

渤海湾盆地歧口凹陷古近系沙一下亚段中等成熟页岩油富集主控因素与勘探突破

周立宏¹, 何海清², 郭绪杰², 陈长伟¹, 韩国猛¹, 杨飞¹, 马建英¹, 周素彦¹

(1. 中国石油 大港油田分公司, 天津 300280; 2. 中国石油 勘探与生产分公司, 北京 100011)

摘要:陆相湖盆中等成熟页岩油资源丰富, 而该类型资源具有岩相变化快、成岩演化程度低、储层敏感性强及原油粘滞性高等特点, 工程开发对策仍处于探索阶段。以渤海湾盆地歧口凹陷西南缘古近系沙河街组一段下亚段(沙一下亚段)典型湖相中等偏低成熟烃源岩为研究对象, 分析该类型页岩油富集主控因素及工程应对策略, 探索中等成熟页岩油开发动用方案。研究表明:云灰质页岩夹薄层碳酸盐岩段粘土含量矿物小于30%, 海水基滑溜水防膨压裂液体系能够抑制该类储层敏感性, 并解决因粘土矿物吸水膨胀而导致的地层坍塌问题; 储层脆性、生烃条件、含油性和储层水敏性是中等成熟页岩油甜点分布的主控因素, 甜点厚度一般在10~12 m左右, 应用叠前偏移数据体开展储层预测、读准靶点深度、旋转导向精准定向、打准甜点段及提高甜点钻遇率是获得高产-稳产的前提条件; 采用海水基压裂液防膨、趾端蓄能体积压裂和前置CO₂增能降粘可实现压裂提产。利用新认识优化QY1H井部署和实施方案, 该井437 d累产油7 303.28 t(平均日产16.75 t), 实现中等成熟度页岩油高产-稳产勘探突破。

关键词:储层敏感性; 甜点评价; 中等成熟页岩油; 沙一下亚段; 歧口凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Main factors controlling the medium-mature shale oil enrichment and exploration breakthrough in the Paleogene lower E_{3s}^{1L} in Qikou Sag, Bohai Bay Basin

Zhou Lihong¹, He Haiqing², Guo Xujie², Chen Changwei¹, Han Guomeng¹, Yang Fei¹, Ma Jianying¹, Zhou Suyan¹

(1. Dagang Oilfield Branch Company, CNPC, Tianjin 300280, China;

2. Exploration & Production Company, PetroChina, Beijing 100011, China)

Abstract: Continental lacustrine basins are rich in shale oil resources of medium maturity, which features rapid lithofacies change, low diagenetic evolution, strong reservoir sensitivity, and high crude oil viscosity. Engineering development strategies in this regard are thereby still in the exploratory stage. The typical lacustrine source rocks of medium maturity in the lower sub-member of the first member of the Paleogene Shahejie Formation (E_{3s}^{1L}) at the southwestern margin of Qikou Sag, Bohai Bay Basin are analyzed to discover the major control factors of medium-mature shale oil enrichment and engineering countermeasures to them, and explore the development and production plan of medium-maturity shale oil. The research shows that the clay mineral content in the dolomitic limy shale intercalated by thin-bedded carbonate rocks is less than 30%, and the anti-swelling fracturing fluid system of seawater-based slickwater can inhibit the sensitivity of such reservoirs and solve the problem of formation collapse caused by the water swelling of clay minerals; Factors including reservoir brittleness, hydrocarbon generation condition, oil content and reservoir water sensitivity are the key in controlling the distribution of medium-maturity shale oil sweet spots, and the thickness of these sweet spots generally ranges between 10 m and 12 m. Application of pre-stack migration data volumes to carry out reservoir prediction, accurately reading the depth of the landing point, accurately steering rotary drilling, accurately keeping lateral within the sweet spot interval, and improving the drilling encounter rate of sweet spots, all are the prerequisites for gaining high and stable production; and swelling resistance with seawater-based fracturing fluid, volume

收稿日期: 2021-12-31; 修订日期: 2022-07-13。

第一作者简介: 周立宏(1968—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 油气勘探研究与生产管理。E-mail: zhouli@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家重点研发计划项目(2020YFA0710504); 中国石油勘探与生产分公司重点科技项目(2022KT1002); 中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目(2019E-26, 2021DQ0508)。

fracturing with energy accumulated at the toe end, and energy enhancement and viscosity reduction with CO₂ as pad fluid, can help realize production enhancement by fracturing. These new understandings have been applied to optimize the completion of Well QY1H, resulting in a total production of 7 303.28 tonnes of oil in 437 days (a daily output of 16.75 tonnes on average), which marks a breakthrough made in the exploration of the medium-maturity shale oil.

Key words: reservoir sensitivity, sweet spot evaluation, shale oil of medium maturity, lower sub-member of the first member of Shahejie Formation (E₃^{s1L}), Qikou Sag, Bohai Bay Basin

引用格式:周立宏,何海清,郭绪杰,等.渤海湾盆地歧口凹陷古近系沙一下亚段中等成熟页岩油富集主控因素与勘探突破[J].石油与天然气地质,2022,43(5):1073-1086. DOI:10.11743/ogg20220506.

Zhou Lihong, He Haiqing, Guo Xujie, et al. Main factors controlling the medium-mature shale oil enrichment and exploration breakthrough in the Paleogene lower E₃^{s1L} in Qikou Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1073-1086. DOI: 10.11743/ogg20220506.

中国陆相页岩油地质资源潜力为 397.46×10^8 t, 可采资源潜力为 34.98×10^8 t, 是未来油气勘探的重点领域^[1-4]。按页岩层系有机质成熟度, 将陆相页岩油分为中高成熟页岩油[镜质体反射率(R_o)=1.0%~1.5%]和中低成熟页岩油(R_o =0.5%~1.0%)两类^[2]。中高成熟页岩油滞留烃潜力大, 水平井体积压裂技术可以实现开发利用^[3-4], 中国已完成准噶尔盆地^[5]、鄂尔多斯盆地^[6]、松辽盆地^[7]、渤海湾盆地^[8]、柴达木盆地^[9]和四川盆地^[10]页岩油资源潜力评价工作, 并率先在渤海湾盆地^[11]和准噶尔盆地^[3]中高成熟页岩油勘探取得重大突破。渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段(孔二段)GD1702H井累计采出原油 1.1×10^4 t, 累计产气 62.1×10^4 m³, 2020年大港油田页岩油试产成本为96美元/bbl, 随着地质甜点认识逐渐清晰、工程技术不断完善和管理政策改革创新^[12], 2021年新投产的4口井试采成本降低到45美元/bbl, 实现了当前油价下中、高成熟度页岩油效益开发, 相关成果认识成功推广应用到歧口凹陷沙河街组三段(沙三段)中高页岩油勘探实践中^[13], QY10-1-1井获百吨高产油气流, Bin56-1H井试采426 t, 累计产油6 242.43 t, 为中高成熟页岩油勘探提供了很好的借鉴意义, 而沙河街组一段下亚段(沙一下亚段)中等成熟页岩油勘探进展相对滞后。为进一步探索中等成熟页岩油勘探开发利用方法, 将水平井钻探和体积压裂改造技术拓展应用到中等成熟页岩油领域, 本文针对中等成熟页岩地质特点, 制定相应工程对策, 形成一套中等成熟页岩油勘探对策, 以期对该类型资源开发利用提供一定的借鉴作用。

1 地质背景

黄骅坳陷地处中国东部渤海湾盆地腹地, 夹持于沧县隆起和埕宁隆起之间, 以孔店-羊三木凸起为界分为南部沧东凹陷和北部歧口凹陷两个不同的次级沉

降单元^[14]。歧口凹陷北部以汉沽断裂为界与燕山褶皱带相邻, 西部以沧东断裂为界与沧县隆起相望, 东部以羊二庄断裂为界, 其东南侧为埕宁隆起和沙垒田-海中隆起, 平面似菱形, 内部存在1个主凹和5个次级沉降中心^[13], 歧口西南缘主要包括中旺斜坡、歧北斜坡、歧南斜坡和埕海斜坡共4个次级构造单元。其中, 中旺斜坡位于港西凸起西南侧, 歧北斜坡、歧南斜坡夹持于孔店-羊三木凸起与歧北次凹、歧南次凹之间, 埕海斜坡夹持于埕宁隆起与歧口主凹之间(图1)。

黄骅坳陷古近系包括孔店组、沙河街组和东营组3套地层, 其中孔店组仅在沧东凹陷内发育。孔店组划分为孔一段(E_2k^1)、孔二段(E_2k^2)和孔三段(E_2k^3), 沙河街组划分为沙一段(E_3s^1)、沙二段(E_3s^2)、沙三段(E_3s^3), 东营组划分为东一段(E_3d^1)、东二段(E_3d^2)和东三段(E_3d^3)。其中, 沙一段进一步划分为沙一下亚段($E_3s^{1(F)}$)、沙一中($E_3s^{1(M)}$)和沙一上($E_3s^{1(U)}$)3个亚段。

孔二段、沙三段和沙一下亚段是黄骅坳陷内3套主力生烃源岩, 孔二段^[11-12]和沙三段^[13]先后取得页岩油勘探突破, 而沙一下亚段页岩油勘探仍处于探索阶段。从20世纪90年代开始至2017年, 歧口西南缘沙一下亚段油气勘探以湖相生物灰岩和白云岩为主要目标^[16-18]。沙一下亚段泥(微)晶白云岩、泥晶灰岩、砂(泥)质灰岩和生物灰岩纵向上与油页岩、暗色泥岩交互叠置, 低熟油气近源充注, 所发现的油气主要集中在断裂发育带和褶皱变形区, 油藏类型多为构造-岩性油藏, 受储层非均质性影响, 直井通过酸化、压裂以及酸压等改造后, 单井日产油在3~46 t, 歧口西南缘沙一下亚段碳酸盐构造-岩性油气藏勘探是常规油气勘探的重要补充领域。2018年, 针对该区页岩层系沉积环境、岩性及组合特征、生烃条件、储集空间和岩石脆性等方面展开综合研究, 纵向上识别出C1—C6共6个甜点段^[14]。2019年, 针对沙一下亚段C2甜点部署和实施QY2H水平井钻探, 水平段长度1 630 m。该

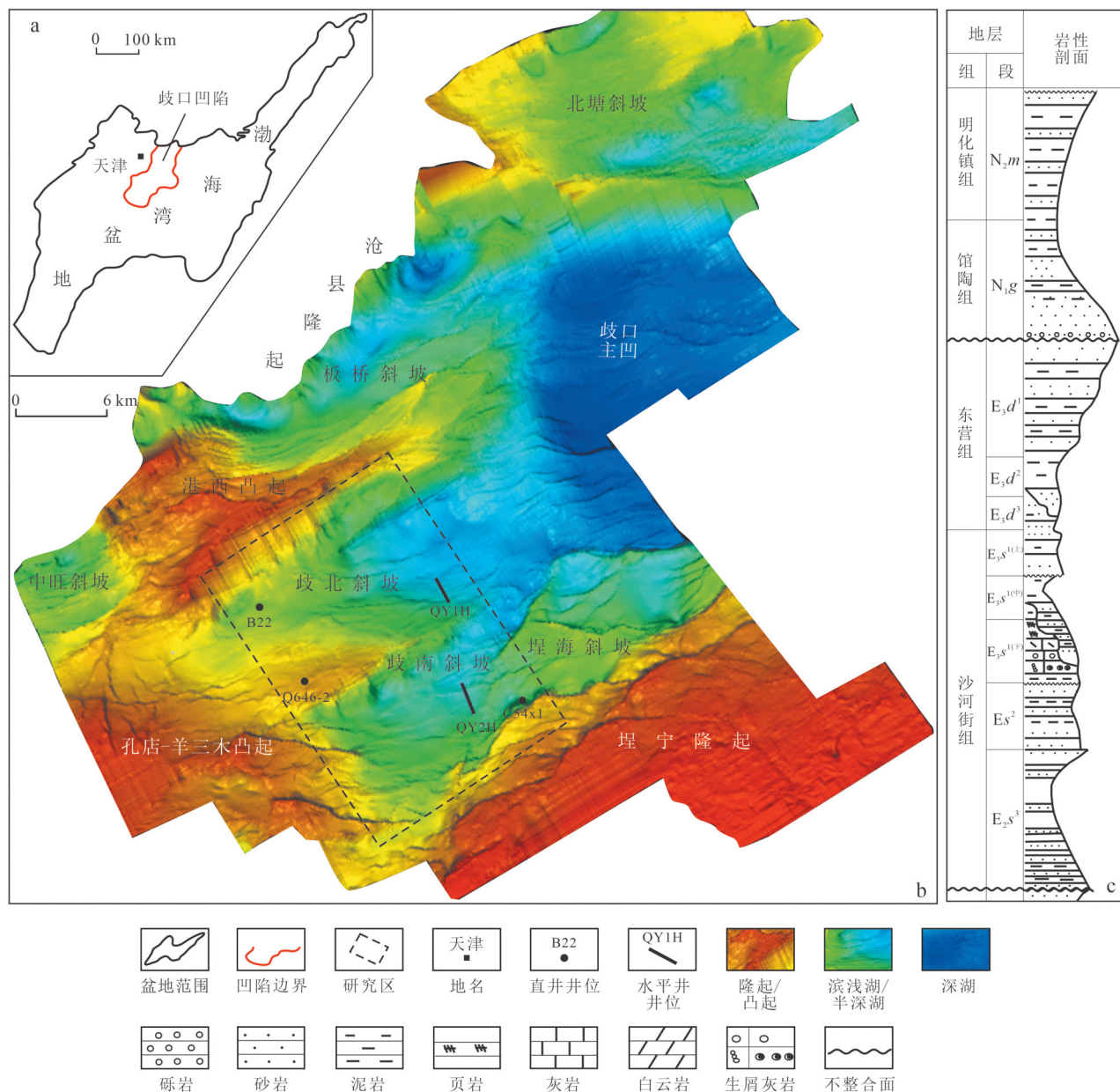


图1 渤海湾盆地黄骅坳陷歧口凹陷区域位置(a)、沙一下亚段沉积环境(b)及地层综合柱状图(c)^[15]

Fig. 1 Sketch map showing the location of the Qikou Sag (a) and sedimentary environment of the E_{3s1L} at the southwestern margin of the Qikou Sag (b), and composite stratigraphic column of the Qikou Sag (c)^[15]

井第一次试油:深度4 693~4 739 m, 38.5 m/层,注入611.75 m³CO₂复合解堵;焖井11 d后采用2 mm油嘴试油,未出液,未出天然气,液氮反气举排液,出液24.8 m³,出油0.1 m³。第二次试油:深度4 570~4 630 m, 60 m/层,注入105 m³酸化处理液,制氮车排液,出残液27.8 m³,无油,微量气。

勘探实践证明,孔二段和沙三段积累的页岩油勘探经验不能完全应用于沙一下亚段,对比3套烃源岩在岩性组合、生烃条件和成岩演化等方面的差异性(表1),歧口凹陷西南缘沙一下亚段泥页岩具有以下特征:①长石、石英等陆源碎屑含量较少,而白云石和

方解石等盆内自生矿物含量占优势,岩性组合相对简单、岩性分异程度相对较高;②有机质丰度低于孔二段、高于沙三段^[19],干酪根类型以I型为主;③地层沉积年代较新、埋深相对较浅,处于早成岩B期—中成岩A期,生烃门限深度相对较深,处于中等偏低成熟阶段;④粘土矿物含量较高,储层敏感性高于孔二段和沙三段。较低成岩演化阶段、较大生烃门限深度和较强的储层敏感性是歧口凹陷沙一下亚段页岩油勘探失利的主要原因。地质甜点优选以及强敏感性储层的钻井与压裂改造是制约中等偏低成熟页岩油勘探进程的两个瓶颈问题。

表1 黄骅坳陷主力烃源岩参数对比^[8,11,13-14,20]Table 1 Comparison of major source rock parameters in the Huanghua Depression^[8,11,13-14,20]

层位	岩性组合	TOC/%	干酪根类型	地质年龄/Ma	埋深/m	R_o /%	粘土矿物含量/%	成岩演化阶段
沙一下亚段	云灰质页岩	0.1~5.4 (平均2.4)	I型为主, 少量II ₁ 型	33.8	1 800~4 200	0.35~1.00 (中等偏低成熟)	6.6~51.3 (平均29.3)	早成岩B期— 中成岩A期
沙三段	长英质页岩, 局部云灰质页岩	0.4~2.6 (平均1.0)	II型为主	45.0	3 120~4 380	0.70~1.70 (中高成熟)	12.9~36.8 (平均25.0)	中成岩A期
孔二段	长英质页岩,云灰质页岩	0.3~11.9 (平均3.6)	I型、II ₁ 型为主	56.0	3 500~4 000	0.70~1.20 (中等成熟)	0~41.0 (平均15.8)	中成岩A期

2 岩性与储层敏感性特征

2.1 矿物成分与岩性

歧口西南缘沙一下亚段沉积时期为宽缓湖湾沉积环境,陆源碎屑供给条件相对较弱,盆内生物化学沉积占优势,发育一套以薄层湖相碳酸盐岩为特色的细粒沉积岩相组合^[15]。根据归一化全岩X射线衍射矿物含量,将长英质矿物含量大于50%的定义为长英质页岩,碳酸盐含量50%~75%的定义为碳酸盐质页岩,碳酸盐含量大于75%的定义为碳酸盐岩,粘土矿物含量大于50%的定义为粘土质页岩,三端元矿物含量均小于50%的定义为混合质页岩,并进一步将混合质页岩按照优势矿物成分划分为长英质混合页岩、碳酸盐质混合页岩和粘土质混合页岩^[14]。碳酸盐质页岩和薄层碳酸盐岩是沙一下亚段优势岩相,其中间夹有混合质页岩过渡岩相(图2)。本次研究利用高分辨率场发射扫描电镜、矿物自动分析软件和超大面积高分辨率技术对歧口凹陷西南缘沙一下亚段泥页岩矿物及微观组构特征开展半定量-定量研究工作。

沙一下亚段泥页岩矿物成分多样,微观尺度下粘土质页岩、碳酸盐质页岩和碳酸盐岩矿物分异程度较高。粘土质页岩(图2a)主要为远源陆源碎屑沉积,矿物成分以粘土为主,石英和其他矿物含量一般小于20.0%,以粘土质纹层为主,层理缝较发育。云质页岩(图2b)微观视域下仍具有明显的层理结构,碳酸盐质纹层厚度可增加至50~200 μm ,粘土-长英质纹层碳酸盐矿物含量明显增加,发生铁白云石化。灰质页岩(图2i),生物碎屑和石英颗粒分散在灰质基质中,鲕粒发生白云石化。纯白云岩(图2e)中白云石含量可达到98.2%,具有均一块状结构,局部发育裂缝,随着伊利石和石英矿物含量的增加,白云岩成分不再单一(图2f),呈现混杂的块状结构。白云岩在整套细粒沉积岩中占比一般小于10.0%,成分较

纯的碳酸盐岩白云岩化程度相对较高,当灰岩中长英质和粘土矿物含量超过20.0%,碳酸盐岩以铁白云石化为主(图2g,j)。铁白云石一般呈隐晶状态,白云石晶型相对较好。

混合质页岩主要存在灰质混合页岩和长英质混合页岩两类,微观尺度下纹理发育、呈韵律结构。混合质页岩(图2c)石英、长石和粘土质纹层与灰质纹层呈韵律互层。灰质混合页岩随着伊利石和石英矿物含量相对高低,存在两种不同结构类型:当伊利石含量较高时,受沉积环境变化控制,底部粘土质混合页岩向上逐渐转变为碳酸盐质混合页岩(图2d),指示沉积环境在纵向上呈渐变特征;当石英矿物含量相对较高时,灰质混合页岩呈块状(图2h)。长英质混合页岩以长石和石英类矿物为主,存在块状(图2k)和纹层状两种结构。

2.2 泥页岩储层敏感性

2.2.1 应力敏感性

粘土质混合页岩1(图3a),取样深度2 289.95~2 290.01 m,样品长度4.61 cm,样品直径2.52 cm,孔隙体积2.84 cm^3 ,孔隙度12.30%。初始净围压2.5 MPa、渗透率 $4.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,当净围压增加至3.5 MPa,渗透率比值迅速降低至31.55%,之后随着净围压的增加,渗透率比值缓慢降低,当净围压增加至20.0 MPa,渗透率比值降低至2.19%,该样品储层应力敏感性强。随着净围压的降低,渗透率逐步回升,净围压降低至2.5 MPa,渗透率比值回升至9.66%,渗透率损失不可逆。

灰质页岩1(图3b),取样深度2 290.27~2 290.33 m,样品长度4.71 cm,样品直径2.54 cm,孔隙体积4.78 cm^3 ,孔隙度19.85%。初始净围压2.5 MPa、渗透率 $9.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,当净围压增加至20.0 MPa,渗透率比值降低至21.71%,之后随着净围压的增加,渗透率比值缓慢降低,当净围压增加至

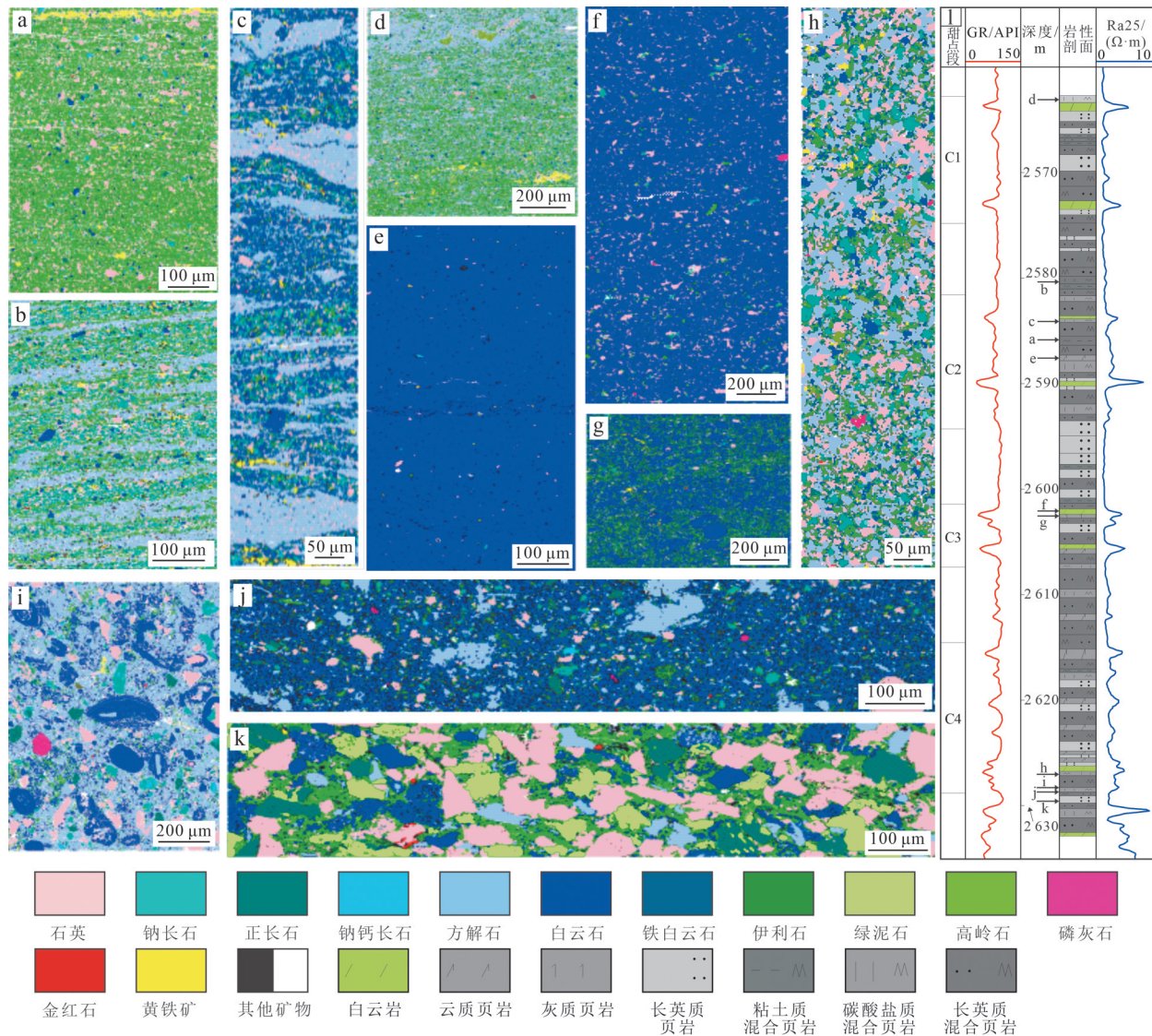


图2 歧口凹陷西南缘B22井沙一下亚段泥页岩显微结构特征

Fig. 2 Shale microfabric characteristics of the E_{3s}^{1L} in Well B22 at the southwestern margin of the Qikou Sag

a. 粘土质页岩, 其中伊利石占60.65%、石英占23.75%、钠长石占4.44%, 石英颗粒分散在伊利石中, 层理缝较发育, 顶部黄铁矿呈富集层状富集, 埋深2 586.24 m; b. 白云质页岩, 其中铁白云石占43.28%、白云石占2.04%、方解石占31.49%、石英占10.23%、钠长石占3.87%、黄铁矿占2.41%, 铁白云石与方解石呈韵律互层状产出, 埋深2 580.54 m; c. 混合质页岩, 其中方解石占30.13%、伊利石占22.96%、钠长石占22.03%、石英占14.22%, 灰质纹层、粘土和长英质纹层呈互层状产出, 埋深2 584.17 m; d. 灰质混合质页岩, 其中方解石占41.68%、伊利石占35.74%、石英占12.77%, 石英颗粒分散在方解石和伊利石中, 下部见有沿层分布的黄铁矿, 埋深2 563.44 m; e. 白云岩, 其中白云石占98.2%, 少量石英、长石颗粒, 埋深2 587.52 m; f. 白云岩, 其中白云石占82.04%、伊利石占6.11%、石英占10.5%, 碳酸盐岩白云岩化程度高, 伊利石和石英呈分散状态产出, 埋深2 602.04 m; g. 白云质页岩, 其中铁白云石占45.49%、白云石占20.23%、伊利石占23.13%、石英占7.73%, 铁白云石和伊利石呈弱纹层状产出, 白云石和石英颗粒分散, 埋深2 602.35 m; h. 灰质混合质页岩, 其中方解石占32.14%、白云石占10.78%、伊利石占25.54%、石英占17.97%、钠长石占7.26%、正长石占2.88%、黄铁矿占1.74%, 整体呈块状, 方解石和伊利石含量相对较高, 其他矿物成分均不占优势, 埋深2 627.68 m; i. 灰质页岩, 其中方解石占45.08%、白云石占26.9%、石英占10.29%、钠长石占4.78%、伊利石占6.53%, 块状构造, 石英、钠长石和白云石呈颗粒状分散在灰质基质中, 埋深2 628.29 m; j. 白云质页岩, 其中铁白云石占66.00%、白云石占7.71%、方解石占12.05%、伊利石占5.35%、石英占5.48%, 块状构造, 铁白云石呈隐晶状, 埋深2 628.49 m; k. 长英质混合质页岩, 其中石英占29.82%、钠长石占10.18%、正长石占8.28%、方解石占7.63%、白云石占8.85%、铁白云石占7.27%、伊利石占26.28%, 埋深2 629.10 m; l. 地层综合柱状图

(a—k为场发射扫描电镜照片。)

20.0 MPa, 渗透率比值降低至0.217 1, 说明储层应力敏感性较强。净围压由20.0 MPa降低至2.5 MPa, 渗透率比值回升至0.365 8。

白云质灰岩样品1(图3c), 取样深度2 291.06~2 291.12 m, 样品长度5.02 cm, 样品直径2.53 cm, 孔隙体积1.53 cm³, 孔隙度12.28%。初始净围压

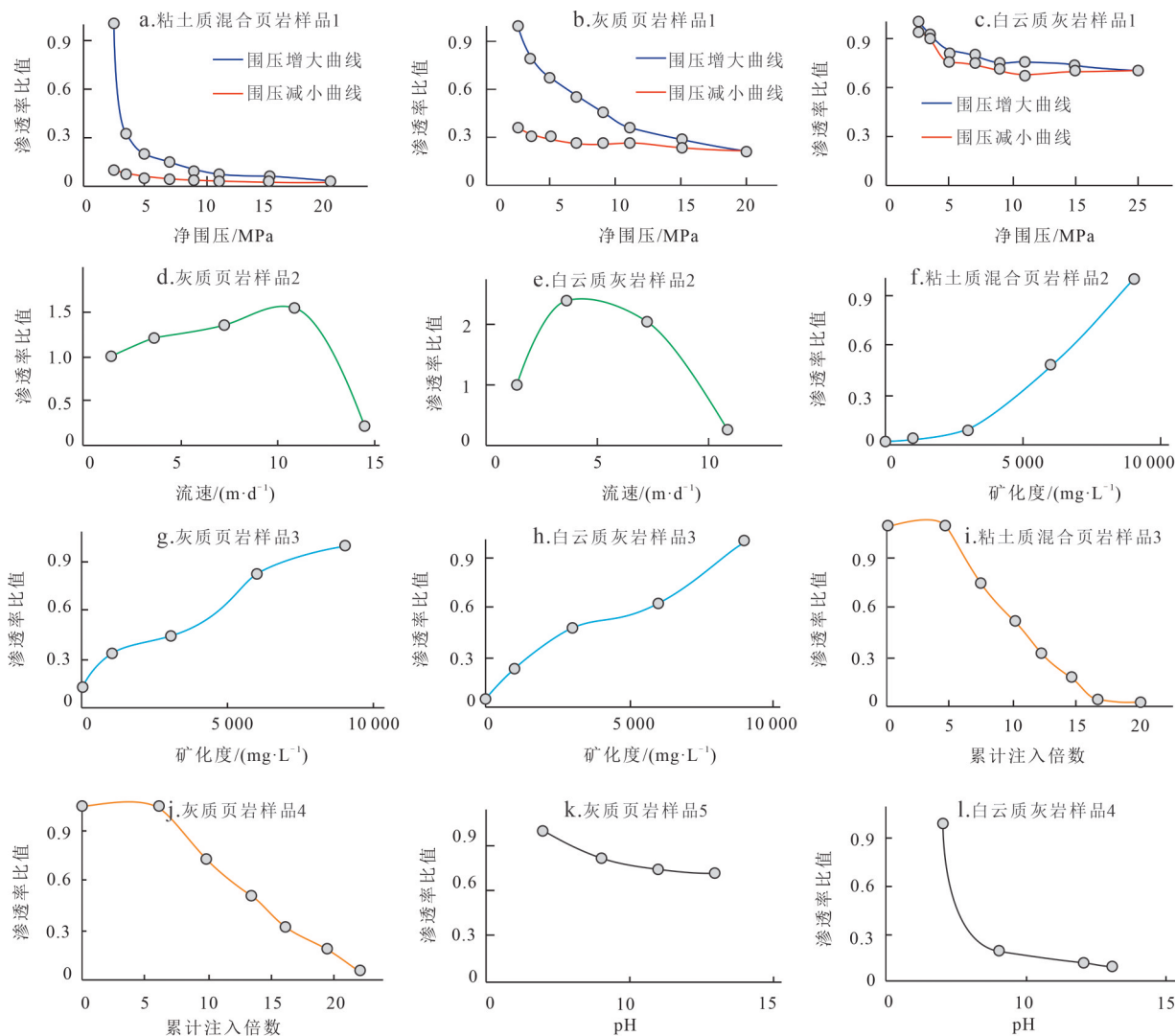


图3 歧口凹陷西南缘Q646-2井沙一下亚段泥页岩储层敏感性

Fig. 3 Shale reservoir sensitivity of the E_{3s}¹¹ in Well Q646-2 at the southwestern margin of the Qikou Sag

a—c. 应力敏感性曲线; d,e. 水流速敏感性曲线; f—h. 盐度敏感性曲线; i,j. 水敏感性曲线; k,l. 碱敏感性曲线

2.5 MPa、渗透率 $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 当净围压增加至 20.0 MPa, 渗透率比值降低至 0.520 0, 说明储层敏感性中等偏弱。净围压由 20.0 MPa 降低至 2.5 MPa, 渗透率比值回升至 0.640 0。

粘土质页岩储层敏感性较强, 灰质页岩储层敏感性弱于粘土质页岩, 白云质灰岩储层敏感性中等偏弱。储层压力敏感性与粘土矿物含量具有较大关系, 粘土矿物含量较高时, 储层敏感性较强, 且储层渗透率损失率增加, 呈不可逆特征。

2.2.2 水流速敏感性

灰质页岩样品 2 (图 3d), 取样深度 2 290.27 ~ 2 290.33 m, 样品长度 4.75 cm, 样品直径 2.54 cm, 孔隙体积 4.78 cm^3 , 孔隙度 19.85%。氯化钠盐水矿化度 9 000 mg/L, 样品临界流速为 3.6 m/d, 损害率 0.79, 储

层水流速敏感性强。

白云质灰岩样品 2 (图 3e), 取样深度 2 291.06 ~ 2 291.12 m, 样品长度 4.10 cm, 样品直径 2.52 cm, 孔隙体积 2.40 cm^3 , 孔隙度 11.69%。氯化钠盐水矿化度 9 000 mg/L, 样品临界流速为 1.45 m/d, 损害率 1.42, 储层水流速敏感性强。

2.2.3 盐度敏感性

粘土质混合页岩样品 2 (图 3f), 取样深度 2 289.95 ~ 2 290.01 m, 样品长度 4.31 cm, 样品直径 2.54 cm, 孔隙体积 3.05 cm^3 , 孔隙度 13.70%。灰质页岩样品 3 (图 3g), 取样深度 2 290.27 ~ 2 290.33 m, 样品长度 4.54 cm, 样品直径 2.53 cm, 孔隙体积 4.78 cm^3 , 孔隙度 19.85%。白云质灰岩样品 3 (图 3h), 取样深度 2 291.06 ~ 2 291.12 m, 样品长度 5.02 cm, 样品直径

2.53 cm,孔隙体积 0.83 cm^3 ,孔隙度8.26%。3块样品储层盐敏性均强,临界矿化度为 $9\,000\text{ mg/L}$ 。

2.2.4 水敏感性

粘土质混合页岩样品3(图3i),取样深度2 289.95~2 290.01 m,样品长度4.31 cm,样品直径2.54 cm,孔隙体积 3.05 cm^3 ,孔隙度13.70%。灰质页岩4(图3j),取样深度2 290.27~2 290.33 m,样品长度4.54 cm,样品直径2.53 cm,孔隙体积 4.78 cm^3 ,孔隙度19.85%。2块样品储层水敏性均强。

2.2.5 碱敏感性

灰质页岩样品5(图3k),取样深度2 290.27~2 290.33 m,样品长度5.67 cm,样品直径2.53 cm,孔隙体积 5.67 cm^3 ,孔隙度19.11%。样品临界pH为9,损害率0.28,储层碱敏性弱。

灰质页岩样品4(图3l),取样深度2 291.06~2 291.12 m,样品长度3.13 cm,样品直径2.52 cm,孔隙体积 2.45 cm^3 ,孔隙度15.68%。样品临界pH为7,损害率0.90,储层碱敏性强。

3 泥页岩储集物性与含油性特征

3.1 储集物性特征

受沉积、成岩和构造作用控制,歧口西南缘沙一下亚段储集空间多样^[15,21-22]:生物碎屑灰岩和鲕粒灰岩储层以生物孔、溶蚀孔和裂缝为主;云灰质页岩和白云岩类储层以溶蚀孔、晶间孔和裂缝为主;砂岩储层以粒间孔为主;混合质页岩储层以晶间孔、纹层和层理缝为主;粘土质页岩段以晶间孔、晶内孔和有机质孔等小孔为主,层理发育。泥页岩、碳酸盐岩和砂岩均是该区较好储层,粘土质页岩段垂向储集物性相对较差,可作为盖层。

歧口凹陷沙一下亚段上覆沙一中亚段、沙一上亚段和东营组区域盖层,地层欠压实,泥页岩储集空间得到保存。该区沙一下亚段埋深达到2 000 m后进入生烃阶段,生烃增压在一定程度上抑制了成岩演化进程(图4)。埋深在2 000~3 500 m,孔隙度一般大于10.00%;当埋深大于4 000 m后,泥页岩储层致密化,孔隙度一般小于10.00%。Q646-2井取样深度2 264.06~2 291.23 m,岩性主要包括白云岩、灰岩、灰质页岩和白云质页岩4种,共33个样品,孔隙度分布在0.18%~18.86%(平均9.38%),属于特低孔、一般致

密储层。B22井取样深度2 563.44~2 629.49 m,岩性主要包括白云岩、灰质页岩、白云质页岩、碳酸盐质混合页岩、长英质混合页岩、长英质页岩和粘土质混合页岩7种,共30个样品,孔隙度分布在1.34%~17.22%(平均8.65%),整体属于一般致密储层。C54X1井取样深度3 166.80~3 238.76 m,岩性主要包括灰质页岩、白云质页岩、碳酸盐质混合页岩和粘土质混合页岩4种,共18个样品,孔隙度一般小于2.00%,个别样品孔隙度可达8.70%(白云质页岩,取样深度3 232.72 m),但整体属于极致密储层。

3.2 含油性特征

微观视域下,沙一下亚段泥页岩纹层、页理发育,孔隙顺纹层分布,微孔-介孔等多类型孔缝系统内荧光显示活跃,烃类组分沿纹层富集(图5)。C54X1井(深度3 213.05 m)激光共聚焦轻、重组分烃类图像采集和分析显示,轻烃和重组分均岩层理缝呈层状分布,轻质组分与重质组分为1.14,显示轻质组分发生初次运移、沿层富集。

歧口凹陷西南缘沙一下亚段原油密度 $0.84\sim 0.97\text{ g/cm}^3$,为黑油、重油油藏,原油粘度较高、流动性差,动用难度大。中旺斜坡原油密度在 $0.92\sim 0.97\text{ g/cm}^3$ (图6),W25井深度2 488.6~2 510.0 m试油段50℃温度下原油粘度 $1\,553.20\text{ mPa}\cdot\text{s}$,原油密度和粘度较高,为重油油藏;歧北斜坡原油密度在 $0.84\sim 0.90\text{ g/cm}^3$,Q82井深度2 890.0~2 911.0 m试油段50℃温度下原油粘度 $79.87\text{ mPa}\cdot\text{s}$;歧南斜坡原油密度在 $0.84\sim 0.87\text{ g/cm}^3$,Q82井深度3 052.6~3 096.8 m试油段50℃温度下原油粘度 $24.89\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。歧北中低斜坡区和歧南斜坡区原油密度、粘度相对较小,为黑油油藏。

4 沙一下亚段页岩油甜点再认识

歧口凹陷西南缘沙一下亚段欠压实,泥页岩储集物性优于沙三段和孔二段,但成岩演化程度相对较低,页岩油甜点主要受生烃、储层脆性和储层敏感性等条件控制。中高成熟烃源岩源、储压力差较大,成藏条件优越,页岩油甜点主要受储层物性和脆性条件控制,如沧东凹陷孔二二亚段($E_2k^{2(2)}$)致密砂岩段^[11]、歧口凹陷沙三一下亚段^[13],致密储层段本身生烃能力较差,但其夹持于生烃层段内,油气短距离运聚成藏。而沙一下亚段烃源岩尚未进入大量生烃阶段,原油仅在纹层内产生一定程度的轻质组分与重质组分分异,页岩油甜点受生烃条件控制明显。

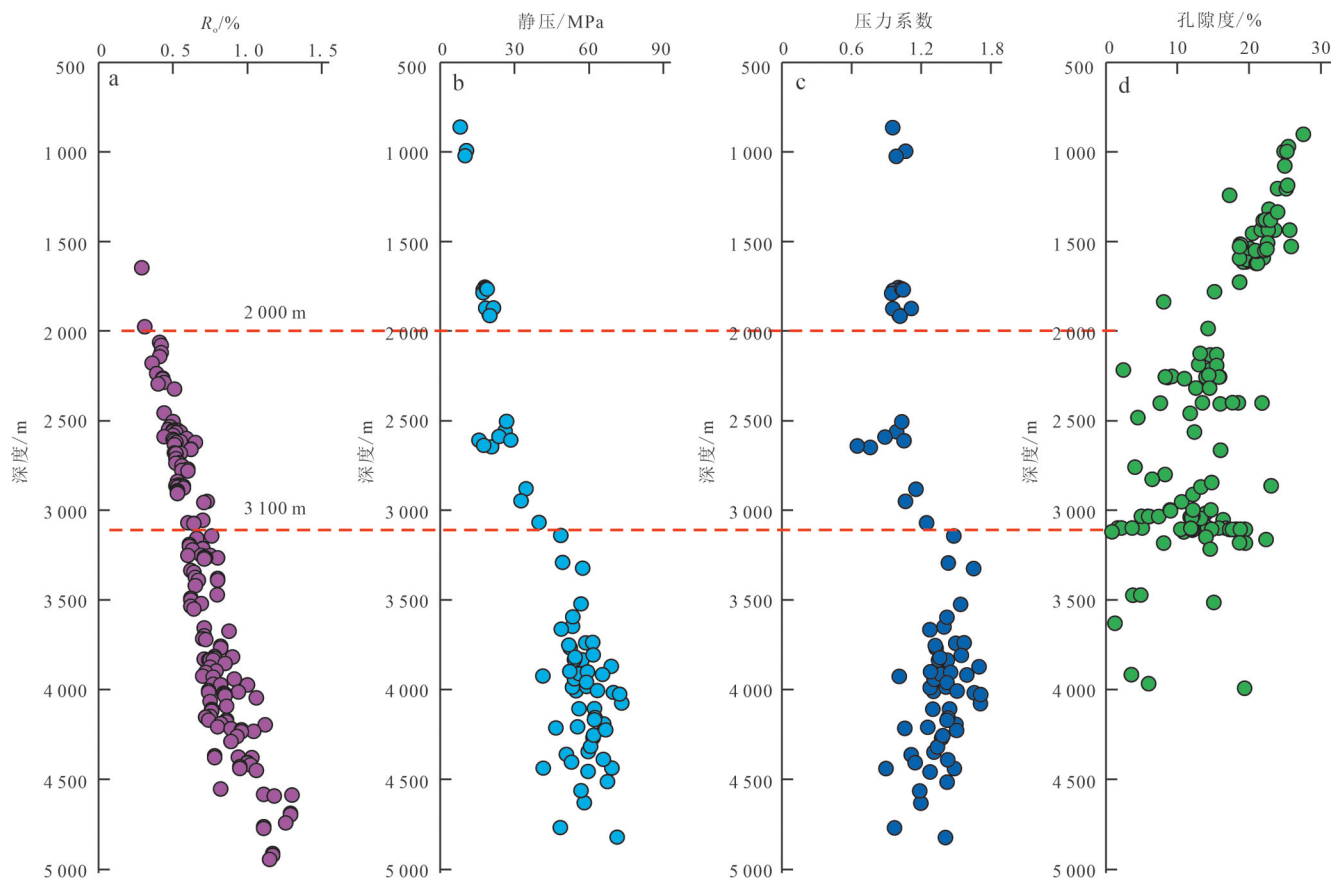


图4 歧口凹陷西南缘沙一下亚段成熟度(a)、静压(b)、压力系数(c)与孔隙度(d)随深度变化趋势

Fig. 4 Scatter diagrams showing variation of maturity (a), hydrostatic pressure (b), pressure coefficient (c), and porosity (d) with depth in the E_3s^{1L} at the southwestern margin of the Qikou Sag

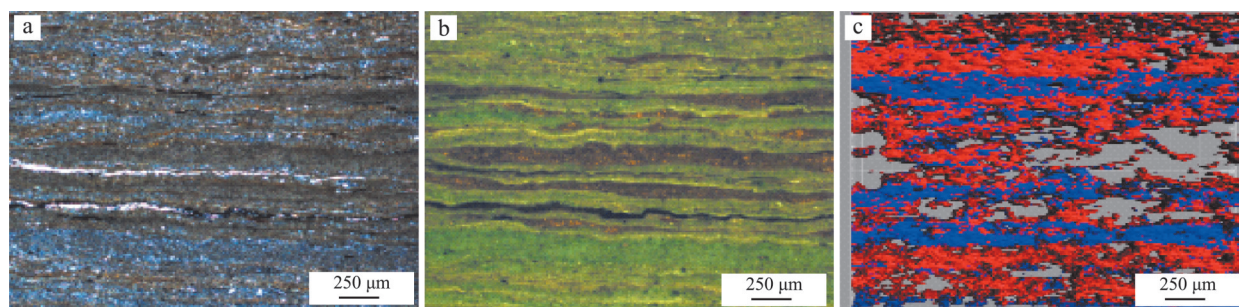


图5 歧口凹陷西南缘C54X1井沙一下亚段泥页岩含油性特征显微照片(埋深3 213.05 m)

Fig. 5 Shale oil-bearing characteristics of the E_3s^{1L} in Well C54X1 at the southwestern margin of the Qikou Sag

(at a burial depth of 3 213.05 m)

a. 普通薄片(正交光),层理缝发育; b. 荧光薄片,沿纹层可见高亮度荧光; c. 激光共聚焦,轻组分(红色)、重组分(蓝色)烃类分布,轻重比为1.14

歧口凹陷C54X1井(图7)的C1段总有机质碳含量(TOC)为2.60%,游离烃含量(S_1)3.2 mg/g,含油饱和指数(OSI)为84.60 mg/g,粘土矿物含量34.18%,脆性指数65.82;C2段 TOC 为2.75%, S_1 为2.32 mg/g, OSI 为130.91 mg/g,粘土矿物含量26.89%,脆性指数73.11;C3段 TOC 为2.44%, S_1 为2.66 mg/g, OSI 为158.96 mg/g,粘土矿物含量25.57%,脆性指数74.35;C4段 TOC 为3.26%, S_1 为3.58 mg/g, OSI 为176.54 mg/g,

粘土矿物含量24.96%,脆性指数75.23;C5段 TOC 为1.73%, S_1 为0.73 mg/g, OSI 为64.768 mg/g,粘土矿物含量28.00%,脆性指数71.78。

C5段有机质丰度低、生烃条件较差,低游离烃和含油饱和指数指示该段含油性较差,生烃条件对中等成熟页岩油甜点控制作用明显,在生烃条件较好时才具备页岩油勘探潜力;C1段具有较好的生烃和含油条件,但储层粘土矿物含量高、脆性指数低,储层敏感性

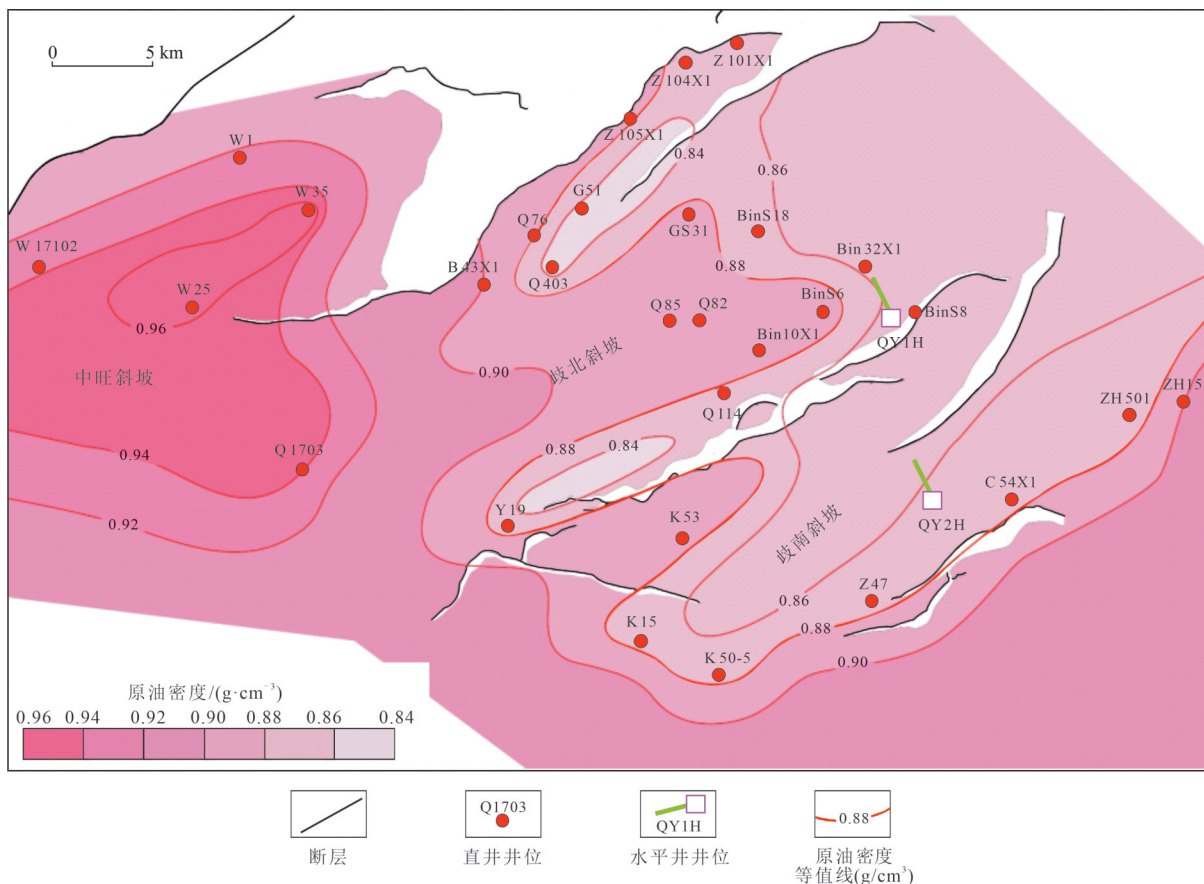


图6 歧口凹陷西南缘沙一下亚段原油密度平面等值线

Fig. 6 Contour map of crude oil density of the E_3s^{1L} at the southwestern margin of the Qikou Sag

强,工程改造条件较差;C3段平面分布局限、厚度5~8 m,其生烃和含油条件亦较差;C2段和C4段生烃、含油性与脆性条件相对较好,且随着深度的增加甜点段内伊/蒙混层和绿泥石矿物含量呈降低趋势。因C2段粘土矿物含量较高,所以C4段是最有可能实现中等成熟页岩油勘探突破的层段。

5 地质-工程一体化技术对策

5.1 井位优选与轨迹优化

5.1.1 垂向选段

C4甜点段含油性好、储层敏感性相对较弱、脆性条件相对较好,因而优选该甜点段实施风险勘探。

5.1.2 平面选区

埋深大于3 400 m, R_o 大于0.8%,烃源岩开始进入大量生油窗;低膨胀性伊利石含量大于40%、伊/蒙混层比低于15%~30%,储层水敏效应弱,储层可压性

变好;C4段甜点分布面积146 km²,有效厚度10~14 m,游离烃含油率3.9%,地面原油密度0.874 g/cm³,预测资源量1.14×10⁸ t。

5.1.3 井轨迹方向

增加最大主应力方向与井轨迹方向之间的夹角,能够增加水平段经过压裂改造后所形成缝网的复杂程度。通过井震结合预测最大主应力方向为向北东70°,确定QY1H井轨迹方位为北西26°(图6),与主应力方向夹角84°。

5.1.4 储层预测

应用叠前偏移数据体开展储层预测,识别出甜点深度随倾角变化幅度,优化水平井轨迹,根据周围断裂分布确定入窗点和末端点位置。

5.2 储层保护与优快完井

歧口西南缘沙一下亚段3 000 m以深地层静压达到40 MPa以上,压力系数达到1.2以上,地层超压。同时该套地层欠压实,泥页岩层理发育,地层漏失压力

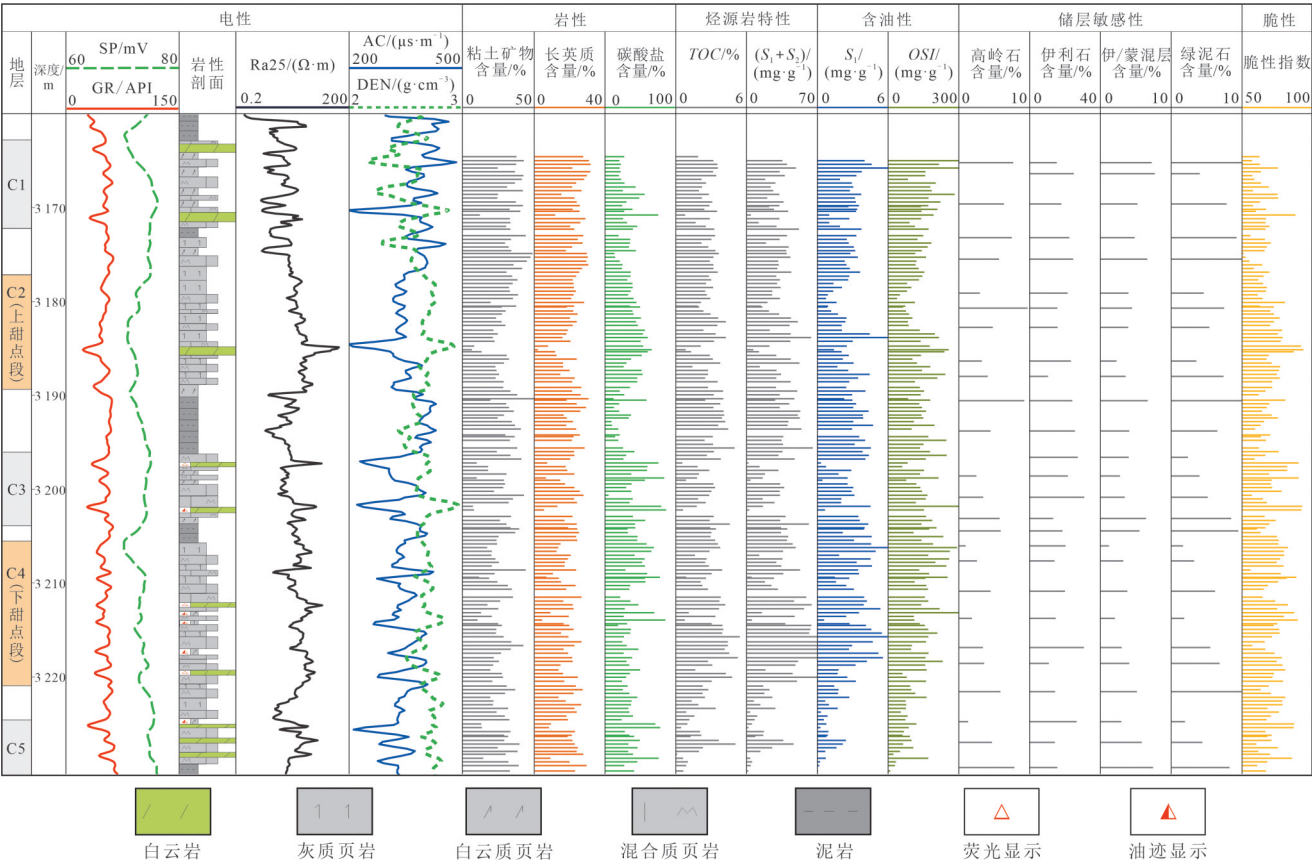


图7 歧口凹陷C54X1井沙一下亚段页岩油甜点综合评价

Fig. 7 Composite column assessing shale oil sweet spots of the E_3s^{II} in Well C54X1 in the Qikou Sag

低,泥页岩段钻进过程中面临井喷、泥浆漏失和水平段环空压耗高等风险。预防井壁坍塌,保障窄密度窗口高效长水平段钻井是中等成熟泥页岩钻井过程中所面临的工程问题。QY1H井钻探过程中,应用精细控压钻井技术,精确控制井口回压,控制井底当量密度在 $1.79 \sim 1.81 \text{ g/cm}^3$ 。维持井底压力稳定,实现控压井段“零漏失”、“零复杂”事故。

钻井液体系采用仿生封堵剂TC-VIS封堵地层微裂缝,改善泥饼质量,保证井壁的稳定;采用仿生抑制剂XZ-YZJ,确保对地层粘土矿物有效抑制;采用成膜剂、双疏剂和改性天然树脂等双疏体系主剂,保证长水平井段的施工。通过上述措施,QY1H井全程使用160~200目筛布未出现跑浆、糊筛布等现象,钻井液自洁性强,起下钻钻具、钻台面无粘附钻井液,该井油层平均井径扩大率6.29%,返出的钻屑棱角鲜明,机械钻速快。证实该钻井液体系具有很好的抑制和封堵防塌能力、具备良好抑制封堵性能,抑制和悬浮携带能力强,有效解决了大港油田中低成熟、高粘土矿物含量页岩钻井过程中存在的井壁失稳、油气层保护等问题,满足“安全、高效、环保”的钻井需求。

5.3 防膨、增能与降粘压裂举措

海水基压裂液防膨、趾端蓄能体积压裂及前置 CO_2 增能降粘实现中低成熟度页岩油勘探突破。在海水中添加溶胀速度快的增稠剂、与海水配伍性好的关联剂,形成可用海水直接配制、连续混配的海水基滑溜水压裂液体系,具备以下特点与优势:①溶胀快,海水中溶胀速度30 s,在线连续混配,简化配液流程、配液工序;②防膨好,海水矿化度高,防膨剂用量少,粘土防膨率高;③降阻高,不同粘度滑溜水降阻率 $\geq 70\%$,有效降低施工摩阻;④费用低,与淡水配制滑溜水压裂液相比,海水基压裂液费用降低20%。

QY1H井沙一下亚段泥页岩不同类型压裂液防膨实验显示,海水基滑溜水+0.5%防膨剂压裂液防膨效果相对较好,淡水+2%KCl+2%防膨剂与淡水+2%KCl+1.5%防膨剂压裂液防膨效果次之,淡水+1%KCl与淡水+2%KCl压裂液防膨效果较差。海水基滑溜水+0.5%防膨剂压裂液具有防膨效果好、配液简单和成本较低等优势。QY1H井压裂过程中,全程应用海水基滑溜水压裂液体系,累计注入压裂液 $46\,834.2 \text{ m}^3$,支撑剂 $2\,753.0 \text{ m}^3$ 。施工过程中海水基滑溜水压裂液

性能良好,降阻率超过73%,施工成功率100%。

低渗透储层注入超临界CO₂开发是提高原油采收率的有效方法之一^[23],其主要机理包括降低界面张力、降低原油粘度、原油溶胀效应和轻烃抽提作用^[24-28]等。致密油CO₂吞吐开发可分为CO₂返排、产气携油、高速产油和产油速率减缓4个阶段^[29-30],而针对页岩油CO₂吞吐开发研究相对较少,且在CO₂注入过程中,沥青质沉积导致的储层伤害问题是影响页岩油藏开发的重要因素^[31]。本次开发试验过程中,针对沙一下亚段碳酸盐页岩压裂过程中,注入CO₂液量775 m³,前期试采取得较好效果,CO₂对碳酸盐胶结物溶解作用在一定程度上弥补了沥青质沉积对储层造成的伤害作用。

6 勘探突破及其地质意义

6.1 QY1H井获高产-稳产工业油流

QY1H水平井入窗点垂深3 660 m,末端点垂深3 802 m,水平段长度1 206 m,录井显示活跃,水平段TOC最高达10.2%(平均3.9%),S₁最高16.75 mg/g,平均4.4 mg/g,OSI平均176 mg/g,水平段解释油层厚度1 108.2 m、差油层88.3 m。水平段共划分17段125簇进行分段分簇压裂,总液量46 834.2 m³,总砂量2 753 m³,液量35.9 m³/m,砂量2.1 m³/m。微裂缝监测显示,全部井段正常压开,缝长240~490 m(平均缝长345 m),缝网最大宽度120~260 m,缝高30~40 m(平均缝高38 m),裂缝方位62°~85°,累计裂缝改造体积1 803.96×10⁴ m³,实现压裂改造目的(图8)。

QY1H井压裂后焖井18 d,放喷当日见油花。2021年6月2日,采用3 mm油嘴放喷,井口压力18.5 MPa,出液107.8 m³(含水85.1%),出油16.1 t,少量气;2021年9月6日,完成16个连续油管钻塞工作,采用3 mm油嘴生产时井口压力18.05 MPa,采用4 mm油嘴生产时最高日产油49.86 t。截止到2022年8月11日,该井已稳产437 d,平均日产油16.75 t,累产原油7 303.28 t,累产气30.86×10⁴ m³,返排率19.42%(图9)。

6.2 地质意义

1) 继沧东凹陷孔二段、歧口凹陷沙三段中高成熟页岩油获得高产、稳产工业油气流之后,歧口凹陷沙一下亚段中等偏低成熟页岩油勘探突破,标志着大港探区3套主力生烃层系均具备页岩油开发潜力,进一步丰富完善了页岩油地质-工程一体化勘探开发技术体系。

2) 渤海湾盆地沙一下亚段中等成熟优质烃源岩在黄骅拗陷、冀中拗陷^[32-33]、辽东湾拗陷^[34]广泛发育,探索形成的中等成熟页岩油甜点评价方法,精细空压+加双疏钻井液体系钻井技术预防井壁坍塌、海水基压裂液防膨、趾端蓄能体积压裂、前置CO₂增能降粘压裂等系列工程技术可被推广到同套地层中等成熟区页岩油勘探中。

3) 大港油田页岩油勘探实践经验显示,优质烃源岩均具备页岩油勘探潜力。渤海湾盆地、松辽盆地、鄂尔多斯盆地内均陆相泥页岩具备中等成熟页岩油勘探潜力,可在实践中探索和完善页岩油富集机理,进一步总结高产-稳产主控因素。

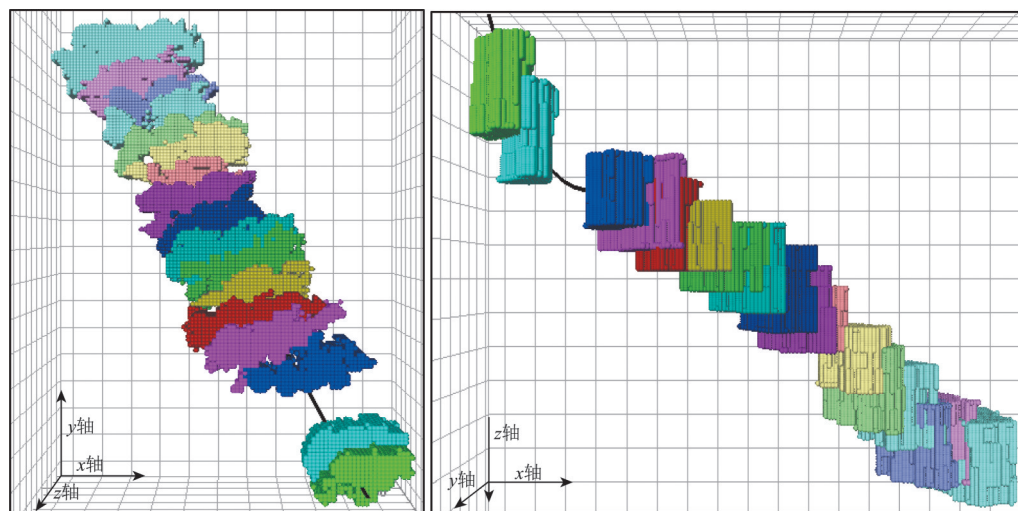


图8 歧口凹陷西南缘QY1H井压裂裂缝网络破裂边界三维表征体

Fig. 8 3D characterization of fracture network boundaries under fracturing in Well QY1H at the southwestern margin of the Qikou Sag

a, b. 不同角度的立体显示图

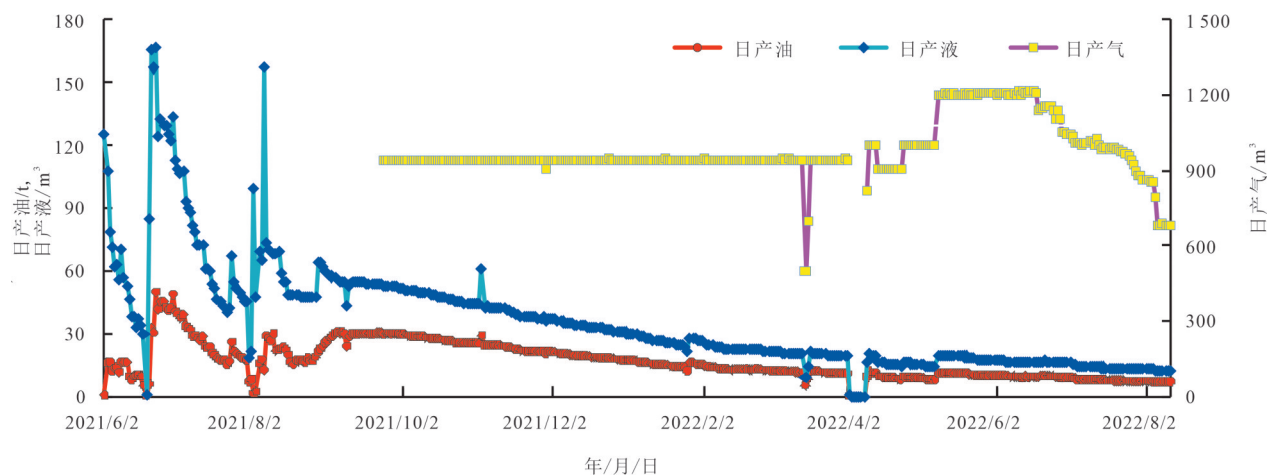


图9 歧口凹陷西南缘QY1H井综合生产曲线

Fig. 9 Composite production curves of Well QY1H at the southwestern margin of the Qikou Sag

7 结论

1) 歧口凹陷西南缘沙一下亚段年代新、成岩演化程度低、储层欠压实,储集物性优于歧口凹陷沙三段和沧东凹陷孔二段;沙一下亚段泥页岩以碳酸盐矿物和粘土矿物占优势,不同岩性储层敏感性差异较大,粘土质页岩和粘土质混合页岩储层敏感性强,白云岩、灰岩和云灰质页岩储层敏感性相对较弱。

2) 沙一下亚段有机质丰度高、I-II₁型有机质生烃门限高,埋深2 000 m进入生烃阶段,埋深3 500 m左右进入大量生烃阶段。C4段含油丰度高、脆性条件好、储层敏感性相对较弱,是潜力最大的甜点段,优选中等成熟区作为有利目标区是实现中等成熟页岩油勘探的突破口。

3) 云灰质页岩夹薄层碳酸盐岩段粘土矿物含量小于30%,海水基滑溜水防膨压裂液体系能够抑制该类储层敏感性,解决因粘土矿物吸水膨胀导致的地层坍塌问题;应用叠前偏移数据体读准靶点深度、旋转导向精准钻进、提高甜点钻遇率是获得高产-稳产的必要条件。

4) 采用海水基压裂液防膨、趾端蓄能体积压裂、前置CO₂增能降粘可实现中等成熟页岩油高效压裂提产;QY1H井获得最高日产49.86 t工业油流,437 d累产7 303.28 t(平均日产16.75 t),实现中等成熟度页岩油勘探突破,对渤海湾盆地沙一下亚段及同类型页岩油勘探具有很好的借鉴意义。

参 考 文 献

[1] 周志,阎玉萍,任收麦,等. 松辽盆地页岩油勘探前景与对策建

议[J]. 中国矿业,2017,26(3):171-174.

Zhou Zhi, Yan Yuping, Ren Shoumai, et al. Prospects and strategy for shale oil exploration in Songliao Basin, China[J]. China Mining Magazine, 2017, 26(3): 171-174.

[2] 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.

[3] 赵文智,胡素云,侯连华,等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发,2020,47(1):1-10.

Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Hou Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1-10.

[4] 邹才能,杨智,孙莎莎,等. “进源找油”:论四川盆地页岩油气[J]. 中国科学:地球科学,2020,50(7):903-920.

Zou Caineng, Yang Zhi, Sun Shasha, et al. “Exploring petroleum inside source kitchen”: Shale oil and gas in Sichuan Basin[J]. Science China Earth Sciences, 2020, 50(7): 903-920.

[5] 王林生,叶义平,覃建华,等. 陆相页岩油储层微观孔隙结构表征与含油性分级评价——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油与天然气地质,2022,43(1):149-160.

Wang Linsheng, Ye Yiping, Qin Jianhua, et al. Microscopic pore structure characterization and oil-bearing property evaluation of lacustrine shale reservoir: A case study of the Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 149-160.

[6] 范柏江,晋月,师良,等. 鄂尔多斯盆地中部三叠系延长组7段湖相页岩油勘探潜力[J]. 石油与天然气地质,2021,42(5):1078-1088.

Fan Bojiang, Jin Yue, Shi Liang, et al. Shale oil exploration potential in central Ordos Basin: A case study of Chang 7 lacustrine shale[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1078-1088.

[7] 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.
- [8] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆地相页岩油富集理论、勘探技术及前景——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[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.
- [9] 刘占国, 张永庶, 宋光永, 等. 柴达木盆地英西地区咸化湖盆混积碳酸盐岩岩相特征与控储机制[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 68-80.
- Liu Zhanguo, Zhang Yongshu, Song Guangyong, et al. Mixed carbonate rocks lithofacies features and reservoirs controlling mechanisms in the saline lacustrine basin in Yingxi area, Qaidam Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 68-80.
- [10] 张宇, 杜垚, 刘耘, 等. 四川盆地侏罗系大安寨段湖相页岩油气基本特征及勘探方向[J]. 中国地质, 2022, 49(1): 51-65.
- Zhang Yu, Du Yao, Liu Yun, et al. Characteristics and exploration direction of lacustrine shale oil and gas in Da'an Member of Jurassic in Sichuan Basin[J]. Geology in China, 2022, 49(1): 51-65.
- [11] 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.
- [12] 周立宏, 赵贤正, 柴公权, 等. 陆相页岩油效益勘探开发关键技术与工程实践——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔二段为例[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 1059-1066.
- Zhou Lihong, Zhao Xianzheng, Chai Gongquan, et al. Key exploration & development technologies and engineering practice of continental shale oil: A case study of Member 2 of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 1059-1066.
- [13] 周立宏, 韩国猛, 杨飞, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷沙河街组三段一亚段地质特征与页岩油勘探实践[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(2): 443-455.
- Zhou Lihong, Han Guomeng, Yang Fei, et al. Geological characteristics and shale oil exploration of Es³⁽¹⁾ in Qikou Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(2): 443-455.
- [14] 周立宏, 陈长伟, 韩国猛, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷沙一下亚段地质特征与页岩油勘探潜力[J]. 地球科学, 2019, 44(8): 2736-2750.
- Zhou Lihong, Chen Changwei, Han Guomeng, et al. Geological characteristics and shale oil exploration potential of Lower First Member of Shahejie Formation in Qikou Sag, Bohai Bay Basin[J]. Earth Science, 2019, 44(8): 2736-2750.
- [15] 周立宏, 韩国猛, 马建英, 等. 歧口凹陷西南缘沙河街组一段下亚段古环境特征与沉积模式[J]. 石油学报, 2020, 41(8): 903-917.
- Zhou Lihong, Han Guomeng, Ma Jianying, et al. Palaeoenvironment characteristics and sedimentary model of the lower submember of Member 1 of Shahejie Formation in the southwestern margin of Qikou Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(8): 903-917.
- [16] 邓运华, 张服民. 歧口凹陷沙一段下部碳酸盐岩储层的成岩后生作用研究[J]. 石油学报, 1990(4): 33-40.
- Deng Yunhua, Zhang Fuming. Epidiagenesis of carbonate rocks in the First Subgroup of Shahejie Formation in Qikou Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 1990(4): 33-40.
- [17] 王振升, 周育文, 刘艳芬, 等. 歧口凹陷西南缘湖相碳酸盐岩油气聚集规律浅析[J]. 中国石油勘探, 2012, 17(2): 17-21.
- Wang Zhensheng, Zhou Yuwen, Liu Yanfen, et al. Elementary analysis on hydrocarbon accumulation of lacustrine carbonate rocks in Southwest margin of Qikou Sag[J]. China Petroleum Exploration, 2012, 17(2): 17-21.
- [18] 李燕, 金振奎, 杨有星, 等. 歧口凹陷沙一下亚段湖相碳酸盐岩储层质量差异机理[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(2): 201-211.
- Yang Yan, Jin Zhenkui, Yang Youxing, et al. Mechanism of reservoir quality difference of lacustrine in Lower Member 1 Shahejie Formation in Qikou Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(2): 201-211.
- [19] 赵贤正, 曾澍辉, 韩国猛, 等. 渤海湾盆地黄骅坳陷板桥凹陷深层低渗透(致密)砂岩气藏充注特征及成藏过程[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 913-927.
- Zhao Xianzheng, Zeng Jianhui, Han Guomeng, et al. Charging characteristics and accumulation process of deep low-permeability (tight) sand gas reservoirs in Banqiao Sag, Huanghua Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 913-927.
- [20] 周立宏, 蒲秀刚, 陈长伟, 等. 陆相湖盆细粒岩油气的概念、特征及勘探意义: 以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段为例[J]. 地球科学, 2018, 43(10): 3625-3639.
- Zhou Lihong, Pu Xiugang, Chen Changwei, et al. Concept, characteristics and prospecting significance of fine-grained sedimentary oil gas in Terrestrial Lake Basin: A case from the second member of Paleogene Kongdian Formation of Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Earth Science, 2018, 43(10): 3625-3639.
- [21] 高福红, 张永胜, 蒲秀刚, 等. 白云岩化作用类型及机理——以歧口凹陷古近系沙河街组一段为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2017, 47(2): 355-369.
- Gao Fuhong, Zhang Yongsheng, Pu Xiugang, et al. Type of

- dolomitization and formation mechanism: A case study of Palaeogene Es¹ in Qikou Sag[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2017, 47(2): 355-369.
- [22] 闫伟鹏, 杨涛, 李欣, 等. 中国陆上湖相碳酸盐岩地质特征及勘探潜力[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(4): 11-17.
- Yan Weipeng, Yang Tao, Li Xin, et al. Geological characteristics and hydrocarbon exploration potential of lacustrine carbonate rock in China[J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(4): 11-17.
- [23] 郎东江, 伦增珉, 吕成远, 等. 页岩油注二氧化碳提高采收率影响因素核磁共振实验[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 603-612.
- Lang Dongjian, Lun Zenmin, Lyu Chengyuan, et al. Nuclear magnetic resonance experimental study of CO₂ injection to enhance shale oil recovery [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 603-612.
- [24] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国CO₂驱油与埋存技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 716-727.
- Hu Yongle, Hao Mingqiang, Chen Guoli, et al. Technologies and practice of CO₂ flooding and sequestration in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 716-727.
- [25] 张海龙. CO₂混相驱提高石油采收率实践与认识[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(2): 114-119.
- Zhang Hailong. Practice and understanding of enhancing the oil recovery by CO₂ miscible flooding [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(2): 114-119.
- [26] 曹绪龙, 吕广忠, 王杰, 等. 胜利油田CO₂驱油技术现状及下步研究方向[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 51-59.
- Cao Xulong, Lyu Guangzhong, Wang Jie, et al. Present situation and further research direction of CO₂ flooding technology in Shengli Oilfield [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 51-59.
- [27] 陈祖华. 苏北盆地注CO₂提高采收率技术面临的挑战与对策[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 60-67.
- Chen Zuhua. Challenges and countermeasures of EOR by CO₂ injection in North Jiangsu Basin [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 60-67.
- [28] 王千, 杨胜来, 拜杰, 等. CO₂驱油过程中孔喉结构对储层岩石物性变化的影响[J]. 石油学报, 2021, 42(5): 654-668.
- Wang Qian, Yang Shenglai, Bai Jie, et al. Influence of pore throat structure on changes in physical properties of reservoir rock during CO₂ flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(5): 654-668.
- [29] 汤翔, 李宜强, 韩雪, 等. 致密油二氧化碳吞吐动态特征及影响因素[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 817-824.
- Tang Xiang, Li Yiqiang, Han Xue, et al. Dynamic characteristics and influencing factors of CO₂ huff and puff in tight oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(4): 817-824.
- [30] 邓宝康, 李军建, 高银山, 等. 鄂尔多斯盆地致密油藏注CO₂吞吐微观剩余油分布特征[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(6): 119-125.
- Deng Baokang, Li Junjian, Gao Yinshan, et al. Microscopic remained oil distribution characteristics of CO₂ huff and puff in the tight oil reservoir in Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(6): 119-125.
- [31] 李一波, 何天双, 胡志明, 等. 页岩油藏提高采收率技术及展望[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43(3): 101-110.
- Li Yibo, He Tianshuang, Hu Zhiming, et al. A comprehensive review of enhanced oil recovery technologies for shale oil [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2021, 43(3): 101-110.
- [32] 赵贤正, 蒋有录, 金凤鸣, 等. 富油凹陷洼槽区油气成藏机理与成藏模式——以冀中坳陷饶阳凹陷为例[J]. 石油学报, 2017, 38(1): 67-76.
- Zhao Xianzheng, Jiang Youlu, Jin Fengming, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism and model of sub-sags in hydrocarbon-rich sag: A case study of Raoyang Sag in Jizhong Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(1): 67-76.
- [33] 陈方文, 赵红琴, 王淑萍, 等. 渤海湾盆地冀中坳陷饶阳凹陷沙一下亚段页岩油可动量评价[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 593-601.
- Chen Fangwen, Zhao Hongqin, Wang Shuping, et al. Evaluation of movable shale oil reserves in the Es^{1H} of the Raoyang Sag, Jizhong Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 593-601.
- [34] 王祥, 王应斌, 吕修祥, 等. 渤海海域辽东湾坳陷油气成藏条件与分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(3): 342-351.
- Wang Xiang, Wang Yingbin, Lyu Xiuxiang, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and distribution patterns in the Liaodong Bay Depression, the Bohai Sea [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(3): 342-351.

(编辑 梁 慧)