

陆相湖盆页岩油富集影响因素及综合评价方法 ——以东营凹陷和沾化凹陷为例

朱德顺

(中国石化 胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

摘要: 2011年以来,在东营凹陷和沾化凹陷部署了一系列页岩油专探井,但页岩油产量并未达到预期效果,表明前期对东营凹陷和沾化凹陷陆相页岩油的富集规律认识不清。以东营凹陷和沾化凹陷页岩油出油井为对象,综合数理统计、系统井解剖和实验模拟方法,明确了页岩油的富集产出主要受岩相、裂缝、页岩油可动性和地层压力等因素控制。在明确主控因素的前提下,对有利于页岩油富集各项因素的边界条件进行分析,建立了适用于陆相湖盆页岩油评价的基于岩相、(微)裂缝、页岩油可动性和地层压力的单因素评价、多因素叠合的页岩油甜点综合评价方法,有效提高了页岩油的预测精度,预测了页岩油甜点的有利区。研究表明,东营凹陷和沾化凹陷具有较好的页岩油勘探潜力。

关键词: 东营凹陷;沾化凹陷;陆相页岩油;主控因素;综合评价;平面叠合;有利区预测

中图分类号: TE122.8

文献标识码: A

Influencing Factor Analysis and Comprehensive Evaluation Method of Lacustrine Shale Oil: Cases from Dongying and Zhanhua Sags

Zhu Deshun

(Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying, Shandong 257015, China)

Abstract: A series of exploration wells targeted at shale oil have been deployed in Dongying sag and Zhanhua sag of Shengli oilfield since 2011. But the shale oil production rate can't achieve the expected results, which indicates the understanding about the continental shale oil accumulation in Dongying and Zhanhua sags are not clear. Taking the shale oil wells in the 2 sags and combining mathematical statistics, well analysis and experimental simulation, the paper considers that the accumulation and production of the shale oil in the areas are mainly controlled by four factors such as lithofacies, fracture, mobility of shale oil and formation pressure. The boundary conditions of these factors favorable for shale oil enrichment are analyzed and a comprehensive evaluation method suitable for lacustrine shale oil evaluation is established based on single factor evaluation of lithofacies, fracture, mobility and formation pressure and multi-factor combined evaluation of shale oil sweet spot, which effectively improves the prediction accuracy for shale oil and forecasts the favorable area of sweet spot. The study shows good potential for shale oil exploration in Dongying sag and Zhanhua sag.

Keywords: Dongying sag; Zhanhua sag; continental shale oil; main controlling factor; comprehensive evaluation; plane superimposition; favorable area prediction

东营凹陷和沾化凹陷属于渤海湾裂谷盆地的三级构造单元,位于济阳拗陷东部,受一系列北西—南东向或近南北向的断裂控制,在凹陷内部形成多个次级洼陷和突起。东营凹陷内以利津洼陷、牛庄洼陷、博兴洼陷和民丰洼陷为主,沾化凹陷主要发育渤南洼陷、四扣洼陷和邵家洼陷等(图1)。

勘探过程中,东营凹陷和沾化凹陷324口探井在沙三下亚段—沙四上亚段泥页岩中见油气显示,其中40余口井获得了工业油气流,6口井(如H54井和L42井等)累计产量达到万吨以上,显示了较好的陆相页岩油勘探潜力^[1]。2011年以来,随着对页岩油勘探的日益重视,在东营凹陷和沾化凹陷先后部署了一系列页

岩油专探井(钻探目的为产出页岩油、目的层为泥页岩地层的探井)和兼探井(钻遇/钻穿泥页岩地层,但目的层并非泥页岩地层的探井)。从产量上看,以FY1井和BY1P井为代表的专探井需要借助改善工艺措施提高产量,初始日产量在2 t左右;兼探井页岩油的产量则相对较好,如Y187井在沙三下亚段泥页岩获折算日产油156 t^[2-3]。

中国非常规油气勘探、开发尚处于起步阶段,尤其是页岩油,由于其与常规油成藏的差异性与特殊性,目前尚无有效的综合评价方法。以东营凹陷和沾化凹陷勘探实践为例,陆相页岩油专探井部署过程主要依据部署井附近探井在泥页岩地层出油情况,综合测井

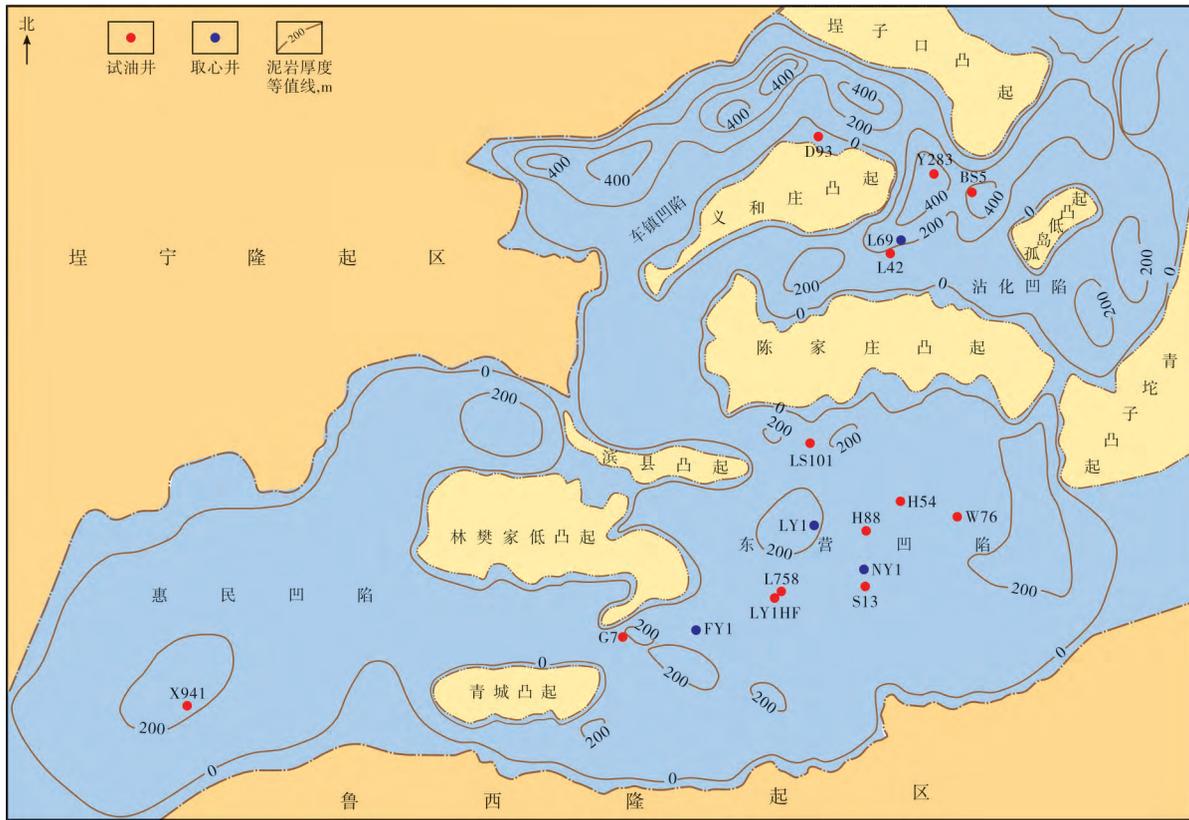


图1 东营凹陷和沾化凹陷构造位置

曲线上出现的高孔高阻响应,结合有利岩相和异常高压特点确定专探井。由于专探井产量并没有达到预期效果,且专探井与兼探井产量的差异表明,前期对页岩油的富集规律认识尚不清楚。本文通过系统分析油流井与非油流井间的差异性,借助数理统计方法明确泥岩储集性、含油性、页岩油可动性等因素与产能的关系,确定页岩油富集的主控因素,并设计一套基于主控因素的综合评价方法,实现了页岩油甜点的有利区预测,对陆相页岩油有利勘探区的预测具有指导意义。

1 页岩油甜点富集主控因素分析

对济阳拗陷40口油流井进行系统解剖,结合实验模拟方法,利用数理统计建立了岩矿特征、电性、地层温压、原油性质等因素与产量之间的关系,明确了济阳拗陷页岩油富集主要受控于4方面因素:岩相、裂缝、页岩油可动性和地层压力。

1.1 富有机质纹层状岩相是页岩油富集的基础

数理统计结果显示,69.8%页岩油井出油段的岩相为富有机质纹层状泥页岩,岩相剖面可以看到页岩油出油段或油气显示段主要集中在富有机质纹层状泥页岩段。页岩油井取样测试有机碳含量多数大于2%,受与有机质相关储集空间和有机质对油气赋存的影响,有机质含量越高,相应泥页岩的储集性及含

油性越好^[4-5](图2),富有机质纹层状泥页岩与其他岩相类型相比,孔隙度和含油饱和度更高。因此,富有机质纹层状泥页岩是页岩油富集的基础。

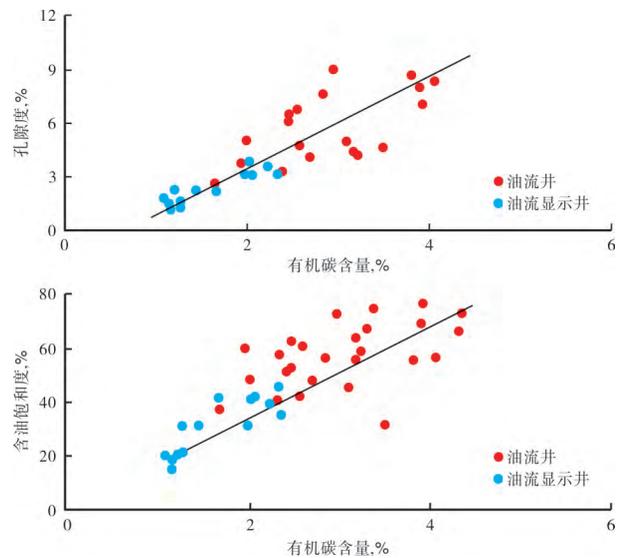


图2 东营凹陷孔隙度和含油饱和度与有机碳含量关系

1.2 裂缝是页岩油高产的重要条件

从宏观和微观两个方面分析裂缝对页岩油富集的作用。宏观上,位于断裂附近的页岩油井约占85.0%,具有单井距离断裂越近,页岩油井日产量越高的特点;相反,远离断裂、位于洼陷带内部的页岩油井产量较低。通过观察野外露头,断裂附近地层裂缝较发

育,且正断层上盘的裂缝比下盘更发育、物性更好,对CHE410-X井断面两侧地层的孔隙度进行测定,该井钻穿的断层上盘物性明显好于断层下盘(图3)。位于沾化凹陷渤南洼陷的典型页岩油井(L42井、XYS9井和L69井)产量受构造位置影响明显,在出油层段、岩相特征等各方面条件相似前提下^[6],位于断层上盘的L42井和XYS9井页岩油产量明显高于断层下盘的L69井。

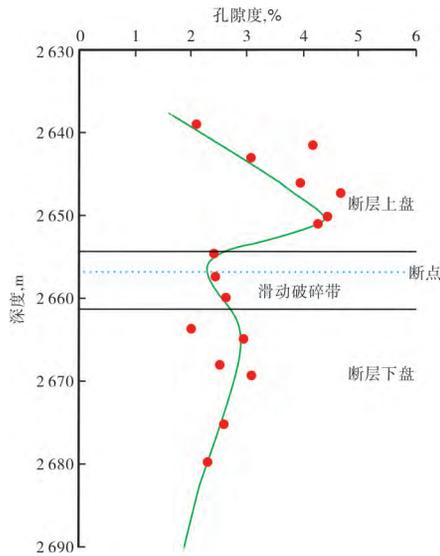


图3 CHE410-X井钻穿断层断面附近孔隙度分布

微观上,通过观察显微镜下照片和荧光薄片,泥页岩中层间缝和超压缝中均有烃类赋存;生烃模拟实验也表明,伴随生烃演化排油率逐渐增大,微裂缝大量发育且裂缝中含油明显^[7]。因此,从构造特征和裂缝含油性角度,裂缝是东营凹陷和沾化凹陷页岩油高产的重要因素。

1.3 页岩油可动性为页岩油局部富集提供了条件

调研国外页岩油勘探实践,结合济阳坳陷页岩油油源对比结果,证实页岩油可动性对页岩油的富集产

出具有重要作用。北美地区页岩油勘探常用热解参数 S_1 与有机碳含量 C_{TO} 比值的高值区确定页岩油的有利范围(热解参数 S_1 代表可动轻烃组分的含量,有机碳含量 C_{TO} 代表了较好的生烃潜力), S_1/C_{TO} 值越大代表富有机质层段可移动的轻烃组分越富集,越有利于页岩油的产出。对济阳坳陷L69井样品进行分析,纵向出现了成熟度倒转现象,结合碳同位素分析认为,L69井页岩油有外来油源,为深洼区的成熟油沿层顺层运移至低成熟烃源岩处所致,表现出局部运聚和动态富集的特点^[8]。

页岩油可动性受原油性质(包括原油黏度、密度和含气量)直接影响。对比东营凹陷内不同次级洼陷,其中博兴洼陷页岩油的原油黏度和密度都较低,相应的单井产量更高,具有产量随原油黏度增大而减小的特点。原油中溶解气的存在也可以有效提高原油的流动性,沾化凹陷渤南洼陷高产油流井(Y182井、L42井等)采出的过程中伴随着大量的溶解气析出,且气油比与产量正相关。因此,较好的页岩油可动性,为页岩油动态运聚提供条件。

1.4 异常高压为页岩油富集产出提供动力

受生烃增压作用影响,东营凹陷和沾化凹陷的页岩油产出地层普遍具有超压现象。通过对出油井进行解剖,泥页岩地层压力对页岩油富集产出的作用主要体现在以下3方面:一是压差存在为页岩油的产出提供动力条件;二是异常高压产生的超压缝为页岩油输导聚集提供储集空间^[9-10];三是东营凹陷和沾化凹陷页岩油产出地层压力系数分布在1.0~2.0,其中高产井压力系数通常在1.5左右,相当于异常高压向常压的过渡段,从渤南洼陷的地层压力剖面中也看出,纵向上油气显示段或出油段多数集中于异常高压向相对低压的过渡区域,证明页岩油在高压的作用下具有向相对低压区运动的趋势,压力驱动为页岩油富集提供动力(图4)。

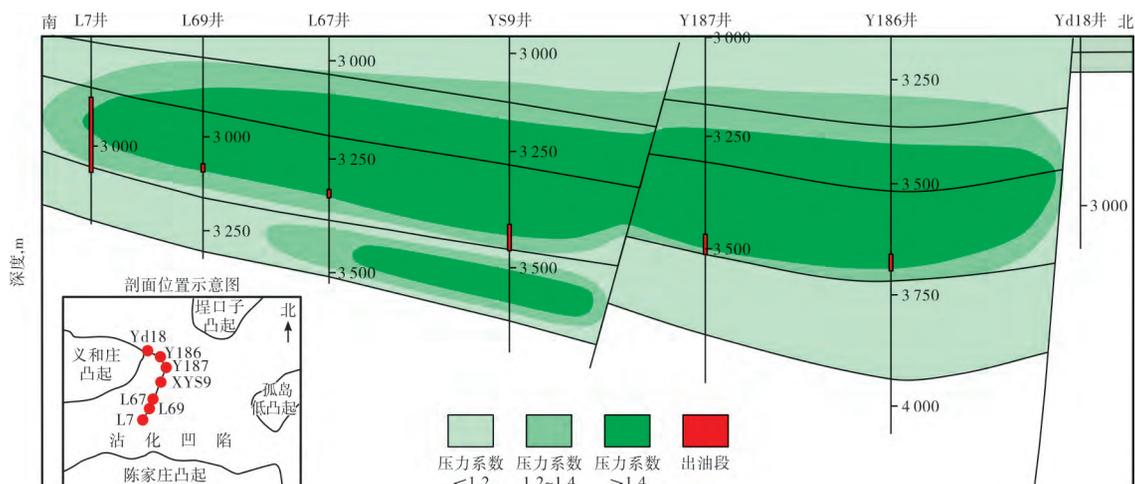


图4 沾化凹陷渤南洼陷南北向地层压力剖面

2 页岩油甜点综合评价方法

在明确东营凹陷和沾化凹陷页岩油甜点富集主控因素基础上,充分利用现有资料,分别评价各项主控因素。选取了有效的评价参数^[11-12],明确了各项主控因素的边界条件,建立基于岩相、裂缝、页岩油可动性和地层压力的单因素评价、多因素叠合的页岩油甜点综合评价方法。将各因素有利区平面进行叠合,确定页岩油甜点的有利区范围,提高页岩油甜点的预测精度。

2.1 岩相有利区

研究表明,富有机质纹层状泥页岩是东营凹陷和沾化凹陷页岩油富集的基础,岩相评价的目的即对岩相展布进行预测进而确定富有机质纹层状泥页岩的分布范围。取心资料是岩相评价最直观资料,通过岩心观察、取样分析方法,明确了东营凹陷和沾化凹陷泥页岩地层的沉积环境、储集空间和地化参数特征、富有机质页岩识别特征。但岩心资料的数量难以确

保岩相平面预测的准确性,需要借助测井恢复对未取心井的岩相进行划分,建立评价有机质丰度、岩石结构的判识模型。该过程要选取岩相划分需要表征的参数(孔隙度、含油饱和度、有机碳含量等),利用取心分析成果约束不同岩相各参数的分布区间指导模型运行。泥页岩岩性和结构的变化会直接反映在测井曲线上,泥页岩结构的划分(层、纹层)可以利用测井曲线幅度变化率表现,且划分结果与岩心资料具有较好的一致性。

综合运用岩相评价的结果可得到岩相分布图(图5)。东营凹陷和沾化凹陷泥页岩岩相受水深和古地形影响,富有机质纹层状泥页岩主要发育在半深水斜坡带区域,在平面上集中在洼陷带向中央隆起带和边部斜坡过渡区域。

2.2 裂缝有利区

裂缝评价方法有地震、岩心、常规测井、成像测井等。应用构造倾角属性预测、高精度相干分析、曲率

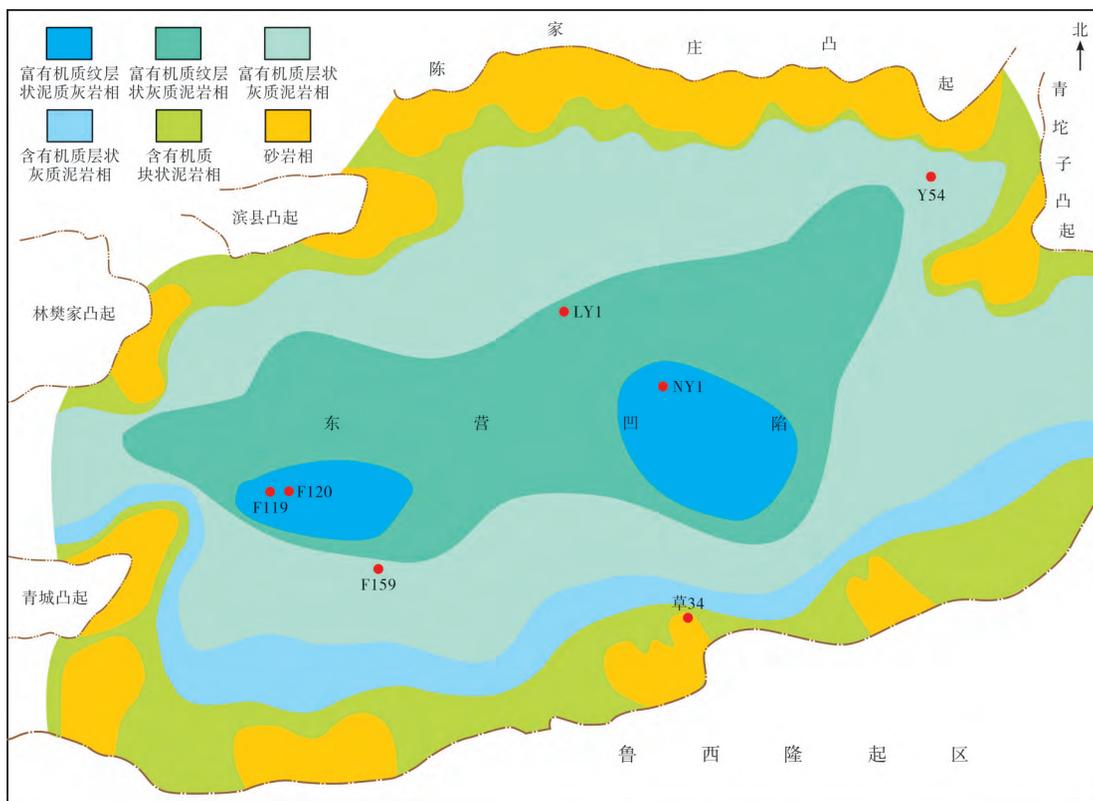


图5 东营凹陷沙三下亚段3层组岩相分布

属性预测、密度投影等多种技术手段可以预测宏观裂缝发育区,但预测精度均较低^[13-14]。本文采用测井、地质综合方法,建立了页岩油相关的构造缝、层间缝和超压缝分类型预测方法,实现了陆相湖盆泥岩裂缝的分级评价。

(1)构造缝 利用井径、声波时差、中子、电阻率、密度和自然伽马6种测井曲线相结合综合判识有效

裂缝发育段,其测井响应组合表现为井径扩大、高声波时差、高中子孔隙度、高电阻率、低密度和低自然伽马特征。成像测井电阻率图像上的一个波长的正弦曲线分布可以判识构造缝的发育特征;且当成像测井裂缝走向与现今最大水平主应力的方向一致时,有利于裂缝的保存与开启。因此,可以根据裂缝走向判断泥页岩中裂缝发育规律。另外,结合富有机质纹层状

岩性容易形成裂缝且断层上盘裂缝更为发育的特点来综合判识构造缝分布范围。

(2)层间缝 建立层间缝与测井资料的对应关系,富有机质纹层状泥质灰岩相层间缝最为发育,由于纹层状岩相多发育在半深湖相斜坡区,考虑利用成像测井与地层倾角测井资料定量地层产状与层间缝发育程度的关系。统计表明,地层倾角与层间缝的发育程度呈正相关,当地层倾角大于6°时,泥页岩层间缝更为发育。

(3)超压缝 泥岩超压缝形成与有机质生烃作用

密切相关,因此可以综合地层破裂压力及有机质富集特征进行判识。根据东营凹陷实测数据,采用尹顿法(Eaton)计算得到东营凹陷泥页岩地层破裂下限的压力系数约为1.38,与有机碳含量大于2%的边界条件进行匹配可以确定东营凹陷和沾化凹陷超压缝的分布范围。

综合上述方法将不同类型裂缝平面叠合,确定有利于页岩油富集的裂缝有利区,其中3种类型裂缝重叠区域为Ⅰ类裂缝有利区,2种类型裂缝叠合的区域作为Ⅱ类裂缝有利区(图6)。

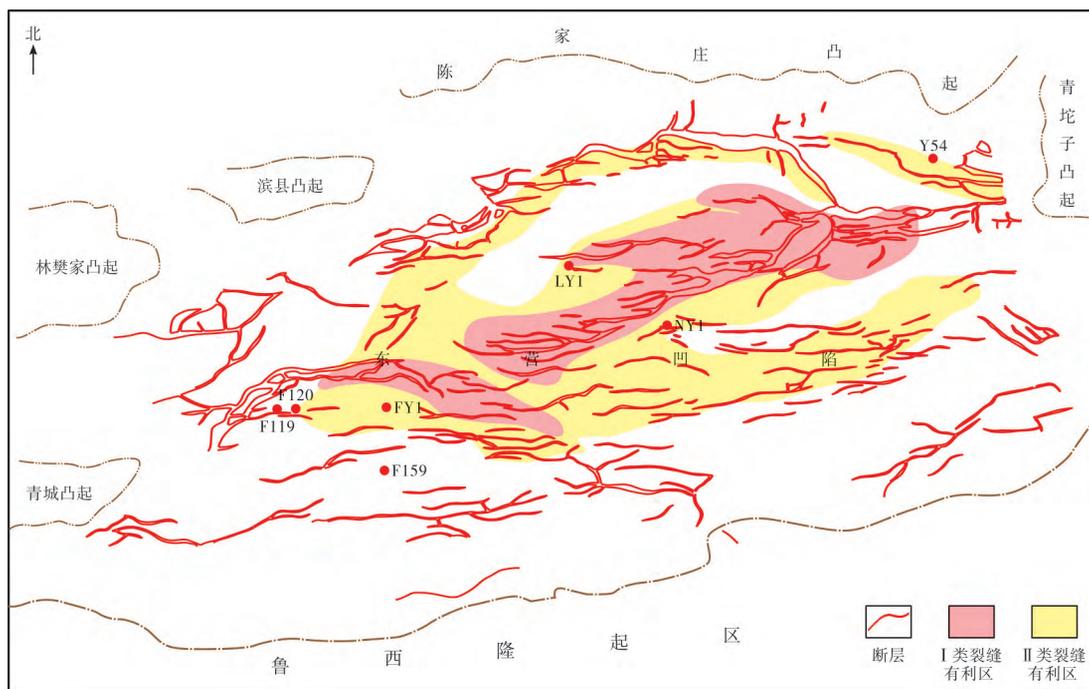


图6 东营凹陷沙三下亚段3层组裂缝叠合评价

2.3 页岩油可动性有利区

北美地区页岩油勘探采用 S_i/C_{T0} 值评价页岩油可动性,认为 S_i/C_{T0} 值越大越有利于页岩油的产出。但对L69井岩心取样分析发现,其主要出油段有机碳含量为4.13%~5.52%,测定 S_i/C_{T0} 值为9.5%~12.1%;出油段附近层段有机碳含量相对较小(1.32%~2.47%),测定 S_i/C_{T0} 值却很高,为11.5%~16.1%,出现低有机质层段整体 S_i/C_{T0} 值高于富有机质出油段现象,因此,使用 S_i/C_{T0} 单参数评价页岩油可动性具有一定局限性。

在页岩油可动性有利区预测时,可以采用 S_i/C_{T0} 值和热解参数 S_i 多参数共同约束,结合东营凹陷和沾化凹陷页岩油井原油性质分布规律来规避这一弊端,可有效降低有机碳绝对值对页岩油可动性预测的影响^[15]。以页岩油井为标准确定各项页岩油可动性的边界条件:热解参数 $S_i \geq 2 \text{ mg/g}$, $S_i/C_{T0} \geq 10\%$,原油黏度 $\leq 10 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ (图7)。将3个页岩油可动性评价参数平面叠加确定页岩油可动性有利区范围,其中,东营凹陷

沙三下亚段3层组的可动性有利区范围集中在博兴洼陷北部和中央构造带北部洼陷带区域(图8)。

2.4 地层压力有利区

声波时差与地层的岩性、孔隙度、流体性质、流体含量和地层压实情况等因素有关^[16-18]。利用声波时差数据和试油压力资料,应用等效深度法结合地层因子法、经验关系法,对地层压力进行恢复。

$$p = 0.023 1h - 0.013 1/0.000 35 \ln(700/\Delta t), \quad (1)$$

$$C_p = 100p/h, \quad (2)$$

式中 C_p ——压力系数;

h ——深度,m;

p ——地层压力,MPa;

Δt ——声波时差,us/m。

页岩油井出油段压力系数的分析结果表明:页岩油在压力过渡带的产能最好,以油流井地层压力系数为标准,将压力系数大于1.2作为东营凹陷和沾化凹陷陆相页岩油甜点富集压力有利区的边界条件。

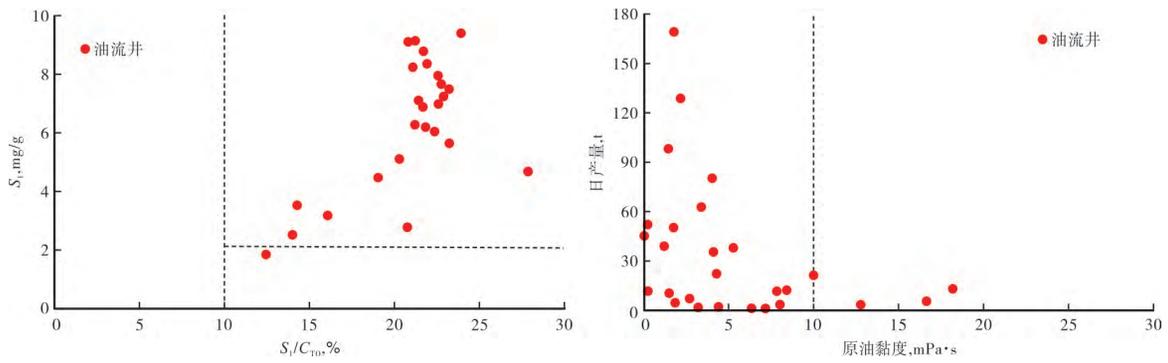


图7 页岩油可动性参数边界条件

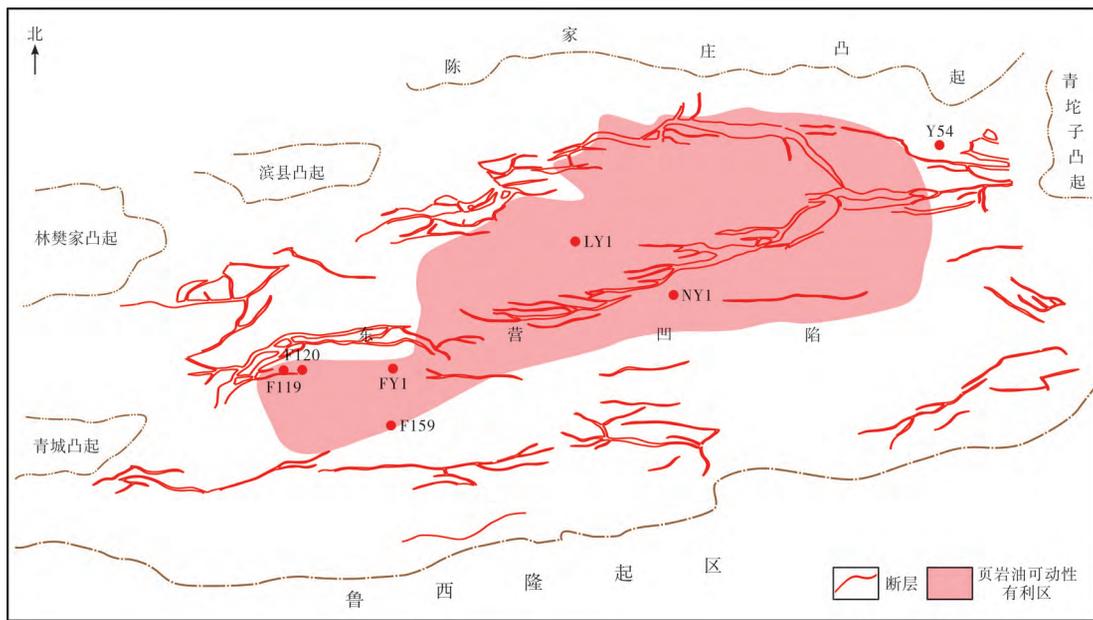


图8 东营凹陷页岩油可动性有利区分布

2.5 有力区综合预测

综合上述各项主控因素评价结果,考虑页岩油甜点裂缝有利区预测过程。研究区超压缝的破裂压力系数大于1.2,因此在页岩油甜点有利区叠合评价预测时,纵向上选择页岩油产出主要层组,平面上将岩相、裂缝和页岩油可动性有利区进行叠合。得出东营凹陷沙三下亚段3层组叠合页岩油甜点有利区面积882.10 km²(图9),沾化凹陷渤南洼陷沙三下亚段3层组叠合页岩油甜点有利区面积253.56 km²,东营凹陷沙四上亚段2层组页岩油甜点有利区面积1 255.25 km²,两个凹陷具有较好的页岩油勘探潜力。

3 结束语

通过研究明确了东营凹陷和沾化凹陷页岩油甜点富集、产出的主控因素,建立了一套适用于陆相湖盆页岩油甜点综合评价方法,应用该方法评价了研究区页岩油的资源潜力,预测页岩油甜点有利区范围超过1 500 km²,显示了较好的页岩油勘探潜力。通过完善细化各主控因素的边界条件,进一步提高有利区预

测的精度,并在老井增产改造中得以运用,多口井获得工业油气流,其中F159井自喷产出持续60 d,S549井自喷产出超过150 d,经济效益显著,运用该成果使页岩油的勘探取得了进一步突破。

参考文献:

- [1] 张善文,张林晔,李政,等. 济阳拗陷古近系页岩油气形成条件[J]. 油气地质与采收率,2012,19(6):1-5.
ZHANG Shanwen, ZHANG Linye, LI Zheng, et al. Formation conditions of Paleogene shale oil and gas in Jiyang depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 1-5.
- [2] 王永诗,巩建强,房建军,等. 渤南洼陷页岩油气富集高产条件及勘探方向[J]. 油气地质与采收率,2012,19(6):6-10.
WANG Yongshi, GONG Jianqiang, FANG Jianjun, et al. Enrichment condition analysis and exploration direction of shale oils in Bonan subsag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 6-10.
- [3] 刘惠民,张守鹏,王朴,等. 沾化凹陷罗家地区沙三段下亚段页岩岩石学特征[J]. 油气地质与采收率,2012,19(6):11-15.
LIU Huimin, ZHANG Shoupeng, WANG Pu, et al. Lithologic characteristics of Lower Es3 shale in Luoia area, Zhanhua sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 11-15.

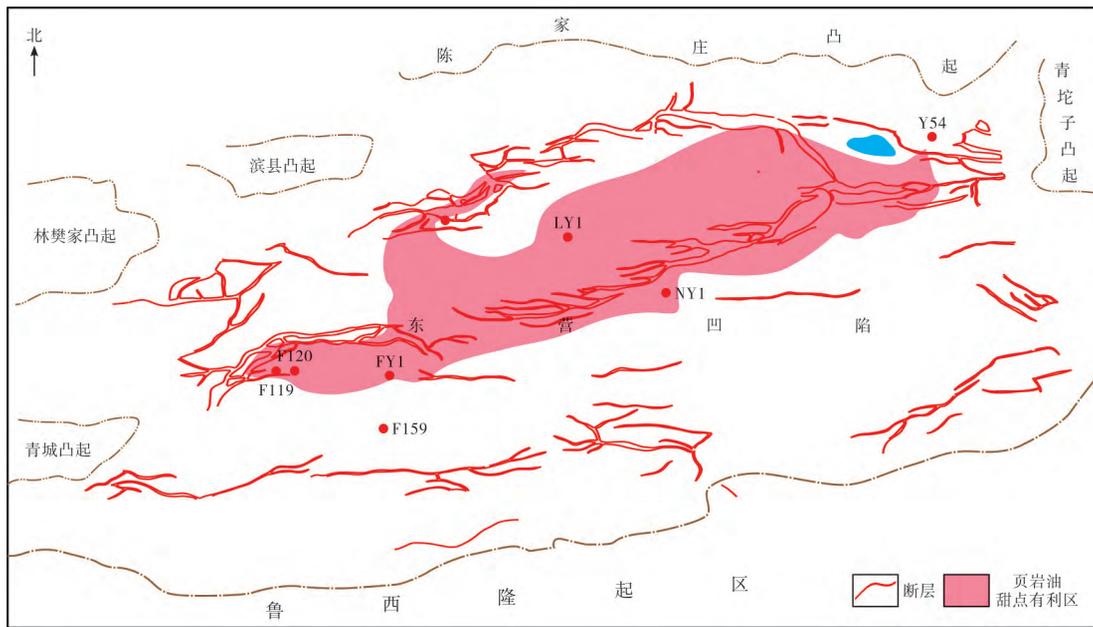


图9 东营凹陷沙三下亚段3层组页岩油甜点有利区分布

[4] 蔡希源. 湖相烃源岩生排烃机制及生排烃效率差异性——以渤海湾盆地东营凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 329-334.
CAI Xiyuan. Hydrocarbon generation-expulsion mechanisms and efficiencies of lacustrine source rocks: a case study from the Dongying sag, Bohai Bay basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 329-334.

[5] 张林彦, 包友书, 习成威. 东营凹陷古近系泥页岩孔隙结构特征及连通性[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(2): 134-139.
ZHANG Linyan, BAO Youshu, XI Chengwei. Pore structure characteristics and pore connectivity of Paleogene shales in Dongying depression [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(2): 134-139.

[6] 赵铭海, 傅爱兵, 关丽, 等. 罗家地区页岩油气测井评价方法[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 20-24.
ZHAO Minghai, FU Aibing, GUAN Li, et al. Logging evaluation method of shale oil and gas reservoir in Luoia area [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 20-24.

[7] 武晓玲, 高波, 叶欣, 等. 中国东部断陷盆地页岩油成藏条件与勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 455-462.
WU Xiaoling, GAO Bo, YE Xin, et al. Shale oil accumulation conditions and exploration potential of faulted basins in the east of China [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 455-462.

[8] 关德范, 徐旭辉, 李志明, 等. 烃源岩生排烃理论与泥页岩油气[J]. 中外能源, 2012, 17(5): 40-52.
GUAN Defan, XU Xuhui, LI Zhiming, et al. Theory study of hydrocarbon generation and expulsion of source rocks and oil and gas in shale [J]. Sino-Global Energy, 2012, 17(5): 40-52.

[9] 王学军. 沾化凹陷石油资源预测与勘探潜力[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(1): 33-36.
WANG Xuejun. Oil resource prediction and exploration potential in Zhanhua sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(1): 33-36.

[10] 陆克政, 朱筱敏, 漆家福, 等. 含油气盆地分析 [M]. 山东东营: 石油大学出版社, 2001: 219-273.
LU Kezheng, ZHU Xiaomin, QI Jiafu, et al. Petroliferous basin analysis [M]. Dongying, Shandong: China University of Petroleum Press, 2001: 219-273.

[11] 王雪飞. 渤南洼陷页岩油气资源潜力分级评价 [D]. 黑龙江大庆: 东北石油大学, 2013.
WANG Xuefei. Shale oil resource potential classification evaluation in Bonan subsag [D]. Daqing, Heilongjiang: Northeast Petroleum University, 2013.

[12] 王永诗, 李政, 巩建强, 等. 济阳坳陷页岩油气评价方法——以沾化凹陷罗家地区为例 [J]. 石油学报, 2013, 34(1): 83-91.
WANG Yongshi, LI Zheng, GONG Jianqiang, et al. Discussion on an evaluation method of shale oil and gas in Jiyang depression: a case study on Luoia area in Zhanhua sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 83-91.

[13] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1 921-1 938.

[14] RONALD J H, DANIEL M J, JOHN Z, et al. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth basin [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 445-473.

[15] BUSTIN R M. Gas shale tapped for big pay [J]. AAPG Explorer, 2005, 26(2): 5-7.

[16] 关德师, 牛嘉玉, 郭丽娜. 中国非常规油气地质 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
GUAN Deshi, NIU Jiayu, GUO Li'na. Unconventional oil and oil geology of China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.

[17] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测 [J]. 石油学报, 2009, 30(4): 484-491.
NIE Haikuan, TANG Xuan, BIAN Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of south China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 484-491.

[18] 张晨晨, 董大忠, 王玉满, 等. 页岩储集层脆性研究进展 [J]. 新疆石油地质, 2017, 38(1): 111-117.
ZHANG Chenchen, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Research progress on brittleness of shale reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(1): 111-117.

(编辑 杨新玲)