1	3 315~3 565	1 716	纹层状 泥质灰页岩	2~3.5	2~4	0.75	1.4	80	30	40~60	104	16	80 253	3 762	5 708	1 610
BYP5	4 075~4 308	1 059	层状泥质 灰页岩	4.0	2.5	1.1	1.7	50~60	21	43	65	18	48 617	2 789	2 342	702
NY1- 2HF	3 615~3 745	1 976	纹层状泥 质灰页岩	5~3	5.6	0.75	1.6	60~80	31	50	120	13	76 166	4 300	5 350	753
牛斜124	3 148~3 323		纹层状泥 质灰页岩	3~3.5	2~4	0.6	1.5	60~70	3	41	57	15	43 545	2 836.8	3 270	860
FY1- 1HF	3 494~3 553.9	2 042	纹层状泥 质灰页岩	2.5~ 3.0	>3.0	0.6	1.6	40~55	33	61.9	153	13.1	76 341	5 519	4 000	151

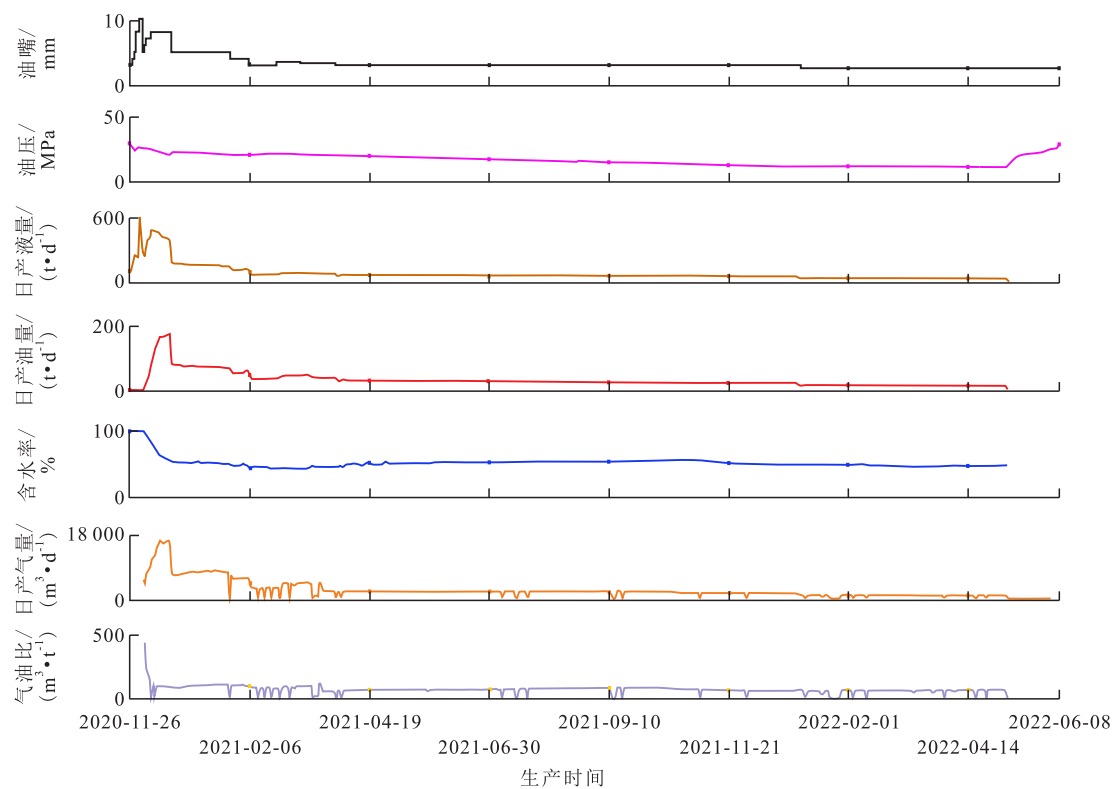


图1 FYP1井生产曲线

Fig.1 Production curve of Well FYP1

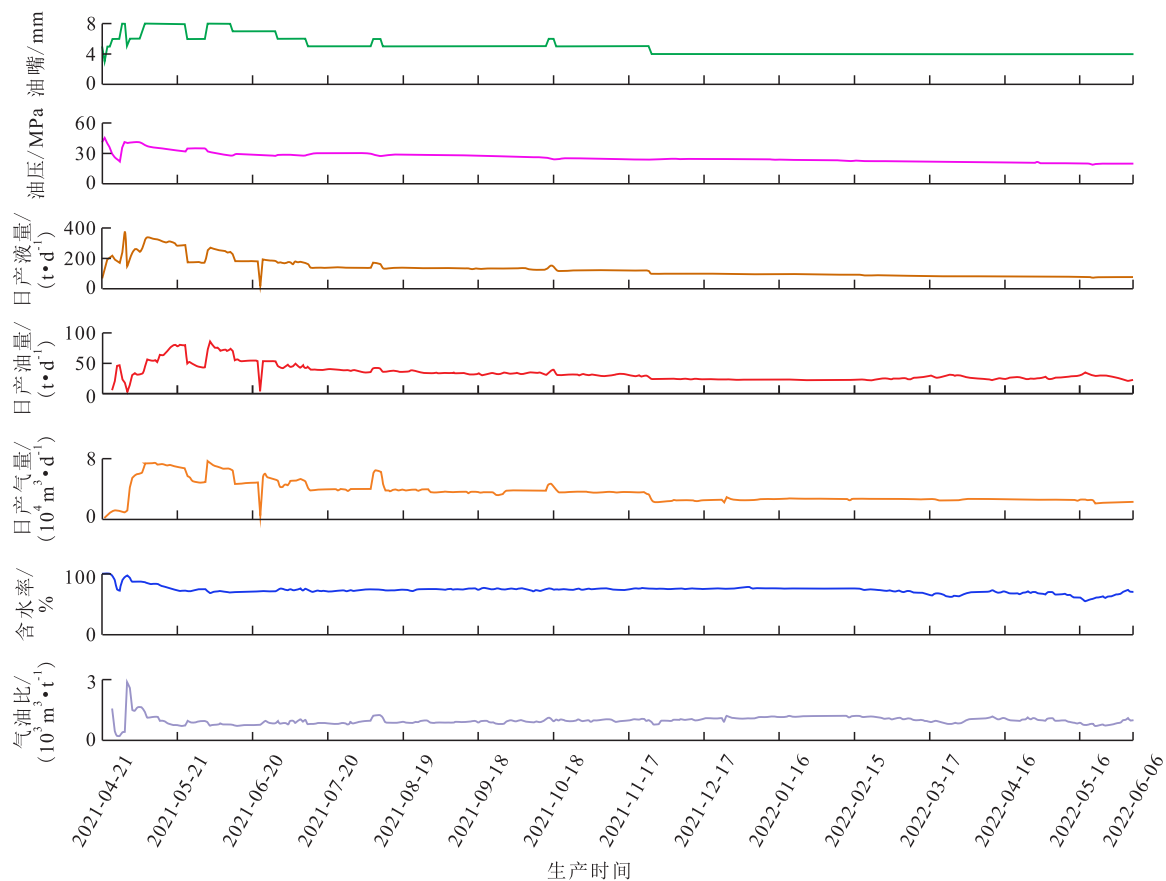


图2 BYP5井生产曲线

Fig.2 Production curve of Well BYP5

岩油的开发潜力,在民丰洼陷部署FY1-1HF井。该井埋深为3 494~3 553.9 m,水平井段长度为2 042 m,富有机质泥质灰页岩有利岩相段长度为1 902 m,水平段有利岩相占比为93.1%。压裂33段,投产6 mm油嘴峰值日产油量为262.8 t/d,生产97 d累积产油量过万吨,成为国内峰值产量最高的页岩油评价井。

2 济阳页岩油类型及特点

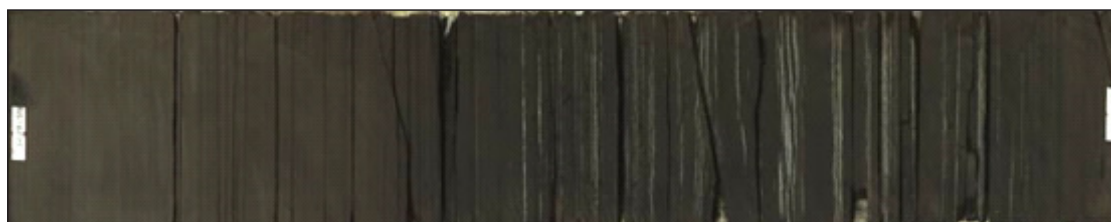
中国页岩油以陆相沉积为主,按照储集特征划分为夹层型、混积型和基质型等3种类型,其中大庆古龙、大港沧东主要为基质型页岩油,鄂尔多斯盆地长7段为夹层型页岩油,准噶尔盆地芦草沟组为混积型页岩油。济阳坳陷除了上述3种类型页岩油外,尚发育陆相断陷盆地特有的裂缝型页岩油(图3),不同类型页岩油具有不同的沉积特点。

2.1 济阳页岩油类型

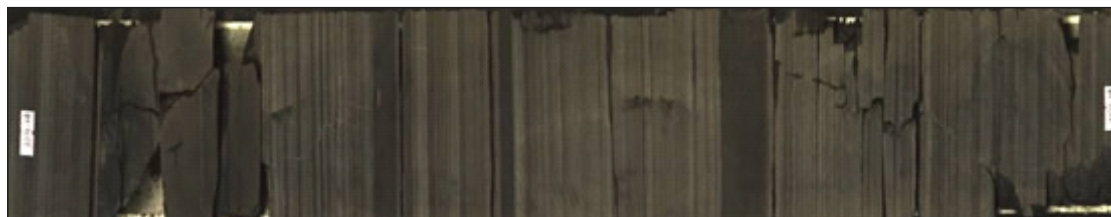
基质型 基质型页岩油为生油窗内以自生自

储为主的富有机质页岩油,页岩油主要赋存于有机质和黏土矿物的粒间孔、粒内孔、溶蚀孔及各种微裂缝中,部分吸附在有机质、岩石颗粒表面,原油富集程度与有机质丰度、类型、成熟度等因素密切相关^[2-5],分布相对稳定。美国福特沃斯盆地Barnett页岩、大庆古龙以该类页岩油为主^[6-7]。渤南洼陷沙三段下亚段12下和13上砂组广泛发育基质型页岩油,页理、纹层极发育,有机质丰度高,以基质孔隙为主。牛庄、博兴、利津等洼陷深洼区主要发育深色富有机质页岩,碳酸盐纹层发育。基质型页岩油为济阳页岩油的主要类型,储量占比达到总资源量的70%以上。

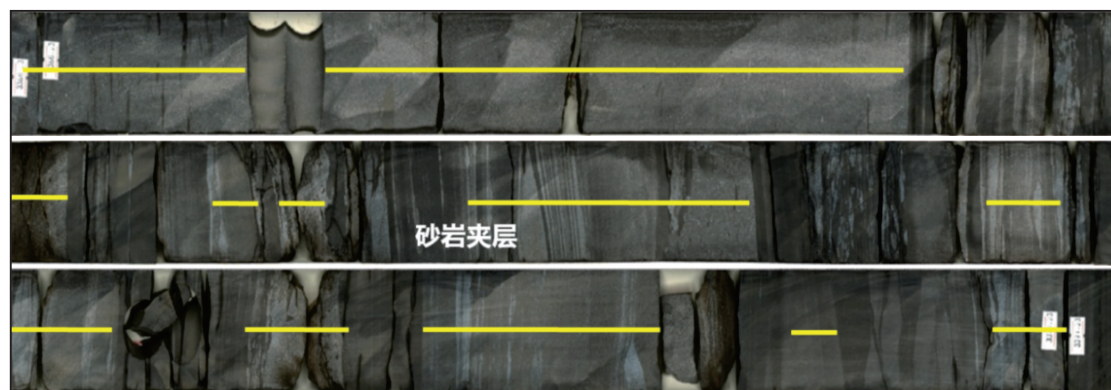
夹层型 夹层型页岩油指的是在泥页岩层段中夹有不同厚度的粉砂岩、细砂岩、碳酸盐岩及火山岩等夹层,生油窗内泥页岩有机质含量高、生油能力强,生成的原油经过极短距离的运移进入夹层内聚集成藏,夹层是原油赋存富集的有利场所,孔隙度和渗透率等物性条件相对较好,且夹层岩性较脆易于储层改造,是页岩油勘探开发的有利目标^[2]。



a—利页1井,沙三段下亚段,3 629.55~3 630.55 m



b—樊页1井,沙四段上亚段纯上次亚段2砂组,3 375.68~3 376.68 m



c—济页参1井,夹层型页岩油

图3 基质型与夹层型页岩油典型岩心照片

Fig.3 Typical photos of cores from matrix and interlayer shale oil reservoirs

依据 GB/T 38718—2020, 将烃源岩内粉砂岩、细砂岩、碳酸盐岩单层厚度不大于 5 m, 累积厚度占页岩层系总厚度比例小于 30% 的夹层划分为页岩油的范畴^[8]。吉木萨尔凹陷芦草沟组整体为咸化的湖相沉积, 纵向上以暗色烃源岩与云质岩的互层分布为主, 单层平均厚度为 0.25 m, 多数小于 1 m, 源储界限不清, 多数学者将其划分为混积型页岩油, 高阳等将其归为致密油范畴^[9]。鄂尔多斯盆地长 7 段规模开发的 I 类页岩油, 砂地比达到了 15%~30%, 单砂体厚度为 3~5 m, 属于广义的夹层型页岩油。夹层型页岩油与致密油的区别在于原油是否发生了明显的二次运移。该类页岩油夹层为有利的甜点段, 但是夹层厚度较薄, 地震储层预测难度大。

渤南洼陷济页参 1 井优质页岩中砂岩条带与泥页岩频繁互层, 高频夹层段砂地比可以达到 30% 以上, 单层砂岩条带厚度多为 1~100 cm, 多为测井、录井无法识别的薄层砂岩。地层条件下, 夹层与泥页岩基质渗透率相差几十倍, 是主要产出通道。YYP1 井水平段长度为 942 m, 其中夹层发育水平段长度为 376 m, 主要为碳酸盐岩夹层, 含泥质粉砂岩夹层, 灰质泥岩水平段长度为 566 m。从水平段投产效果看, 夹层贡献率达到了 48.6%。东营凹陷北部陡坡带民丰洼陷、利津洼陷多口井钻遇夹层型页岩油, 坨深斜 14 井试油取得了较好的效果, 展现了夹层型页岩油良好的勘探开发前景。

裂缝型 裂缝型页岩油分为 2 种: 一种为传统的泥页岩裂缝型页岩油, 页岩油来源于富有机质泥页岩本身, 没有经过二次运移。济阳拗陷早期偶遇阶段发现的页岩油主要为该类油气藏, 数十口井获工业油流, 沾化凹陷的罗 42 井在沙三段灰褐色油页岩中获得峰值日产油量为 117 t/d 的高产工业油流, 自喷期累积产油量达到 10 322 t。另一种为断裂系统发育的构造裂缝型页岩油, 该类页岩油一般发育在断层附近, 构造裂缝发育, 含油饱和度高, 具有富集和采出条件好、可开采程度高的特点。由于断裂带的发育范围通常有限, 多期的构造运动影响了页岩油的保存, 高产区分布相对有限, 导致甜点预测难度大, 通常属于可遇不可求的页岩油类型。东营凹陷南坡永 54 井沙四段上亚段 3 砂组 R_o 值仅为 0.54%, 畅喷日产油量为 46.5 t/d, 生产 668 d 累积产油量为 14 594 t, 累积产气量为 $42.27 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。牛庄洼陷南部构造断裂带 NY1-1HF 井钻井过程中钻遇天然裂缝, 发生了多次井涌井漏, 水平井段长度仅为 158 m, 自然投产放喷 3 mm 油嘴峰值日产油量为 108.4 t/d, 生产过程中基本不含水, 1.5 mm 小油嘴控

压生产, 产量递减慢, 年递减率为 9.6%, 按弹性产率预测自喷期单井产能为 $1.5 \times 10^4 \text{ t}$ 。该类型页岩油通常具有较高的初产, 但是甜点预测难度大, 钻井施工困难, 产量规律认识不清, 需要进一步开展技术攻关, 是陆相断陷盆地特有的页岩油类型之一。

2.2 济阳页岩油特点

济阳拗陷属于典型的陆相断陷盆地, 既有“深、厚、高、多”等有利于页岩油发育的特点, 又具有构造、岩相、地应力、流体“四复杂”的特点。

油藏埋藏深 济阳拗陷在 11 个洼陷中均发现页岩油, 牛庄、博兴、民丰、利津、渤南等 5 个洼陷页岩油已获得突破。从油藏埋深看, 牛庄洼陷、博兴洼陷埋深为 3 100~4 000 m, 地层相对平缓; 渤南洼陷埋深为 3 000~5 300 m, 构造差异大, 地层倾角变化快, 给钻井轨迹控制带来一定的影响。

烃源岩厚度差异大 济阳拗陷纵向发育古近系孔店组、沙四段上亚段纯上次亚段、沙三段下亚段、沙一段等 4 套烃源岩。牛庄洼陷、博兴洼陷以沙四段上亚段纯上次亚段、沙三段下亚段 2 套烃源岩为主, 烃源岩厚度为 300~500 m。渤南洼陷以沙三段下亚段烃源岩为主, 烃源岩厚度为 400~1 250 m, 厚度变化快, 给水平井部署带来一定的影响。

地层温度及压力系数高 济阳拗陷地层温度普遍为 130~200 ℃, 地层温度高给旋转导向仪器使用带来了挑战, 部分埋藏深的页岩油只能靠常规旋转导向控制轨迹。牛庄洼陷压力系数为 1.2~2.0, 博兴洼陷为 1.2~1.5, 渤南洼陷为 1.2~1.8, 目前产量突破井的压力系数普遍在 1.5 以上, 地层能量相对充足, 有利于页岩油的开发。

岩相类型复杂多样 济阳拗陷为断陷湖盆沉积, 沙四段上亚段纯上次亚段—沙三段下亚段沉积时期沉积环境为半深湖—深湖亚相, 气候由于干旱向潮湿转化, 水体盐度不断减小, 导致沙四段上亚段纯上次亚段和沙三段下亚段的岩相类型有所差异。构造背景上东营凹陷和沾化凹陷均北部发育陡坡带, 南部发育缓坡带, 凹陷中部发育不同规模的洼陷带(图 4)。这种古沉积背景的差异, 导致陡坡带、洼陷带、缓坡带岩相不同。陡坡带以长英质页岩为主, 缓坡带则以富碳酸盐的泥质灰页岩为主, 洼陷带以富黏土的灰质泥页岩为主。

构造复杂 古近系沙四段、沙三段下亚段沉积时期, 济阳拗陷处于断陷阶段, 强烈的构造运动导致断裂系统复杂, 不同级次裂缝发育。从断裂系统看, 洼陷内普遍发育三一五级断层, 断层密度大、断层发育区面积占比大。牛庄洼陷沙四段上亚段纯

上次亚段解释断层 21 条,其中断距小于 20 m 的断层 13 条,占断层数的 62%;断距大于 50 m 的断层 2 条,占断层数的 10%;断层发育区占整个洼陷的 1/2。博兴洼陷沙四段上亚段纯上次亚段解释断层 70 条,其中断距小于 20 m 的断层 45 条,占断层总数的 64%;断距大于 50 m 的断层 10 条,占断层总数的 14%;断层发育区占到了整个洼陷的 3/4。渤南洼陷沙三段下亚段断层发育区占整个洼陷的 3/5。断裂系统发育导致地层倾角变化大,不同洼陷地层倾角以 4°~10°为主,博兴洼陷最大为 34°,渤南洼陷最大为 20°,地层倾角变化给井位部署及钻井轨迹控制均带来了极大的挑战。

地应力复杂 济阳坳陷是中、新生代逐渐发育而成的断陷—坳陷叠合型盆地,受郯庐断裂带及太平洋板块运动伸展—走滑的双重作用,沙四段、沙三段以郯庐断裂右旋平移作用为主,形成一系列北东走向的湖盆和断裂体系,地应力总体以东西向为主,断块复杂区地应力方向局部发生偏转,造成地应力复杂,影响水平井部署方向。

流体性质复杂 受页岩油埋藏深度以及地层温度影响,不同洼陷有机质成熟度从 0.5%~1.2% 均有分布,有机质演化程度差异导致流体性质复杂,原油密度多为 0.75~0.94 g/cm³,以中质油为主,气油比为 63~1 000 m³/t。渤南、利津和民丰洼陷埋藏深的区域,局部存在凝析气,气油比超过 1 600 m³/t。

3 页岩油富集高产主控因素

不同洼陷页岩油的富集程度和产量存在较大的差异。富集程度是页岩油能否突破的基础,与烃

源岩厚度、有机质含量、演化程度、储集空间类型、保存条件密切相关;高产基础则受控于页岩油赋存状态、可流动性、储层的可压性及改造工艺的适应性。

3.1 良好的生烃条件是页岩油富集的基础

页岩油属于自生自储的含油气系统,生成的油气主要赋存在保存条件良好的页岩层系中,良好的烃源岩是页岩油富集的物质基础,只有大规模展布的高有机质丰度的页岩才能保证其生烃能力。古近系沙四段—沙三段沉积时期,济阳坳陷湖盆经历了从咸水—半咸水—淡水的演化过程,温暖湿润的古气候条件有利于藻类的生长繁盛和有机质形成,咸化湖盆环境等增强了湖泊的水体生产力,湖泊水体较深出现大面积的缺氧、厌氧带,使水体环境整体表现为良好的还原环境,有利于有机质保存^[11]。高生产力和良好的保存条件造就了该时期页岩中的有机质富集,烃源岩厚度大、有机质含量高。

3.1.1 广泛分布的烃源岩

烃源岩的厚度控制着页岩油的生油和含油量,富有机质页岩厚度越大,页岩油富集程度越高^[12],美国成功开发的页岩油厚度一般不低于 30 m。济阳坳陷烃源岩总面积为 7 300 km²,各洼陷面积差异大,博兴、牛庄、利津等主要洼陷含油面积多为 500~1 000 km²,烃源岩厚度分布不均,东营凹陷沙三段下亚段、沙四段上亚段纯上次亚段主力烃源岩厚度普遍为 300~500 m;渤南洼陷沙三段下亚段沉积时期属于山高水深的湖盆沉积,烃源岩厚度从 400~1 250 m 不等。

烃源岩分布面积广、沉积厚度大,使济阳页岩油具有雄厚的物质基础。同时,厚度大也给开发水

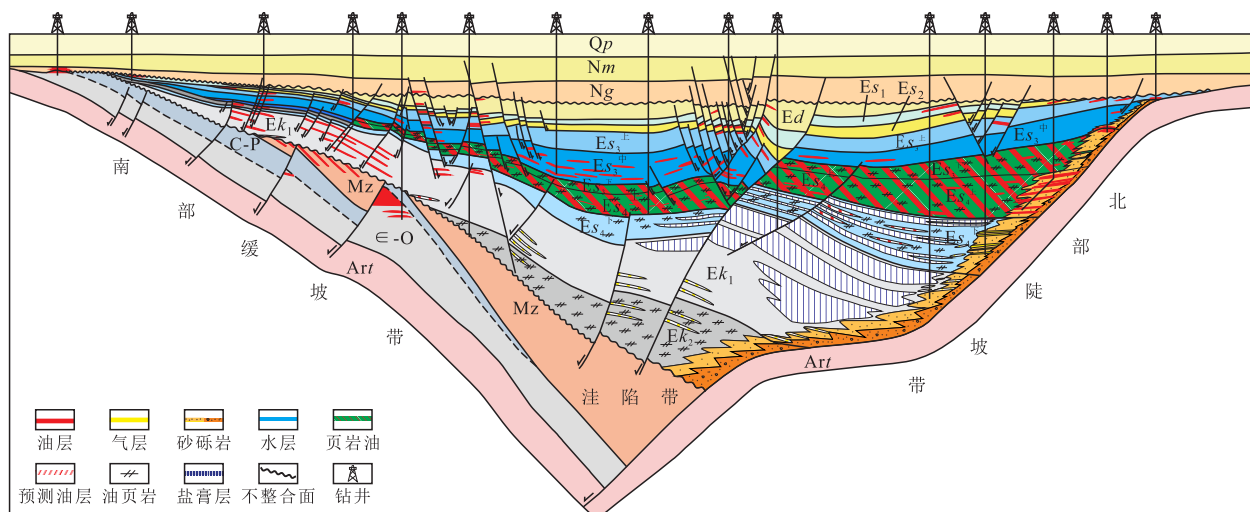


图4 济阳页岩油构造区带划分(据文献[10]修改)

Fig.4 Division of tectonic zones of shale oil reservoirs in Jiyang Depression (Modified according to Reference[10])

平井的部署带来了挑战。渤南深洼区构造较为简单,断层发育少,地层倾角大,自浅到深倾角增加($10^{\circ}\sim 20^{\circ}$),同一层埋深跨度大(300~900 m),厚度为1 200多米的页岩油纵向开发层系如何部署,既要考虑尽可能地动用所有资源,又要保证纵向多层楼开发时大平台钻井可行、开发减少层系间干扰,成为济阳坳陷沙四段页岩油重点攻关难点之一。

3.1.2 有机质丰度高、生成与保存条件好

有机质类型 济阳坳陷烃源岩有机质类型主要为I型和II₁型。从牛庄洼陷分析资料看,沙四段上亚段纯上次亚段—沙三段下亚段腐泥组含量为95.0%~99.3%,镜质组含量为0.7%~1.3%,干酪根类型指数为91.1%~98.8%,有机质类型主要为来源于水生生物的I型, S_1+S_2 均值大于20 mg/g,其中沙四段上亚段页岩油中富含渤海藻、小古囊藻、葡萄球藻和层状藻等藻类生物化石,属于一套咸水—半咸水湖相沉积。渤南洼陷沙三段下亚段藻类主要为光面球藻属、粒面球藻属、网面球藻属、渤海藻类等浮游藻类,丰度最大达9个/片^[13]。

有机质丰度 有机质丰度反映的是一个沉积盆地烃源岩油气生成的物质基础,是评价烃源岩生烃潜力的重要参数。目前常用的有机质丰度指标包括总有机碳含量、烃源岩热解参数中的可溶烃(S_1)、热解烃(S_2)、产油潜量(P_g)、氯仿沥青“A”含量和总烃含量(HC)。

从不同洼陷烃源岩有机质丰度统计(图5)规律看,总有机碳含量普遍在2.0%以上,以富有机质烃源岩为主,不同洼陷、不同层位、不同岩相TOC值不同。利津洼陷沙三段下亚段和渤南洼陷沙三段下亚段TOC值最高,可以达到16.7%;不同岩相的TOC值存在差异,东营凹陷富有机质纹层状亮晶泥质灰岩TOC值为3%~6%, S_1 值为4~10 mg/g,含油饱和度指数($OSI=S_1/TOC$)普遍大于150~210;富有机质隐晶泥质灰岩TOC值为2%~4%, S_1 值为2~8 mg/g,略低于亮晶纹层;富有机质隐晶灰质泥岩TOC值为2.5%~6%, S_1 值为3~8 mg/g,略高于隐晶泥质灰岩(图6)。

依据TOC值差异,渤南洼陷沙三段下亚段分为上部高TOC段和下部低TOC段,上部高TOC段TOC平均值为5.1%, S_1 值平均为3.8 mg/g, OSI 值较低,约为75;而下部低TOC段TOC值平均为2.5%, S_1 值平均为2.7 mg/g,虽然TOC值和 S_1 值均低于上部高TOC段,但 OSI 值反而较高,达到了118。在甜点评价中,高TOC段未必是最好的储层,而低TOC段也

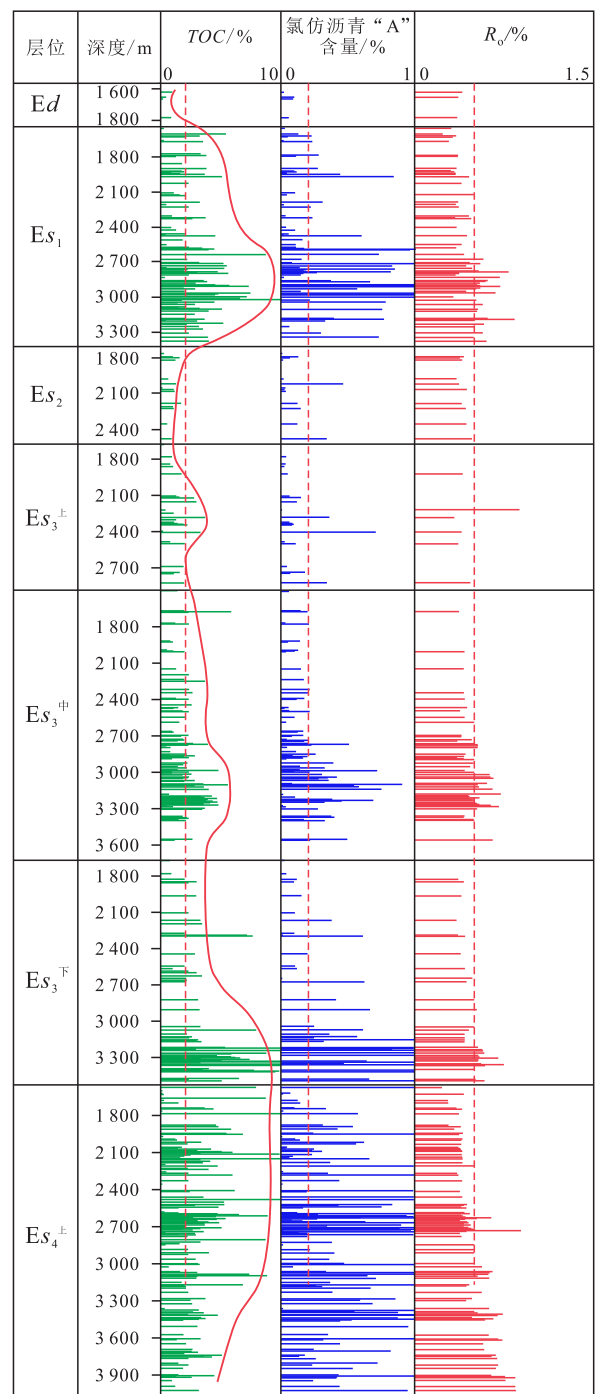
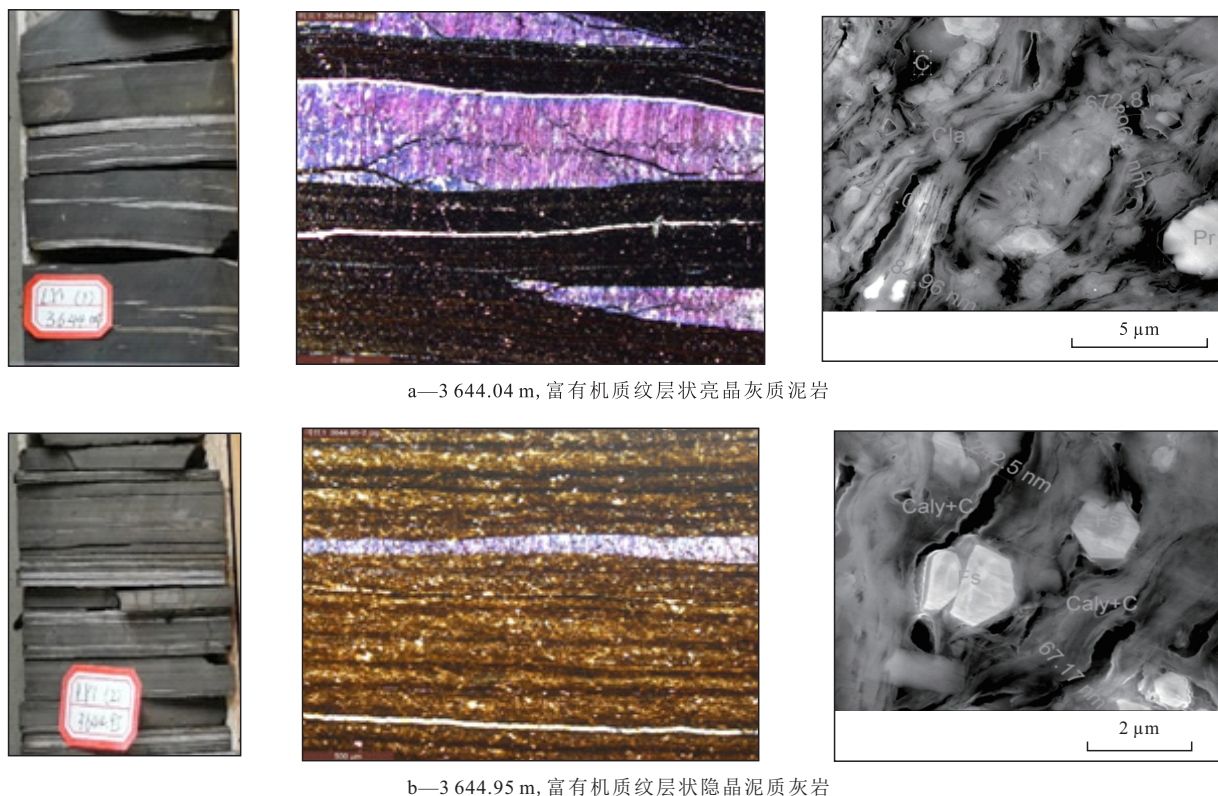


图5 济阳坳陷不同洼陷烃源岩有机质丰度统计

Fig.5 Comprehensive geochemical profile of Paleogene in Jiyang Depression

未必没有潜力。TOC值反映的是生排烃之后的残留有机碳含量,在热演化程度及生烃能力相近的情况下,排出烃的含量越高,残留的有机碳含量越低。 S_1 值反映的是游离烃含量,虽然受滞留烃含量的影响,相对而言评价的可靠性更高。

目前常规的TOC测试没有细分泥质纹层和碳酸盐纹层,其结果为取样井段不同岩相的平均值。为了研究TOC值在不同岩相中的差异,刘惠民等选取东营凹陷牛页1井和樊页1井、沾化凹陷罗69井,



a—3 644.04 m, 富有机质纹层状亮晶灰质泥岩

b—3 644.95 m, 富有机质纹层状隐晶泥质灰岩

图6 东营凹陷利津洼陷利页1井不同岩相页岩油含油性

Fig.6 Oil-bearing properties of in different lithofacies shales from Well Liye1 in Lijin Subsag, Dongying Sag

通过微区取样开展了分岩相的 TOC 测试^[14], TOC 测试采用全岩 TOC 测试和泥页岩微区 TOC 测试2种手段。从测试结果看,黏土矿物含量与 TOC 值呈现明显的正相关关系,富黏土矿物岩层一般具有较高的 TOC 值,反映黏土矿物有利于原始有机质的富集。有机质在黏土中的富集并不是简单的吸附,是溶解性有机质进入黏土矿物层间形成有机质黏土复合体^[15]。较为纯净的碳酸盐岩一般 TOC 值非常低^[16-18],反映碳酸盐矿物不利于原始有机质的富集。当碳酸盐纹层、黏土纹层发育程度不同时,全岩测试的 TOC 值存在较大差异。牛页1井全岩测试204块样品, TOC 值为0.15%~12.8%,平均为2.97%;泥页岩样品13块, TOC 值为4.32%~12.4%,平均为8.2%,反映泥页岩测试的 TOC 值普遍高于全岩测试,平均为全岩测试 TOC 值的2~3倍,樊页1井、罗69井等表现出同样的规律。

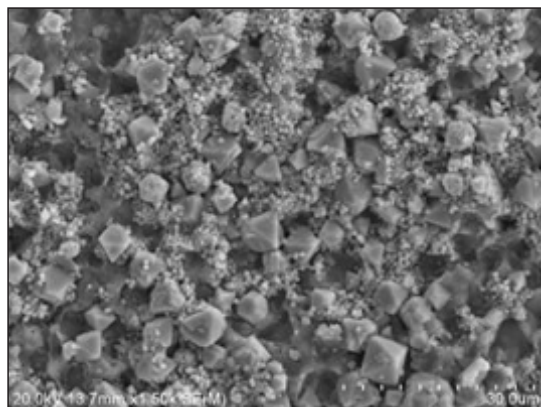
有机质具有分段富集的特点。朱如凯等通过对鄂尔多斯衣食村剖面实例解剖发现,页岩有机质丰度高(平均为13.81%),泥岩有机质丰度相对偏低(平均为3.74%),页岩有机质丰度是泥岩的近4倍^[19]。利页1井从沙四段上亚段纯上次亚段到沙三段下亚段,经历了从低位域到水进域到高位域的演

变,高 TOC 段主要分布在水进域,纵向上发育4个高 TOC 段,其中沙四段上亚段纯上次亚段2砂组发育3个高 TOC 段,沙三段下亚段3砂组发育1个高 TOC 段,属于干湿交替的闭塞沉积背景所形成。

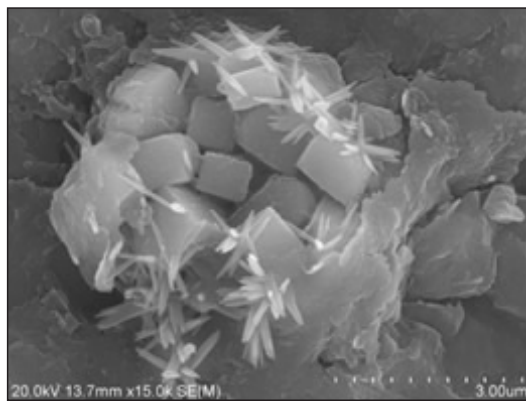
有机质保存 湖盆有机质沉积后的环境、页岩油顶底板条件、断裂活动等均对有机质保存产生影响。济阳坳陷沙四段上亚段纯上次亚段、沙三段下亚段作为2套主力烃源岩,其下部沙四段下亚段为沉积厚度不等的膏盐层,可作为页岩油的底板,其上部沙三段中亚段发育巨厚的淡水湖相深灰色块状泥岩,作为页岩油的顶板,对沙四段—沙三段的页岩油起到了封隔作用。页岩油中广泛发育黄铁矿,利页1井镜下观察既有单个黄铁矿晶体与黄铁矿集合体伴生,又发育草莓状黄铁矿,黄铁矿在黏土纹层及碳酸盐纹层中均有发育,说明两者都形成于强还原的深水环境,有利于有机质的保存(图7)。东营凹陷、渤南洼陷中心普遍发育异常高压,反映烃源岩生烃后没有经过大的油气运移或破坏。

3.1.3 有机质热演化程度适中

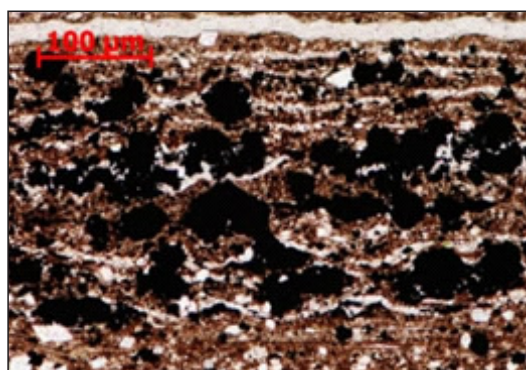
济阳坳陷不同洼陷由于油藏埋深及沉积环境差异,有机质热演化程度不同, R_o 值为0.35%~1.5%。从储量占比情况看,35%的资源量主要属于 R_o 值小



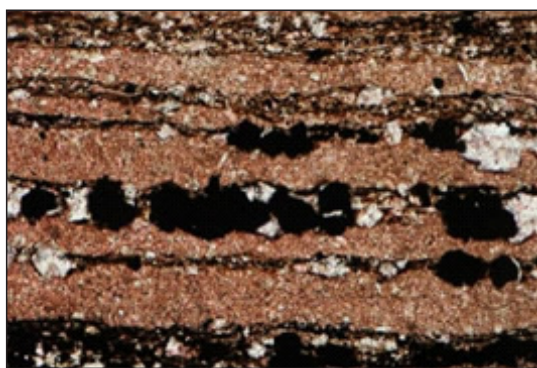
a—利页1井,单个黄铁矿晶体与黄铁矿集合体伴生



b—利页1井,草莓状黄铁矿



c—樊页1井,黄铁矿分布于黏土纹层中



d—牛页1井,黄铁矿分布于碳酸盐纹层中

图7 东营凹陷黄铁矿的镜下分布特征

Fig.7 Distribution characteristics of microscopic pyrite in Dongying Sag

于0.7%的低演化程度页岩油,48.1%的资源量属于 R_o 值为0.7%~0.9%的中演化程度页岩油,只有16.9%的资源量属于 R_o 值大于0.9%的高演化程度页岩油。

沙四段上亚段烃源岩为咸水沉积环境,主要分布在东营凹陷,从2 500 m进入生油门限,从斜坡到洼陷深处 R_o 值从0.5%~1.3%均有分布,埋深超过4 500 m后 R_o 值超过1.3%。沙三段下亚段烃源岩为半咸水沉积环境,在东营凹陷和渤南洼陷均有分布,东营凹陷从3 000 m开始进入生油门限, R_o 值为0.6%~1.0%。渤南洼陷沙三段下亚段埋深为2 500~5 300 m, R_o 值为0.6%~1.3%,主体上处于成熟演化阶段,北部深洼带进入高成熟演化阶段,渤深5井4 491.89~4 587.33 m页岩油段,中途测试日产气量为3 533 m³/d,有机质成熟度决定了页岩油气的赋存相态。

有机质的演化与成岩作用密切相关。中成岩阶段,随着自由水脱出和机械压实作用减弱,泥页岩中赋存的有机质逐渐趋于成熟,分散状有机质转化形成的烃类多以油滴状通过较粗孔喉就近排到

储层中,由于降解生成的液态和气态产物密度小于干酪根,造成泥岩孔隙流体增压形成异常高压;由于顺层岩石结合力较弱,极易顺层产生裂缝作为烃类从母岩排出就近初次运移的通道^[20]。进入高演化阶段后,黏土矿物大量脱水转化失去了塑性,上覆地层强大的静压力导致泥页岩中易产生成岩缝,构造运动产生各种构造缝,当泥页岩生烃压力达到一定程度后,生成的烃类沿层理缝和构造缝排出流体释放压力。压力下降后裂缝重新闭合,直到生烃压力再次升高超过孔隙毛细管力时流体再次发生运移。从岩心裂缝和镜下均可发现裂缝中沥青质充填的痕迹,证实裂缝曾作为油气运移的通道。由于有机质具有顺层富集的特点,有机质含量越高,生烃超压越高,越易于形成顺层层理缝,这也是页岩油中碳酸盐纹层顺层发育的主要内在机制。

前人认为 $R_o < 0.9\%$ 时,由于生成原油之后未及时排烃,导致原油黏度高、流动性差,过低的演化程度不利于页岩油开发。相对国外和大庆古龙页岩油,济阳页岩油成熟度较低,原油密度较大,主要为0.75~0.94 g/cm³,原油黏度为20~60 mPa·s, FY1-

1HF井胶质含量为27.24%,沥青质含量为5.45%,原油性质以中质油为主。

3.2 有利岩相组合是页岩油富集的必要条件

岩相反映了泥页岩储集性、含油性和可动性差异,是开展页岩油选区评价的基础。济阳坳陷湖盆面积偏小,页岩油岩相类型复杂,具有不同洼陷、同一洼陷不同位置岩相不同的特点。

3.2.1 主要岩相组合类型

按照“三单元四要素”页岩油岩相划分方案,综合考虑有机质含量、纹层结构、岩矿成分差异,将济阳页岩油划分出富有机质纹层状泥质灰岩、纹层状灰质泥岩等16种岩相。其中富有机质纹层状泥质灰岩、富有机质纹层状灰质泥岩为最有利的岩相。

济阳页岩油的纹层划分为3类:一是富碳酸盐纹层,主要表现为碳酸盐纹层与富含有机质泥质纹层互层,按照纹层的镜下特征将富碳酸盐纹层划分为亮晶纹层、隐晶纹层;二是富长英质纹层,主要包含三角洲前缘浊积或异重流成因的砂质条带,常具有变形构造特征;三是泥质纹层,由于黏土矿物含量、有机质含量的差异显示纹理构造,常为页理状易剥裂。从纹层形态看,多以平直纹层为主,另发育不同尺度的透镜状纹层。纹层厚度一般为0.05~0.30 mm,密度范围较大,为3~30层/mm。从成因看,纹层常常代表季节层理,夏季湖水温度升高导致各种藻类的繁盛,在光合作用下从水中萃取大量的CO₂诱发了碳酸盐沉淀,形成生物-化学成因的富碳酸盐沉积。冬季水温下降导致各类浮游生物死亡,湖底由于湖水分层、湖水流动性差而缺氧,湖水表层的悬浮黏土及有机质下沉形成薄的近水平状腐泥沉积。不同类型碳酸盐纹层具有不同的成因机制,泥晶方解石的形成主要与生物活动有关,而亮晶方解石的形成多与泥晶方解石溶蚀后再沉淀重结晶有关。牛页1井亮晶纹层镜下矿物颗粒具有显著的多期结晶和多期溶蚀特征(图8),这种重结晶作用提高了碳酸盐矿物的有序性,改善了储集性能。从亮晶纹层的成因分析,生烃增压等作用形成微裂缝是方解石脉形成的先决条件,有机酸对泥晶方解石的溶蚀和再沉淀是必要条件,因此亮晶纹层的发育程度与有机质含量密切相关,姜在兴等认为,亮晶纹层多出现在TOC值大于4.0%的有机质富集段^[12]。纵向上,亮晶纹层主要在东营凹陷沙四段上亚段3砂组和沙三段下亚段3砂组发育程度高,处于水进域干湿交互环境下形成,有机质含量高、灰质含量高;高位域沉积时期通常碎屑矿物含量

高,沉积速率快,有机质含量略低。

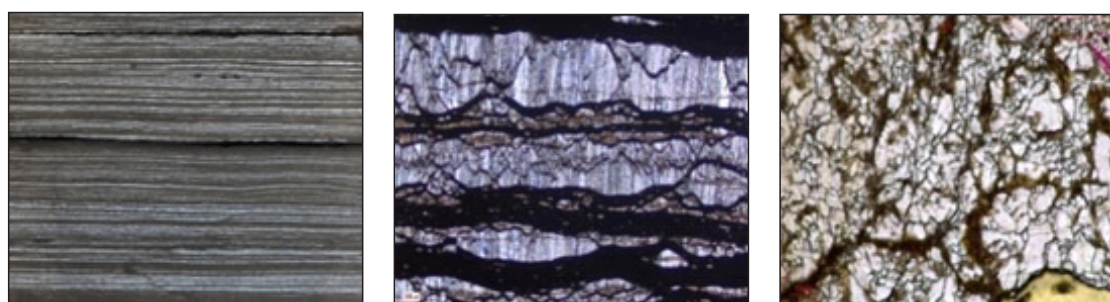
除了层理厚度小于1 mm的纹层状页岩外,济阳坳陷还发育层理厚度为1~5 mm的层状页岩和层理厚度大于5 mm的块状页岩。层状页岩多形成于水动力较弱的沉积环境,一般为弱结晶成岩相;块状页岩无层理或均匀层理,属于沉积物快速沉积无分异条件下形成的,一般重结晶程度弱。

3.2.2 良好的孔-缝组合是页岩油富集和高产的主要因素

页岩储层的储集空间可划分为有机质孔、无机质孔、天然裂缝、压裂裂缝4个主要组成部分。济阳坳陷断裂系统复杂,层理缝、构造缝、成岩缝等各种裂缝类型发育,有利的孔-缝组合是济阳页岩油富集高产的主要因素。

有利岩相以无机质孔为主,大孔占比高。相对大庆、大港油田,济阳页岩油无机质孔更为发育,且存在一定数量的大孔。济阳页岩油孔隙主要包括3种类型:一是沉积成因的粒间孔、黏土矿物晶间孔;二是成岩成因的自生矿物晶间孔;三是热演化成因的溶蚀孔和有机质孔。利用氩离子抛光、扫描电镜等对不同岩相孔隙结构进行观察发现(图9),方解石、白云石晶间孔呈不规则状,孔径多为1~5 μm,最大可达100 μm以上,表明碳酸盐纹层具有大孔优势;黏土微孔主要呈片状,宽度多在1 μm以下,长度可延长至10 μm,集中分布在泥质纹层;黄铁矿晶间微孔发育,孔径一般在几十纳米到上百纳米之间^[21]。

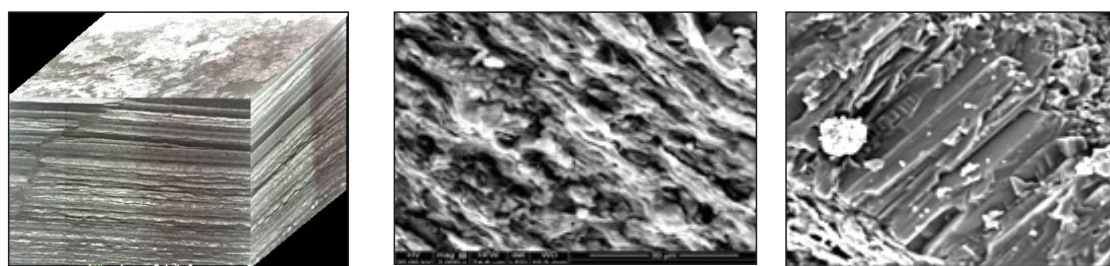
从不同岩相的孔隙分布统计看(表2),块状岩相以孔径小于50 nm的纳米孔为主,占比为83.1%;隐晶纹层增加了部分50~100 nm的微纳米孔和100 nm~1 μm的亚微米孔,微纳米孔和亚微米孔占20%左右;亮晶纹层亚微米孔明显增多,占20%左右;裂缝发育样品微米孔占20%左右,层理缝的存在明显增加了孔隙直径大于1 μm的微米孔,微米孔及裂缝发育是济阳页岩油高产的主要因素之一。从系统取心井核磁测井孔隙度对比(表3)看,3个洼陷有效孔隙度和可动孔隙度均以利津洼陷利页1井最高,其中沙三段下亚段3砂组有效孔隙度为9.7%,可动孔隙度为4.4%;牛庄洼陷和博兴洼陷沙三段下亚段孔隙度相差不大,沙四段上亚段牛庄洼陷优于博兴洼陷。从纵向看,牛庄洼陷各小层孔隙度差异相对小,以沙四段上亚段纯上次亚段2砂组为最佳;利津洼陷以沙三段下亚段3砂组最佳,沙三段下亚段1砂组最低。



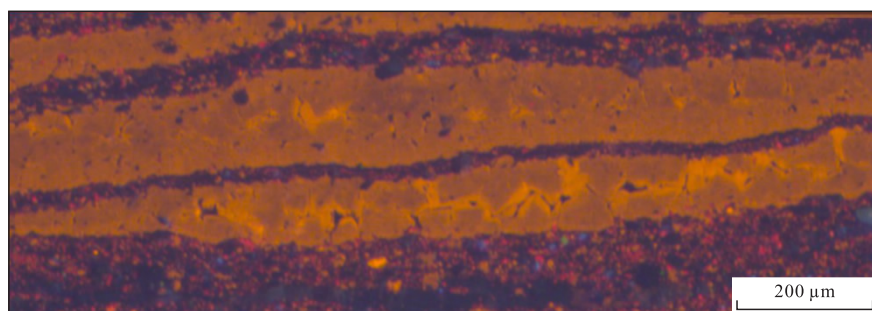
a—牛斜55井,富有机质纹层状亮晶灰质页岩,3 786.5 m; 垂直纹层(镜下薄片); 平行纹层(镜下薄片)



b—牛55-斜1井,富有机质纹层状隐晶灰质页岩,3 606.34 m; 垂直纹层(镜下薄片); 平行纹层(镜下薄片)



c—牛55-斜1井,亮晶纹层镜下三维空间特征,3 579.20 m; 片状伊/蒙混层充填分布及层间微裂缝分布; 方解石Cc充填分布并有溶蚀现象及晶间微裂缝分布



d—牛页1井,亮晶纹层多期结晶和多期溶蚀,3 458.57 m

图8 牛庄洼陷纹层状亮晶/隐晶泥质灰岩岩心与镜下照片

Fig.8 Cores and microscopic photos of laminated sparry/cryptocrystalline argillaceous limestones in Niuzhuang Subsag

胡钦红等针对利页1井层状灰质泥页岩、纹层状灰质泥页岩岩心^[21],利用高压压汞分析了不同微孔-缝的尺度和渗透率。无论是有机质孔、无机质孔,还是微裂缝、层理缝,纹层状灰质泥页岩的孔喉直径和渗透率均明显高于层状灰质泥页岩。纹层状灰质泥页岩微裂缝和层理缝孔喉直径一般达到10 μm以上,渗透率可达到2.4~5.7 mD;粒间孔、粒

内孔、溶蚀孔等的孔喉直径为25 nm~2.08 μm,渗透率一般为6.32 nD~0.27 mD;有机质孔孔喉直径平均为9 nm,渗透率仅为32.2 nD。层状灰质泥页岩有机质孔孔喉直径平均为7.35 nm,渗透率为8.53 nD,明显小于纹层状灰质泥页岩,其黏土矿物片间孔渗透率为4.06 nD。

不同级次的微裂缝发育,构成了复杂的缝网体

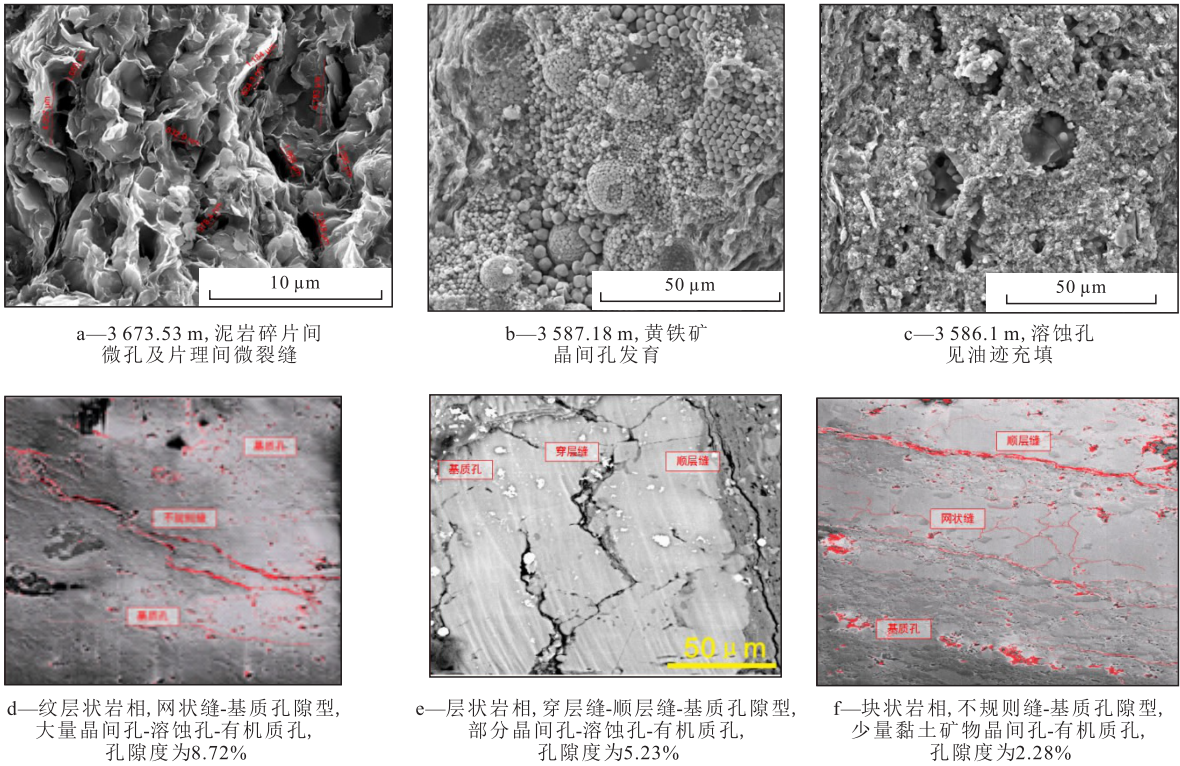


图9 利页1井微观孔隙结构及不同岩相孔-缝组合

Fig.9 Micropore structure and pore-fissure assemblages of different lithofacies of Well Liye1

表2 不同岩相孔隙分布统计
Table2 Pore size distribution of different lithofacies shales

层理类型	纳米孔 占比/%	微纳米孔 占比/%	亚微米孔 占比/%	微米孔 占比/%	平均孔隙 直径/μm
块状	83.1	5.3	8	3.6	9.0
隐晶纹层	75	8.4	12.6	4	15.4
亮晶纹层	67.9	8.4	20.6	3.1	16.8
带裂缝岩心	42.3	11.6	24.9	21.3	68.0

系 济阳坳陷构造缝发育,岩心观察多以高角度张裂缝和剪切缝为主,多为半充填-充填,缝宽大于1 mm;同时发育层理缝、层间缝、超压缝、晶间缝等不同类型、不同尺度裂缝,是页岩油重要的储集空间和流动通道(图 10)。碳酸盐纹层与黏土纹层之间发育层理缝,为咸湖沉积背景下季节变换形成的灰泥互层,在成岩过程中由于生排烃压力差异、地层压力释放等作用形成顺层裂缝,具有角度低、连续性好的特点,镜下观察缝宽为1~10 μm,长度大多为100~500 nm。生排烃形成的超压缝是由于成烃作用形成异常压力导致岩石破裂,形态弯曲,常被油充填,缝宽为0.1~2 μm。晶间缝是有机质在排烃过程中释放大量有机酸,有机酸溶解泥晶方解石后重结晶形成的。

济阳坳陷页岩中微米级、超微米级的孔、缝大

量存在,较大的孔隙是页岩油储集的主要空间,不同级次裂缝发育是页岩油流动的主要通道,孔-缝耦合形成的复杂缝网是济阳页岩油高产的主要因素之一。

3.3 较强的流动能力是页岩油高产的关键因素

3.3.1 页岩油的赋存状态

页岩油在泥页岩中的赋存状态分为游离态、吸附态和溶解3种模式,济阳页岩油主要以游离态和吸附态为主^[17,22]。镜下观察轻质原油在基质孔隙中浸染状产出并在裂缝周围富集,反映泥质纹层中页岩油以吸附态为主,微米-纳米级储集空间具有保存液态烃类的能力。YYP1井岩屑热解实验表明,碳酸盐纹层 S_2 和 TOC 无有效测量值,说明碳酸盐纹层本身不具有很强的生油能力, S_0 和 S_1 较高,说明碳酸盐储集了游离态页岩油。济阳页岩油泥质纹层与碳酸盐纹层交互出现,泥质纹层具有较高的 TOC ,具备较强的生烃能力;碳酸盐纹层孔渗性好且宏孔发育,是有利的储层和页岩油产出的有效通道,充满了短距离运移的油气。通过对渤南洼陷不同岩相页岩油开展离心实验,在离心力为2.76 MPa、离心时间为8 h情况下,纹层状、层状岩相泥页岩层间缝对可动油贡献达50%,而块状岩相仅为11%,证实层间缝能够明显改善页岩油的流动能力。董明

表3 系统取心井核磁测井孔隙度对比
Table3 Comparison of nuclear magnetic logging porosity of systematic coring wells

砂 组	牛 页 1 井				樊 页 1 井				利 页 1 井			
	有效孔 隙度/%	可动孔 隙度/%	灰质 含量/%	TOC/ %	有效孔 隙度/%	可动孔 隙度/%	灰质 含量/%	TOC/ %	有效孔 隙度/%	可动孔 隙度/%	灰质 含量/%	TOC/ %
沙三段下亚段 1砂组	5	1.4	30.0	4	4.6	1.7	40.0	3	6.8	2.2	20.00	3
沙三段下亚段 2砂组	5	1.4	40.0	5	4.2	1.6	50.0	3	8.4	4.2	30.00	4
沙三段下亚段 3砂组	6	1.8	40.0	6	4.8	1	50.0	6	9.7	4.4	30.00	6
沙三段下亚段 4砂组	5.2	1.2	40.0	2	5.1	1.6	50.0	2	7.2	2.5	25.00	1
沙四段上亚段纯 上次亚段1砂组	6.1	2	50.0	3	4.7	1.6	50.0	3	7.7	3.2	30.00	2
沙四段上亚段纯 上次亚段2砂组	7.3	2.8	55.0	4	4.4	1.4	50.0	3	6.9	3.4	45.00	3

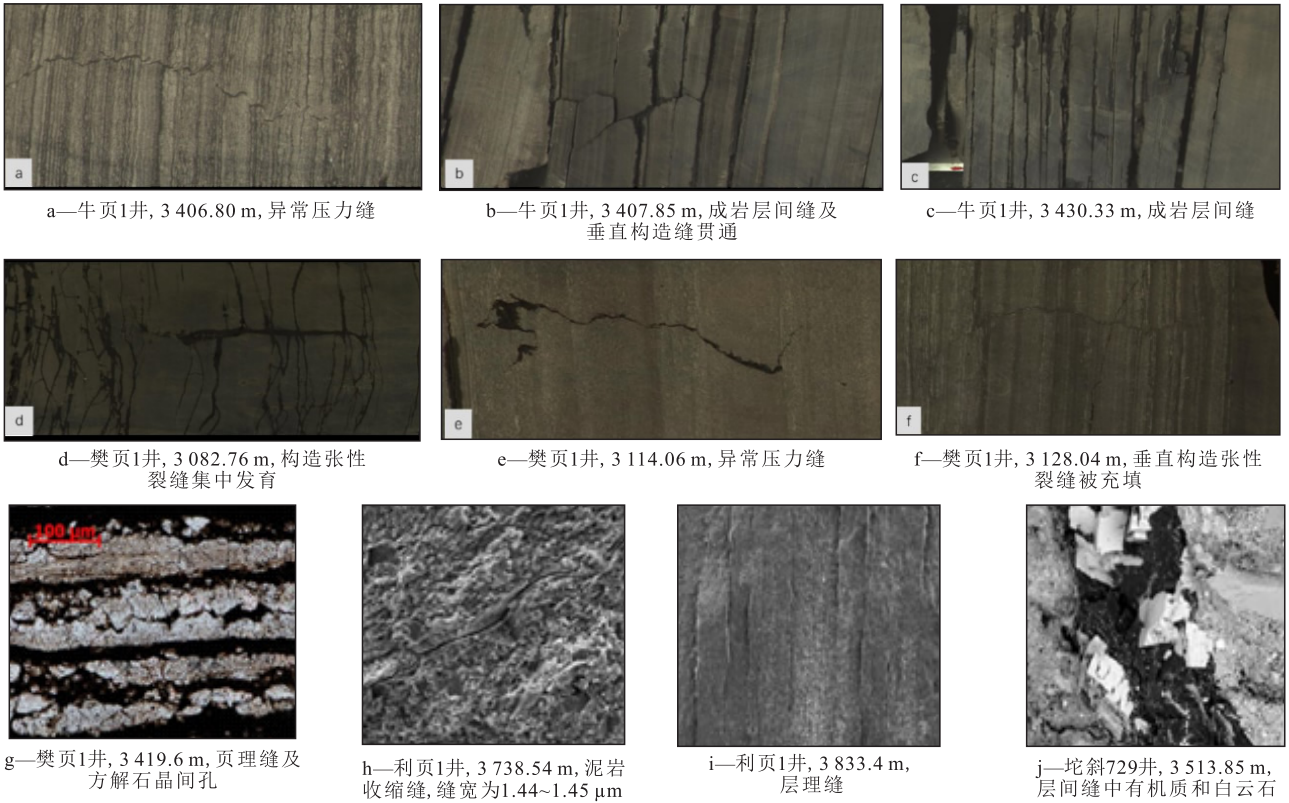


图10 东营凹陷不同成因裂缝
Fig.10 Fractures of different geneses in Dongying Sag

哲等利用模拟方法,计算了砂岩纹层流出的页岩油占总可动页岩油的比例,当砂岩纹层渗透率是页岩纹层渗透率的10倍时,60%以上的油通过砂岩纹层产出;当砂岩纹层渗透率是页岩纹层渗透率的100倍时,几乎所有的油都通过砂岩纹层产出^[23]。研究表明,济阳页岩油具有“泥生、灰储、缝渗流”的特

征,突破了基质型页岩油可动性差的传统认识。
对东营凹陷典型岩相页岩进行生排烃模拟实验,评价不同演化阶段页岩油赋存特征,实验温度分别为300,325,350,375,400,450和500℃。从实验结果(图11)可以看出,当实验温度小于325℃时, R_o 值小于0.44%,饱和烃色谱以重质成分为主, T_2 谱

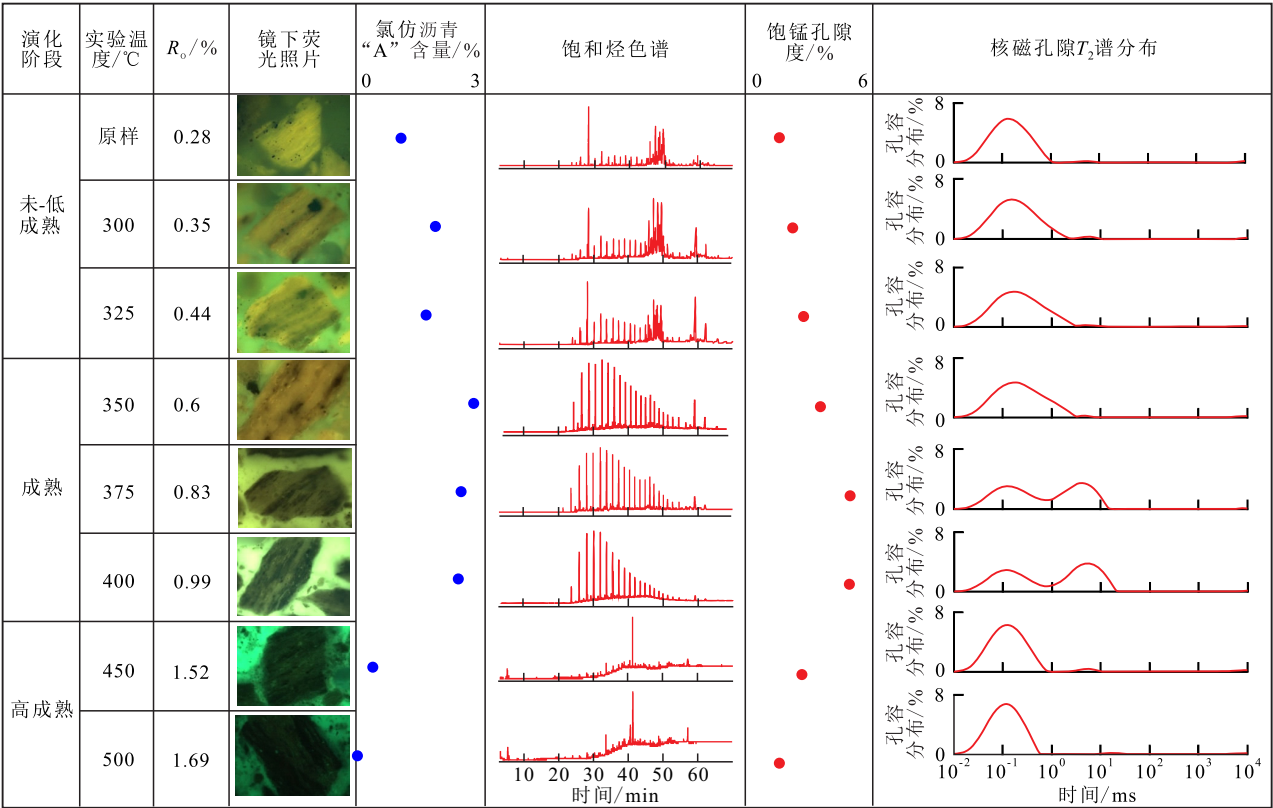


图11 东营凹陷页岩油生排烃模拟实验结果

Fig.11 Simulation experiment results of hydrocarbon generation and expulsion of shale oil reservoirs in Dongying Sag

反映储层以纳米孔为主,饱锰孔隙度小于3.0%;当实验温度为350~400℃,R_o值为0.6%~0.99%,是主要的生油阶段,T₂谱表现为明显的双峰,发育一定数量的微米级大孔隙,饱锰孔隙度超过4.0%;当温度超过400℃,R_o值超过1.0%,页岩油处于高成熟阶段,饱和烃色谱出现一定数量的轻质组分,证实页岩进入生气窗阶段,T₂谱反映大孔隙明显减少,有机质小孔隙明显增多。

3.3.2 页岩油储油和流动下限的确定

通过核磁共振与可动性评价联测技术,对济阳页岩油储油空间和微观动用界限进行了评价。小角X射线散射实验表明,5~6 nm黏土晶间片孔具备储油能力。高压压汞+GRI孔隙度+含油饱和度法联测表明,原油主要赋存于5 nm以上孔隙中,5 nm为页岩基质储油孔径下限。有机溶剂洗提前后孔隙体积变化表明,富碳酸盐样品增孔峰值为8~9 nm,富黏土有机质样品增孔峰值为5~6 nm。樊页1井氩离子抛光电镜抽真空实验表明,10 nm为页岩基质赋存游离油极限孔径,核磁共振证实孔径大于30 nm的储集空间有利于游离油富集。

3.3.3 页岩油渗吸作用改善开发效果

页岩油的开发与常规驱替采油不同,除了页岩

油储层原有的裂缝之外,压裂过程产生的缝网组合是主要的供油通道。对于裂缝发育程度低、压裂改造程度差的页岩,油水渗吸置换是页岩油主要的采油机理。渗吸主要是依靠毛细管力的作用,压裂流体与原油发生置换,块状岩心采出油主要来自纳米孔和亚微米孔,而含有一定裂缝的岩心优先置换裂缝中的原油,后期逐渐置换基质中的原油。

不同岩相页岩油具有不同的渗吸规律。从开展的静态泡水渗吸实验可以看出(图12),页岩油亮晶纹层发育段渗吸采出程度为21.6%,隐晶纹层发育段渗吸采出程度为19.8%,块状页岩渗吸采出程度仅为17.5%。裂缝发育程度对渗吸有明显的改善作用,裂缝性页岩渗吸采出程度可以达到23.9%,裂缝占比越高渗吸采出程度越高。由此可见,块状页岩和隐晶纹层灰岩是以基质供油为主,而亮晶纹层灰岩和裂缝性页岩则以裂缝供油为主。

不同润湿性页岩渗吸效果不同。吉木萨尔凹陷芦草沟组上甜点和下甜点储层润湿性差异较大,上甜点储层具亲水性,小孔隙在渗吸过程中占主导,渗吸初期为快速渗吸阶段,160 h左右达到渗吸平衡,平均渗吸采收率为31%;下甜点储层具亲油性,大孔隙在渗吸过程中占主导,渗吸速度均较低,

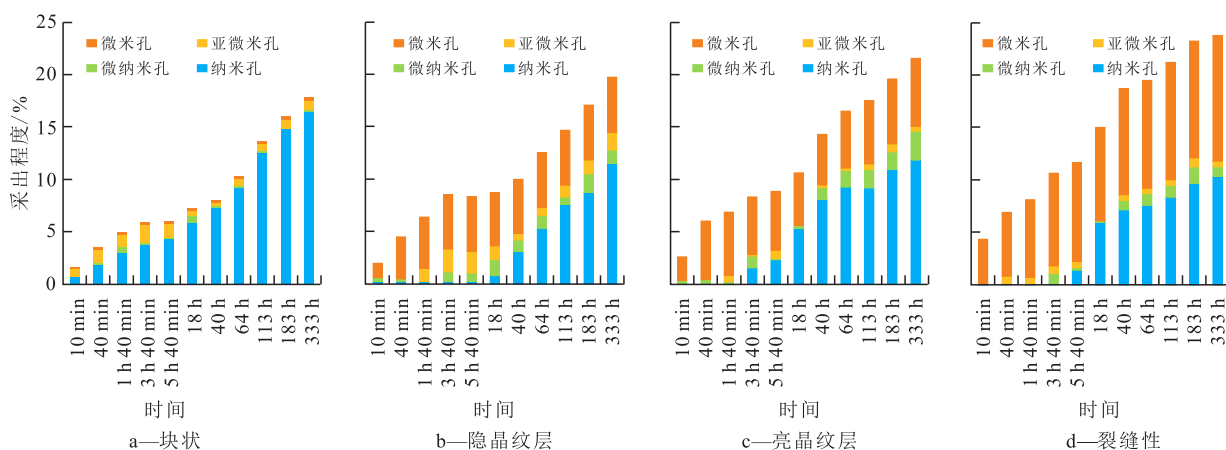


图12 不同岩相渗吸采出程度差异对比

Fig.12 Comparison of imbibition recoveries of different lithofacies shales

400 h左右达到渗吸平衡,平均渗吸采收率为22%。因此,上甜点储层可适当延长焖井时间,下甜点储层可优选含有表面活性剂的压裂液,以充分发挥压后焖井期间渗吸置换作用,提高页岩油藏的采收率^[24]。研究表明,储层流体与井筒流体之间渗吸置换采出的页岩油可占总采油量的15%~40%,小于10 μm 的孔隙中采出的原油占渗吸采油量的56%~80%^[25]。

3.3.4 储层存在的异常高压增加了油气流动能力

常规油气资源是由烃源岩中生成的油气排出运移聚集而成,页岩油气资源的富集程度则与油气在烃源岩中滞留多少有关。异常高压的形成与烃源岩发育层系、热演化程度和烃类生成、孔隙流体热膨胀、黏土矿物脱水、压力封闭层分布、构造及断裂活动导致压力不均衡等多种因素有关。烃源岩生油增压物理模拟实验显示,干酪根由于相对密度较大,在转化为石油和天然气等密度较小的流体时,孔隙内流体体积膨胀是导致生烃增压的主要成因机制,在这个过程中如果排出烃量达到总生烃量的25%则不能产生超压^[26]。烃源岩厚度越大,埋藏越深,演化程度越高,保存条件越好,页岩油层段压力系数越高。济阳坳陷沙四段上亚段—沙三段下亚段页岩内部普遍发育异常高压,牛庄洼陷和渤南洼陷压力系数最高达到1.8~2.0,烃源岩大量排烃深度与超压出现深度相吻合,表明页岩油的异常高压主要是由生烃增压所致。

3.4 一体化缝网压裂技术提高压裂效果

要实现页岩油的高效开发,除了含油性、储集性、可动性等储层本身固有的基础条件外,一体化压裂工艺技术进步、改造效果提升是高产的关键^[27-28],特别是济阳断陷盆地岩相变化快,断层与裂

缝发育,准确描述地质与工程甜点,提高有利岩相钻遇率,提高压裂改造效果是页岩油能否实现高产的关键。

3.4.1 脆性矿物含量高可压性强

脆性矿物和脆性评价分为广义和狭义2种方法:一种是利用石英、碳酸盐等脆性矿物指数来评价页岩可压性;另一种是利用弹性模量和泊松比来评价页岩可压性,称为页岩脆性指数,通常杨氏模量越大,泊松比越小,页岩脆性指数越高,对于压裂越有利。济阳页岩油在东营凹陷碳酸盐脆性矿物含量高,平均为50%~80%,具有明显的富灰特征(表4),FYP1井计算脆性矿物指数为52.6%,页岩脆性指数为0.41。牛庄洼陷杨氏模量为25.5~38.0 GPa,泊松比相对国外而言略高,为0.25~0.27,表现为压裂过程中启动压力梯度高。

3.4.2 多学科综合强化甜点描述

页岩油甜点是指在源储共生页岩层系规模发育区,经济技术条件下可优先勘探开发的非常规石油富集高产目标区^[20-30],其中成熟度对甜点分布具有重要的控制作用,一般认为陆相页岩油 R_o 值大于0.9%是页岩层系规模生烃的条件,中国陆相页岩油评价标准中, R_o 值大于0.8%, TOC 值大于2%, S_1 值大于2 mg/g。

与其他陆相页岩油相比,济阳页岩油的成熟度相对较低,综合考虑地质因素和工程因素,初步形成了岩相、裂缝和脆性等关键要素预测技术,建立了甜点分类分级评价标准(表5)。测井评价方面,优选敏感曲线建立相关参数测井解释模型,形成了曲线重叠法、分层建模法等甜点测井评价技术,精细评价不同岩相物性、含油性、可压性等。地震预测技术方面,利用沉积参数约束、地震相转化、不同

表4 不同洼陷、不同层位页岩油脆性评价
Table4 Fragility indexes of shale oil reservoirs in different subsags and horizons

洼陷	井号	目的层	页岩脆性指数	脆性矿物含量/%	应力差/MPa	可压指数
渤南	济页参1	沙三段下亚段	0.49	62	6.3	0.6
	罗67	沙三段下亚段	0.54	78	6.1	0.64
	新义深9	沙三段下亚段	0.42	58	6.3	0.55
利津	利页1	沙三段下亚段	0.51	72	5.9	0.59
牛庄	牛页1	沙四段上亚段纯上次亚段	0.48	68	5.5	0.57
	牛页1	沙三段下亚段	0.45	61	6.0	0.54
博兴	樊页1	沙三段下亚段	0.41	52	5.3	0.52
	FYP1	沙四段上亚段纯上次亚段	0.58	80	4.4	0.59

表5 济阳页岩油甜点评价标准
Table5 Evaluation criteria for sweet spots of shale oil reservoirs in Jiyang Depression

甜点 类型	地 质 甜 点					工 程 甜 点	
	有利岩相占比/%	有利岩相集中段厚度/m	TOC/%	$S_p/(mg \cdot g^{-1})$	有效孔隙度/%	脆性矿物含量/%	非有利岩相单层厚度/m
I类	>60	>20	>3	>4	>6	>60	<2
II类	30~60	>20	>2	>2	>5	>50	<3
III类	<30	<15	>2	>2	3~5	>50	<5

尺度下多种预测技术融合等方法,形成了岩相、裂缝和脆性等关键要素预测技术。根据建立的评价标准,对不同洼陷甜点进行定量评价,牛庄洼陷沙四段上亚段纯上次亚段划分为10个小层,优选5个I类甜点段,2个II类甜点段。平面上通过沉积环境分析与岩相预测,结合均方根振幅,预测各甜点段平面分布规律。渤南洼陷则依据储层孔隙度、裂缝发育程度、 S_1 、 OSI 、气测等参数,划分为I₁、I₂和II共3类,全井段具备高产的地质条件,高TOC段优于低TOC段。

3.4.3 地质工程一体化钻井确保有利岩相钻遇率

不同岩相的物性、含油性均存在较大的差异,通过钻井工程一体化钻井轨迹控制确保有利岩相钻遇率,是页岩油高产的主控因素之一。济阳坳陷作为典型的陆相断陷盆地,断层发育、地层倾角变化大均对钻井提出了挑战。在地质设计方面,通过纵向甜点选层、平面甜点选区,结合地面平台条件,一体化设计水平井靶盒及轨迹;在轨迹控制方面,通过建立三维精细构造格架模型,构建预测水平井沿程伽马曲线,提前预测钻遇岩相,细化卡层实时调整,实现钻井过程中的轨迹控制;对于过断层水平井,在精细构造解释的基础上准确落实断层位置、断层两侧靶盒变化规律,在过断层前及时调整轨迹确保过断层后钻遇有利岩相。

针对济阳页岩油埋藏深、温度高、压力大、裂缝发育的特点,形成了三开次井身结构、合成基钻井液、控压钻井、旋转导向+几何导向等可推广技术。通过三开次井身结构、长裸眼高密度(1.65 g/cm³)安全封隔沙三段中亚段,保障了2 000 m水平井段安全钻进;利用合成基钻井液较好解决了页岩油水平段井壁坍塌问题;旋转导向+几何导向优化轨迹控制,在三开造斜段至进入水平井段采用旋转导向进尺最大化,温度超过154℃后采用抗高温几何导向技术。

通过钻井工程一体化,济阳页岩油有利岩相钻遇率达到了75%以上,确保了压裂和投产效果。FY1-1HF井水平井段长度为2 042 m,有利岩相段长度为1 902 m,水平井段有利岩相占比为93.1%。

3.4.4 合理的压裂优化确保裂缝扩展

针对济阳页岩油的特点,在压裂工艺方面集成水平井密切割布缝、一体化压裂液、高效防膨和全石英砂支撑等技术,初步形成了“酸蚀连缝+CO₂增能降破+体积压裂扩展缝网+脉冲柱塞式高导流通道支撑”等具有胜利特色的多尺度缝网压裂技术,大幅提升有效改造体积,实施优化簇间距为12~16 m,单段改造体积达到45×10⁴ m³以上。研发低成本高性能一体化压裂液体系,在线实时调整黏度,实现滑溜水、线性胶、胶液一剂多用功能,体系携砂能

力强,耐温为180℃;形成页岩油高效、长效防膨技术,合成的双季铵盐低分子防膨剂防膨率为92.8%,缩膨率为46.1%。

针对济阳页岩油富灰的特点,充分发挥CO₂在压裂改造、增能提产和提高采收率过程中的优势,实现最大程度提升单井可采储量以提高采收率。CO₂优势主要表现为以下几个方面:一是CO₂与富灰岩石发生反应可明显改善物性,具有溶灰扩孔的作用;二是CO₂能够增加水力压裂缝网复杂性、改性增缝机理;三是CO₂高压下溶于原油造成体积膨胀,开发过程中压力下降从原油中析出,膨胀增能提高地层能量;四是压裂过程中CO₂可进入微小孔隙,扩大波及体积,提高扩散置换能力。2018年以来,胜利油田采用前置CO₂组合缝网体积压裂获得较高产能,投产井具有压裂后排液见油时间早、油水置换效率较高的特点。

4 结论

济阳坳陷作为陆相断陷盆地的典型代表,沉积环境经历了咸化湖-半咸湖的演变过程,形成了沙四段上亚段纯下和纯上次亚段、沙三段下亚段、沙一段共4套有利烃源岩,目前突破的主要是沙四段上亚段纯下和纯上次亚段、沙三段下亚段3套烃源岩。页岩油具有地质年代新、油藏埋深大、烃源岩厚度大、有机质含量高、演化程度低、裂缝发育、压力系数高的特点,富有机质纹层状-层状灰质泥页岩为有利岩相,无机孔-缝网络发育、储层渗透性好是页岩油富集的主要因素。由于脆性矿物含量高、可压性好,压力系数高,通过富灰质页岩组合缝网压裂改造和CO₂扩缝增能增渗,无论是单井产油量还是累积产油量均达到了较高的水平,展现了济阳页岩油独特的特征与开发规律。济阳页岩油的突破,打破了基质型页岩油可动性差的传统认识,突破了 R_v 值达到0.9%是页岩油勘探开发下限的认识,极大地拓宽了页岩油的勘探空间,对于陆相页岩油的勘探开发具有重要的启示意义。

虽然济阳页岩油多凹陷、多类型、多口井实现了产量突破,但对于济阳页岩油的认识还处于起步阶段,仍有许多亟待解决的科学技术问题:一是断陷盆地洼陷小、岩相变化快,不同洼陷的有机质演化差异及其成因机制认识不清,有利岩相组合、岩相描述与预测存在挑战;二是断裂系统复杂,地应力变化快,断层倾角大,地震速度变化快,地应力预

测、裂缝预测、地震甜点预测、水平井设计、过断层水平井钻井和复杂断裂系统下的压裂技术均存在挑战;三是富碳酸盐纹层平面及纵向发育存在差异,储集空间类型与组合、碳酸盐纹层的成因机制需要深化认识,孔-缝组合条件下的页岩油赋存特征、渗流机理、不同岩相的渗吸规律差异、CO₂提高采收率机制等基础研究方面需要强化研究;四是济阳坳陷烃源岩厚度变化大、埋藏深度大,超过4 500 m存在凝析气,按照纵向多层楼开发模式,渤南洼陷1 200 m页岩油可部署28层楼开发,对大平台优化设计存在挑战;同时水平井设计追踪同一层位甜点段钻井,存在水平井段埋深变化大、地层压力和原油性质变化、开发井段干扰的问题;五是如何综合岩相和压裂改造工艺,对甜点段进行评价方面仍需要深化认识。FYP1井的层状含泥灰岩评价为非有利岩相,压裂过程中通过增加压裂加砂量、增加SRV体积,同样取得了较好的开发效果;渤南洼陷亮晶纹层发育程度差于东营凹陷,采用同一岩相评价标准属于Ⅱ类岩相,缝网压裂同样取得了较高的产量。根据不同洼陷的特点,建立不同洼陷的页岩油甜点评价体系,是下一步需要深化研究的地方;六是济阳页岩油埋藏深、地层温度高,钻井液密度窗口小易发生井涌井漏,旋转导向超过150℃无法使用,增加了超深井轨迹控制难度,如何实现复杂地质条件下的优快钻井,降低投资成本实现页岩油效益开发,需要建立适应陆相断陷盆地的地质工程一体化优化技术。

参考文献

- [1] 宋明水. 济阳坳陷页岩油勘探实践与现状[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 1-12.
SONG Mingshui. Practice and current status of shale oil exploration in Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 1-12.
- [2] 张金川, 林腊梅, 李玉喜, 等. 页岩油分类与评价[J]. 地学前缘, 2012, 19(5): 322-331.
ZHANG Jinchuan, LIN Lamei, LI Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 322-331.
- [3] 李志明, 孙中良, 黎茂稳, 等. 陆相基质型页岩油甜点区成熟度界限探讨——以渤海湾盆地东营凹陷沙三下一沙四上亚段为例[J]. 石油实验地质, 2021, 43(5): 767-775.
LI Zhiming, SUN Zhongliang, LI Maowen, et al. Maturity limit of sweet spot area for continental matrix type shale oil: a case study of lower Es₃ and upper Es₄ sub-members in Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(5): 767-775.

- [4] 刘金,王剑,张宝真,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组微—纳米孔隙页岩油原位赋存特征[J].石油实验地质,2022,44(2):270-278.
LIU Jin, WANG Jian, ZHANG Baozhen, et al. In situ occurrence of shale oil in micro-nano pores in Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(2): 270-278.
- [5] 王然,何文军,赵辛楣,等.准噶尔盆地吉174井芦草沟组页岩油地质剖面分析[J].油气藏评价与开发,2022,12(1):192-203.
WANG Ran, HE Wenjun, ZHAO Xinmei, et al. Geological section analysis of shale oil in Lucaogou Formation of Well-Ji-174, Junggar Basin [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(1): 192-203.
- [6] ISHANK G, CHANDRA R, CARL S, et al. Rock typing in Eagle Ford, Barnett, and Woodford Formations [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2018, 21(3): 654-670.
- [7] 孙龙德,刘合,何文渊,等.大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析[J].石油勘探与开发,2021,48(3):453-463.
SUN Longde, LIU He, HE Wenyuan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing Oilfield, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 453-463.
- [8] 邹才能,赵贤正,杜金虎,等.页岩油地质评价方法:GB/T 38718—2020[S].北京:中国标准出版社,2020.
ZOU Caineng, ZHAO Xianzheng, DU Jinhu, et al. Geological evaluating methods for shale oil: GB/T 38718—2020 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [9] 高阳,叶义平,何吉祥,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油开发实践[J].中国石油勘探,2020,25(2):133-141.
GAO Yang, YE Yiping, HE Jixiang, et al. Development practice of continental shale oil in Jimsar Sag in the Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 133-141.
- [10] 王永诗.济阳坳陷不同领域油气勘探思路与方向[J].油气地质与采收率,2021,28(5):1-12.
WANG Yongshi. Ideas and directions for oil and gas exploration in different fields of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(5): 1-12.
- [11] 翟刚毅,王玉芳,包书景,等.我国南海相页岩气富集高产主控因素及前景预测[J].地球科学,2017,42(7):1 057-1 068.
ZHAI Gangyi, WANG Yufang, BAO Shujing, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity of marine shale gas and prospect forecast in Southern China [J]. Earth Science, 2017, 42(7): 1 057-1 068.
- [12] 姜在兴,张文昭,梁超,等.页岩油储层基本特征及评价要素[J].石油学报,2017,35(1):184-196.
JIANG Zaixing, ZHANG Wenzhao, LIANG Chao, et al. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 35(1): 184-196.
- [13] 彭丽,陆永潮,彭鹏,等.渤海湾盆地渤南洼陷沙三下亚段泥页岩非均质性特征及演化模式——以罗69井为例[J].石油与天然气地质,2017,38(2):219-229.
PENG Li, LU Yongchao, PENG Peng, et al. Heterogeneity and evolution model of the Lower Shahejie Member3 mud-shale in the Bonan Subbasin, Bohai Bay Basin: an example from Well Luo69 [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(2): 219-229.
- [14] 刘惠民,于炳松,谢忠怀,等.陆相湖盆富有机质页岩微相特征及对页岩油富集的指示意义——以渤海湾盆地济阳坳陷为例[J].石油学报,2018,39(12):1 328-1 343.
LIU Huimin, YU Bingsong, XIE Zhonghuai, et al. Characteristics and implications of micro-lithofacies in lacustrine-basin organic-rich shale: a case study of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(12): 1 328-1 343.
- [15] 蔡进功,包于进,杨守业,等.泥质沉积物和泥岩中有机质的赋存形式与富集机制[J].中国科学:地球科学,2007,37(2):234-243.
CAI Jingong, BAO Yujin, YANG Shouye, et al. Occurrence form and enrichment mechanism of organic matter in argillaceous sediments and mudstones [J]. Scientia Sinica: Terrae, 2007, 37(2): 234-243.
- [16] 王勇,王学军,宋国奇,等.渤海湾盆地济阳坳陷泥页岩岩相与页岩油富集关系[J].石油勘探与开发,2016,43(5):696-704.
WANG Yong, WANG Xuejun, SONG Guoqi, et al. Genetic connection between mud shale lithofacies and shale oil enrichment in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(5): 696-704.
- [17] 宁方兴,王学军,郝雪峰,等.济阳坳陷不同岩相页岩油赋存机理[J].石油学报,2017,38(2):185-195.
NING Fangxing, WANG Xuejun, HAO Xuefeng, et al. Occurrence mechanism of shale oil with different lithofacies in Jiyang Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 185-195.
- [18] 王永诗,唐东.咸化断陷湖盆典型页岩剖面地质特征——以东营凹陷为例[J].油气藏评价与开发,2022,12(1):181-191, 203.
WANG Yongshi, TANG Dong. Geological characteristics of typical shale profile in a saline lacustrine rift basin: a case study of Dongying Sag [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(1): 181-191, 203.
- [19] 朱如凯,白斌,崔景伟,等.非常规油气致密储集层微观结构研究进展[J].古地理学报,2013,15(5):615-623.
ZHU Rukai, BAI Bin, CUI Jingwei, et al. Research advances of microstructure in unconventional tight oil and gas reservoirs [J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5): 615-623.
- [20] 苗建宇,祝总祺,刘文荣,等.泥岩有机质的赋存状态与油气初次运移的关系[J].沉积学报,2004,22(1):169-175.
MIAO Jianyu, ZHU Zongqi, LIU Wenrong, et al. Relationship between occurrence of organic matter and the primary migration of the hydrocarbon in argillaceous rock [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(1): 169-175.
- [21] 胡钦红,张宇翔,孟祥豪,等.渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组页岩油储集层微米—纳米级孔隙体系表征[J].石油勘探与开发,2017,44(5):681-690.
HU Qinhong, ZHANG Yuxiang, MENG Xianghao, et al. Characterization of micro-nano pore networks in shale oil reservoirs of Paleogene Shahejie Formation in Dongying Sag of Bohai Bay Basin,

- East China[J].Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5):681-690.
- [22] 宋明水, 刘惠民, 王勇, 等. 济阳坳陷古近系页岩油富集规律认识与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(2):225-235.
SONG Mingshui, LIU Huimin, WANG Yong, et al. Enrichment rules and exploration practices of Paleogene shale oil in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(2):225-235.
- [23] 董明哲, 李亚军, 桑茜, 等. 页岩油流动的储层条件和机理[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3):636-644.
DONG Mingzhe, LI Yajun, SANG Qian, et al. Reservoir conditions and mechanism of shale oil flow[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3):636-644.
- [24] TUERO F, CROTTI M M, LABAYE I. 页岩油储层中水自发渗吸提高原油采收率的建议[J]. 石油科技动态, 2019, (2):41-52.
TUERO F, CROTTI M M, LABAYE I. Water imbibition EOR proposal for shale oil scenarios [J]. Petroleum Information, 2019, (2):41-52.
- [25] 吴志宇, 高占武, 麻书玮, 等. 鄂尔多斯盆地长7段页岩油渗吸驱油现象初探[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(12):1874-1879.
WU Zhiyu, GAO Zhanwu, MA Shuwei, et al. Preliminary study on imbibition and oil displacement of Chang7 shale oil in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(12):1874-1879.
- [26] 郭小文. 含油气盆地生烃增压演化研究——以东营凹陷和白云凹陷为例[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2010.
GUO Xiaowen. Overpressure evolution caused by hydrocarbon generation in petroliferous basins—two cases studies from Dongying and Baiyun Depressions[D]. Wuhan: China University of Geosciences(Wuhan), 2010.
- [27] 章敬. 非常规油藏地质工程一体化效益开发实践——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油为例[J]. 断块油气田, 2021, 28(2):151-155.
ZHANG Jing. Effective development practices of geology-engineering integration on unconventional oil reservoirs: taking Lucaogou Formation shale oil in Jimsar Sag, Junggar Basin for example [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(2):151-155.
- [28] 李宗田, 肖勇, 李宁, 等. 低油价下的页岩油气开发工程技术新进展[J]. 断块油气田, 2021, 28(5):577-585.
LI Zongtian, XIAO Yong, LI Ning, et al. New progress in shale oil and gas development engineering technology under low oil prices [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(5):577-585.
- [29] 杨智, 侯连华, 陶士振, 等. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5):555-565.
YANG Zhi, HOU Lianhua, TAO Shizhen, et al. Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5):555-565.
- [30] 张善文, 王永诗, 张林晔, 等. 济阳坳陷渤南洼陷页岩油气形成条件研究[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6):49-55, 63.
ZHANG Shanwen, WANG Yongshi, ZHANG Linye, et al. Formation conditions of shale oil and gas in Bonan sub-sag, Jiyang Depression[J]. Strategic Study of CAE, 2012, 14(6):49-55, 63.

编辑 经雅丽

中国石化胜利油田分公司再添一家省级重点实验室

“山东省碳捕集利用与封存重点实验室”获批建设

近日,山东省科学技术厅发文批准建设16家山东省重点实验室。其中,中国石化胜利油田分公司获批建设的“山东省碳捕集利用与封存重点实验室”成为胜利油田第3个山东省重点实验室。该实验室的获批筹建,为胜利油田下一步申请国家重点实验室奠定了坚实的基础。中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院作为“山东省碳捕集利用与封存重点实验室”的承建单位,将借助山东省重点实验室平台,统筹基础研究、技术开发、装备研制、集成示范和产业培育,发挥在重大理论创新及技术攻关中的重要作用,以“全球视野、立足国情,点面结合、逐步推进,重视利用、严控风险,强化能力、培养人才”为原则,推动胜利油田勘探开发研究院成为山东省组织高水平科学研究、聚集和培养优秀人才、开展学术交流的重要基地,努力打造一流的科研平台。