

引用: 金凤鸣, 韩文中, 时战楠, 等. 黄骅坳陷纹层型页岩油富集与提产提效关键技术[J]. 中国石油勘探, 2023,28(3):100-120.

Jin Fengming, Han Wenzhong, Shi Zhannan, et al. Enrichment characteristics and production and efficiency enhancing technologies for oil in terrestrial laminar shale of Huanghua Depression in Bohai Bay Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023,28(3):100-120.

黄骅坳陷纹层型页岩油富集与提产提效关键技术

金凤鸣¹ 韩文中¹ 时战楠¹ 许静¹ 宋舜尧¹ 刘学伟¹ 王栋¹ 官全胜¹
孙彪² 丁娱娇¹

(1 中国石油大港油田分公司; 2 中国石油大学(北京))

摘要: 渤海湾盆地黄骅坳陷具有形成纹层型页岩油的有利条件, 其古近系发育孔二段、沙三段和沙一段3套湖相纹层状页岩, 叠合面积约为2400km², 累计最大厚度超过1200m, 计算纹层型页岩油资源量是常规油资源量的1.2倍, 勘探开发潜力巨大, 但如何实现效益开发仍面临一系列难题。基于5口井701m页岩岩心开展的52项22640块次的分析联测, 结合116口直井测井、录井资料, 提出断陷盆地纹层型页岩油富集, 平面主要分布于前(扇)三角洲一半深湖亚相, 纵向主要形成于中等热演化阶段并以滞留油形式富集于基准面上升/下降(T/R)旋回转换带, 建立了3类8因素的页岩油有利区与富集层的定量评价标准, 有效指导了纹层型页岩油“甜点”评价优选; 通过37口页岩油水平井不同开发方案、不同类型压裂方式、不同排采工艺等现场试验, 提出水平井井距300m、水平段段长2000m为效益最优水平井布井方式, 单点密切割缝网体积压裂可大幅提升单井产量和最终采收量(EUR), 优化形成了小油嘴控压降水、大油嘴提液防堵、中油嘴稳定自喷、小泵深抽长期生产的“四步法”排采方式, 实现了页岩油的高产稳产。以纹层型页岩油富集认识和关键提产提效技术为指导, 实现了单井首年最高累计产油超1×10⁴t、EUR超3.5×10⁴t, 达到了油价50美元/bbl下的效益开发, 展现了我国东部断陷盆地页岩油的良好发展前景。

关键词: 断陷盆地; 黄骅坳陷; 纹层型页岩油; 页岩油评价; 提产提效

中图分类号: TE16 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2023.03.009

Enrichment characteristics and key technologies for production and efficiency enhancement of laminated shale oil in Huanghua Depression in Bohai Bay Basin

Jin Fengming¹, Han Wenzhong¹, Shi Zhannan¹, Xu Jing¹, Song Shunyao¹, Liu Xuewei¹, Wang Dong¹, Guan Quansheng¹,
Sun Biao², Ding Yujiao¹

(1 PetroChina Dagang Oil Company; 2 China University of Petroleum (Beijing))

Abstract: Huanghua Depression in Bohai Bay Basin has favorable conditions for the formation of laminated shale oil. The three sets of lacustrine laminated shales in the second member of Kongdian Formation, third member of Shahejie Formation and the first member of Shahejie Formation have a superimposed area of about 2400km², the maximum cumulative thickness of about 1200m, and the calculated shale oil resource volume of 1.2 times that of conventional oil resources, showing great exploration and development potential. However, the benefit development still faces a series of

基金项目: 国家重点研发计划“重复可控冲击波技术现场适用性研究”(2020YFA0710504), “战略性资源开发区风险评估应用示范”(2022YFF0801204); 中国石油天然气股份有限公司科技重大专项“陆相中高成熟度页岩油勘探开发关键技术研究与应用”(2019E-26)。

第一作者简介: 金凤鸣(1964-), 男, 河北衡水人, 博士, 2007年毕业于成都理工大学, 教授级高级工程师, 主要从事油气勘探地质综合研究工作。地址: 天津市滨海新区大港油田三号院中国石油大港油田公司, 邮政编码: 300280。E-mail: yjy_jfm@petrochina.com.cn

通信作者简介: 时战楠(1986-), 男, 山东菏泽人, 硕士, 2013年毕业于中国石油大学(华东), 高级工程师, 主要从事页岩油气、沉积储层研究工作。地址: 天津市滨海新区大港油田勘探开发研究院, 邮政编码: 300280。E-mail: shizhnan@petrochina.com.cn

收稿日期: 2022-09-30; 修改日期: 2023-04-10

difficulties. By conducting 52 items of joint experiments and tests on 22640 shale samples (701m core) collected from five wells, and analyzing mud logging and wireline logging data in 116 vertical wells, the distribution of the laminated shale oil is identified, which is enriched in (fan) predelta to semi-deep lake subfacies laterally and in the transition zone of the base level T/R cycle vertically in the form of retained oil generated by source rocks in the medium thermal evolution stage. In addition, the quantitative evaluation standard for three types of shale oil favorable areas and enrichment layers is established by eight factors, which effectively guides the “sweet spots” evaluation and selection of the laminated shale oil. Moreover, the field tests of different development schemes, different types of fracturing methods, and different production regimes are conducted in 37 shale oil horizontal wells, which indicate that the optimal horizontal well placement mode can be achieved by using horizontal well spacing of 300m and horizontal section length of 2000m, single-point densely-cutting network volume fracturing enables to greatly improve the production and EUR of single well, as well as the optimally formed “four steps” shale oil well production method, namely, pressure control and water production by small choke, liquid lift/production and blockage prevention by large choke, steady natural flow by medium choke, and long-term production by deeply-set small pump, supports to achieve the high and steady shale oil production. Guided by understanding of enrichment law and key technologies for production and efficiency enhancement of the laminated shale oil, major breakthrough has been made with the highest cumulative oil production of 1×10^4 t in the first year and EUR of over 3.5×10^4 t of a single well, achieving the benefit development at an oil price of USD 50 \$/bbl, which shows promising development prospect of shale oil in fault basins in eastern China.

Key words: fault basin, Huanghua Depression, laminated shale oil, shale oil evaluation, production and efficiency enhancement

0 引言

2021 年美国海相页岩油开始大规模开发, 2021 年页岩油产量为 3.62×10^8 t, 约占其石油总产量的 64.34%, 实现了能源独立^[1-8]。我国页岩油以陆相为主, 预测可采资源量约为 131.8×10^8 t^[9-15], 已经在渤海湾、松辽、柴达木等含油气盆地获得工业油流突破^[16-25], 并取得了多项重要地质认识进展: 一是提出了广覆式烃源条件、大面积储层、优势源储组合及有利顶底板为页岩油形成提供了物质、空间及聚集条件^[26-30]; 二是提出了针对甜点体系的生烃品质、储层品质、含油性、工程品质四品质综合评价要素、甜点评价参数标准及方法等^[31-33]; 三是形成了一套以页岩油为对象的地质评价、“甜点”地震预测、旋转导向、高效多分段重复压裂及“井工厂”作业等技术体系^[34-37], 为我国陆相页岩油的发展发挥了积极作用。但是, 我国陆相断陷盆地页岩油断裂发育、构造复杂、相带变化快、成熟度偏低、埋深偏大, 页岩油勘探开发仍面临诸多挑战。

黄骅拗陷自 2013 年开始页岩油探索, 并首先实现了我国陆相断陷盆地页岩油的突破。2013 年针对具有高气测、高电阻率的孔店组二段(孔二段)纹层型页岩, 利用 G108-8 井系统取心 495.7m, 开展了上万块次分析化验联测和综合研究, 2017—2018 年, 研究认识指导钻探完成 GD1701H、GD1702H 两口水平井压裂试油, 并首次获得高产工业油流, 单井最高日产油 68t^[29, 33, 35, 38-40]。2020 年针对歧口凹陷沙河街组三段(沙三段)部署的 B56-1H 井, 压裂 11 段 877m, 连续生产 574 天, 累计产油 7292t; 2021 年针对歧口凹陷沙河组一段下亚段(沙一下亚段)页岩

层系, 部署风险探井 QY1H 井, 压裂 17 段 1304m, 试油放喷最高日产油 50t, 连续自喷生产 419 天, 累计产油 7216t。

但是, 随后的 40 余口先导试验井生产差异大, 其中 17 口井单井 EUR 小于 1.5×10^4 t, 达不到效益开发条件。如何实现该类资源的规模效益开发, 仍面临着页岩油富集特征、高产主控因素、井位部署方案、主体压裂改造技术及排采制度等一系列难题。本文从岩心地质实验及录井、测井、试油和试采数据等资料出发, 通过系统分析断陷盆地页岩油纹层富集特征、水平井布井方式、压裂改造工艺及排采方式等对页岩油井产量的影响, 研究提出了页岩油富集层评价标准和关键技术对策, 以为陆相断陷盆地纹层型页岩油的效益开发和理论技术发展提供有益借鉴和参考。

1 区域地质概况

1.1 构造位置及演化特征

黄骅拗陷位于渤海湾盆地中部, 呈北东—南西走向, 是在中生界基底上形成的新生代断陷盆地, 发育沧东、歧口两大主要富油气凹陷^[21]。其中沧东凹陷位于黄骅拗陷南部, 面积为 1760km², 形成于始新世早期裂陷 I 幕, 裂陷 II 幕及以后活动减弱, 属于早盛中衰型断陷, 主要生烃层系为孔二段(Ek₂)。歧口凹陷位于黄骅拗陷北部, 面积为 7336km², 形成于始新世中期裂陷 II—III 幕, 属于中盛晚衰型断陷, 主要生烃层系为沙一中亚段(Es₁^中)和沙一下亚段(Es₁^下)、沙三 1 亚段(Es₃¹)。Ek₂、Es₃¹、Es₁^下等 3 套主力烃源岩层系既是常规油气藏形成的主要油气来源, 也是页岩油发育的重点层段(图 1)。

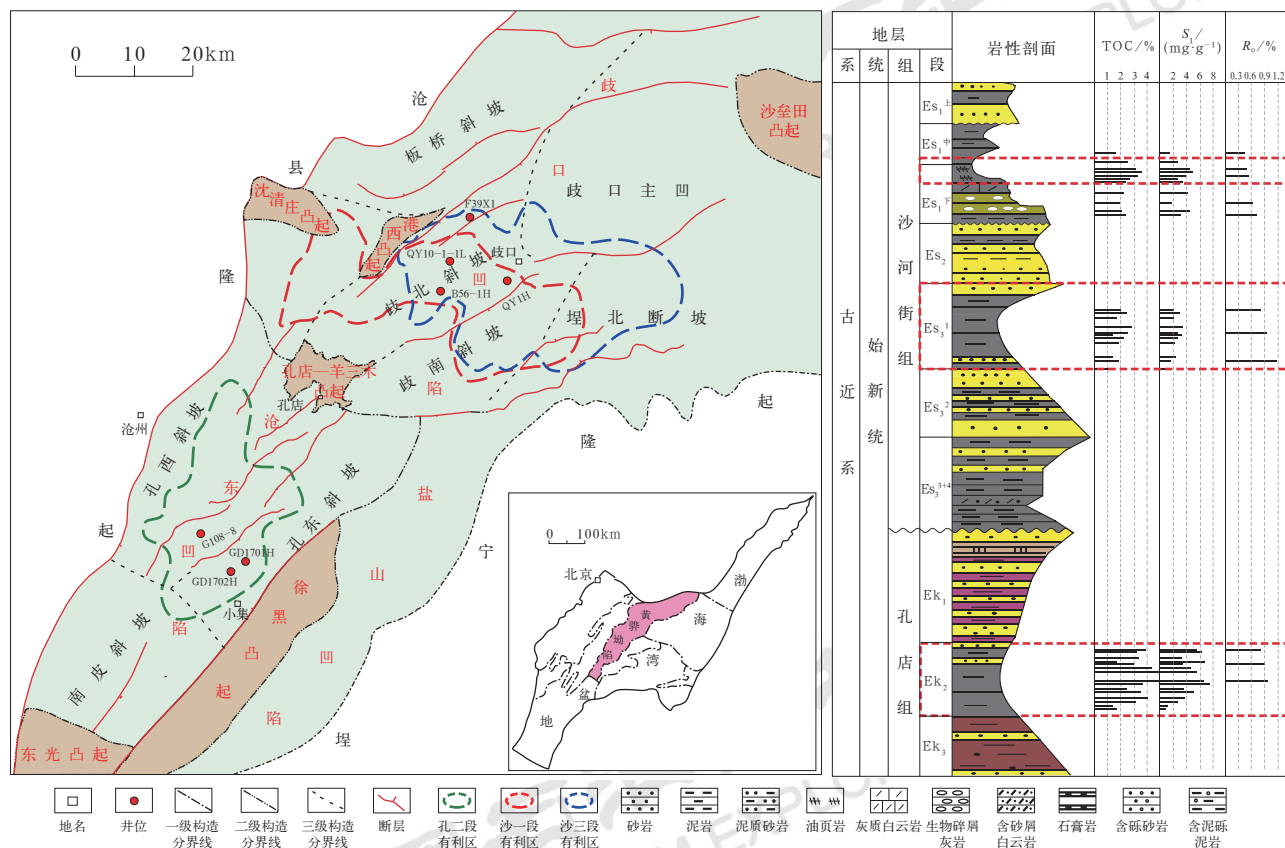


图1 黄骅坳陷区域构造图(左)及地层特征图(右)

Fig.1 Division of regional structural units (left) and stratigraphic characteristics in Huanghua Depression (right)

1.2 页岩油地质特征

孔二段沉积时期, 沧东凹陷为封闭还原环境、微咸—咸水湖盆, $V/(V+Ni)$ 为 0.48~0.88, 平均为 0.72; Sr/Ba 为 0.33~2.72, 平均为 1.15。该环境有利于形成高频纹层、高有机质丰度、高脆性矿物含量、低黏土矿物含量的“三高一低”页岩^[41-43], 长英质页岩、混合质页岩及灰云质页岩均有分布, 整体表现为长英质、灰云质、黏土质及有机质等多种纹层的频繁互层, 颗粒粒径普遍小于 0.0625mm, 长英质矿物含量达 50% 以上, 而黏土矿物含量平均仅为 16% (图 2)。TOC 为 1.2%~12.9%, 平均为 3.45%, 以 I、II₁ 型有机质为主。G108-8 井 Ek₂¹—Ek₂³ 连续 338.5m 岩心肉眼观察显性纹层密度为 100~580 层/m, 薄片及扫描电镜下隐性纹层约为 11000 层/m。

沙三 1 亚段页岩岩性以混合质页岩和长英质页岩为主, 长英质矿物含量为 21%~89%, 平均为 44.6%, 黏土矿物含量平均为 26.5%, 碳酸盐含量平均为 23.5%。岩心纹层发育但单层厚度较大, 一般约为 1cm。TOC 为 0.1%~5.6%, 平均为 1.43%, 以 II

型有机质为主 (图 2)。

沙一下亚段沉积时期湖盆处于盐度较大的咸水环境, CH54X1 井取心段 Sr/Ba 平均为 1.81, $V/(V+Ni)$ 平均为 0.76。页岩岩性以灰云质页岩和混合质页岩为主, 黏土矿物含量较高, 平均为 29.3%, 最高可达 51.3% (图 2)。TOC 平均为 2.8%, 最高达 8.15%, 有机质类型以 I 型和 II₁ 型为主。页岩层理十分发育, 纹层密度为 11000~24000 层/m。

2 页岩油的类型划分及特征

前人从不同的角度对页岩油类型进行了划分^[6,10,14,17], 包括夹层型、互层型、混积型、纹层型、裂缝型等, 为页岩油的研究提供了重要遵循。本文根据页岩地层结构特征及矿物组分, 对黄骅坳陷页岩油进行了类型划分, 首先按照地层结构特征, 将页岩油划分为纹层型和夹层型两大类 (表 1、图 3); 其次按照矿物组分, 将纹层型细分为长英质纹层型、灰云质纹层型以及二者交互的混合纹层型 3 个亚类, 将夹层型进一步细分为夹砂岩型、夹灰云岩型以及二者交互的混夹层型 3 个亚类。其中纹层

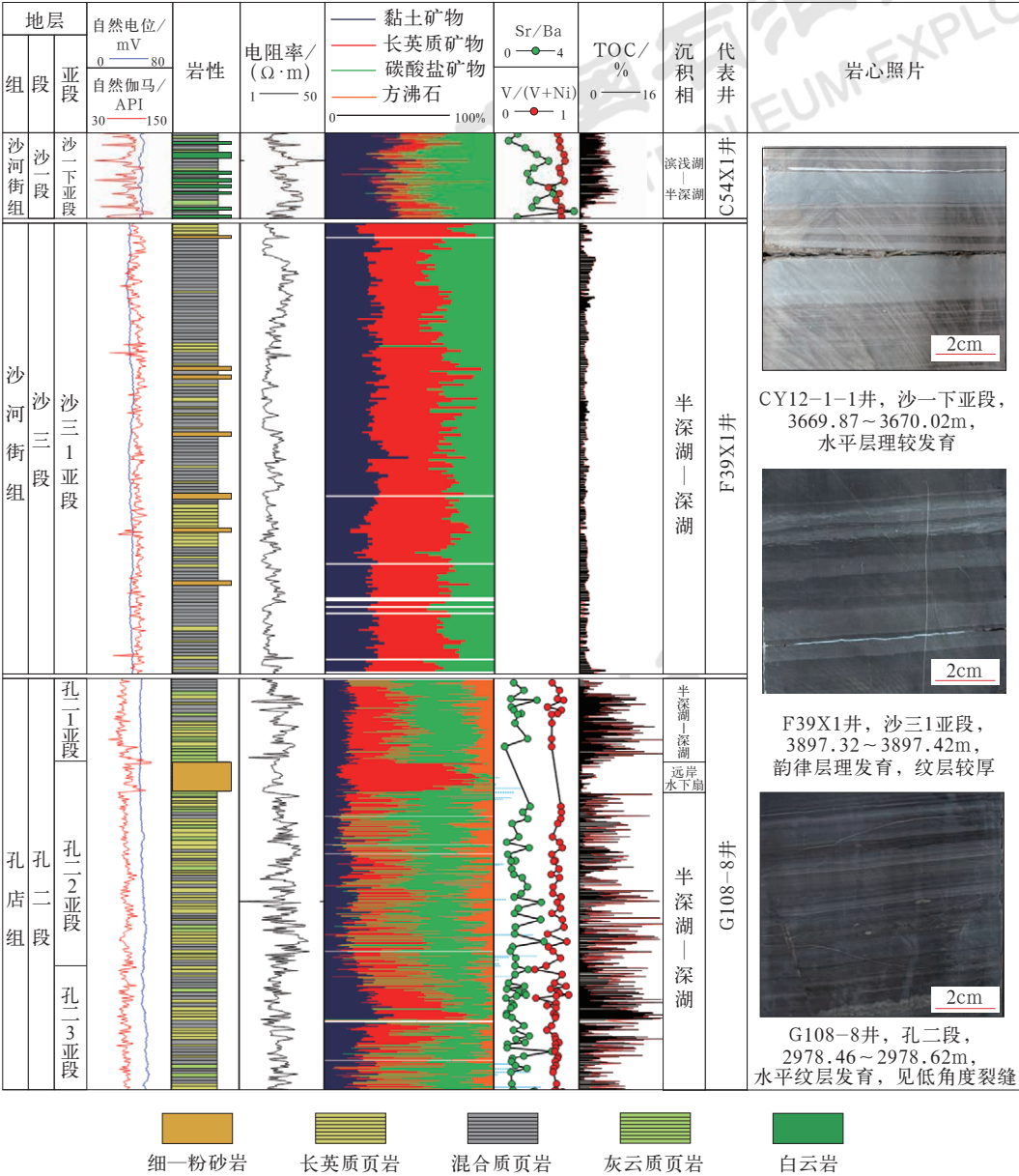


图 2 黄骅凹陷古近系页岩层系地质特征图

Fig.2 Geological characteristics of the Paleogene shale in Huanghua Depression

表 1 黄骅凹陷页岩油类型划分及特征表

Table 1 Classification and characteristics of shale oil in Huanghua Depression

类型	纹层型（页岩型）页岩油			夹层型页岩油（致密油）		
	长英质纹层型	混合纹层型	灰质纹层型	夹灰云岩型	夹砂岩型	混夹层型
沉积相	前（扇）三角洲—半深湖			灰云坪	席状砂、浊积砂	灰云坪 / 浊积砂
沉积构造	水平层理为主，可见液化变形构造			块状	波状层理、交错层理、液化变形构造等	块状 / 交错层理、液化变形构造等
单（纹）层厚度	毫米—厘米级			分米—米级		
粒径 / μm	0.9~105.4(24.1)	0.4~72.1(19.8)	0.6~68.4(13.2)	4~60.2(27.3)	7~235(121)	3.2~174(96.2)
TOC / %	1.6~12.9(5.41)	0.87~7.8(3.49)	0.18~6.2(1.89)	<0.5		
干酪根类型	I—II ₁ 型为主，含III型			—		
孔隙度 / %	2.02~5.1(3.1)	2.07~4.4(3.3)	2.09~12.4(5.8)	3.2~13.5(6.8)	5.6~13.1(8.2)	1.3~4.2(2.3)

续表

类型	纹层型(页岩型)页岩油			夹层型页岩油(致密油)		
	长英质纹层型	混合纹层型	灰云质纹层型	夹灰云岩型	夹砂岩型	混夹层型
孔隙半径 / nm	5.2~1697(187.5)	4.3~1503.1(104.2)	4.1~519.0(87.4)	5.1~1245.6(210.3)	6.1~6500.1(1560.3)	5.2~251.3(24.1)
喉道半径 / nm	3.5~1352.3(168.1)	2.8~661.0(64.8)	1.8~490(58.7)	3.9~894.2(182.3)	3.7~3452.2(1202.8)	1.3~168.2(20.3)
成藏机理	滞留(微扩散—微运移)			短距离运移		
数据来源	G108-8井、GD12井、GD14井			B60-56井	BS23井	CH59井

注: 括号内为平均值。

型页岩油属于滞留油形成的自源型页岩油(又称为页岩型页岩油), 而夹层型页岩油属于有一定油气运移的他源型页岩油(又称为致密油)。

纹层型页岩岩心观察类似于深湖相的块状泥岩, 但白光、荧光扫描及镜下观察, 可发现厘米级、毫米级甚至微米级的水平纹层。纹层的构成主要包括长英质纹层、灰云质纹层、黏土质纹层和有机质纹层, 岩石颗粒粒径一般为0.4~105.4 μm , 平均小于25 μm , 属于泥级细粒岩沉积。其中长英质纹层页岩有机质含量高, TOC为1.6%~12.9%, 平均为5.41%; 灰云质纹层页岩有机质含量相对较低, TOC为0.18%~6.2%, 平均为1.89%。长英质与灰云质交互的混合纹层页岩TOC介于二者之间, 为0.87%~7.8%, 平均为3.49%。

夹层型页岩油为页岩中夹持的分米—米级砂岩或碳酸盐岩成藏, 常见交错层理、变形层理、块状构造及泥晶—微晶结构, 成藏机理与常规油藏无异, 都是页岩生产的油气经过运移进入到储层中成藏, 只是以短距离运移为主, 储层物性相对较差, 属于致密型储层。

纹层型页岩油的形成总体上属于页岩自身生成的烃类物质原地滞留成藏, 与夹层型页岩油是页岩中生成的烃类物质运移到相邻的砂岩或白云岩/石灰岩储层成藏有着本质区别, 其研究评价的内容、指标及开采技术也有着明显的不同, 本文重点讨论前者。

3 纹层型页岩油形成主控因素

3.1 前(扇)三角洲一半深湖亚相控制纹层型页岩的主要分布

断陷湖盆具有多物源、近物源、岩性多样的特点, 其中(扇)三角洲前缘亚相以中—细砂岩为主, 前三

角洲一半深湖亚相有利于形成高频纹层结构、高有机质丰度、高长英质等脆性矿物、低黏土矿物含量的优质页岩, 是页岩油发育的最有利场所。

黄骅拗陷发育歧口、沧东两个富油凹陷, 古近纪受盆缘沧县隆起、燕山褶皱带、埕宁隆起, 以及盆内孔店凸起、徐黑凸起等物源影响^[41], 在湖盆边缘形成多个大小不等的三角洲朵叶体^[30](图4)。其中, 沧东凹陷孔二段细粒沉积区面积为650 km^2 , 面积相对较小, 环湖发育的(扇)三角洲沉积体系, 物源可波及湖盆中心部位, 形成前(扇)三角洲一半深湖亚相的纹层型页岩。歧口凹陷沙三1亚段细粒沉积区面积为1821 km^2 , 面积相对较大, 环湖发育辫状河(扇)三角洲沉积体系, 在歧北斜坡等部位为前(扇)三角洲一半深湖亚相, 是纹层型页岩形成有利区; 而湖盆中心部位受物源影响弱, 以高黏土含量的泥页岩沉积为主。歧口凹陷沙一下亚段细粒沉积区面积为2030 km^2 , 面积相对较大, 环湖发育扇三角洲、辫状河三角洲和远岸水下扇沉积体系, 在凹陷低斜坡部位为“暖、清、浅”湖湾的前(扇)三角洲一半深湖亚相, 是纹层型页岩形成的有利区; 而湖盆中心部位受物源影响弱, 以高黏土含量的泥页岩沉积为主。

3.2 中等热演化阶段控制纹层型页岩滞留可动油的主要形成

对G77井(深度为2106.8m, TOC为5.24%)的岩心样品进行逼近地质条件的半开放直压式生排模拟, 实验温度从300~630 $^{\circ}\text{C}$ 间隔25~30 $^{\circ}\text{C}$ 不等, 之后对残余岩样干酪根进行 R_o 值实测, 获取不同成熟度条件下的产烃率数据(图5左), 结合残余岩样干酪根溶胀实验, 明确了不同热演化阶段的干酪根吸附油、滞留可动油、排出油的比例。当 $R_o < 0.6\%$ 时, 干酪根吸附量为150~200 mg/g , 生成的油仅

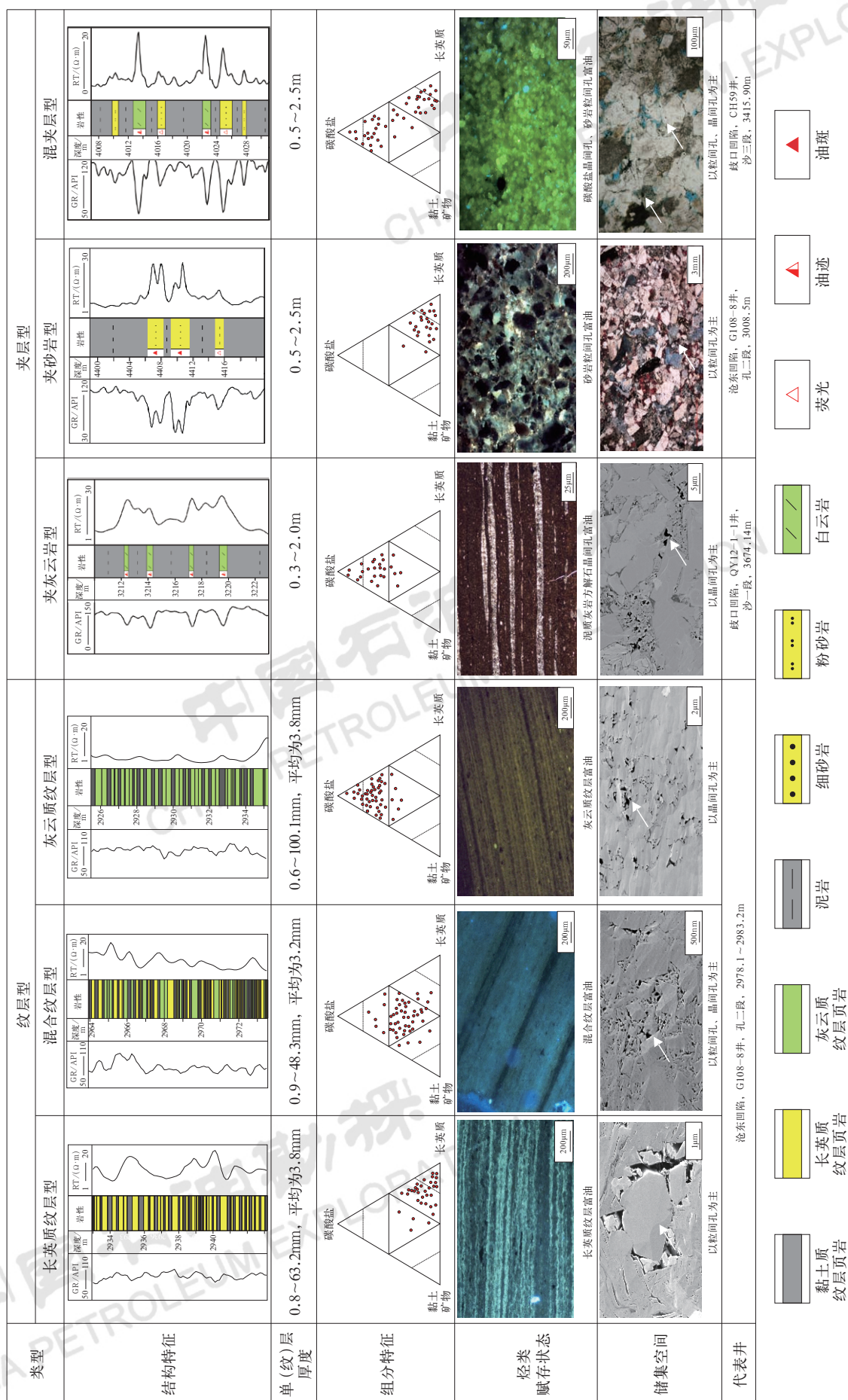


图 3 黄骅凹陷页岩油类型划分及典型特征图
Fig.3 Classification and typical characteristics of shale oil in Huanghua Depression

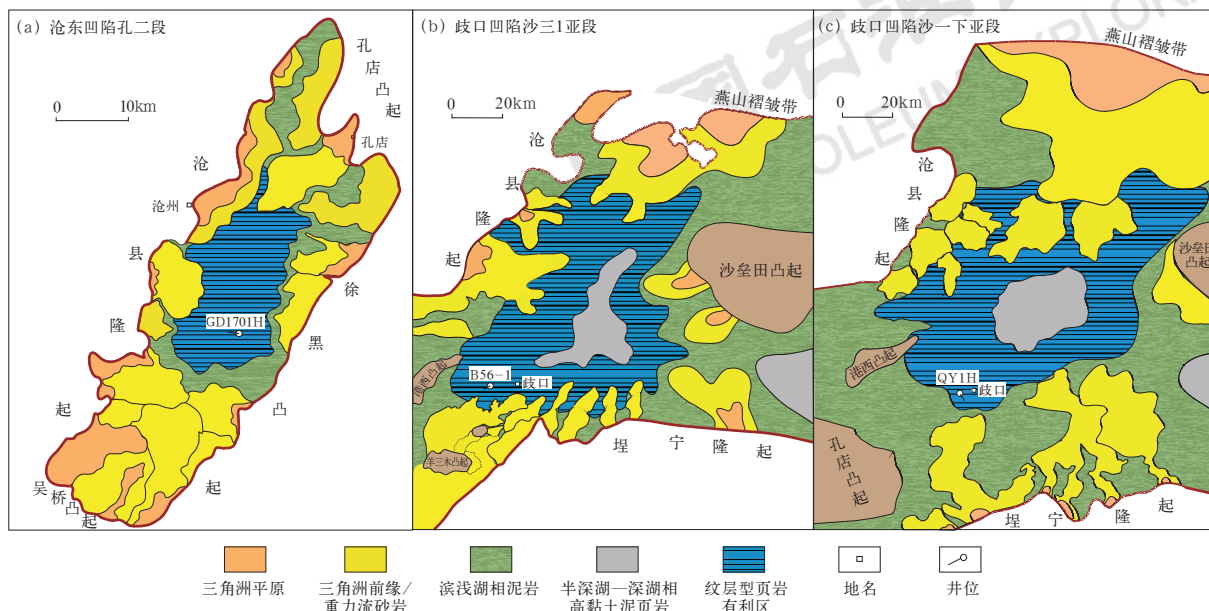


图4 黄骅坳陷古近系沉积体系与纹层型页岩有利发育区分布

Fig.4 Sedimentary system and favorable development areas of laminated shale oil in the Paleogene in Huanghua Depression

能满足页岩吸附, 可动油量很低; 当 $R_o > 1.2\%$ 时, 排出油量高, 产烃率可达 380mg/g , 89.0% 的油气在地层压力驱动下排出逸散, 难以形成页岩中油的大量滞留。当 R_o 为 $0.6\% \sim 1.2\%$ 时, 干酪根吸附油量平均为 100mg/g , 页岩有机质的产烃率平均可达 350mg/g , 滞留可动油量高, 最高可达总生油量的 58.2% ^[21,33]。

页岩滞留可动烃量与埋藏深度的关系表明

(图5右), 随着埋深的增大, 可动油量先增多后减少。当深度为 $3200 \sim 4200\text{m}$ 、 R_o 为 $0.7\% \sim 1.0\%$ 时, S_1 平均大于 6mg/g 。随着热演化程度提高, 生成的油不断减少, 气油比不断增大, 原油密度和黏度不断变少, 有利于页岩油的渗流^[5-6,22]。因此, 中等热演化 (R_o 为 $0.7\% \sim 1.0\%$, 深度为 $3200 \sim 4200\text{m}$) 是页岩热演化大量生烃与页岩滞留可动油量富集相匹配的最佳条件。

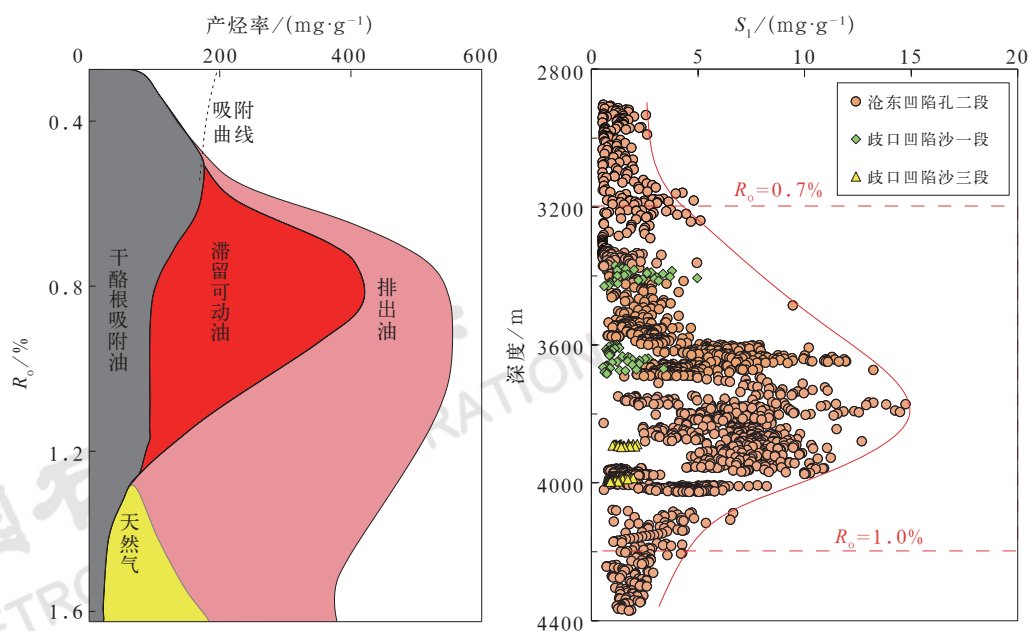


图5 黄骅坳陷页岩层系热演化图(左)与页岩含油量关系图(右)

Fig.5 Thermal evolution diagram (left) and oil content (right) of shale series in Huanghua Depression

3.3 基准面 T/R 旋回转换带控制长英质页岩油的主要富集

受基准面旋回的周期性变化影响, 3 类纹层型页岩纵向呈交替分布的特征。以 G108-8 井孔二段页岩层系为例, 受湖平面上升、下降旋回的影响, 在一个五级旋回周期内, 长英质纹层页岩主要分布在 R 旋回周期的始端和 T 旋回周期的末端位置, 而混合纹层页岩主要分布于旋回周期的中部, 灰云质纹层页岩分布在 T 旋回周期的始端和 R 旋回周期的末端位置。在湖平面上升旋回周期内, 自下而上一般为灰云质纹层页岩、混合纹层页岩、长英质纹层页岩, 湖平面下降旋回周期内上述岩相的分布顺序则相反 (图 6)。

统计分析发现, 形成于基准面 T/R 旋回转换带的长英质纹层页岩具有较高的 TOC 及 S_1 , 是页岩油相对富集的部位。通过基准面 T/R 旋回转换部位样品的荧光扫描及微区取样分析发现, 纹层型页岩中的油主要赋存在长英质纹层中, 荧光薄片观察到长英

质纹层与黏土—有机质纹层呈现高频互层, 长英质纹层荧光强度要明显高于黏土—有机质纹层, 计算长英质纹层 S_1 高达 22.53mg/g, 而后者 S_1 仅为 9.01mg/g, 说明有机质纹层的烃类生成后也经历了微扩散和微运移, 并赋存在相邻的长英质纹层中, 微观尺度上仍属于“源储”耦合富集。同时部分烃类也可经运移赋存在相邻的、储集物性相对较好的灰云质纹层中。

4 纹层型页岩油有利区及富集层评价标准的建立及应用

国内外专家学者多从甜点评价的角度, 利用岩性、电性、物性、含油性、烃源岩特性、脆性、地应力各向异性等“七性”关系, 以及渗流性、敏感性、保存条件等参数^[44-60], 提出了 10 余项页岩油评价指标, 为页岩油的早期评价优选提供了重要遵循, 但也存在着未将成因机制不同的纹层型页岩油与夹层型页岩油 (致密油) 加以区分, 以及评价参数多、

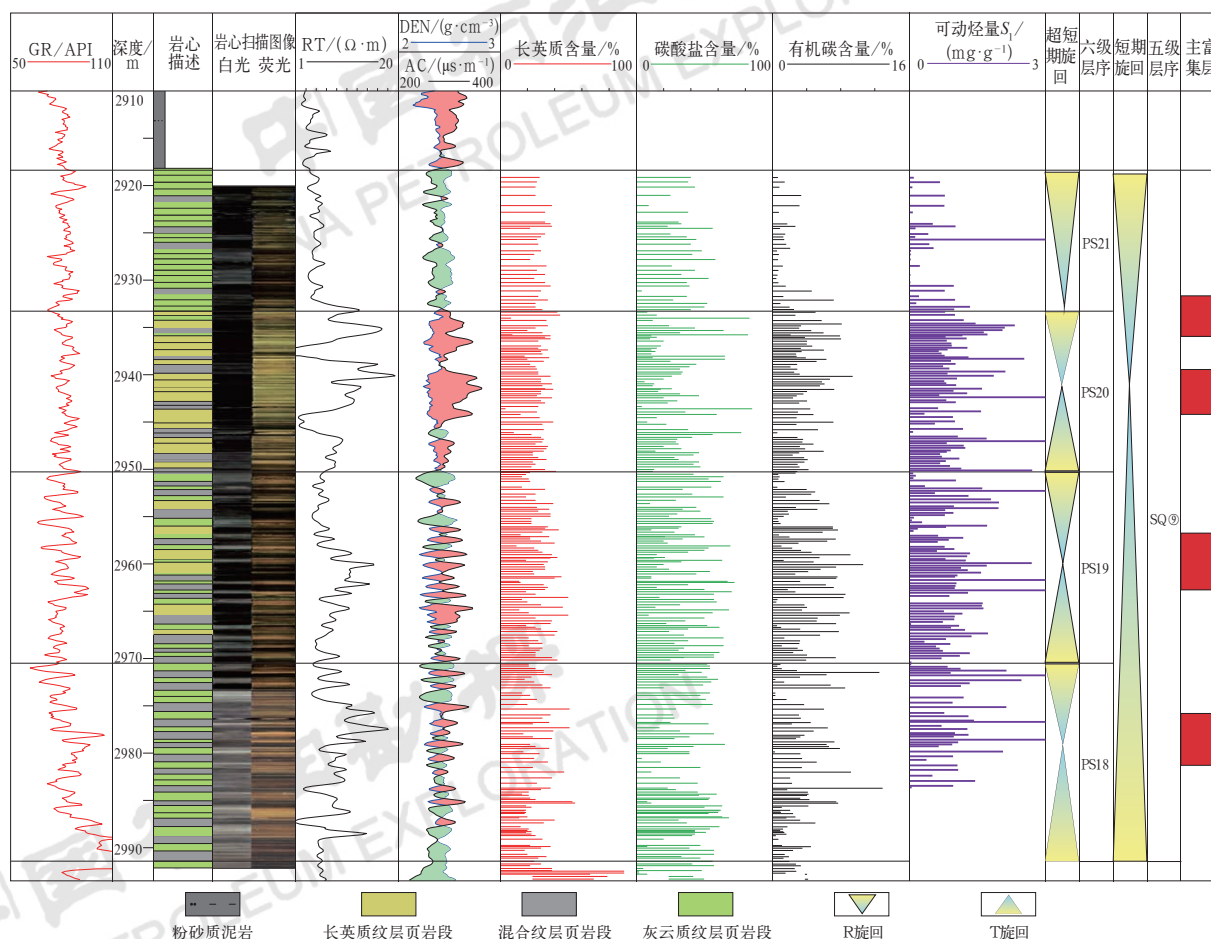


图 6 G108-8 井孔二段不同类型页岩分布图

Fig.6 Distribution of different types of shale in the second member of Kongdian Formation in Well G108-8

参数间相互交叉、标准不统一等问题,影响着页岩油的勘探开发井位部署。

本文基于黄骅拗陷纹层型页岩油勘探开发实践,建立了页岩油形成有利区与富集层的评价标准。一是提出利用页岩地层有机碳含量(TOC)、热演化成熟度(R_o)及黏土含量3项与页岩油形成密切相关的成因(内因+外因)参数进行有利区的评价与优选;二是利用首年累计产油量大于10000t的GY5-1-9H、

GY5-3-1L两口井的录井可动烃量 S_1 、脆性矿物含量、全烃峰基比以及测井深电阻率比值对数、自然伽马等5项含油性、可压裂性的表征参数,进行富集层的评价优选。根据示踪剂分段标定的日产油量,划分百米日产油量大于3.0t为Ⅰ类层、1.5~3.0t为Ⅱ类层、0.5~1.5t为Ⅲ类层,通过统计不同产油段的测井、录井参数等,建立页岩油有利区及富集层的优选评价标准(表2)。

表2 黄骅拗陷纹层型页岩油有利区及富集层分类评价标准

Table 2 Classification and evaluation standard for favorable areas and enrichment layers of laminated shale oil in Huanghua Depression

评价指标			I 类	II 类	III 类
有利区评价	TOC/%		2~4	1~2 或 > 4	
	R_o /%		0.8~1.1	0.5~0.8 或 1.1~1.2	< 0.5 或 > 1.2
	黏土矿物含量/%		< 15	15~30	30~40
富集层评价	录井	可动烃量 S_1 /($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	> 6	3~6	1~3
		脆性矿物含量/%	≥ 78	≥ 75	
		全烃峰基比	> 5	1~5	
	测井	深电阻率比值对数	> 1.9	1.7~1.9	1.4~1.7
		自然伽马/API	≤ 105		≤ 110

4.1 有利区评价标准的建立

4.1.1 有机碳含量(TOC)与热演化成熟度(R_o)评价标准的建立

优选黄骅拗陷正常生产的37口水平井压裂段TOC、 R_o 与千米水平段首年累计产油量关系的综合分析发现(图7),千米水平段首年累计产油量达到5000t以上井页岩层的TOC主要分布在2%~4%, R_o 介于0.8%~1.0%;当 $R_o < 0.8\%$ 时,无论TOC高低,千米水平段首年累计产油量均低于3280t;同时结合图5,当 $R_o > 1.1\%$ 时,滞留烃量逐渐减少,因此以TOC为2%~4%、 R_o 介于0.8%~1.1%为Ⅰ类有利区标准,TOC介于1%~2%或TOC > 4%、 R_o 介于0.5%~0.8%或 R_o 介于1.1%~1.2%为Ⅱ类有利区标准;TOC介于1%~2%或TOC > 4%、 $R_o < 0.5\%$ 或 $R_o > 1.2\%$ 为Ⅲ类有利区标准。

4.1.2 黏土矿物含量评价标准的建立

通过沧东凹陷GY5-3-1L、GD1702H等4口页岩油水平井孔二段压裂示踪产出剖面测试统计的压裂段黏土矿物含量与百米日产油量关系发现,二者呈现一定的负相关关系(图8a),Ⅰ类层中84.3%的样

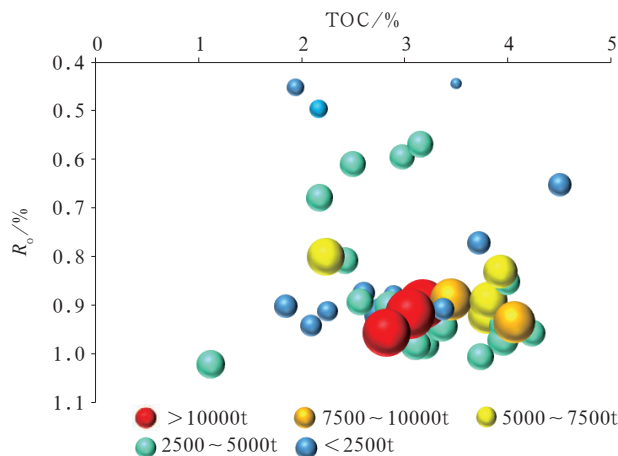


图7 黄骅拗陷纹层型页岩油水平井压裂段TOC、 R_o 与千米水平段首年累计产油量关系图

Fig.7 Relationship between the cumulative oil output per kilometer of the horizontal section in the first year and TOC and R_o in the horizontal fracturing section of laminated shale oil in Huanghua Depression

图中圆圈为千米水平段首年累计产油量

品黏土矿物含量小于15%,Ⅱ类层中75.5%的样品黏土矿物含量介于15%~30%,Ⅲ类富集层中68.2%

的样品黏土矿物含量介于 30%~40%。基于此, 将黏土矿物含量小于 15% 作为 I 类有利区评价标准, 15%~30% 为 II 类有利区标准, 30%~40% 为 III 类有利区标准。

4.2 富集层评价标准的建立

4.2.1 可动烃量与脆性矿物含量评价图版的建立

通过沧东凹陷正常生产的 14 口页岩油水平井自喷期 90 天百米日产油量与可动烃量 S_1 、脆性矿物含量相关关系分析可知, 水平井产量与 S_1 及脆性矿物

含量均呈明显的正相关关系 (图 8b、c), 相关系数分别为 0.7753、0.5737; 基于此, 利用首年累计产油量大于 10000t 且有压裂段示踪剂测试标定的两口页岩油水平井 (GY5-1-9H、GY5-3-1L), 通过提取 I 类、II 类、III 类层的 S_1 与脆性矿物含量构建评价图版 (图 9a), 明确 $S_1 > 6\text{mg/g}$ 、脆性矿物含量大于或等于 78% 为 I 类富集层评价标准, S_1 介于 3~6mg/g、脆性矿物含量大于或等于 75% 为 II 类富集层评价标准, S_1 介于 1~3mg/g、脆性矿物含量大于或等于 75% 为 III 类富集层评价标准。

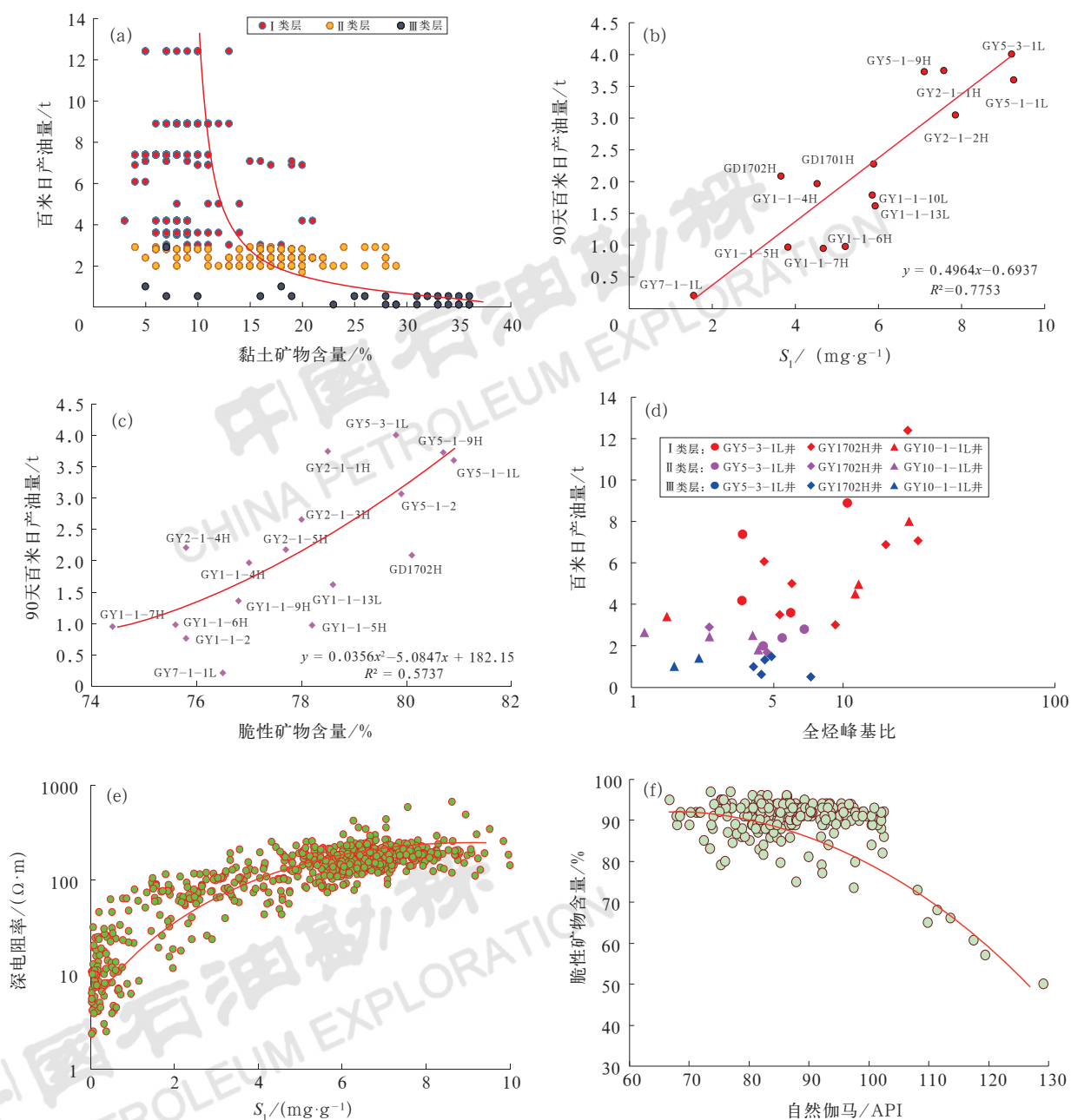


图8 页岩油关键评价参数相关关系分析图

Fig.8 Correlation relationship between key evaluation parameters of shale oil

4.2.2 气测全烃峰基比评价标准的建立

基于沧东凹陷 GY5-3-1L、GD1702H、GY10-1-1L 三口页岩油水平井孔二段压裂示踪产出剖面测试,将不同压裂段产量折算为百米页岩油产量后与该段气测全烃峰基比之间关系分析发现,二者呈正相关关系(图 8d),相关系数为 0.5325。结合水平井压裂段 3 类层划分标准,明确全烃峰基比大于 5 为 I 类富集层评价标准,全烃峰基比介于 1~5 为 II 类及 III 类富集层评价标准(图 8d)。

4.2.3 深电阻率比值对数与自然伽马评价图版建立

沧东凹陷孔二段页岩油水平井测井采集系列主要为随钻电磁波传播电阻率和自然伽马测井,通过 GY5-3-1L 井电磁波传播测井中低频相位电阻率(深探测深度电阻率,简称深电阻率)与页岩油可动烃量

S_1 相关关系可知(图 8e),随着含油性增加,电阻率升高,说明随钻深电阻率可以有效反映页岩油水平井的含油性;通过对 GY5-3-1L 井自然伽马与脆性矿物含量相关关系可知,随着自然伽马数值增大,页岩脆性矿物含量降低(图 8f),说明随钻自然伽马可以有效反映页岩油水平井的可压裂性。基于此,通过 GY5-1-9H、GY5-3-1L 等 4 口页岩油水平井压裂示踪产出剖面测试的百米日产油,形成 3 类富集层的深电阻率比值对数与自然伽马交会图版(图 9b),明确深电阻率比值对数大于 1.9、自然伽马小于或等于 105API 为 I 类富集层评价标准,深电阻率比值对数为 1.7~1.9、自然伽马小于或等于 105API 为 II 类富集层评价标准,深电阻率比值对数为 1.4~1.7、自然伽马小于或等于 110API 为 III 类富集层评价标准。

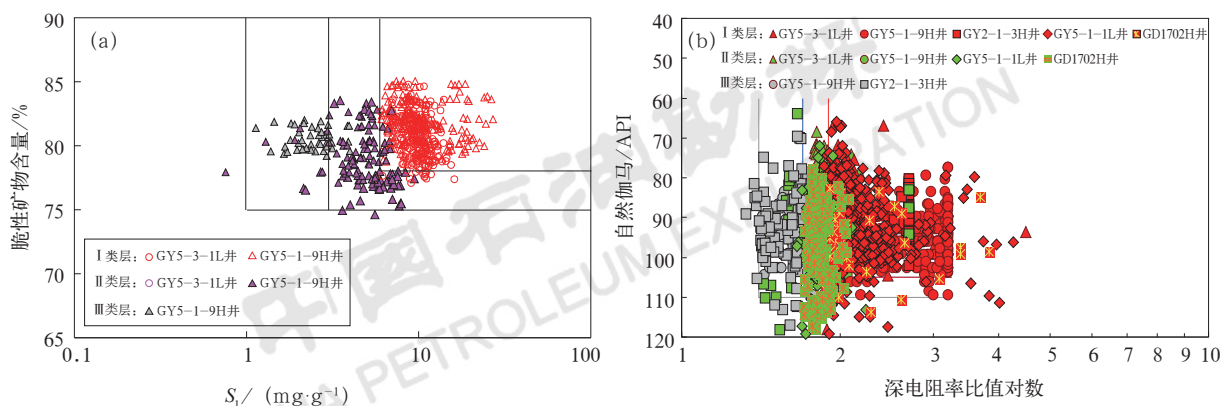


图 9 纹层型页岩油富集层测井、录井评价解释图版

Fig.9 Interpretation chart of mud logging and wireline logging of laminated shale oil enrichment layers

上述标准指导了黄骅坳陷沧东凹陷孔二段、歧口凹陷歧北次凹沙三 1 亚段及沙一下亚段纹层型页岩油富集层/区的评价优选及资源量的落实(表 3)。其中沧东凹陷孔二段共优选出 7 个 I 类富集层,叠合面积为 400km²,落实井控资源量约 10.96×10⁸t;歧北次凹沙三 1 亚段优选出 4 个

I 类富集层,叠合面积为 125km²,落实井控资源量约 2.39×10⁸t;歧北次凹沙一下亚段优选出 2 个 I 类富集层,叠合面积 102km²,落实井控资源量 0.75×10⁸t。黄骅坳陷古近系共落实纹层型页岩油井控资源量 14.1×10⁸t,奠定了百万吨生产能力的资源基础。

表 3 黄骅坳陷沙河街组—孔店组纹层型页岩油资源评价结果统计表

Table 3 Evaluation results of laminated shale oil resources of Shahejie-Kongdian Formation in Huanghua Depression

开发层系	平均厚度 /m	有利面积 /km ²	平均资源丰度 / (10 ⁴ t·km ⁻²)	资源量 /10 ⁴ t
Es ₁ ^F	C1	17	76	42.34
	C4	23	85	50.37
Es ₃ ^I	C1	60	117	89.04
	C2	57	125	44.36
Es ₃ ^I	C5	43	88	34.47
	C6	70	95	51.25

续表

开发层系		平均厚度 /m	有利面积 /km ²	平均资源丰度 / (10 ⁴ t·km ⁻²)	资源量 /10 ⁴ t
Ek ₂	C1	70	400	92.75	37100
	C2	30	190	26.25	4987.5
	C3	45	265	47.25	12521.3
	C4	35	355	30.62	10871.8
	C5	30	260	27	7020
	C6	55	310	79.75	24722.5
	C7	50	210	58.75	12337.5
合计					140926.6

5 页岩油井提产提效关键技术

基于 37 口页岩油水平井开发先导试验的综合分析与经验总结，形成了断陷盆地页岩油水平井开发方案优化、单点密切割缝网体积压裂、排采参数优化等提产提效关键技术系列，为推进页岩油效益勘探开发提供了坚实的技术支撑与保障。

5.1 水平井开发参数优化技术

5.1.1 水平段设计长度与方位优化

黄骅拗陷页岩油分布区断层十分发育，断块宽度一般小于 2000m，相当部分断块宽度仅为 500m 左右，断层走向以北东向为主，与研究区内最大水平主应力方向接近一致。如此，垂直最大水平主应力方向布井（垂直断层）就打不长水平段，平行断层走向布井打长水平段就会与最大水平主应力方向接近，二者成为了一对矛盾^[61-64]。

统计研究区内孔二段 C1 甜点正常生产一年以上 15 口井的水平段长度、方位与最大水平主应力夹角和首年累计产油量的关系（图 10），发现水平段长度与首年累计产油量具有明显的正相关性，相关系数为 0.7202，而水平段方位与首年累计产油量仅具有弱相关性。分析认为有两种原因：一是我国东部断陷盆地的水平主应力差相对较小，黄骅拗陷孔二段页岩油地层的水平应力差为 2.0~6.4MPa，明显小于我国西部准噶尔盆地吉木萨尔芦草沟组应力差（10~22MPa）和四川盆地川南龙马溪组页岩应力差（12~22MPa），而且也仅占到地层破裂压力 70~80MPa 的 5% 左右，地应力对压裂效果的影响相对较小；二是断陷盆地断层发育，不同断块最大水平主应力方位有一定变化，很难准确预测。因此，在断陷盆地页岩油水平井水平段长度与方位的设计优化中应以打长水平段为主，兼顾方位。

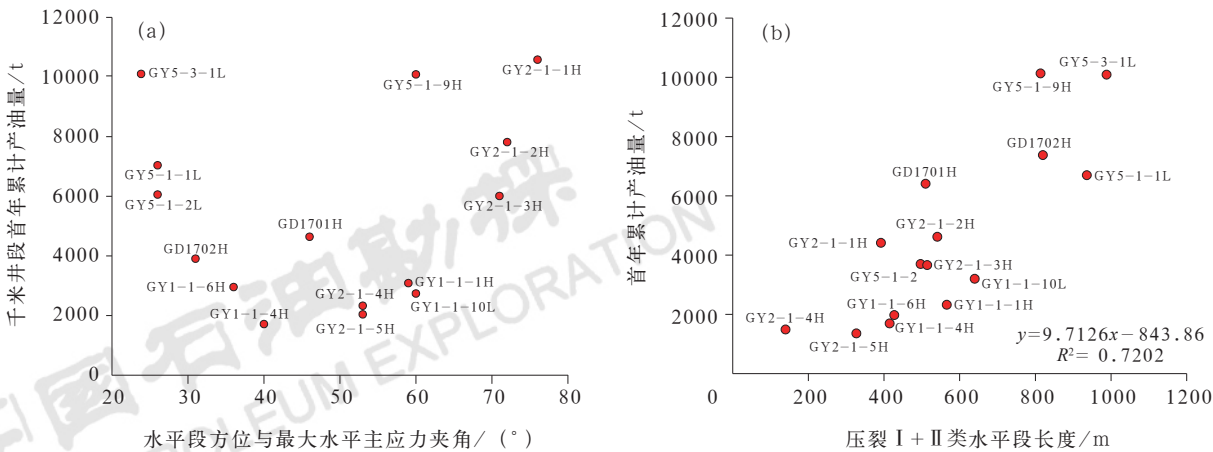


图 10 孔二段 C1 甜点水平井归一化首年累计产油量与井轨迹方位 (a) 及水平段长度的关系图 (b)

Fig.10 Relationship between the normalized first-year cumulative oil production and well trajectory azimuth (a) and horizontal section length (b) of C1 sweet spot in the second member of Kongdian Formation

但是,并非水平段越长效益越好,当水平段增加到一定长度后继续增加会导致钻探投资的快速增加,投资回报率降低,因此需要统筹考虑钻探投资、原油产量和内部收益率,合理设计最优水平段长度^[65-68]。以油价45美元/bbl、垂深4200m为例,模拟计算黄骅坳陷页岩油不同水平段长度井的单井投资和原油产量的内部收益率,页岩油井水平段长1300~2700m的内部收益率可达到6%以上,其中内部收益率最高时水平段长度为2000m,水平段长度小于1300m或大于2700m都会导致内部收益率低于6%。当然,如果页岩油目的层垂深变浅,水平段长度则可根据钻机的能力适当增加。

5.1.2 水平井井网井距的优化

井网井距是影响页岩油气资源效益开发动用的关键参数之一。井网井距过大,影响资源的动用程度,而井网井距过小,易出现“压裂冲击”和“压裂窜扰”,影响页岩油气井的生产。北美大力推广小井距密井网的布井模式,水平井井距由400m缩小到200m,最低到76m^[69]。国内川西新场沙溪庙组井距200~230m批钻井在压裂作业过程中,已投产邻井压力出现波动,且压裂结束后产量出现明

显下降且积液严重^[70]。

对于断陷盆地而言,断层发育是其主要特征之一,对页岩油水平井井网井距的布设有明显影响。黄骅坳陷页岩油井压裂井间干扰情况统计表明(表4),压裂冲击和压裂窜扰多发生在水平井距200m、空间距离110m以内,个别达到500m。

例如受干扰的GD1702H井,在与其同层位平面距离160m的GY1-1-6H井第6段及GY1-1-7H井第7、8段压裂过程中,该井井口压力由0.1MPa升高到34MPa,受干扰前6mm油嘴自喷生产,稳定日产油12.1t,含水率为25%,受到干扰后含水率上升至95%以上,日产油量降低到不足2t,且经过一年多的长时间排采,日产油量始终得不到恢复,表现出一旦受压窜干扰就不可逆的特征。GY1-1-9H和GY1-3-8H两口水平井发生干扰的主要原因是纵向上存在微断裂沟通。综合分析认为,在水平井压裂规模液量26~32m³/m、砂量2.8~3.3m³/m的条件下,同层系井组横向井距300m、不同层系井组空间井距大于100m为断陷盆地页岩油防压裂冲击和压裂窜扰、又能较好动用资源,并为今后加密井布设留出空间的合理布设方式。

表4 黄骅坳陷页岩油井压裂井间干扰情况统计数据表

Table 4 Statistics of frac-hits between shale oil wells in Huanghua Depression

干扰源井	受干扰井	同层平面 距离/m	不同层空间 距离/m	受干扰情况
GY1-1-2H井	GD1701H井	150		GD1701H井井口压力无明显变化,日产液由17m ³ 上升至23m ³
GY1-3-8H井 第4、8段压裂	GD1701H井		73	GD1701H井井口压力分别上升至20MPa、28MPa,并造成水淹,日产油量由5t降为零
GY1-1-6H井 第6段/GY1-1-7H井 第7、8段压裂	GD1702H井	160		GD1702H井井口压力由0.1MPa上升到34MPa
GY1-1-9H井	GD14H井		110	GD14H井井口压力由零升高至4MPa,关井
GY1-1-9H井 第11、14、21段压裂	GY1-3-1H井		111	GY1-3-1H井井口压力从1.7MPa分别上升至2.2MPa、19.5MPa、42MPa,导致关井,日产油量减少15t
GY1-1-13L井 第11段压裂	GY1-1-4H井	480		GY1-1-4H井井口压力由3MPa上升至7.5MPa,含水率由66%上升至94%,日产油量减少4t
GY2-1-3H井 第7段压裂	GY2-1-1H井	150		GY2-1-1H井井口压力由25MPa上升至33MPa
B56-1H井 第6、9段压裂	QY10-1-1井	500		QY10-1-1井井口压力由1.4MPa上升至10.9MPa
GY5-1-2L井组(2口井)		260	110	无干扰
GY5-3-1L井组(2口井)			140	无干扰
GY9-6-1井组(3口井)			140	无干扰
GY10-2-1L井组(3口井)			147	无干扰

5.2 单点密切割缝网体积压裂技术

断陷盆地页岩油地层断层发育、非均质性强，分段多簇点压裂容易产生超级裂缝，导致页岩油地层不能得到充分改造。单簇点逐个压裂则可以克服断层及非均质性的影响，实现页岩油地层的充分改造，进而提高页岩油产量。针对黄骅凹陷沧东凹陷 GY5-1-9H 井孔二段页岩油开展了单簇点密切割压裂试验并取得良好效果。该井采用带预制孔的滑套随每根套管提前下

入井中并一同固井，后期利用预制孔打开工具逐个打开间隔 12.5m 的滑套预制孔进行单簇点压裂，共压裂 79 簇、水平段长 987.6m，施工注入液量 37820m³、加砂量为 2380m³，排量为 8~9.5m³/min，施工压力为 45~70MPa（图 11）。压裂后焖井 18 天放喷，初期 6mm 油嘴放喷求产 4h，压力为 15.9MPa，折日产油 192m³，之后采用 3~4mm 油嘴自喷生产，日产油大于 20t 达 320 天，首年自喷生产累计产油量达 10724t，创黄骅凹陷页岩油井单井最高产量纪录。

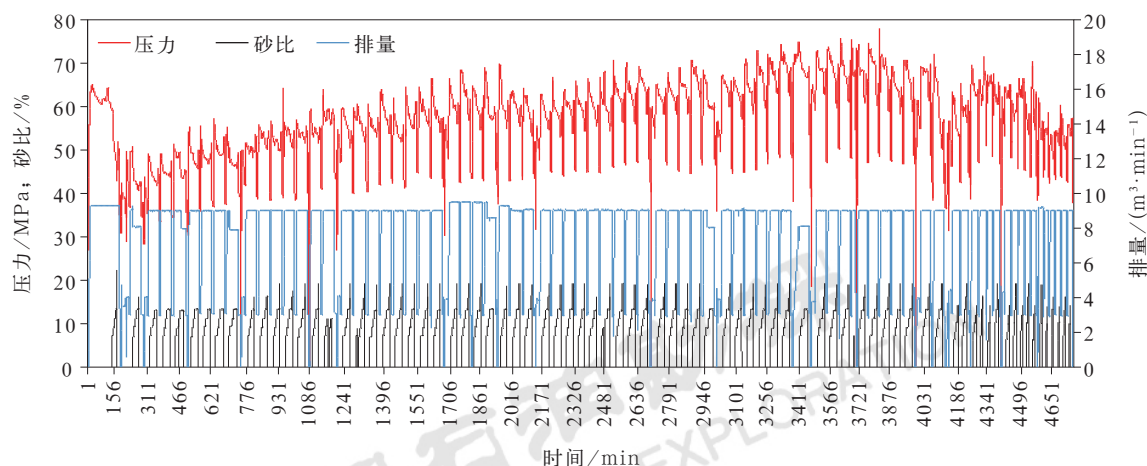


图 11 单点密切割缝网体积压裂施工曲线

Fig.11 Construction curve of single-point densely-cutting volume fracturing

与同层位、同方位的邻井 GY1-1-9H 井对比，工排量降低 25%，施工压力低 24%，压裂机组使用由 GY5-1-9H 井压裂水平段长度较 GY1-1-9H 井 20 台减少到 9 台，而首年累计产油量高出 5060t，高短 526.4m，压裂液用量少 12%，加砂量低 36%，施出了 1.89 倍（表 5）。

表 5 GY1-1-9H 井与 GY5-1-9H 井孔二段 C1 甜点施工参数及效果对比表

Table 5 Comparison of construction parameters and results of C1 sweet spot in the second member of Kongdian Formation between Well GY1-1-9H and Well GY5-1-9H

井号	水平段深度 / m	压裂水平段长度 / m	压裂段数	簇数	簇间距 / m	液量 / m ³	加砂量 / m ³	施工排量 / (m ³ · min ⁻¹)	施工压力 / MPa	压裂车数量	首年累计产油量 / t
GY1-1-9H	3817~4101	1514	26	157	6.5~10	43200	3771	12~13	70~80	20	5664
GY5-1-9H	3771~3850	987.6	—	79	12.5	37820	2380	8~9.5	45~70	9	10724

基于沧东凹陷 G108-8 井孔二段的页岩岩心分析及测井资料分别计算长英质纹层页岩、灰云质纹层页岩的杨氏模量、泊松比、水平主应力等岩石力学参数。结合镜下观察层理密度，采用基于离散格子法的 XSite 软件，建立了两种纹层型页岩地层的岩石数值模型，并模拟了分段多簇点整体压裂与单簇点逐个压裂两种工艺下裂缝扩展规律。该数值方法以岩石颗粒为节点，以岩石颗粒之间的接触为节点间的弹簧，利用弹簧的拉伸与剪切表示岩体的拉伸剪切破坏。通过计算裂缝上每个节点的三维位移，

可得到裂缝改造体积。求取单簇裂缝体积与平均裂缝体积的偏差和（标准差），并取倒数即可评价多裂缝扩展的均匀度。倒数值越大，代表改造裂缝均匀度越高^[71-72]。模拟结果如图 12 所示，由于裂缝尚未扩展到远井端，缝间并无明显交互，但缝长尖端存在偏转。根据模拟结果计算出长英质纹层页岩单簇点压裂体积改造均匀度为 0.53，是分段多簇点压裂的 1.65 倍；灰云质纹层页岩单簇点压裂体积改造均匀度为 0.51，是分段多簇点压裂的 2.04 倍（图 12）。结果表明，单簇点逐个压裂相较于分段多簇点整体压

裂,可以降低裂缝的横向扩展不均性,避免超级缝的形成,从而有利于非均质性较强的断陷页岩油地层的充分改造。同时还表明,灰云质纹层页岩的压裂具有更强的裂缝扩展非均匀性,采用单簇点逐个压裂会取得更好的裂缝均匀扩展效果。

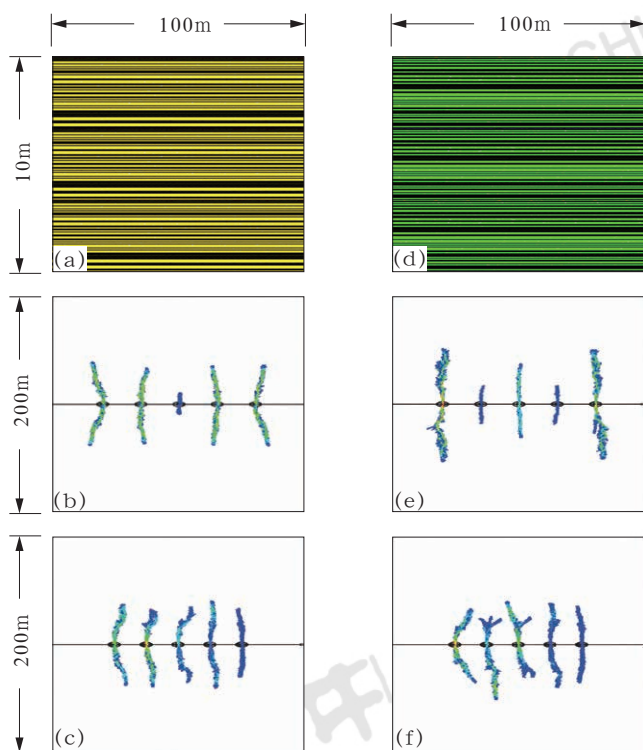


图 12 基于 G108-8 井的不同岩相数学模型及不同压裂方式的裂缝扩展形态

Fig.12 Mathematical models of different lithofacies and hydraulic fracture propagation pattern with different fracturing methods in Well G108-8

(a) 长英质纹层页岩数学模型; (b) 长英质纹层页岩多簇点整体压裂裂缝形态; (c) 长英质纹层页岩单簇点逐个压裂裂缝形态; (d) 灰云质纹层页岩数学模型; (e) 灰云质纹层页岩多簇点整体压裂裂缝形态; (f) 灰云质纹层页岩单簇点逐个压裂裂缝形态

5.3 排采参数优化技术

页岩油水平井压裂后排采过程中容易造成砂堵和蜡堵,选择合适的排采工艺也是保障页岩油井稳产的关键一环。针对黄骅坳陷页岩油水平井生产特点,优化形成了小油嘴控压降水、大油嘴提液防堵、中油嘴稳定自喷、小泵深抽长期生产的“四步法”排采方式。

压裂后放喷初期,井口压力为 22~42MPa,含水率 100%,采用 2~3mm 小油嘴控压稳定生产,可保持地层能量,防止压裂砂回流,并避免大油嘴产生的大液量处理困难。

压裂后放喷到一定阶段,随着含水率的降低、含油量的升高,液体的携砂能力增强,仍保持 2mm 小油嘴生产,很容易发生井底残留砂被带入井筒与含油液体混合造成砂堵,此时及时放大油嘴,通过提高产液量将井筒沉砂快速排出可防止砂堵。黄骅坳陷沧东凹陷孔二段页岩油密度平均为 $0.90\text{g}/\text{cm}^3$ 、含蜡量为 23%、胶质沥青质含量 36%,凝固点平均为 38°C ,温度降低至 58.2°C 时就开始出现析蜡现象,较常规原油的析蜡起始温度更高,进入析蜡高峰前的累计析蜡量占比是常规原油的 2.5 倍。早期由于对页岩油水平井生产规律的认识不足,GY5-1-9H 等多口井含水率下降至 53%~96%、日产液(日产油+日产水) $8.2\sim 34.4\text{m}^3$ 时,液体到达井口时温度低,因未及时调整放大油嘴发生了堵塞停喷;而后,GY5-3-1L 等井当含水率降低至 66%~91%、日产液 $32\sim 55\text{m}^3$ 时,及时调整放大了油嘴,避免了井筒堵塞(图 13)。通过对不同规格压裂砂临界携砂流速计算,日产液 $66\sim 115\text{m}^3$ 时井液流速大于石英砂、陶粒在垂直井筒中沉降末速的 2.918 倍^[71],可将井筒中沉积的压裂砂携带至井口。通过不同工作制度下的日产液数据回归与井筒温度场模拟,当返排液含油大于 5%、日产液低于 35m^3 时,应及时放大油嘴,保持井筒温度高于析蜡点,避免原油在井筒中挂壁、凝固堵塞井筒。

页岩油水平井正常生产后油嘴尺寸过大,将会使地层压降速度过快,导致支撑剂嵌入地层或被挤压破碎,影响裂缝导流能力,此时需要通过一个适宜尺寸油嘴保压稳定生产^[73-74]。根据油嘴系数法和数值模拟法分别对黄骅坳陷页岩油井生产数据进行拟合计算,得出适宜油嘴尺寸与裂缝初始导流能力 $A_c\sqrt{K_m}$ (其中 A_c 为裂缝表面积, m^2 ; K_m 为平均渗透率, mD) 有较好的正相关性(图 14)。放喷中期供采协调后,基本保持在 4~6mm 油嘴,可实现保压、低含水高效排采。

页岩油水平井日产液量低于 10m^3 、井口压力低于 1.5MPa 时可进行下泵提液生产。通过不同泵型、泵挂深度工艺适应性试验,发现采用大泵浅抽生产,后期泵效较低,稳产难度大;采用小泵深抽技术,泵效可提高一倍以上,下泵首年累计产油量提高 1500t 左右(表 6)。目前,“小泵深抽+长冲程变冲次+周期热洗”技术已应用 32 口井,满足液量范围 $7\sim 46\text{m}^3/\text{d}$,最长检泵周期达到 707 天,为页岩油井的提产提效提供了重要技术保障。

黄骅坳陷纹层型页岩油水平井提产提效关键

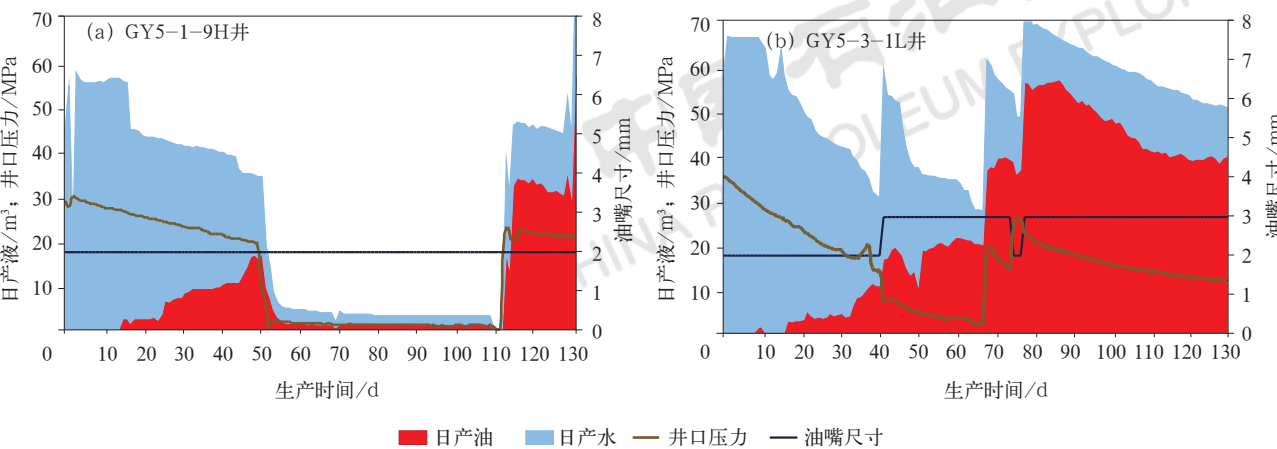


图 13 页岩油水平井生产堵塞(a)与未堵塞(b)生产曲线对比图
Fig.13 Comparison of production curves between plugged (a) and unplugged (b) horizontal shale oil wells

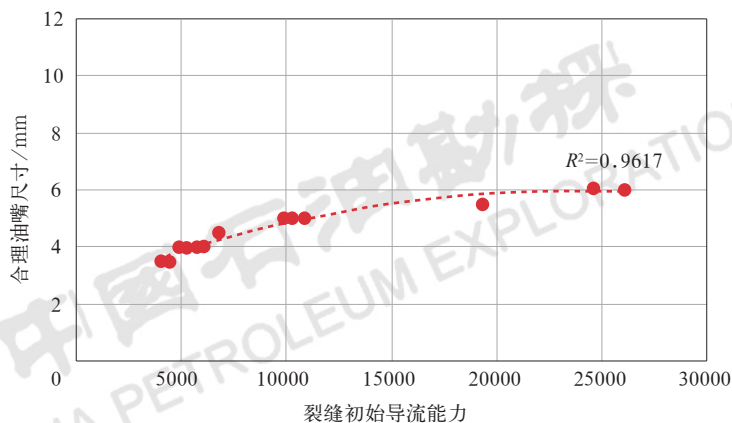


图 14 裂缝初始导流能力与合理油嘴尺寸关系曲线图
Fig.14 Relationship between initial fracture conductivity and reasonable choke size

表 6 GY2 号南井场不同举升工艺生产参数表
Table 6 Production parameters of different lifting process parameters in GY2 South Well Site

井号	压裂长度 / m	段数	压裂规模		举升参数		下泵首年生产情况				井底流压 / MPa
			液量 / t	加砂量 / m	泵径 / mm	泵深 / m	累计产油量 / t	泵效 / %	动液面 / m	沉没度 / m	
GY2-1-1H	404	9	14889	894	38	2600	6051	42.5	2473	127	11.04
GY2-1-2H	556	13	22547	1347	44	2300	5713	26.0	2233	67	15.13
GY2-1-3H	507	12	19164	1064	57	2000	4590	17.2	1944	56	18.06

技术实现了首年累计产油量和单井 EUR 的逐年提升（图 15），首年累计产油量由最低的 2000t 提高到 10724t，单井 EUR 由最低的 1.1×10^4 t 提高至 3.4×10^4 t，奠定了桶油完全成本 50 美元以下的页岩油效益开发基础。基于此，优选出沧东凹陷孔二段 C1③、C3⑧、C5⑫、歧口凹陷沙三 1 亚段 C1、沙一

下亚段 C4 共 5 套甜点 I 类区，可部署水平井 188 口，动用地质储量 1.14×10^8 t，建成年产 100×10^4 t 生产能力。这不仅为已勘探开发近 60 年的黄骅凹陷成熟老探区开辟了页岩油发展新领域，也为具有相同地质背景、发育相同生烃层系的渤海湾盆地，乃至同类断陷盆地页岩油的发展指明了广阔前景。

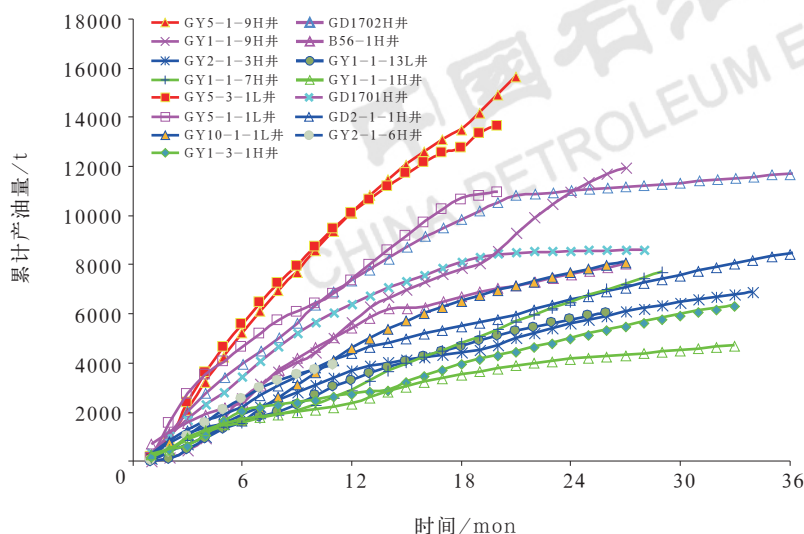


图15 黄骅拗陷纹层型页岩油水平井单井累计产油量曲线图

Fig.15 Cumulative oil production curve of single horizontal well of laminated shale oil in Huanghua Depression

6 结论与认识

(1) 基于黄骅拗陷页岩地层的地质结构及矿物组分可将陆相断陷页岩油划分为纹层型(页岩型)页岩油和夹层型页岩油(致密油)两大类。其中纹层型页岩油主要形成于前(扇)三角洲一半深湖亚相区、中等热演化阶段(R_o 为0.7%~1.0%)和基准面T/R旋回转换带。

(2) 有机碳含量、热演化成熟度 R_o 、可动烃量 S_1 、黏土矿物或脆性矿物含量等内因参数指标,以及表征这些参数指标的测井、录井响应特征,如全烃峰基比、深电阻率比值对数、自然伽马等是陆相断陷纹层型页岩油有利形成区与甜点富集层评价的关键参数。

(3) 陆相断陷盆地纹层型页岩油水平井的部署应以长水平段为先、兼顾方位,并防止井间干扰为原则;压裂改造以实现均匀密切割为主,采用单簇点压裂较分段多簇点压裂可大幅提高改造效果、提升单井EUR;压裂后排采要重点防止砂堵和蜡堵,并利用合理的油嘴调节制度,实现尽可能长时间的保压自喷生产。

参考文献

[1] 邹才能,潘松圻,荆振华,等.页岩油气革命及影响[J].石油学报,2020,41(1):1-12.
Zou Caineng, Pan Songqi, Jing Zhenhua, *et al.* Shale oil and

gas revolution and its impact[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(1):1-12.
[2] 杨雷,金之钧.全球页岩油发展及展望[J].中国石油勘探,2019,24(5):553-559.
Yang Lei, Jin Zhijun. Global shale oil development and prospects[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019,24(5):553-559.
[3] 金之钧.页岩革命及其意义[J].经济导刊,2019(10):49-52.
Jin Zhijun. Shale revolution and its significance[J]. *Economic Herald*, 2019(10):49-52.
[4] Soeder D J. The successful development of gas and oil resources from shales in North America[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018,163:399-420.
[5] 黎茂稳,金之钧,董明哲,等.陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展[J].石油实验地质,2020,42(4):489-505.
Li Maowen, Jin Zhijun, Dong Mingzhe, *et al.* Advances in the basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(4):489-505.
[6] 金之钧,朱如凯,梁新平,等.当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J].石油勘探与开发,2021,48(6):1276-1287.
Jin Zhijun, Zhu Rukai, Liang Xinping, *et al.* Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021,48(6):1276-1287.
[7] 胡素云,赵文智,侯连华,等.中国陆相页岩油发展潜力与技术对策[J].石油勘探与开发,2020,47(4):819-828.
Hu Suyun, Zhao Wenzhi, Hou Lianhua, *et al.* Development potential and technical strategy of continental shale oil in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020,47(4):819-828.
[8] 金之钧,王冠平,刘光祥,等.中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J].石油学报,2021,42(7):821-835.
Jin Zhijun, Wang Guanping, Liu Guangxiang, *et al.* Research

- progress and key scientific issues of continental shale oil in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021,42(7):821–835.
- [9] 邹才能, 杨智, 董大忠, 等. 非常规源岩层系油气形成分布与前景展望[J]. *地球科学*, 2022,47(5):1517–1533.
- Zou Caineng, Yang Zhi, Dong Dazhong, *et al.* Formation, distribution and prospect of unconventional hydrocarbons in source rock strata in China[J]. *Earth Science*, 2022,47(5):1517–1533.
- [10] 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.
- [11] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. *地质学报*, 2015,89(6):979–1007.
- Zou Caineng, Yang Zhi, Zhu Rukai, *et al.* Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015,89(6):979–1007.
- [12] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等. 中国陆相页岩油地质特征与勘探实践[J]. *地质学报*, 2022,96(1):155–171.
- Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong, *et al.* Geological characteristics and exploration practices of continental shale oil in China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022,96(1):155–171.
- [13] 朱如凯, 邹才能, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. *石油与天然气地质*, 2019,40(6):1168–1184.
- Zhu Rukai, Zou Caineng, Wu Songtao, *et al.* Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019,40(6):1168–1184.
- [14] 孙焕泉, 蔡勋育, 周德华, 等. 中国石化页岩油勘探实践与展望[J]. *中国石油勘探*, 2019,24(5):569–575.
- Sun Huanquan, Cai Xunyu, Zhou Dehua, *et al.* Practice and prospect of Sinopec shale oil exploration[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019,24(5):569–575.
- [15] 李国欣, 朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. *中国石油勘探*, 2020,25(2):1–13.
- Li Guoxin, Zhu Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020,25(2):1–13.
- [16] 支东明, 唐勇, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规—非常规油气有序共生与全油气系统集成藏模式[J]. *石油勘探与开发*, 2021,48(1):38–51.
- Zhi Dongming, Tang Yong, He Wenjun, *et al.* Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021,48(1):38–51.
- [17] 郭旭光, 何文军, 杨森, 等. 准噶尔盆地页岩油“甜点区”评价与关键技术应用: 以吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *天然气地球科学*, 2019,30(8):1168–1179.
- Guo Xuguang, He Wenjun, Yang Sen, *et al.* Evaluation and application of key technologies of “sweet area” of shale oil in Junggar Basin: case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Depression[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019,30(8):1168–1179.
- [18] 杨华, 梁晓伟, 牛小兵, 等. 陆相致密油形成地质条件及富集主控因素: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2017,44(1):12–20.
- Yang Hua, Liang Xiaowei, Niu Xiaobing, *et al.* Geological conditions for continental tight oil formation and the main controlling factors for the enrichment: a case of Chang 7 member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017,44(1):12–20.
- [19] 柳波, 石佳欣, 付晓飞, 等. 陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件: 以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018,45(5):828–838.
- Liu Bo, Shi Jiaxin, Fu Xiaofei, *et al.* Petrological characteristics and shale oil enrichment of lacustrine fine-grained sedimentary system: a case study of organic-rich shale in first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018,45(5):828–838.
- [20] 韩文中, 赵贤正, 金凤鸣, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段湖相页岩油甜点评价与勘探实践[J]. *石油勘探与开发*, 2021,48(4):777–786.
- Han Wenzhong, Zhao Xianzheng, Jin Fengming, *et al.* Sweet spots evaluation and exploration of lacustrine shale oil of the second member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021,48(4):777–786.
- [21] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盐湖相区页岩油富集理论、勘探技术及前景: 以渤海湾盆地黄骅凹陷古近系为例[J]. *石油学报*, 2021,42(2):143–162.
- Zhao Xianzheng, Pu Xiugang, Zhou Lihong, *et al.* Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: a case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021,42(2):143–162.
- [22] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 湖相页岩滞留烃形成条件与富集模式: 以渤海湾盆地黄骅凹陷古近系为例[J]. *石油勘探与开发*, 2020,47(5):856–869.
- Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Pu Xiugang, *et al.* Formation conditions and enrichment model of retained petroleum in lacustrine shale: a case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020,47(5):856–869.
- [23] 张顺, 刘惠民, 王敏, 等. 东营凹陷页岩油储层孔隙演化[J]. *石油学报*, 2018,39(7):754–766.
- Zhang Shun, Liu Huimin, Wang Min, *et al.* Pore evolution of shale oil reservoirs in Dongying Sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018,39(7):754–766.
- [24] 孙焕泉. 济阳凹陷页岩油勘探实践与认识[J]. *中国石油勘探*, 2017,22(4):1–14.
- Sun Huanquan. Exploration practice and cognitions of shale oil in Jiyang Depression[J]. *China Petroleum Exploration*, 2017,22(4):1–14.
- [25] 李国欣, 朱如凯, 张永庶, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩油地质特征、

- 评价标准及发现意义[J]. 石油勘探与开发, 2022,49(1):18–31.
- Li Guoxin, Zhu Rukai, Zhang Yongshu, *et al.* Geological characteristics, evaluation criteria and discovery significance of Paleogene Yingxiongling shale oil in Qaidam Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022,49(1): 18–31.
- [26] 周庆凡, 金之钧, 杨国丰, 等. 美国页岩油勘探发现现状与前景展望[J]. 石油与天然气地质, 2019,40(3):469–477.
- Zhou Qingfan, Jin Zhijun, Yang Guofeng, *et al.* Shale oil exploration and production in the US: status and outlook[J]. Oil & Gas Geology, 2019,40(3):469–477.
- [27] 杨跃明, 黄东, 杨光, 等. 四川盆地侏罗系大安寨段湖相页岩油气形成地质条件及勘探方向[J]. 天然气勘探与开发, 2019,42(2):1–12.
- Yang Yueming, Huang Dong, Yang Guang, *et al.* Geological conditions to form lacustrine facies shale oil and gas of Jurassic Daanzhai member in Sichuan Basin and exploration directions[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(2):1–12.
- [28] 杨智, 邹才能, 付金华, 等. 中国陆相重点盆地页岩层系液态烃形成条件与富集主控因素[C]//中国矿物岩石地球化学学会第九次全国会员代表大会暨第16届学术年会文集, 2017:1114.
- Yang Zhi, Zou Caineng, Fu Jinhua, *et al.* Formation conditions and main enrichment factors of liquid hydrocarbons in shale series of continental key basins in China [C]// Proceedings of the 9th National Congress and 16th Annual meeting of the Chinese Society for Mineralogy Petrology and Geochemistry, 2017:1114.
- [29] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 断陷湖盆斜坡区油气富集理论与勘探实践: 以黄骅坳陷古近系为例[J]. 中国石油勘探, 2017,22(2):13–24.
- Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Pu Xiugang, *et al.* Hydrocarbon enrichment theory and exploration practice in the slope of fault lake basin: a case study of Paleogene in Huanghua Depression[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(2):13–24.
- [30] 周立宏, 蒲秀刚, 肖敦清, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油形成条件及富集主控因素[J]. 天然气地球科学, 2018,29(9):1323–1332.
- Zhou Lihong, Pu Xiugang, Xiao Dunqing, *et al.* Geological conditions for shale oil formation and the main controlling factors for the enrichment of the 2nd member of Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018,29(9):1323–1332.
- [31] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012,33(3):343–350.
- Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, *et al.* Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012,33(3): 343–350.
- [32] 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.
- [33] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 湖相页岩型页岩油勘探开发理论技术与实践: 以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组为例[J]. 石油勘探与开发, 2022,49(3):616–626.
- Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Pu Xiugang, *et al.* Theories, technologies and practices of lacustrine shale oil exploration and development: a case study of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022,49(3):616–626.
- [34] 杜金虎, 刘合, 马德胜, 等. 试论中国陆相致密油有效开发技术[J]. 石油勘探与开发, 2014,41(2):198–205.
- Du Jinhua, Liu He, Ma Desheng, *et al.* Discussion on effective development techniques for continental tight oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014,41(2):198–205.
- [35] 蒲秀刚, 金凤鸣, 韩文中, 等. 陆相页岩油甜点地质特征与勘探关键技术: 以沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019,40(8): 997–1012.
- Pu Xiugang, Jin Fengming, Han Wenzhong, *et al.* Sweet spots geological characteristics and key exploration technologies of continental shale oil: a case study of member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019,40(8):997–1012.
- [36] 胥云, 雷群, 陈铭, 等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2018,45(5):874–887.
- Xu Yun, Lei Qun, Chen Ming, *et al.* Progress and development of volume stimulation techniques[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018,45(5):874–887.
- [37] 张绍槐. 现代导向钻井技术的新进展及发展方向[J]. 石油学报, 2003,24(3):82–85,89.
- Zhang Shaohuai. New progress and development direction of modern steering drilling techniques[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003,24(3):82–85,89.
- [38] 赵贤正, 周立宏, 赵敏, 等. 陆相页岩油工业化开发突破与实践: 以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段为例[J]. 中国石油勘探, 2019,24(5): 589–600.
- Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Zhao Min, *et al.* Breakthrough and practice of industrial development on continental shale oil: a case study on Kong-2 member in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019,24(5):589–600.
- [39] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 断陷盆地洼槽聚油理论的发展与勘探实践: 以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组为例[J]. 石油勘探与开发, 2018,45(6):1092–1102.
- Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Pu Xiugang, *et al.* Development and exploration practice of the concept of hydrocarbon accumulation in rifted-basin troughs: a case study of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018,45(6):1092–1102.
- [40] 周立宏, 陈长伟, 韩国猛, 等. 陆相致密油与页岩油藏特征差异性及其勘探实践意义: 以渤海湾盆地黄骅坳陷为例[J]. 地球科学, 2021, 46(2):555–571.
- Zhou Lihong, Chen Changwei, Han Guomeng, *et al.* Difference characteristics between continental shale oil and tight oil and exploration practice: a case from Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. Earth Science, 2021,46(2):555–571.
- [41] Pu Xiugang. Major oil discovery made in China's Bohai Bay Basin[EB/OL]. [2022–08–23]. <https://explorer.aapg.org/story/>

- articleid/52149.
- [42] 蒲秀刚, 周立宏, 韩文中, 等. 细粒相沉积地质特征与致密油勘探: 以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1):24-33.
- Pu Xiugang, Zhou Lihong, Han Wenzhong, *et al.* Geologic features of fine-grained facies sedimentation and tight oil exploration: a case from the second member of Paleogene Kongdian Formation of Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(1):24-33.
- [43] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征: 以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(9):1013-1029.
- Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Pu Xiugang, *et al.* Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil in faulted lake basin: a case study of member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(9): 1013-1029.
- [44] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas: part 2—shaleoil resource systems[M]//Breyer J A, ed. Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century: AAPG Memoir 97. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2012:89-119.
- [45] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 页岩油地质评价方法: GB/T 38718—2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.
- State Administration for Market Regulation, Standardization Administration. Geological evaluating methods for shale oil: GB/T 38718—2020[S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [46] 郭秋麟, 白雪峰, 何文军, 等. 页岩油资源评价方法、参数标准及典型评价实例[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(5):27-41.
- Guo Qiulin, Bai Xuefeng, He Wenjun, *et al.* Shale oil resource assessment methods, parameter standards and typical case studies[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(5):27-41.
- [47] 张顺. 济阳坳陷页岩油富集要素及地质甜点类型划分[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(2):504-511.
- Zhang Shun. Shale oil enrichment elements and geological dessert types in Jiyang Depression[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(2):504-511.
- [48] 张君峰, 徐兴友, 白静, 等. 松辽盆地南部白垩系青一段深湖相页岩油富集模式及勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4):637-652.
- Zhang Junfeng, Xu Xingyou, Bai Jing, *et al.* Enrichment and exploration of deep lacustrine shale oil in the first member of Cretaceous Qingshankou Formation, southern Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4):637-652.
- [49] 张继伟. 基于主成分分析的页岩油有利区评价: 以仪陇—平昌地区大安寨段为例[J]. 断块油气田, 2021, 28(1):28-32.
- Zhang Jiwei. Evaluation of favorable areas of shale oil based on principal component analysis: taking Daanzhai member of Yilong—Pingchang area as an example[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(1):28-32.
- [50] 吴松涛, 朱如凯, 罗忠, 等. 中国中西部盆地典型陆相页岩纹层结构与储层品质评价[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(5):62-72.
- Wu Songtao, Zhu Rukai, Luo Zhong, *et al.* Laminar structure of typical continental shales and reservoir quality evaluation in central-western basins in China[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(5):62-72.
- [51] 魏永波, 李俊乾, 卢双舫, 等. 湖相页岩油甜点综合评价方法及应用: 以饶阳凹陷沙一下亚段页岩油为例[J]. 中国矿业大学学报, 2021, 50(5): 813-824.
- Wei Yongbo, Li Junqian, Lu Shuangfang, *et al.* Comprehensive evaluation method of sweet spot zone in lacustrine shale oil reservoir and its application: a case study of shale oil in lower 1st member of the Shahejie Formation in the Raoyang Sag[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2021, 50(5):813-824.
- [52] 王永卓, 王瑞, 代旭, 等. 松辽盆地古龙页岩油水平井箱体开发设计方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(5):157-169.
- Wang Yongzhuo, Wang Rui, Dai Xu, *et al.* Compartment development design method of horizontal well for Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(5):157-169.
- [53] 李晓光, 刘兴周, 李金鹏, 等. 辽河坳陷大民屯凹陷沙四段湖相页岩油综合评价及勘探实践[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5):636-648.
- Li Xiaoguang, Liu Xingzhou, Li Jinpeng, *et al.* Comprehensive evaluation and exploration practice of Sha 4 lacustrine shale oil in Damintun Sag, Liaohe Depression[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5):636-648.
- [54] 匡立春, 侯连华, 杨智, 等. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法[J]. 石油学报, 2021, 42(1):1-14.
- Kuang Lichun, Hou Lianhua, Yang Zhi, *et al.* Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(1):1-14.
- [55] 焦方正, 邹才能, 杨智. 陆相源内石油聚集地质理论认识及勘探开发实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6):1067-1078.
- Jiao Fangzheng, Zou Caineng, Yang Zhi. Geological theory and exploration & development practice of hydrocarbon accumulation inside continental source kitchens[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6):1067-1078.
- [56] 霍进, 支东明, 郑孟林, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油藏特征与形成主控因素[J]. 石油实验地, 2020, 42(4):506-512.
- Huo Jin, Zhi Dongming, Zheng Menglin, *et al.* Characteristics and main controls of shale oil reservoirs in Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4):506-512.
- [57] 谢建勇, 崔新疆, 李文波, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油效益开发探索与实践[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1):99-110.
- Xie Jianyong, Cui Xinjiang, Li Wenbo, *et al.* Exploration and practice of benefit development of shale oil in Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 99-110.
- [58] 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油地质特征与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5):870-883.
- Fu Jinhua, Li Shixiang, Niu Xiaobing, *et al.* Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5):870-883.
- [59] 杜金虎, 胡素云, 庞正炼, 等. 中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J].

- 中国石油勘探, 2019, 24(5):560–568.
- Du Jinhu, Hu Suyun, Pang Zhenglian, *et al.* The types, potentials and prospects of continental shale oil in China[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5):560–568.
- [60] 崔宝文, 陈春瑞, 林旭东, 等. 松辽盆地古龙页岩油甜点特征及分布[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3):45–55.
- Cui Baowen, Chen Chunrui, Lin Xudong, *et al.* Characteristics and distribution of sweet spots in Gulong shale oil reservoirs of Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3):45–55.
- [61] 张文波, 周鹏高, 康毅力, 等. 克拉美丽气田裂缝性气藏水平井钻井方位优化设计[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(2):296–298, 323, 408.
- Zhang Wenbo, Zhou Penggao, Kang Yili, *et al.* Optimization of horizontal well drilling azimuth for fractured gas pool in Kelameili Gasfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(2):296–298, 323, 408.
- [62] 王艳, 贾自力, 席天德, 等. 水平井水平段方位与最大主应力夹角对产能影响分析: 以吴定地区水平井为例[J]. 非常规油气, 2016, 3(5): 88–91.
- Wang Yan, Jia Zili, Xi Tiande, *et al.* Influence of included angle between horizontal section of horizontal well and main stress on productivity: take horizontal wells in Wuding area for example[J]. Unconventional Oil & Gas, 2016, 3(5):88–91.
- [63] 叶成林. 地应力在苏里格气田水平井方位设计中的应用: 以苏 53 区块为例[J]. 天然气勘探与开发, 2013, 36(3):42–45.
- Ye Chenglin. Application of ground stress to designing horizontal-well orientation an example from Su 53 block, Sulige Gasfield[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2013, 36(3):42–45.
- [64] 齐晴. 地应力预测技术在页岩气水平井开发中的应用[J]. 地球物理学进展, 2018, 33(3):1117–1122.
- Qi Qing. Application of in-suit stress prediction technology in shale gas horizontal wells development[J]. Progress in Geophysics, 2018, 33(3):1117–1122.
- [65] 王大为, 吴婷婷, 高振南, 等. 压裂水平井水平段长度及裂缝参数优化[J]. 新疆石油天然气, 2021, 17(2):59–63.
- Wang Dawei, Wu Tingting, Gao Zhennan, *et al.* Optimization of horizontal section length and fracture parameters in fractured horizontal wells[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2021, 17(2):59–63.
- [66] 王大为, 刘小鸿, 杜春晓, 等. 水平井水平段长度优化及经济界限研究[J]. 新疆石油天然气, 2017, 13(3):19–24.
- Wang Dawei, Liu Xiaohong, Du Chunxiao, *et al.* Research on horizontal well horizontal section length optimization and economic limit[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2017, 13(3):19–24.
- [67] 王永卓, 王瑞, 代旭, 等. 松辽盆地古龙页岩油水平井箱体开发设计方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(5):157–169.
- Wang Yongzhuo, Wang Rui, Dai Xu, *et al.* Compartment development design method of horizontal well for Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(5):157–169.
- [68] 韩贵生, 张海杰, 田艳红, 等. 武隆地区页岩储集层评价及水平井箱体优选[J]. 录井工程, 2020, 31(2):86–90.
- Han Guisheng, Zhang Haijie, Tian Yanhong, *et al.* Shale reservoir evaluation and horizontal well box optimization in Wulong area[J]. Mud Logging Engineering, 2020, 31(2):86–90.
- [69] 雷群, 杨立峰, 段瑶瑶, 等. 非常规油气“缝控储量”改造优化设计技术[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4):719–726.
- Lei Qun, Yang Lifeng, Duan Yaoyao, *et al.* The “fracture-controlled reserves” based stimulation technology for unconventional oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4):719–726.
- [70] 王旭, 李祖友, 严小勇, 等. 川西侏罗系气藏动态特征及开采对策[J]. 中外能源, 2015, 20(2):53–60.
- Wang Xu, Li Zuyou, Yan Xiaoyong, *et al.* Dynamic character and production countermeasure for Jurassic gas reservoirs in west Sichuan[J]. Sino-Global Energy, 2015, 20(2):53–60.
- [71] 李明忠, 王卫阳, 何岩峰, 等. 垂直井筒携砂规律研究[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2000, 24(2):33–35, 43.
- Li Mingzhong, Wang Weiyang, He Yanfeng, *et al.* Experimental study on the performance of sand moving in vertical wellbore[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Sciences), 2000, 24(2):33–35, 43.
- [72] Zhang F, Wang X, Tang M, *et al.* Numerical investigation on hydraulic fracturing of extreme limited entry perforating in plug-and-perforation completion of shale oil reservoir in changqing oilfield, China[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2021, 54:2925–2941.
- [73] Wijaya N, Sheng J J. Effect of choke management in optimizing shale-oil production with models of different recovery driving mechanisms[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2020;D021S013R006.
- [74] 刘刚, 杨东, 梅显旺, 等. 松辽盆地古龙页岩油大规模压裂后焖井控排方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3):147–154.
- Liu Gang, Yang Dong, Mei Xianwang, *et al.* Method of well-soaking and controlled flowback after large-scale fracturing of Gulong shale oil reservoirs in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 147–154.