

渤海海域低渗透储层主控因素分析及综合预测 ——以埕北低凸起曹妃甸 23 构造沙一二段为例

王诗琪¹, 谢晓军¹, 唐武¹, 胡贺伟², 张藜², 刘源², 于进鑫¹

(1. 中海油研究总院有限责任公司 勘探开发研究院, 北京 100028; 2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司 渤海石油研究院, 天津 300452)

摘要:以渤海海域埕北低凸起曹妃甸 23 构造沙一二段碎屑岩储层为研究对象,在沉积背景分析基础上,利用岩心、录井、测井和分析化验等资料,开展低渗透储层主控因素分析及预测。结果表明:沙一二段储层以岩屑砂岩、长石岩屑砂岩为主,整体低渗透,孔隙度主要在 5%~25%之间,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;研究区有利相带和次生溶蚀成岩作用的耦合是形成有利储层的主控因素。滩坝相和辫状河三角洲沉积粒度粗、厚度大的相带沉积期水动力强,沉积碎屑粒度大、分选好,为储层发育的有利相带;次生孔隙是储层最主要的孔隙类型,占比超过 80%,主要为有机酸溶蚀长石,长石溶蚀量越大,孔隙度、渗透率越高;综合古地貌(古河道)、有利相带(粗粒)、成岩相类型、孔隙结构四大要素叠合,曹妃甸 23 构造沙一二段储层划为 3 种类型,其中,Ⅰ类储层品质最好,分布于近源相对陡坡和古河道区域,相带以辫状河三角洲前缘主体和滩坝为主,成岩相类型主要是中压实—弱胶结—强溶蚀相,平均孔喉半径大于 $1.53 \mu\text{m}$,岩性为厚砂夹薄泥,是研究区储集物性、储集能力最好的类型。该结果为低渗透储层有利区预测提供依据。

关键词:渤海海域;沙一二段;低渗透储层;碎屑岩;主控因素;曹妃甸 23 构造

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2025)05-0091-19

0 引言

低渗透储层是孔隙度小于 15%、渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层^[1]。目前,随勘探程度的不断提高,低渗透油藏越来越多,其中低渗透砂岩油气藏在全球范围内是深层油气勘探开发的重要领域之一^[2-3]。随低渗透储层油气勘探的不断深入,在普遍低孔隙度、低渗透率的物性条件下可以找到优质储层,低渗透油气藏中的油气主要储集于优质储层^[4]。

影响低渗透储层发育的主控因素成为油气研究领域的热点之一。郭娟娟等^[5]认为,准噶尔盆地玛湖凹陷发育的扇三角洲和湖泊沉积体系是控制砂砾岩低渗透储层质量的关键因素,古地貌是控制后期沉积相发育与分布的重要因素。万友利等^[6]认为,麻黄山地区压实作用和胶结作用是造成低渗透储层孔隙结构破坏的直接原因,溶蚀作用对孔隙结构的建设性改造是发育优质储层结构的关键。李传华等^[7]认为,征沙村地区低渗透砂岩储层常见长石、岩屑溶蚀,发育多种类型自生矿物对碎屑颗粒的交代作用,其中,压实作用是储层低渗透的主要成因,晚期胶结作用造成孔隙度、渗透率进一步降低,溶蚀作用对孔隙度、渗透率改善效果不大。卢欢等^[8]认为,渤海海域古近系水下分流河道、河口坝等粒度较粗的高能相带有利于高岭石、长石的富集,易形成有利储层;远砂坝、支流间湾等粒度细的低能相带易形成应力敏感性储层,酸化后储层物性显著提高。渤海海域低渗透储层蕴藏巨大的油气资源潜力,在低渗透储层中分析成因主控因素成为渤海海域研究的热点与难点。低渗透储层中有利储层的形成机理及预测较弱,在曹妃甸 23 构造区的钻探过程中,不同区域的油气显示存在明显差异。在北部斜坡带和洼中隆起区的东二下、东三段,虽有零星油气显示,但显示级别较低,多为荧光级和油迹级,储层岩性主要为泥质粉砂岩和粉砂质泥岩,对应的沉积相带为半深湖—深湖相,储层不发育,南部斜坡带无油气显示,储层岩性以泥岩为主。油气显示的不均衡性及优质储层分布的不确定性,导致难以准确预测有利储层分布区,制约区域油气资源的勘探开发。

笔者以埕北低凸起曹妃甸 23 构造沙一二段为研究对象,在沉积背景分析的基础上,利用岩心、录井、测井和分析化验等资料,分析及评价低渗透储层沉积作用和成岩作用对储层物性的影响,为低渗透储层有

收稿日期:2025-05-20;编辑:关开澄

作者简介:王诗琪(1996—),女,硕士,工程师,主要从事沉积储层方面的研究。

利区预测提供参考。

1 区域地质概况

渤海湾盆地埕北低凸起位于渤海西部海域,平面整体呈狭长形,长度为 45~55 km,宽度为 19~12 km,总面积为 1 670 km²(见图 1(a)),紧邻沙南、渤中和埕北三大凹陷,在古近系早期形成典型“源—汇”系统,由埕北低凸起分别向四周各凹陷提供物源供给^[9-13]。曹妃甸 23 构造位于埕北低凸起斜坡带中段,紧邻渤中西南洼富烃洼陷,油源充足,成藏条件优越。曹妃甸 23 构造油气显示及油层发现主要集中于潜山和古近系,其中古近系沙河街组和东营组发现大量三级储量,多口井油气显示活跃。根据沙河街组富砂区规律分布及富砂机制,精细刻画沉积体,表明埕北斜坡带具有一定勘探潜力。沙一二段沉积时期为裂陷Ⅳ幕早期,构造活动较弱,物源相对充足,砂体规模大(见图 1(b))^[13],沙一二段沉积时期处于滩坝和辫状河三角洲沉积环境,储层较发育。

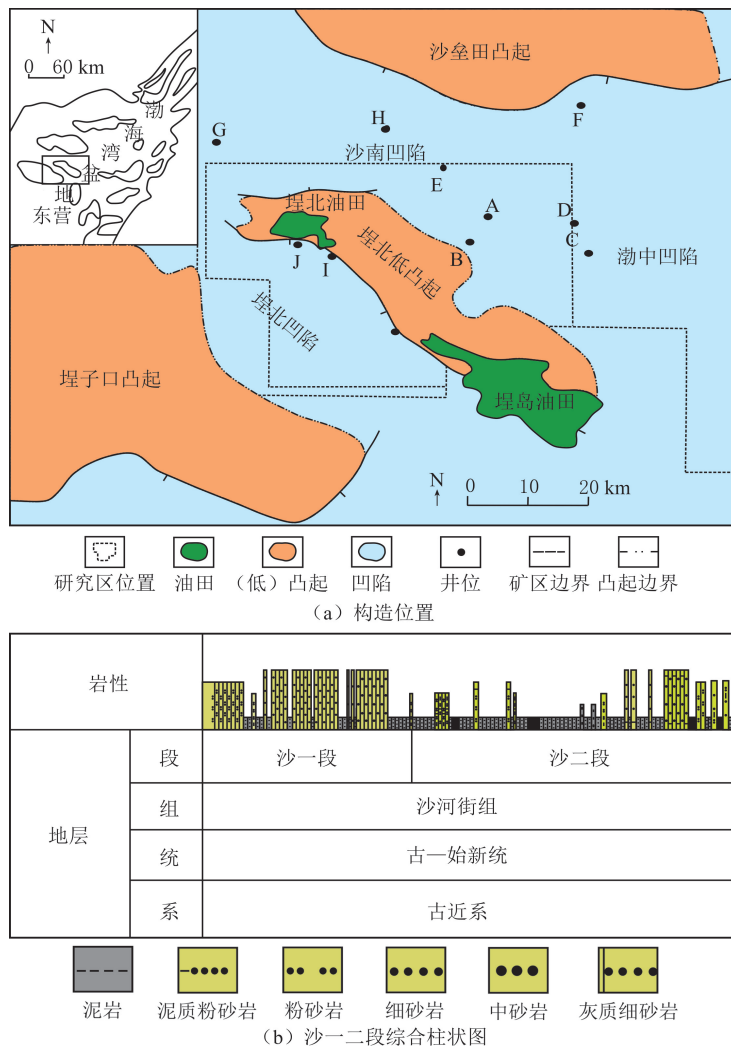


图 1 曹妃甸 23 构造区域位置及沙一二段综合柱状图
Fig. 1 Regional location of caofeidian 23 structure and comprehensive of the first and second members of the Shahejie Formation

2 储层基本特征

2.1 岩石学特征

根据录井、岩心、壁心观察和粒度分析,研究区沙一二段矿物组分较为相似,反映相对稳定的物源供给

条件。钻井显示,沙一二段石英体积分数介于 14.00%~28.88%(平均为 23.31%),长石体积分数介于 13.18%~32.04%(平均为 26.61%)、岩屑体积分数介于 36.86%~69.50%(平均为 50.08%)。沙一段岩性主要以长石岩屑砂岩为主,沙二段岩性主要以长石岩屑砂岩和岩屑砂岩为主(见图 2(a))。沙一二段主体发育滩坝相和辫状河三角洲相,滩坝相主要以长石岩屑砂岩和岩屑砂岩为主(见图 2(b)),砂体颗粒较粗,颗粒分选性差,磨圆度较好,颗粒为次棱角状一次圆状。辫状河三角洲相以长石岩屑砂岩为主,为中一细砂岩,砂体整体分选性较好,颗粒以次棱角状为主。

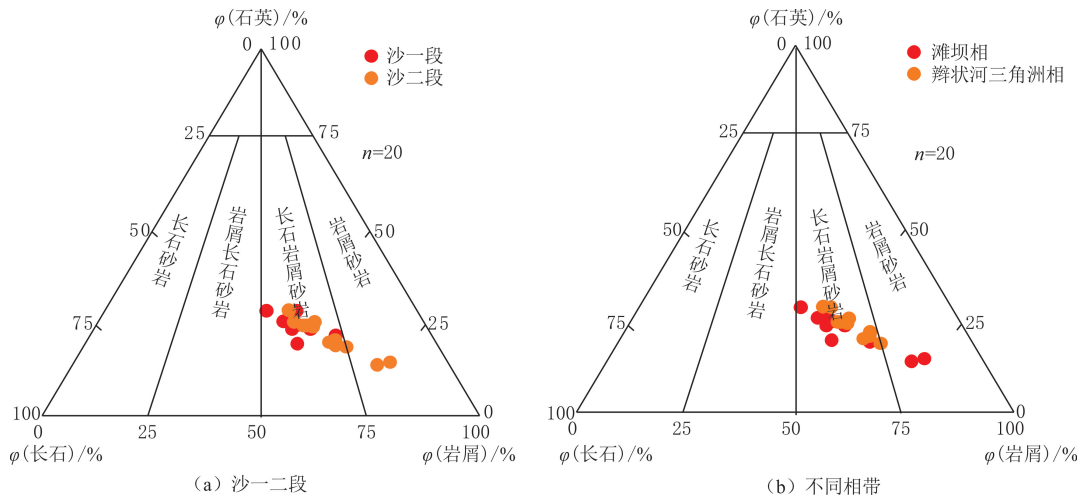


图 2 曹妃甸 23 构造岩矿组分特征三端元图

Fig. 2 End-member diagram of characteristics of rock and mineral components in caofeidian 23 structure

2.2 储集空间类型

储层孔隙成因机制可分为原生孔隙的保存和次生孔隙的形成,主要对应成岩阶段的抗压实能力和促溶蚀条件^[14]。储层成岩改造机制研究的前提是确定储层的主要孔隙空间类型。曹妃甸 23 构造沙一二段储层主要发育于滨浅湖滩坝相坝主体、辫状河三角洲河口坝及远砂坝等微相,其他相带由于砂体较薄,砂体遭受压实、胶结严重而物性较差。铸体薄片统计发现,目的层储层发育多种类型孔隙,总体上以溶蚀孔为主,占比超过 80%,主要为粒间溶孔和粒内溶孔(见图 3)。

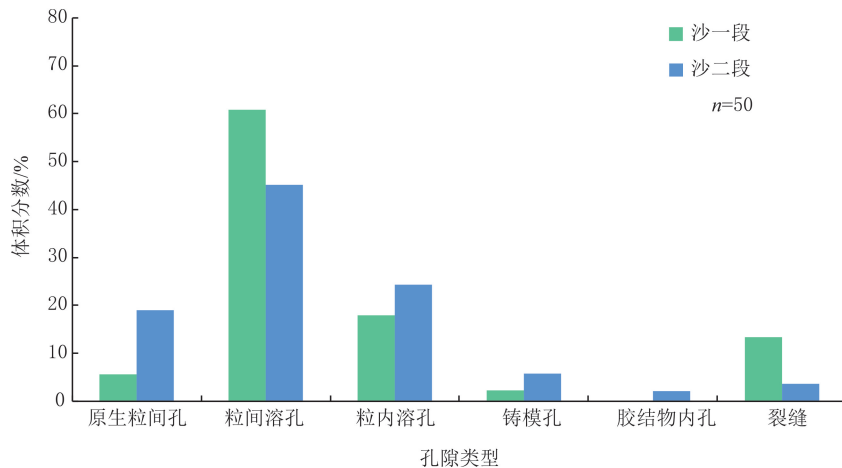


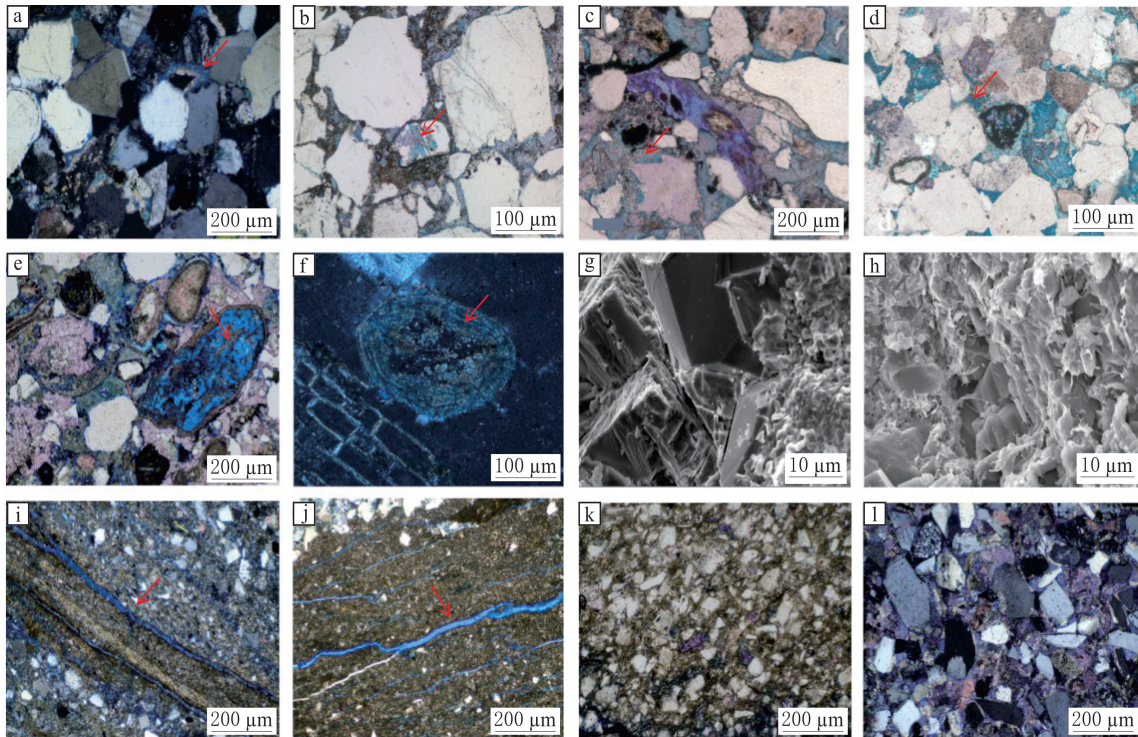
图 3 曹妃甸 23 构造储层孔隙类型及体积分数

Fig. 3 Histogram of pore types and volume fraction statistics of the reservoir in Caofeidian 23 structure

研究区粒间溶孔主要发育于滨浅湖滩坝相坝主体微相,砂体岩性以中粗粒长石砂岩为主,碎屑颗粒分选性较好,成分成熟度中等,表现为颗粒间的溶蚀扩大孔,在原生粒间孔的基础上,铝硅酸盐组分被部分溶蚀而形成孔隙,具有明显的溶蚀改造边界,连通性较好,是研究区最常见的孔隙类型。扫描电镜下观察到

自生石英和伊利石充填粒间孔隙,对提高储层物性具有重要作用(见图 4(a、d、g-h))^[15]。粒内溶孔主要表现为长石和岩屑的溶蚀,主要发育于滨浅湖滩坝相坝主体、辫状河三角洲河口坝等微相,砂体岩性以中细粒长石岩屑砂岩为主,碎屑颗粒分选性中等,成分成熟度较低,可见长石沿颗粒解理缝溶蚀和早期易溶矿物交代碎屑颗粒后被溶蚀形成的粒内孔隙(见图 4(b-c))^[16]。

研究区粒间溶孔和粒内溶孔是主要发育的孔隙类型,还发育一定数量的铸模孔隙,在滨浅湖滩坝相坝主体微相中常见,颗粒主要为鲕粒、生物碎屑等,鲕粒常呈较薄的包壳包裹石英、长石等颗粒(见图 4(e-f))^[17]。研究区发育少量裂缝,这是由于滨浅湖滩坝主体、辫状河三角洲前缘河口坝微相中粗碎屑颗粒受构造等作用强烈挤压后易破碎,能有效改善储层渗透性^[18](见图 4(i-j))。



(a) 长石粒间溶孔, B井, 2 976.5 m, 沙二段, 正交光; (b) 长石粒内溶孔, C井, 3 844.0 m, 沙一段, 单偏光; (c) 长石粒内溶孔, B井, 2 997.0 m, 沙二段, 单偏光; (d) 长石粒间溶孔, B井, 2 976.5 m, 沙二段, 单偏光; (e) 鲕粒, D井, 3 806.5 m, 沙二段, 单偏光; (f) 鲕粒, A井, 3 300.0~3 305.0 m, 沙一段, 正交光; (g) 长石溶蚀, 自生石英和伊利石充填粒间孔隙, B井, 2 976.5 m, 沙二段, SEM; (h) 伊利石和自生石英充填粒间孔隙, 见长石溶蚀, C井, 3 844.0 m, 沙一段, SEM; (i) 裂缝, B井, 2 913.0 m, 沙一段, 正交光; (j) 裂缝, B井, 2 927.0 m, 沙二段, 单偏光; (k) 大量泥质充填, 孔隙不发育, 泥质体积分数高, B井, 2 915.0 m, 沙一段, 单偏光; (l) 大量铁方解石充填, 孔隙少, 胶结强, B井, 2 999.5 m, 沙二段, 正交光

图 4 曹妃甸 23 构造沙一二段储层镜下孔隙发育特征

Fig. 4 Microscopic pore development characteristics of reservoirs in the 1st and 2nd members of the Shahejie Formation in the Caofeidian 23 structure

2.3 储层物性特征

常规物性数据统计表明,曹妃甸围区沙一段埋深在 2 500~3 870 m 之间,沙二段埋深在 2 600~3 830 m 之间,沙一二段主要发育次生孔隙发育带,埋深为 3 200~3 400 m。根据单井沉积相划分结果,可见滩坝相埋深在 3 250~3 870 m 之间,砂体以中粗粒长石砂岩为主,辫状河三角洲埋深在 2 900~3 400 m 之间,砂体以中细粒长石岩屑砂岩为主,次生孔隙发育带埋深为 3 200~3 400 m,分段分相带结果显示,次生孔隙发育带孔隙度主要分布在 10%~25%之间,为中孔储层。渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为超低渗储层(见图 5)。沙一二段储层整体渗透性较差,局部发育有利储层,渗透率大于 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,研究寻找低孔隙度、低渗透率储层中相对优质储层分布规律,有利于对低渗透储层及岩性油气藏的勘探。

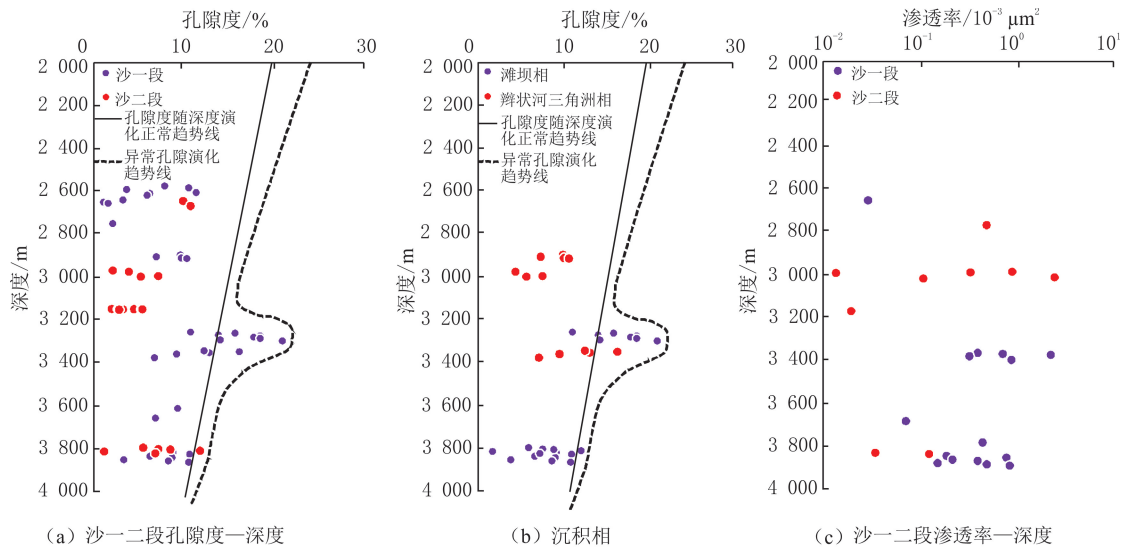


图 5 曹妃甸围区储层物性随深度变化趋势

Fig. 5 Trend of reservoir physical properties with depth in the Caofeidian Surrounding Area

3 有利储层主控因素

砂岩储层的分布和物性特征主要受沉积相和成岩作用影响与控制^[19-20], 深层有效碎屑岩储层的形成机理与沉积、成岩作用相关。沉积环境是形成有效储层的前提和基础, 建设性成岩作用形成的次生孔隙能有效改善储层物性^[21]。分析各沉积相的物性特征, 研究储层物性影响因素, 明确有利储层对应的沉积相带, 有利于为曹妃甸 23 构造沙一二段储层油气资源评价提供依据。有利相带和次生溶蚀为储层“甜点”发育的主控因素。

3.1 有利相带

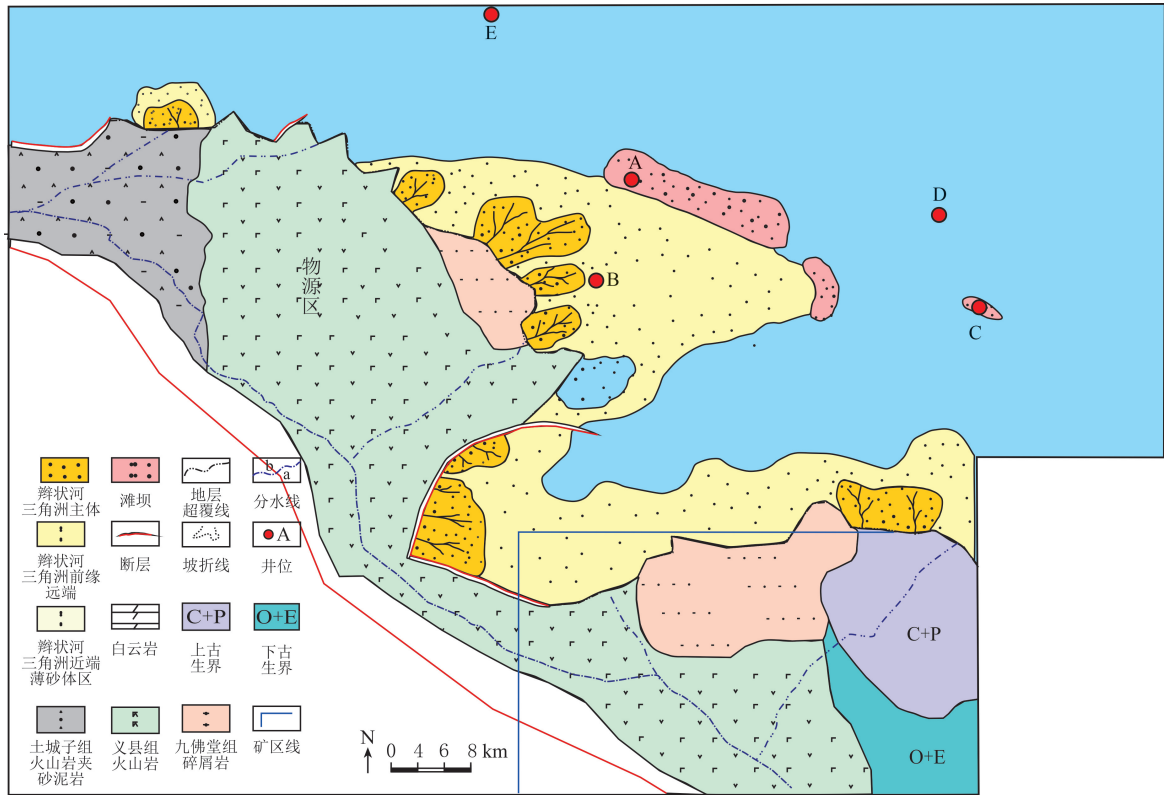
沉积相是优质储层发育的重要影响因素。沉积相带控制储层及岩性分布, 以及不同岩石相微观结构^[22]。研究区主要通过地震和测井曲线确定沉积相类型。沙一二段沉积相见图 6。由图 6 可知, 曹妃甸 23 构造沙一二段主要发育滩坝相和辫状河三角洲相。

在地震剖面上, 滩坝相表现为弱振幅较连续反射, 钻遇厚层砂岩夹薄泥岩(见图 7(a)); 在测井曲线上, 响应特征为漏斗型、钟型; 岩性特征表现为中砂岩和细砂岩, 平均孔隙度为 16.4%。由 A 井综合柱状图(见图 7(b), ϕ 为粒度)可知, 储层粒度粗, 砂体厚度大, 泥质体积分数小, 其中, 跳跃组分占主体, 斜率大, 多为上拱型, 高斜低截三段式最主要的滩坝沉积, 具有分段性, 说明沉积物明显受波浪等水动力的冲刷改造^[23-25]; 镜下鲕粒发育(见图 4(e-f)), 反映水动力强, 水体动荡, 分选好, 有利于粒间孔隙发育。

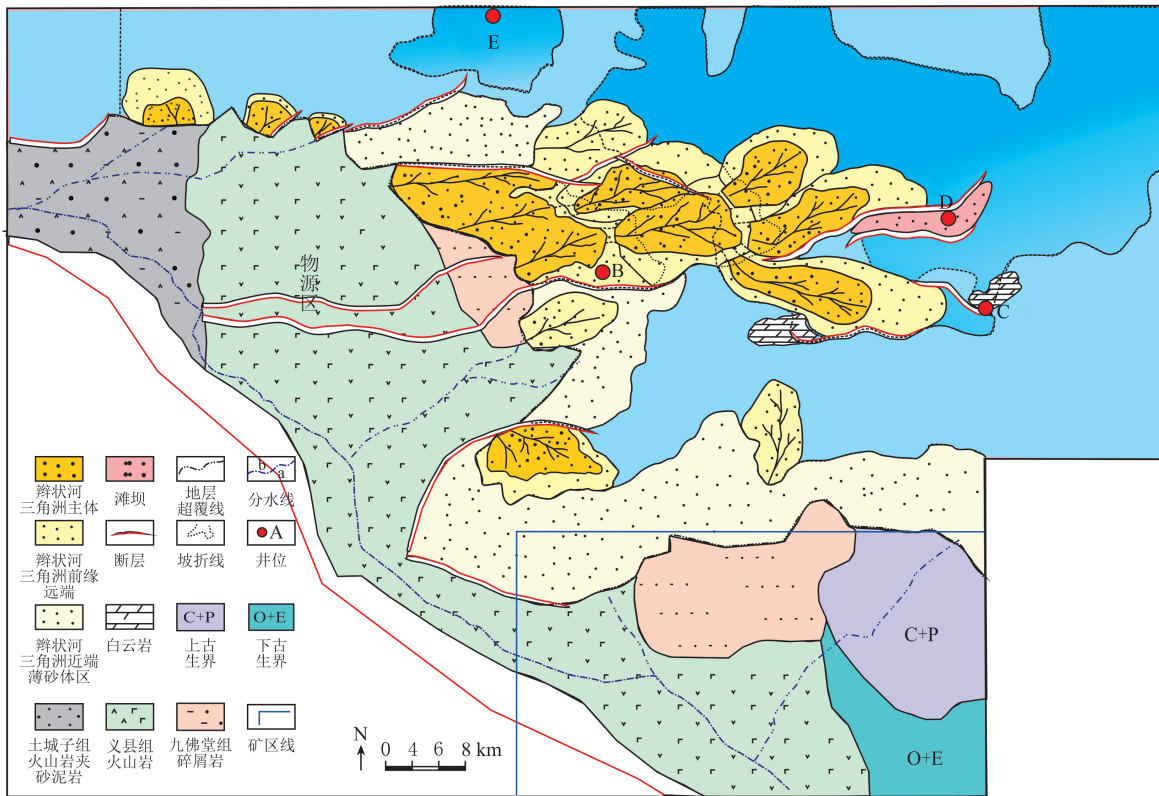
辫状河三角洲前缘远端在地震剖面上表现为中频强振幅连续反射。基于岩性和测井曲线响应特征, 在三角洲前缘远端主要识别河口坝和远砂坝两种沉积微相。河口坝在测井曲线响应特征为中幅齿化漏斗状, 岩性特征表现为细砂岩、粉砂岩, 平均孔隙度为 10.9%。远砂坝在测井曲线响应特征为中—低幅齿化漏斗状, 岩性特征表现为粉砂岩、泥质粉砂岩, 平均孔隙度为 7.8%; 在壁心薄片资料中, 沙一二段为粉—细砂岩、分选磨圆较差。由 B 井综合柱状图(见图 8(b))物性与壁心、薄片(见图 4(c-d))对应关系可知, 在粒度粗、砂体厚度大的地区储层物性好, 溶蚀孔隙发育。

由粒度中值与碳酸盐体积分数的交会图(见图 9(a)), 以及胶结物体积分数与总面孔率的交会图(见图 9(b))可知, 整体碳酸盐体积分数较高, 孔隙多被胶结物充填, 导致孔喉连通性变差, 储层质量降低^[26]。由镜下薄片(见图 4(k-l))可知, 孔隙不发育, 被大量泥质和铁方解石充填。这是由于方解石胶结物的体积分数中远砂坝的体积分数大于河口坝的, 方解石体积分数的差异与沉积微相密切相关。其中, 河口坝微相砂体粒度粗, 渗透率相对较高, 是流体渗流的优势通道, 流体携带的有机酸和 CO_2 先与粒级粗的砂岩接触而发生颗粒溶蚀作用。远砂坝、支流间湾细粒沉积物使胶结物与颗粒接触具有更大的比表面积, 后期酸性

流体不能充分改造,导致现今储层致密。



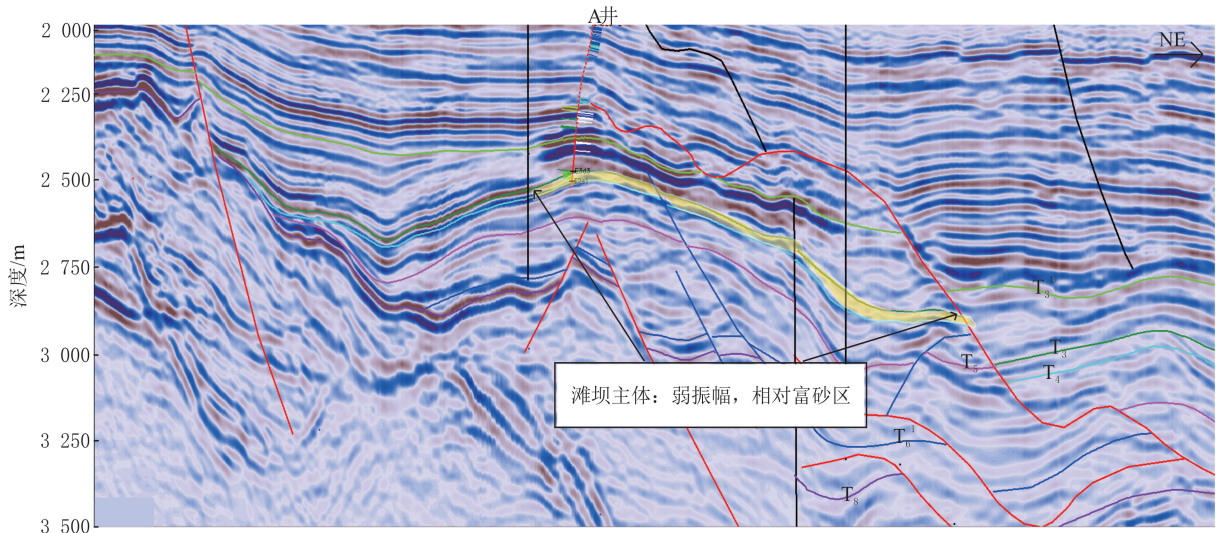
(a) 沙一段



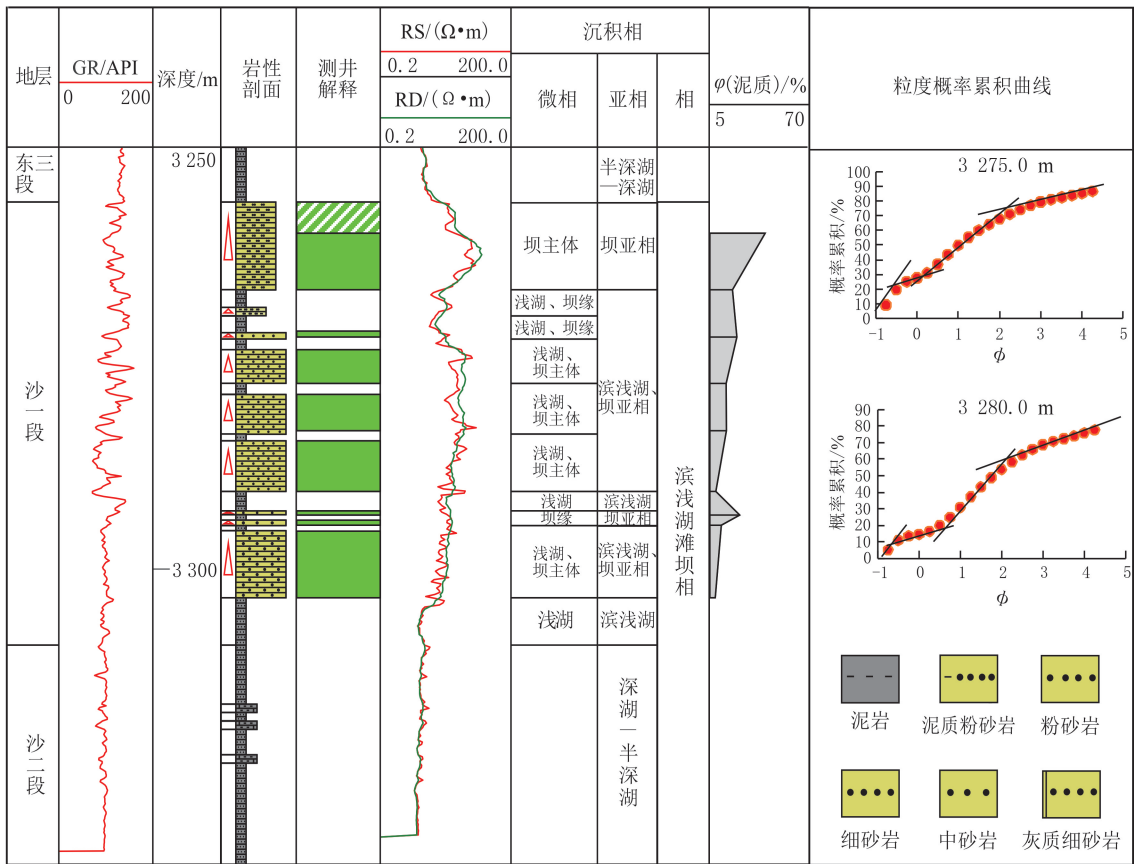
(b) 沙二段

图 6 曹妃甸 23 构造沙一二段沉积相

Fig. 6 Sedimentary facies map of the 1st and 2nd members of the Shahejie Formation in Caofeidian 23 structure



(a) 地震相特征



(b) 沉积相与储层综合柱状图

图 7 A 井有利相带地震相特征、沉积相与储层综合柱状图

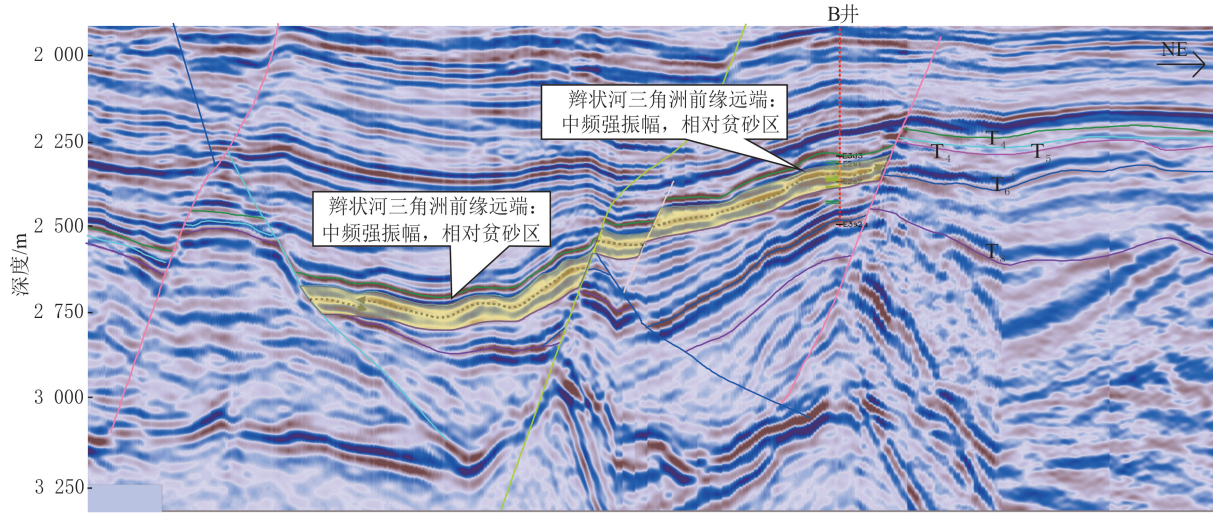
Fig. 7 Seismic facies characteristics of favorable facies belts in well A and comprehensive columnar diagram of sedimentary facies and reservoirs

根据渤海海域沙一二段储层粒度与物性关系,中粗砂级粒度以上的储层物性普遍较好。早期碳酸盐胶结强烈,早期胶结作用可使早期的压实、压溶作用受到抑制,埋藏期能够保持较开放成岩环境,增加岩石骨架密度和增大岩石抗压能力^[27],为次生溶蚀作用准备易溶物质,易被酸性流体改造而形成优质储层。

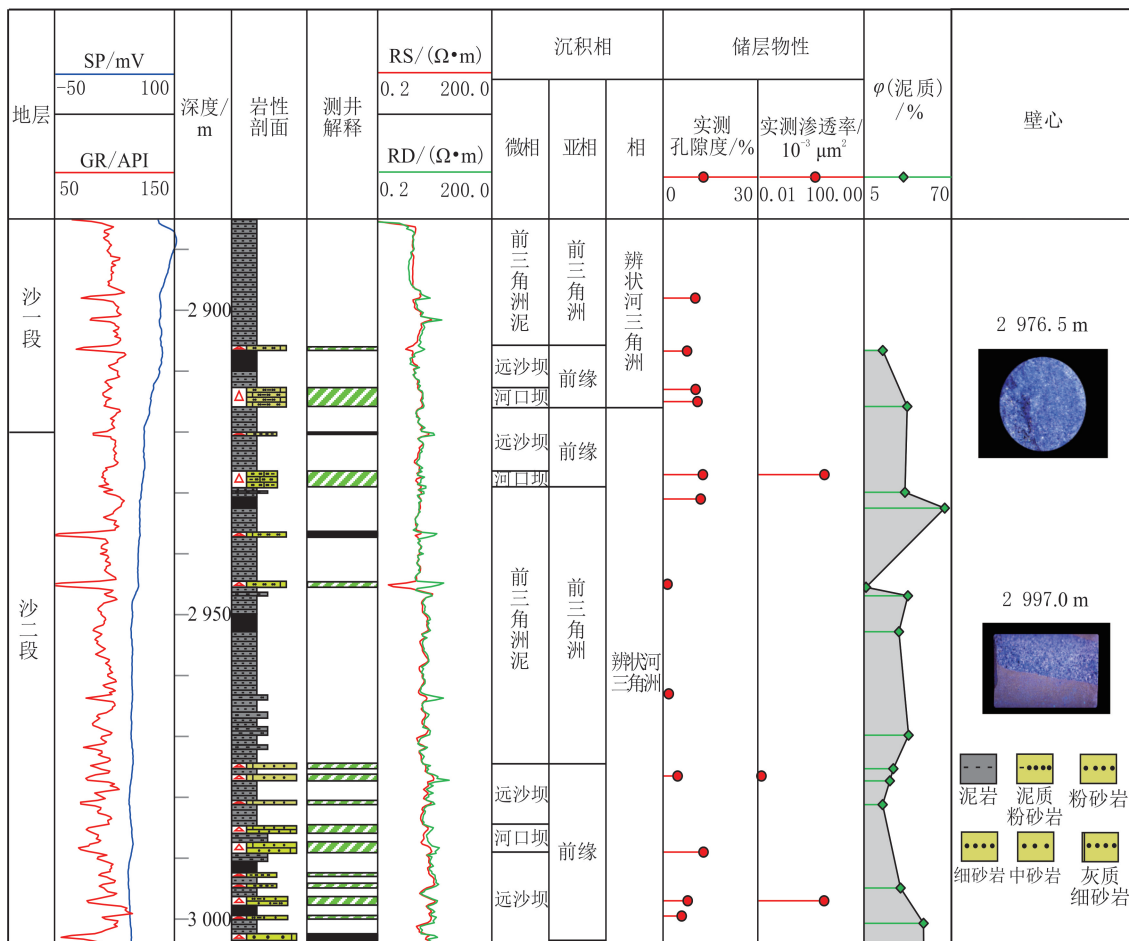
3.2 次生溶蚀

溶蚀作用导致砂岩中不稳定碎屑颗粒及胶结物溶解,从而增加储层的孔隙空间,对储层起建设性作

用^[28]。在深部储层溶蚀过程中,长石的溶蚀现象普遍存在,常与钠长石生成相伴生,形成粒间溶孔、粒内孔及少量铸模孔。



(a) 地震相特征



(b) 沉积相与储层综合柱状图

图 8 B 井有利相带地震相特征、沉积相与储层综合柱状图

Fig. 8 Seismic facies characteristics of favorable facies belts in well B and comprehensive columnar diagram of sedimentary facies and reservoirs

通过铸体薄片、扫描电镜证实溶蚀矿物主要为长石,镜下可见长石溶蚀产生的孔隙(见图 4(a-d))。储

层的孔隙空间主要由长石溶蚀产生。由物性和长石体积分数统计可知,长石体积分数和孔隙度、渗透率之间具有负相关关系(见图 10),随长石体积分数降低,孔隙度和渗透率线性升高。长石体积分数的变化与孔渗之间的线性关系表明,有效储层的储集空间主要为长石溶蚀提供。

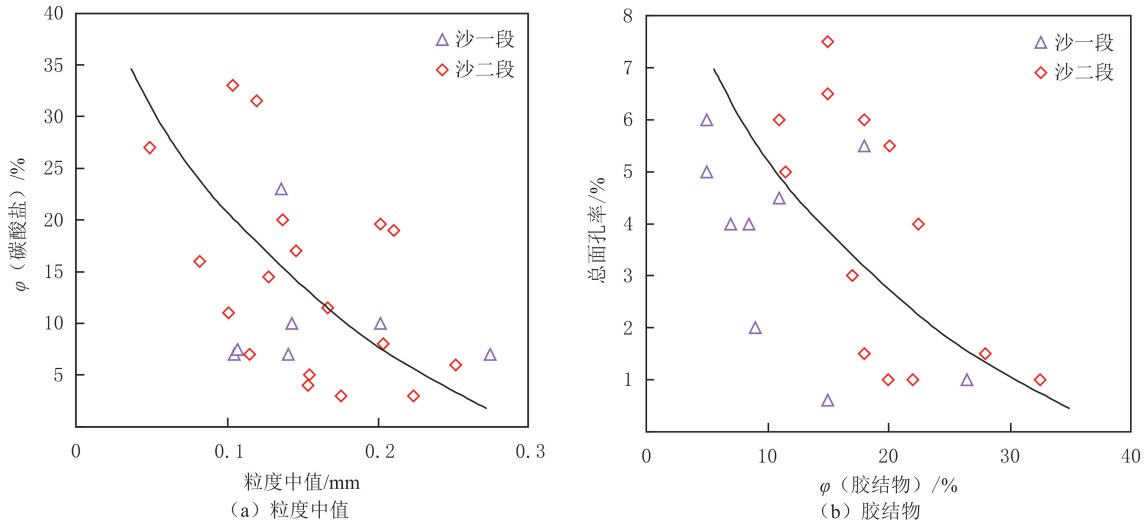


图 9 矿物体积分数交会图
Fig. 9 Mineral volume fraction cross-plot

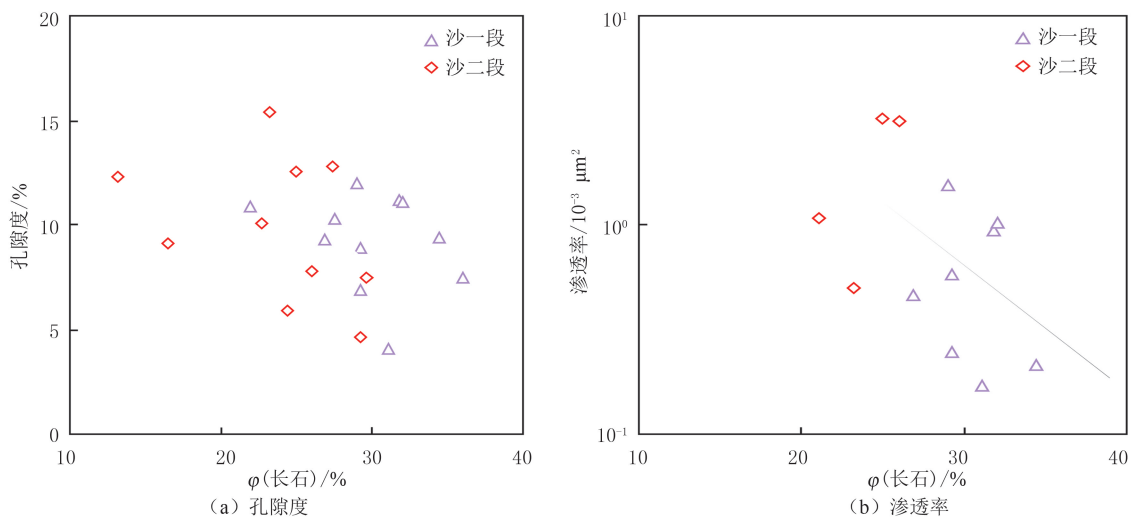
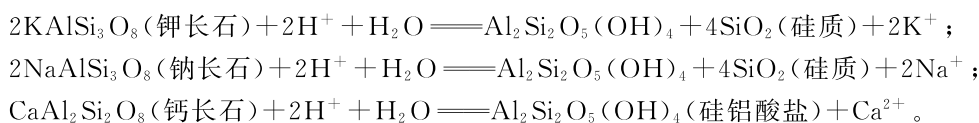


图 10 长石体积分数与孔隙度、渗透率关系
Fig. 10 Statistical chart of the correlation between feldspar volume fraction, porosity and permeability

研究区长石被大量溶解,溶蚀长石的酸性流体通过长石溶蚀的伴生矿物捕获流体信息。由岩矿鉴定可知,在长石溶蚀的附近有大量的石英次生加大,基于溶蚀反应的机理公式^[29],根据化学平衡原理可证明长石和石英具有共生关系,各类长石溶蚀能形成 Si⁴⁺,是石英次生加大的主要物质来源。因为长石大部分被溶蚀,只能通过石英对伴生的溶蚀长石研究,石英次生加大中的盐水包裹体均一温度为 100~140 °C (见图 11)。

研究区 B 井热埋藏史及生排烃史见图 12。由图 12 可知,温度范围与研究区单井有机质生烃温度基本重合,判定长石溶蚀的酸性流体为有机成因。有机酸溶蚀长石可产生次生孔隙^[30-31]。

溶蚀反应式为



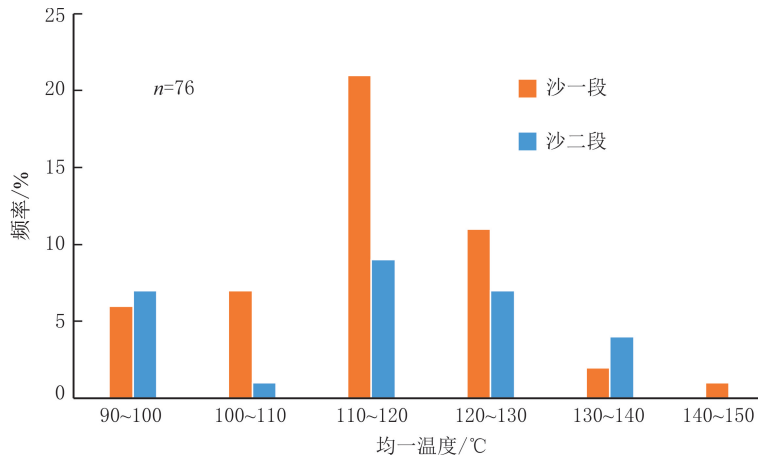


图 11 石英流体包裹体均一温度
Fig. 11 Homogenization temperature of quartz fluid inclusions

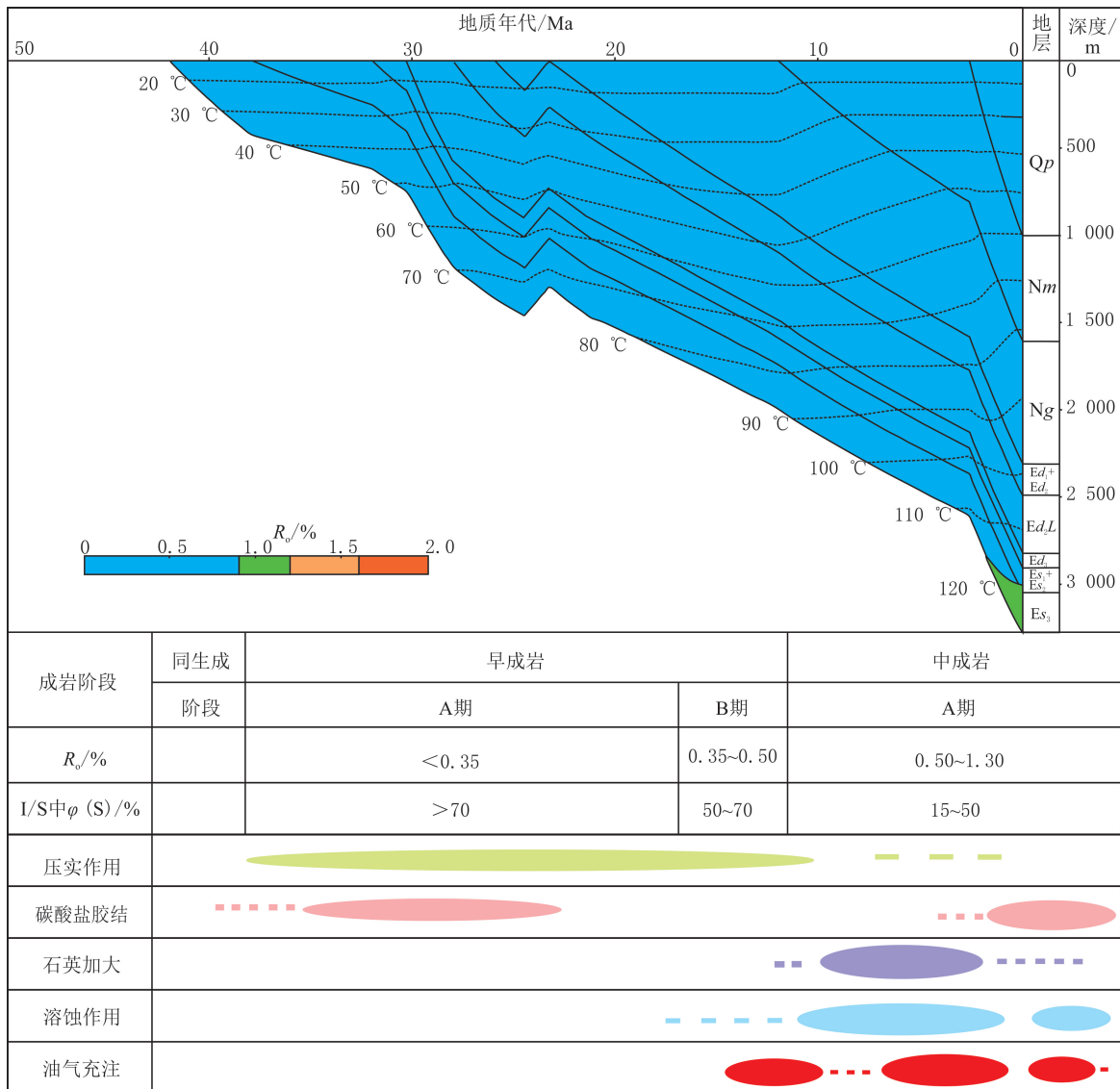


图 12 B 井成岩演化特征
Fig. 12 Diagenetic evolution characteristics of well B

根据曹妃甸 23 构造沙一二段的镜质体反射率、硅质胶结物包裹体均一温度和自生矿物组合,以及颗粒接触关系等,研究区沙一二段泥岩的镜质体反射率介于 0.5%~0.8%,处于低成熟—成熟阶段;黏土矿物中伊/蒙混层 I/S 中的 S 体积分数介于 15%~50%,位于有序混层带。研究区地温梯度介于 30~32 °C/km,用现今地温梯度恢复古地温,结果整体低于 140 °C^[32]。研究区沙一二段处于中成岩 A 期,为有机酸大量生成阶段,有利于溶蚀孔的大量形成。早期烃类充注,在一定程度上抑制晚期碳酸盐胶结物的发育;晚期烃类充注,为次生溶蚀孔隙提供赋存空间。研究区存在 3 期成藏,其中第 2 期(10~5 Ma)和第 3 期(5 Ma 至今)占主导^[33];研究区沙河街组烃源岩具有良好的油气勘探前景,古近系烃源岩生烃门限约为 3 km,与次生孔隙发育带基本匹配^[34](见图 12)。

曹妃甸 23 构造沙一二段砂岩储层主要受沉积因素和成岩因素的共同控制。有利相带和次生溶蚀成岩作用的耦合是形成有利储层的主控因素,滩坝相和辫状河三角洲粒度粗、厚度大的相带沉积期水动力强,沉积碎屑粒度大、分选好,具有较高的原始沉积孔隙空间,压实期能够保存较多的孔隙空间。溶蚀期保留的孔隙空间能够允许酸性流体注入,通过溶蚀作用使孔隙空间进一步增加,一定程度上改善储层物性,在测井解释上多为油层,是砂岩储层有效储集空间。

4 储层综合预测

储层综合预测越来越受到关注,预测方法从以往的定性预测转向定量预测,从单纯的储层孔渗预测转向多因素预测^[35-37]。采用综合定性和定量方法,将古地貌(古河道)、有利相带(粗粒)、孔隙结构、成岩相分类四大要素叠合,预测曹妃甸 23 构造沙一二段储层。

4.1 古地貌分析

沉积前古地貌反映碎屑物质搬运的优势通道与沉积作用发生的场所,对沉积相的发育与展布有重要影响,古地貌分析是预测中深部储层的关键和基础^[38]。恢复研究古地貌对沉积环境、相带分布规律、主控因素、有利储层及优质甜点的展布具有重要意义。

曹妃甸 23 构造沙二段沉积时期微古地貌见图 13。由图 13 可知,A 和 B 井分别分布于古河道主体和边缘位置,离物源区较近,受短距离搬运影响,粒度以中粗粒为主,厚砂夹薄泥,胶结作用弱,储层质量较好;C 和 D 井分布于古构造相对高部位,粒度中等,砂泥互层,胶结作用和储层质量适中。由储层主控因素研究可知,靠近物源区滩坝发育区及辫状河三角洲粒度粗厚度大沟槽位置可能为优质储层潜力区。

4.2 成岩相划分

成岩相能够较全面描述影响储层性质的成岩作用和特有储集空间组合,是对储层的沉积学、岩石学、成岩作用等特征的综合表征。通过成岩相的研究,分析储层经历各种成岩演化作用,对孔隙空间的影响程度,预测储集相带,提高钻井成功率,并控制含油性和油井生产能力具有重要意义^[39]。

4.2.1 孔隙演化定量分析

(1)原始孔隙度。根据储层原始孔隙度的计算方法^[40-41],恢复研究区曹妃甸 23 构造储层原始孔隙度。研究区沙一二段砂岩原始孔隙度平均为 29.15%(见表 1)。

(2)压实率。研究区压实作用造成的储层改变为破坏性成岩作用。在早期成岩阶段,压实作用是影响储层特征的最主要成岩作用类型。压实作用使原始粒间孔隙较少,压实率是定量表征储层压实作用强度的参数,压实率越大,储层受到的压实作用强度越强。经计算^[42]可知,压实作用带来的孔隙损失平均为 38.3%。

(3)胶结率。研究区胶结作用类型主要为碳酸盐胶结。随成岩作用,胶结作用逐渐增强。胶结率是定量表征储层胶结作用强度的参数,胶结率越大,储层受到的胶结作用强度越强。经计算可知,胶结作用带来的孔隙度变化平均为 54.5%。

(4)溶蚀率。研究区溶蚀作用使储层孔隙空间增加并改善储层品质的成岩作用。随埋藏深度增加,烃源岩开始生烃,烃类流体产生的有机酸溶蚀储层而发生溶蚀作用^[43]。溶蚀率是定量表征储层溶蚀作用强度的参数,溶蚀率越大,储层受到的溶蚀作用越强。经计算可知,溶蚀作用增孔程度变化平均为 24.1%。

研究区压实率为 7.8%~55.5%，平均为 38.3%；胶结率为 31.8%~83.7%，平均为 54.5%；溶蚀率为 14.9%~42.0%，平均为 24.1%（见表 1）。

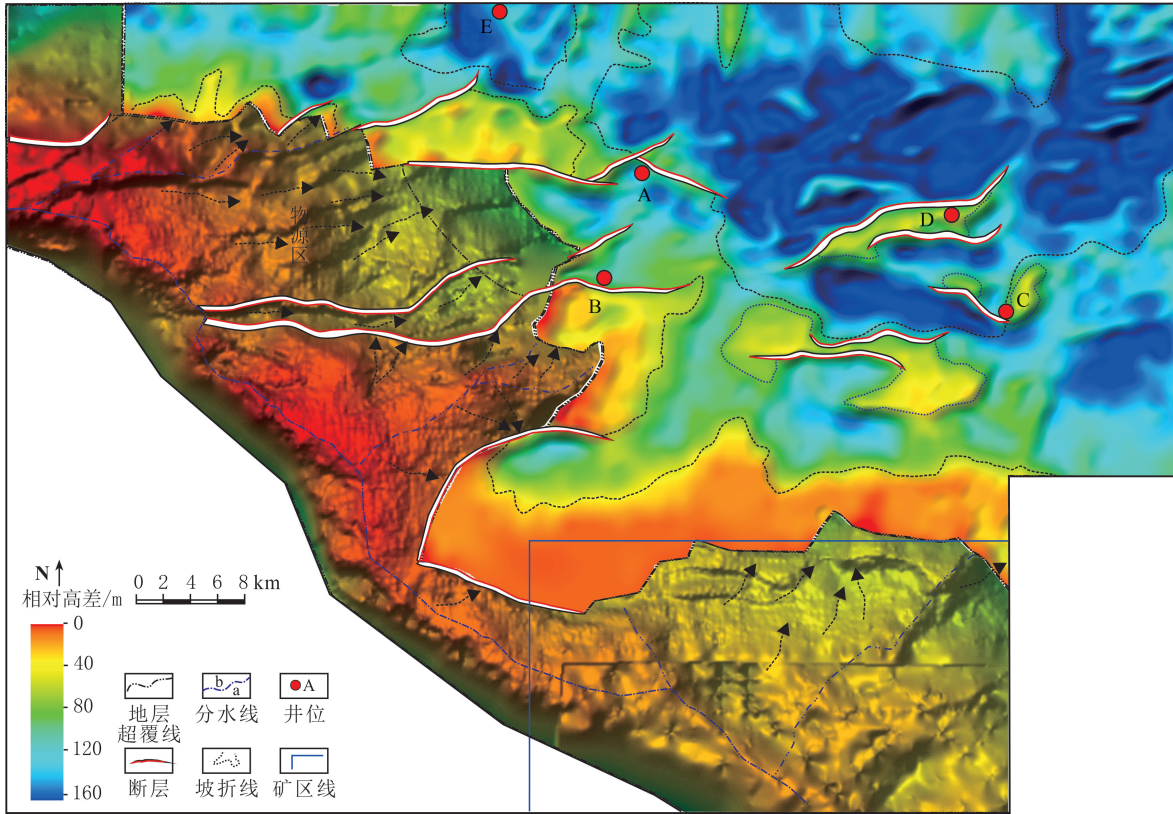


图 13 沙二段沉积时期微古地貌示意

Fig. 13 Paleogeomorphology map of the second member of Shahejie Formation during sedimentary period

表 1 曹妃甸 23 构造沙一二段储层孔隙演化统计

Table 1 Statistics of pore evolution in the 1st and 2nd members of Shahejie Formation

Reservoir in Caofeidian 23 structure					%
值	原始孔隙度	压实率	胶结率	溶蚀率	
最大	32.02	55.5	83.7	42.0	
最小	23.31	7.8	31.8	14.9	
平均	29.15	38.3	54.5	24.1	

4.2.2 成岩相分析

根据研究区储层的成岩演化与储层物性的主控因素，结合成岩岩相划分方法^[40]，划分曹妃甸 23 构造沙一二段碎屑岩的成岩相为中压实—弱胶结—强溶蚀相和中压实—中胶结—中溶蚀相。

(1)中压实—弱胶结—强溶蚀相。以靠近物源区滩坝相和辫状河三角洲前缘远端粒度粗、厚度大的砂体为代表，岩石压实程度中等，岩石颗粒粒度较粗，泥质杂基和胶结物体积分数较少，胶结率低于 30%（见表 2），镜下有鲕粒发育和长石溶蚀现象，以粒间溶孔为主，保留大量的原生孔隙，孔隙度和渗透率相对较好。

(2)中压实—中胶结—中溶蚀相。以远离物源区滩坝相为代表，岩石压实程度中等，岩石颗粒粒度以中粗粒、中细粒为主，镜下可见方解石基底式胶结，溶蚀率高于 20%，局部长石溶蚀对泥质地区孔隙的增加有积极意义。

表 2 曹妃甸 23 构造沙一二段储层成岩相类型

Table 2 Statistics of diagenetic facies types in the 1st and 2nd members of Shahejie Formation reservoir in Caofeidian 23 structure

强度分级	压实率	胶结率	溶蚀率
弱	<30	<30	<20
中	30~70	30~70	20~30
强	>70	>70	>30

因此,储层物性受储集砂岩粒度、泥质体积分数、压实、胶结和溶蚀作用等因素的综合影响。强压实、泥质和细粒沉积、局部高钙质胶结是储层物性变差的主要原因,溶蚀作用在一定程度上改善储层物性。

4.3 孔隙结构分析

低渗透储层孔隙类型受成岩作用影响很大。成岩作用影响孔隙结构,进而影响储层质量与驱油效率,孔喉大小和分布是影响致密储层物性的重要因素^[44]。目前,微观孔喉表征方法多样,如高分辨率成像、流体测试、射线法等。其中,高分辨率成像可直观展示孔喉的大小、形态和分布,但需大量的统计分析,以定量表征全尺度孔隙结构特征;射线法,如小角 X 线散射等应用较少,不易横向对比;流体测试,如 N₂、CO₂ 吸附法表征的孔喉为纳米尺度,不适合应用于碎屑岩储层表征。基于目前主流微观孔喉表征方法,采用测试范围更广的高压压汞技术(从数纳米至十万纳米以上)表征研究区碎屑岩储层孔隙结构,应用高压压汞实验表征 II 类储层孔隙结构特征。最大进汞饱和度能代表储层允许油气充注的能力,最大孔喉半径表示一定压差下油气可进入的最大孔隙。以沉积相为界限的 II 类储层表现明显的压汞曲线差异特征(见图 14)。由图 14 可知,滩坝相储层平均最大进汞饱和度为 65%,平均孔喉半径为 1.53 μm(见图 14(a-b));辫状河三角洲相储层平均最大进汞饱和度为 58%,平均孔喉半径为 1.18 μm(见图 14(c-d))^[30]。

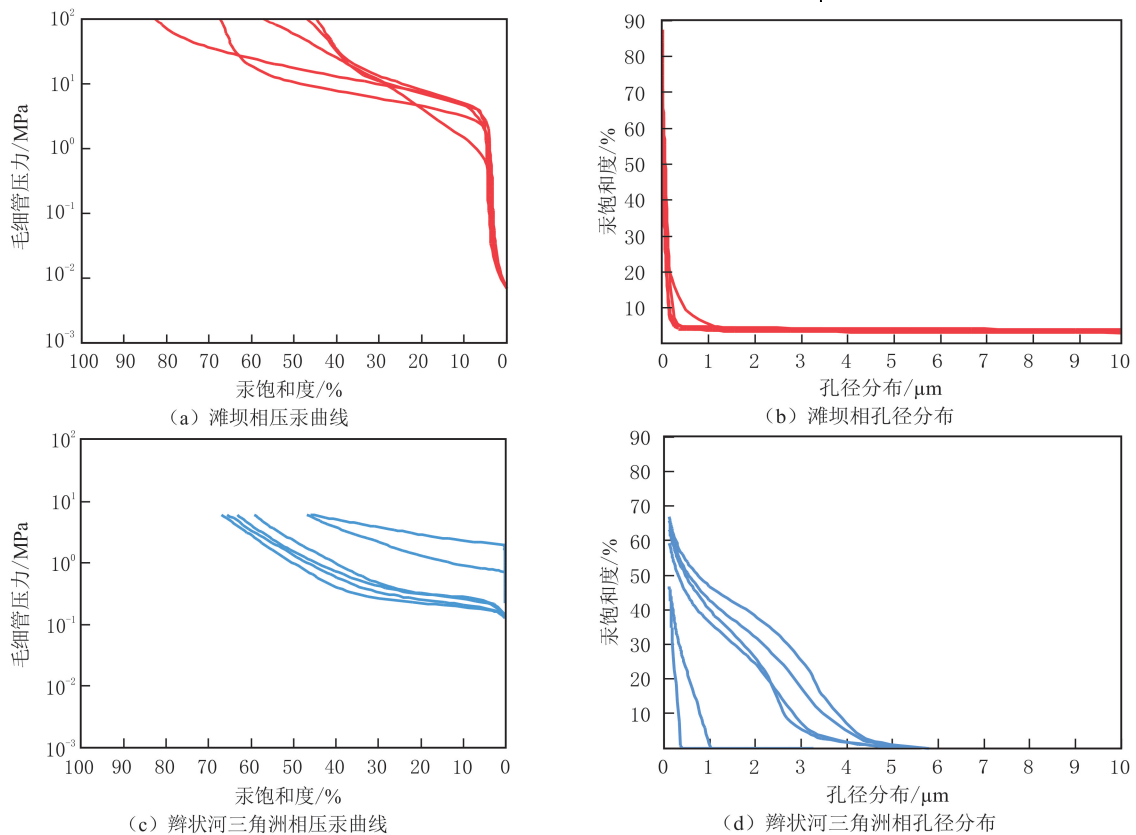


图 14 曹妃甸 23 构造沙一二段储层压汞曲线及孔径分布特征

Fig. 14 Mercury intrusion curves and pore size distribution characteristics of the reservoir in the 1st and 2nd members of Shahejie Formation in Caofeidian 23 structure

4.4 储层分类及预测

结合古地貌(古河道)、有利相带(粗粒)、成岩相类型、孔隙结构四大要素叠合,对曹妃甸 23 构造沙一二段储层进行分类和预测(见表 3)^[42,45-46],将储层分为 3 种类型(见图 15)。

表 3 曹妃甸 23 构造沙一二段储层分类

Table 3 Reservoir classification of the 1st and 2nd members of Shahejie Formation in Caofeidian 23 structure

储层类型	I 类	II 类	III 类
孔隙度/%	10%~25%	10%~20%	5%~10%
渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	<1	<1	<1
古地貌	近源相对陡坡、低洼(古河道)	沙一段:低洼(古河道); 沙二段:古构造相对高部位	古构造相对高部位
相带	沙一段:前缘主体、滩坝; 沙二段:前缘主体	沙一段:前缘远端; 沙二段:前缘主体	前缘远端、滩坝
成岩相类型	中压实—弱胶结—强溶蚀相	中压实—中胶结—强溶蚀相	中压实—中胶结—中溶蚀相
平均孔喉半径/ μm	>1.53	1.18~1.53	<1.18
埋深/m	<3 400	沙一段:<3 400; 沙二段:3 400~3 600	>3 600

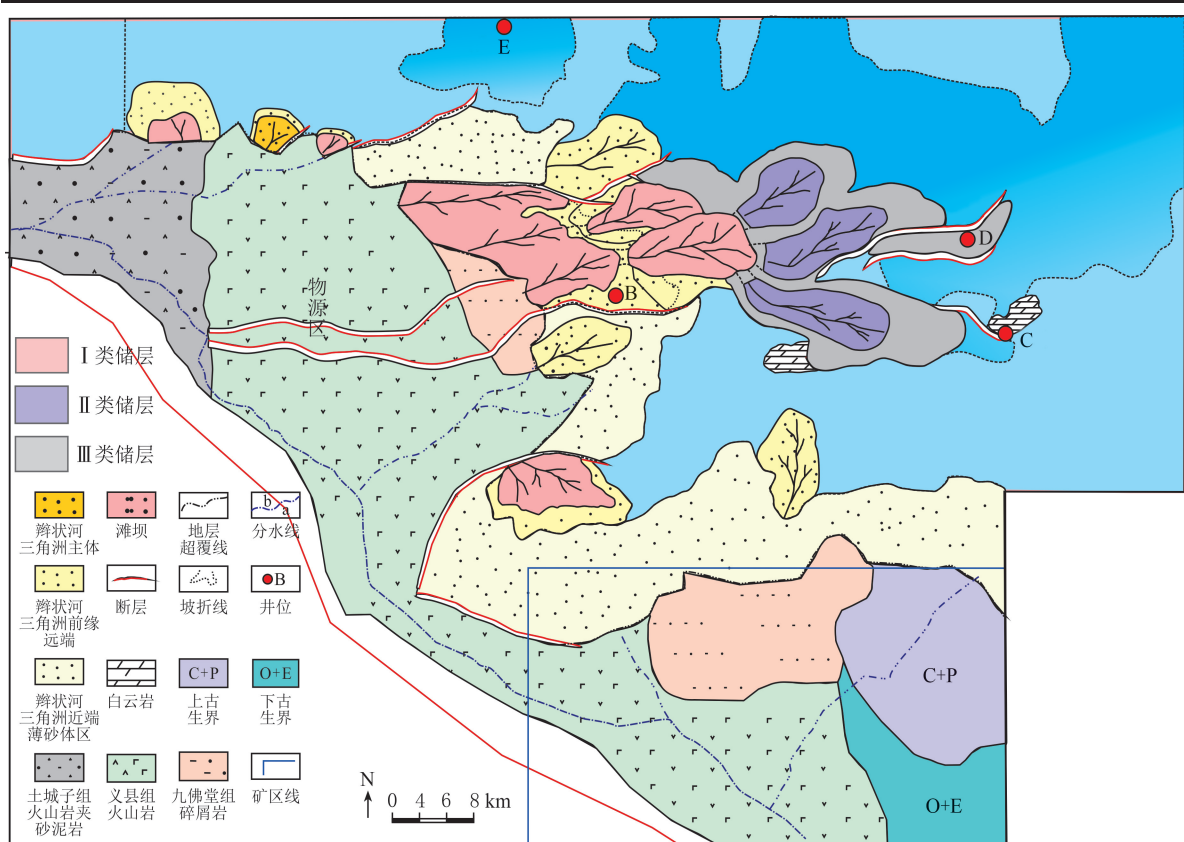


图 15 研究区沙二段储层分布预测

Fig. 15 Prediction map of reservoir distribution in the second member of Shahejie Formation in the study area

(1) I 类储层。孔隙度在 10%~25% 之间,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,分布于近源相对陡坡和古河道区域,沙一段相带以辫状河三角洲前缘主体和滩坝为主,沙二段相带以三角洲前缘主体为主,成岩相类型主要是中压实—弱胶结—强溶蚀相,平均孔喉半径大于 $1.53 \mu\text{m}$,埋深小于 3 400 m,岩性为厚砂夹薄泥,

储层物性水平较好。研究区沙二段沉积体近物源方向呈中弱振幅平面展布的区域为相对富砂区,北部发育大规模辫状河三角洲,三角洲前缘位置局部区域发育滩坝沉积相(见图 16)。结合储层分类及评价结果,辫状河三角洲前缘主体和滩坝是研究区储集物性、储集能力最好的类型。

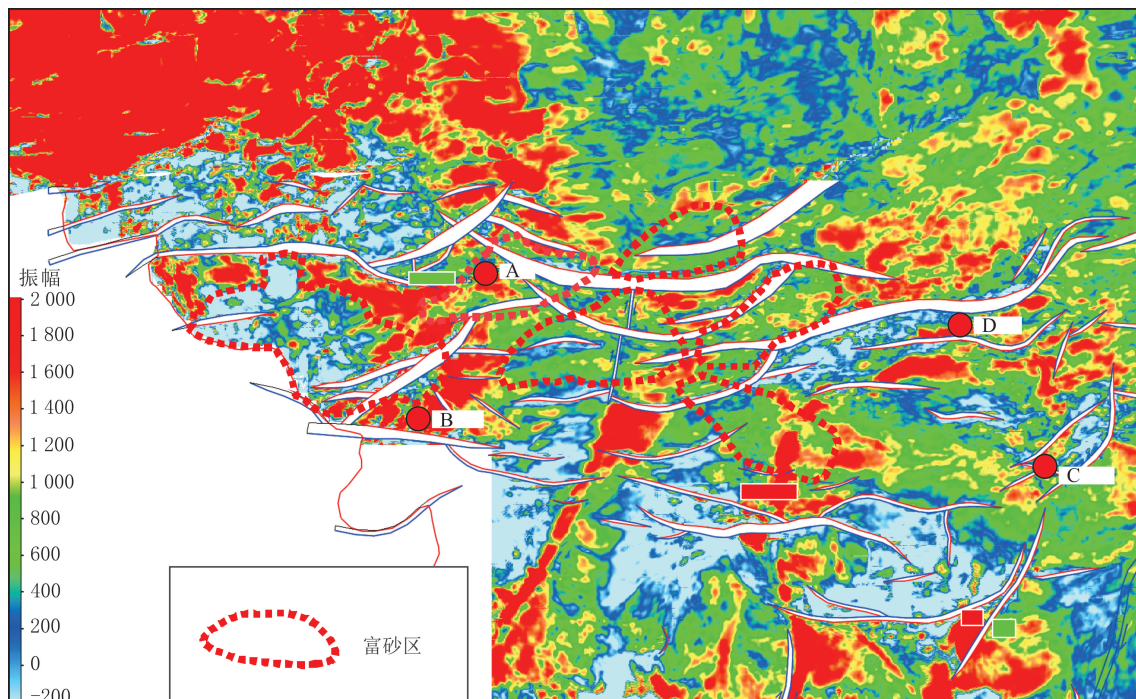


图 16 研究区沙二段属性分布预测

Fig. 16 Prediction map of attribute distribution in the second member of Shahejie Formation in the study area

(2) II类储层。孔隙度在 10%~20%之间,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,分布于古河道和古构造相对高部位,沙一段相带以前缘远端为主,沙二段相带以前缘主体为主,成岩相类型主要是中压实—中胶结—强溶蚀相,平均孔喉半径在 1.18~1.53 μm 之间,沙一段埋深小于 3 400 m,沙二段埋深在 3 400~3 600 m 之间,岩性为砂泥互层。由图 16 可知,储层物性水平适中,是研究区储层品质适中的储层类型。

(3) III类储层。孔隙度在 5%~10%之间,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,分布于古构造相对高部位,沉积相带以前缘远端和滩坝为主,成岩相类型主要是中压实—中胶结—中溶蚀相,平均孔喉半径小于 1.18 μm ,埋深大于 3 600 m,岩性为砂泥互层。由图 16 可知,III类储层是研究区储层物性较差、品质较差的储层类型。

5 结论

(1)渤海海域埕北低凸起曹妃甸 23 构造沙一二段沉积时期处于滩坝和三角洲前缘沉积环境,岩性主要以岩屑砂岩、岩屑长石砂岩为主;储集空间以次生孔隙为主,主要为粒间溶孔和粒内溶孔,发育少量被硅质充填的裂缝,孔隙度为 5%~25%,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,整体低渗透,有利相带和次生溶蚀成岩作用的耦合是低渗透背景下形成有利储层的主控因素。

(2)曹妃甸 23 构造沙一二段储层划分为 3 种类型。其中,I类储层分布于近源相对陡坡和古河道区域,以辫状河三角洲前缘主体和滩坝为主,成岩相类型主要是中压实—弱胶结—强溶蚀相,平均孔喉半径大于 1.53 μm ,是研究区储集物性最好的类型;II类储层分布于古河道和古构造相对高部位,以辫状河三角洲前缘主体和前缘远端为主,成岩相类型主要是中压实—中胶结—强溶蚀相,平均孔喉半径在 1.18~1.53 μm 之间,是研究区储层品质适中的储层类型;III类储层分布于古构造相对高部位,以辫状河三角洲前缘和滩坝为主,成岩相类型主要是中压实—中胶结—中溶蚀相,平均孔喉半径小于 1.18 μm ,是研究区储层品质较差的储层类型。

参考文献(References):

- [1] 中华人民共和国国土资源部. 石油天然气储量计算规范: DZ/T 0217—2005[S]. 北京: 中国标准出版社, 2005: 3.
Ministry of land and resources of the People's Republic of China. Specifications for calculation of oil and gas reserves; DZ/T 0217—2005[S]. Beijing: China Standards Press, 2005: 3.
- [2] 王道富, 付金华, 雷启鸿, 等. 鄂尔多斯盆地低渗透油气田勘探开发技术与展望[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(3): 126-130.
WANG Daofu, FU Jinhua, LEI Qihong, et al. Exploration technology and prospect of low permeability oil-gas field in Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(3): 126-130.
- [3] 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.
- [4] 杨晓萍, 赵文智, 邹才能, 等. 低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 57-61.
YANG Xiaoping, ZHAO Wenzhi, ZOU Caineng, et al. Origin of low-permeability reservoir and distribution of favorable reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 57-61.
- [5] 郭娟娟, 王彦军, 马永平, 等. 低渗透砂砾岩优质储层特征及预测方法[C]//第十七届全国古地理学及沉积学学术会议摘要集—展板摘要, 青岛: 中国矿物岩石地球化学学会岩相古地理学专业委员会, 2023: 22-23.
GUO Juanjuan, WANG Yanjun, MA Yongping, et al. Characteristics and prediction methods of high-quality reservoirs in low-permeability sandstone gravel[C]//Abstract Collection of the 17th National Symposium on Paleogeography and Sedimentology-Abstract of Exhibition Boards. Qingdao: Professional Committee of Lithofacies Paleogeography, Chinese Society of Mineral and Rock Geochemistry, 2023: 22-23.
- [6] 万友利, 冯一波, 刘璇, 等. 麻黄山地区延安组砂岩储层孔隙结构特征及其影响因素[J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(3): 1-9.
WAN Youli, FENG Yibo, LIU Xuan, et al. Characteristics of sandstone reservoir pore structure and its affecting analysis factors of sandstone reservoirs in the Yan'an Formation in Mahuangshan Area[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38(3): 1-9.
- [7] 李传华, 杨少春, 彭荷花, 等. 征沙村地区三工河组低渗透砂岩储层成岩特征[J]. 石油地质与工程, 2023, 37(4): 29-36.
LI Chuanhua, YANG Shaochun, PENG Hehua, et al. Diagenesis characteristics of low permeability reservoir in Sangonghe Formation of Zhengshacun Area[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2023, 37(4): 29-36.
- [8] 卢欢, 王清斌, 杜晓峰, 等. 低渗透储层类型划分及储层敏感性主控因素: 以渤海海域古近系为例[J]. 石油学报, 2019, 40(11): 1331-1345.
LU Huan, WANG Qingbin, DU Xiaofeng, et al. Low-permeability reservoir types classification and reservoir sensitivity controlling factors: a case study of Paleogene in Bohai Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(11): 1331-1345.
- [9] 付兆辉, 张在振, 李德纯, 等. 渤海湾盆地埋北凹陷古近系沉积体系分析与油气成藏[J]. 沉积学报, 2009, 27(1): 26-31.
FU Zhaohui, ZHANG Zaizhen, LI Dechun, et al. Analysis on sedimentary systems and hydrocarbon accumulation of Palaeogene, Chengbei Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 27(1): 26-31.
- [10] 郭太现, 王世民, 王为民, 等. 埕北油田综合调整实践[J]. 中国海上油气, 2005, 17(5): 311-315.
GUO Taixian, WANG Shimin, WANG Weimin. Comprehensive adjustment of development in Chengbei Oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2005, 17(5): 311-315.
- [11] 郭涛, 李慧勇, 石文龙, 等. 渤海海域埋北低凸起及周围地区构造沉积特征与有利勘探目标[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(2): 28-32.
GUO Tao, LI Huiyong, SHI Wenlong, et al. Tectonic-sedimentary characteristics and favorable exploration targets in the Chengbei low uplift and neighboring regions in Bohai Sea Area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(2): 28-32.
- [12] 张在振, 张卫平, 李照延, 等. 渤海湾盆地埋北低凸起潜山断裂特征及其控藏机制[J]. 海相油气地质, 2014, 19(2): 8-14.
ZHANG Zaizhen, ZHANG Weiping, LI Zhaoyan, et al. Characteristics and control of faults on hydrocarbon accumulation in buried hill reservoirs in Chengbei Arch, Bohaiwan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2014, 19(2): 8-14.
- [13] 胡贺伟, 李慧勇, 于海波, 等. 渤海湾盆地埋北低凸起及围区古近系“源—汇”系统控砂原理定量分析[J]. 古地理学报, 2020, 22(2): 266-277.
HU Hewei, LI Huiyong, YU Haibo, et al. Quantitative analysis of source-to-sink system controls on sand-body distribution of the Paleogene in Chengbei low uplift and surrounding areas, Bohai Bay Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2020, 22(2): 266-277.
- [14] 张萌, 乔占峰, 高计县, 等. 伊拉克哈法亚油田 Mishrif 组 MB1-2 亚段局限台地碳酸盐岩储层特征及评价[J]. 东北石油大学学报, 2020, 44(5): 35-45.
ZHANG Meng, QIAO Zhanfeng, GAO Jixian, et al. Characteristics and evaluation of carbonate reservoirs in restricted platform in

- the MB1-2 Sub-member of Mishrif Formation, Hafaya Oilfield, Iraq[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2020,44(5): 35-45.
- [15] BJØRRLYKKE K. Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. some principal aspects of diagenetic process in Sedimentary Basins[J]. *Sediment Geol*, 2024(301):1-14.
- [16] 苏妮娜,宋璠,邱隆伟,等. 沾化凹陷渤南洼陷沙二段储层特征及主控因素[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2016,47(3):829-838.
SU Nina, SONG Fan, QIU Longwei, et al. Reservoir characteristics and its main controlling factors of Shahejie 2 Formation in Bohai Sag, Zhanhua Depression[J]. *Journal of Central South University(Science and Technology)*, 2016,47(3):829-838.
- [17] 黄金叶,张英杰,王强,等. 碳酸盐岩沉积微相特征及储层控制因素:以塔河油田东南缘 X 井中—上奥陶统为例[J]. *东北石油大学学报*, 2024,48(2):42-58.
HUANG Jinye, ZHANG Yingjie, WANG Qiang, et al. Characteristics and control factors on favorable reservoirs of carbonate sedimentary microfacies: a case study of Middle-Upper Ordovician in well X, southeastern margin of Tahe Oilfield[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2024,48(2):42-58.
- [18] 宋璠,邱隆伟,苏妮娜,等. 渤海湾盆地渤南洼陷古近系沙河街组二段沉积相特征及演化[J]. *石油与天然气地质*, 2016,37(4): 499-508.
SONG Fan, QIU Longwei, SU Nina, et al. Features and evolution of sedimentary facies in the second member of Paleogene Shahejie Formation in Bonan Subbasin, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016,37(4):499-508.
- [19] 张向涛,彭光荣,谢世文,等. 珠江口盆地白云凹陷西南部珠海组储层成岩特征及其对储层物性的影响[J]. *天然气地球科学*, 2024,35(3):379-392.
ZHANG Xiangtao, PENG Guangrong, XIE Shiwen, et al. Characteristics of reservoir diagenesis in the Zhuhai Formation in the Southwestern Baiyun Depression, Pearl River Mouth Basin, and its influence on reservoir physical properties[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024,35(3):379-392.
- [20] 胡明毅,沈娇,胡蝶,等. 西湖凹陷平湖构造带平湖组砂岩储层特征及其主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2013,34(2):185-191.
HU Mingyi, SHEN Jiao, HU Die, et al. Reservoir characteristics and its main controlling factors of the Pinghu Formation in Pinghu Structural Belt, Xihu Depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013,34(2):185-191.
- [21] 张武,侯国伟,肖晓光,等. 西湖凹陷低渗透储层成因及优质储层主控因素[J]. *中国海上油气*, 2019,31(3):40-49.
ZHANG Wu, HOU Guowei, XIAO Xiaoguang, et al. Genesis of low permeability reservoirs and main controlling factors of high-quality reservoirs in Xihu Sag, East China Sea basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2019,31(3):40-49.
- [22] 汪孝敬,白保军,芦慧,等. 深层—超深层高温极强超压砂砾岩储层特征及主控因素:以准噶尔盆地南缘四棵树凹陷高泉地区白垩系清水河组为例[J]. *东北石油大学学报*, 2022,46(3):54-65.
WANG Xiaojing, BAI Baojun, LU Hui, et al. Characteristics and main controlling factors of deep and ultra-deep glutenite reservoirs with high temperature and very strong overpressure: a case study from the cretaceous Qingshuihe Formation in Gaoquan Area, Sike-shu Sag, southern margin of Junggar Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2022,46(3):54-65.
- [23] 潘荣,朱筱敏,王星星,等. 深层有效碎屑岩储层形成机理研究进展[J]. *岩性油气藏*, 2014,26(4):73-80.
PAN Rong, ZHU Xiaomin, WANG Xingxing, et al. Advancement on formation mechanism of deep effective clastic reservoir[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2014,26(4):73-80.
- [24] 路慎强,王健,操应长,等. 车西洼陷沙二段滩坝砂体粒度特征及其水动力学意义[J]. *油气地质与采收率*, 2013,20(3):26-29.
LU Shenqiang, WANG Jian, CAO Yingchang, et al. Study on characteristics and hydrodynamic significance of grain size components of beach-bar sandbodies, second member of Shahejie Formation, Chexi Sag[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013,20(3):26-29.
- [25] 孙东权,李文浩,卢双舫,等. 塔北隆起英买力地区舒善河组储层特征与控制因素[J]. *东北石油大学学报*, 2020,44(6):82-93.
SUN Dongquan, LI Wenhao, LU Shuangfang, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of shushanhe formation in Yingmaili Area of Tabei Uplift[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2020,44(6):82-93.
- [26] 商晓飞,侯加根,程远忠,等. 厚层湖泊滩坝砂体成因机制探讨及地质意义:以黄骅坳陷板桥凹陷沙河街组二段为例[J]. *地质学报*, 2014,88(9):1705-1718.
SHANG Xiaofei, HOU Jiagen, CHENG Yuanzhong, et al. Formation mechanism of the thick layer lacustrine beach-bar and its geological implications: an example of the 2nd member of the Shahejie Formation in Banqiao Sag[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014,88(9):1705-1718.
- [27] 郭龙龙,陈洪德,黄晓波,等. 富长石粗碎屑砂岩孔隙演化定量分析:以渤海湾盆地辽东凸起北段沙河街组二段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2020,41(4):874-883.
GUO Longlong, CHEN Hongde, HUANG Xiaobo, et al. Quantitative analysis on pore evolution feldspar-rich coarse clastic sand-

- stone; a case study of Es₂ in the north part of Liaodong Uplift[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020,41(4):874-883.
- [28] 冯佳睿,高志勇,崔京钢,等. 深层、超深层碎屑岩储层勘探现状与研究进展[J]. *地球科学进展*, 2016,31(7):718-736.
FENG Jiarui, GAO Zhiyong, CUI Jinggang, et al. The exploration status and research advances of deep and ultra-deep clastic reservoirs[J]. *Advances in Earth Science*, 2016,31(7):718-736.
- [29] 远光辉,操应长,贾珍臻,等. 含油气盆地中深层碎屑岩储层异常高孔带研究进展[J]. *天然气地球科学*, 2015,26(1):28-42.
YUAN Guanghui, CAO Yingchang, JIA Zhenzhen, et al. Research progress on abnormally high porosity zones in deeply buried clastic reservoirs in petroliferous basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015,26(1):28-42.
- [30] 高玉飞,李鑫,周姗姗,等. 神府南区致密气储层有效性及主控因素[J]. *地球科学*, 2024,49(12):4518-4529.
GAO Yufei, LI Xin, ZHOU Shanshan, et al. Effective characteristics and main controlling factors of tight gas reservoirs in Southern Shenfu Area[J]. *Earth Science*, 2024,49(12):4518-4529.
- [31] 谢晓军,熊连桥,陈莹,等. 西湖凹陷平湖组低渗储层特征及“甜点”主控因素分析[J]. *科学技术与工程*, 2021,21(30):12890-12900.
XIE Xiaojun, XIONG Lianqiao, CHEN Ying, et al. Low permeability reservoir characteristics and controlling factors of “sweet points” of Pinghu Formation in Xihu Sag[J]. *Science Technology and Engineering*, 2021,21(30):12890-12900.
- [32] 龚育龄,王良书,刘绍文,等. 济阳拗陷地温场分布特征[J]. *地球物理学报*, 2003,56(5):652-658.
GONG Yuling, WANG Liangshu, LIU Shaowen, et al. Distribution characteristics of geotemperature field in Jiyang Depression, Shandong, Northchina[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2003,56(5):652-658.
- [33] 刘志峰,朱小二,柳广弟,等. 渤中凹陷西洼古近系和新近系油气成藏差异对比[J]. *岩性油气藏*, 2025,37(1):78-79.
LIU Zhifeng, ZHU Xiaoler, LIU Guangdi, et al. Study on the difference of petroleum accumulation between Paleogene and Neogene in the western Bozhong Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2025,37(1):78-89.
- [34] 黄谦,陈容涛,彭晓波,等. 渤海湾盆地渤中凹陷古近系烃源岩生物标志物特征及其地质意义[J]. *地质科技通报*, 2022,41(3):180-192.
HUANG Qian, CHEN Rongtao, PENG Xiaobo, et al. Characteristics and geological significance of biomarkers from the paleogene source rocks in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2022,41(3):180-192.
- [35] 李阳,李晓光,陈昌,等. 辽河拗陷西部凹陷雷家地区沙四段杜三层细粒沉积岩储层特征及评价[J]. *地学前缘*, 2025,32(2):277-289.
LI Yang, LI Xiaoguang, CHEN Chang, et al. Reservoir characteristics and evaluation of fine-grained sedimentary rocks in E₂s₄³ in the Leijia Area of the Western Sag, Liaohe Depression[J]. *Earth Science Frontiers*, 2025,32(2):277-289.
- [36] ABDULAZIZ A M, MAHDI H A, SAYYOUH M H. Prediction of reservoir quality using well logs and seismic attributes analysis with a n artificial neural network; a case study from farrud reservoir, Al-Ghani Field, Libya[J]. *Journal of Applied Geophysics*, 2019,161:239-254.
- [37] HE H, LI S, LIU C, et al. Characteristics and quantitative evaluation of volcanic effective reservoirs; a case study from Junggar Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020,195:107723.
- [38] 陈欢庆,丁超,杜宜静,等. 储层评价研究进展[J]. *地质科技情报*, 2015,34(5):66-74.
CHEN Huanqing, DING Chao, DU Yijing, et al. Advances of reservoir evaluation researches[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2015,34(5):66-74.
- [39] 陈延芳,杜晓峰,王清斌,等. 渤海黄河口中洼古地貌对沉积相的控制作用[J]. *东北石油大学学报*, 2018,42(5):35-43.
CHEN Yanfang, DU Xiaofeng, WANG Qingbin, et al. Control of sedimentary facies in paleotopography over the middle sag of Huanghekou in Bohai[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2018,42(5):35-43.
- [40] 宋子齐,于小龙,丁健,等. 利用灰色理论综合评价成岩储集相的方法[J]. *特种油气藏*, 2007,14(1):26-29.
SONG Ziqi, YU Xiaolong, DING Jian, et al. Comprehensive evaluation of diagenetic reservoir fades by grey theory[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2007,14(1):26-29.
- [41] 张茜,孙卫,杨晓菁,等. 致密砂岩储层差异性成岩演化对孔隙度演化定量表征的影响;以鄂尔多斯盆地华庆地区长 6₃ 储层为例[J]. *石油实验地质*, 2017,39(1):126-133.
ZHANG Xi, SUN Wei, YANG Xiaojing, et al. Quantitative calculation of tight sandstone reservoir porosity evolution based on different diagenesis: a case study of Chang 6₃ reservoir in Huaqing Area, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017,39(1):126-133.
- [42] 吴小斌,侯加根,孙卫. 特低渗砂岩储层微观结构及孔隙演化定量分析[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2011,42(11):3438-3446.
WU Xiaobin, HOU Jiagen, SUN Wei. Microstructure characteristics and quantitative analysis on porosity evolution of ultra-low sandstone reservoir[J]. *Journal of Central South University(Science and Technology)*, 2011,42(11):3438-3446.
- [43] 孟子圆. 鄂尔多斯盆地吴起地区长 6 储层成岩相特征及储层综合评价[D]. 西安:西北大学, 2019:1-99.
MENG Ziyuan. Diagenetic facies characteristics and comprehensive evaluation of Chang 6 reservoir in Wuqi Area, Ordos Basin[D].

- Xian; Northwest University, 2019;1-99.
- [44] 曹江骏,王继平,张道锋,等. 深层致密砂岩储层成岩演化对含气性的影响:以鄂尔多斯盆地西南部庆阳气田二叠系山 1 段为例[J]. 石油与天然气地质,2024,42(11):169-184.
CAO Jiangjun, WANG Jiping, ZHANG Daofeng, et al. Effects of diagenetic evolution on gas-bearing properties of deep tight sandstone reservoirs; a case study of reservoirs in the 1st member of the Permian Shanxi Formation in the Qingyang Gas Field, Southwestern Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024,42(11):169-184.
- [45] 孟子圆,孙卫,刘登科,等. 联合压汞法的致密储层微观孔隙结构及孔径分布特征:以鄂尔多斯盆地吴起地区长 6 储层为例[J]. 地质科技情报,2019,38(2):208-216.
MENG Ziyuan, SUN Wei, LIU Dengke, et al. Combined mercury porosimetry to characterize the microscopic pore structure and pore size distribution of tight reservoirs; a case of Chang 6 Reservoir in Wuqi Area, Ordos Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2019,38(2):208-216.
- [46] 时丕同,高喜龙,杨鹏飞,等. 渤海湾坳北低凸起东斜坡东营组储层特征及其控制因素[J]. 沉积与特提斯地质,2009,29(3):47-55.
SHI Pitong, GAO Xilong, YANG Pengfei, et al. Reservoir quality and controlling factors of the Dongying Formation sandstone reservoirs in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift in the Bohai Bay[J]. Sedimentation and Tethys Geology, 2009,29(3):47-55.

.....

(上接第 90 页)

- [24] 田磊,宋璠,张世奇,等. 深层致密砂岩储层非均质性特征及控制因素:以准噶尔盆地永进地区侏罗系齐古组为例[J]. 东北石油大学学报,2024,48(4):29-40.
TIAN Lei, SONG Fan, ZHANG Shiqi, et al. Heterogeneity characteristics of deep tight sandstone reservoir and its controlling factors: a case study of Jurassic Qigu Formation in Yongjin Area, Junggar Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024, 48(4):29-40.
- [25] 王亚东,余继峰,刘天娇,等. 东濮凹陷上二叠统致密砂岩储层成岩相及孔隙演化[J]. 东北石油大学学报,2021,45(2):79-91.
WANG Yadong, YU Jifeng, LIU Tianjiao, et al. Diagenetic facies and pore evolution of Upper Permian tight sandstone reservoirs in Dongpu Depression[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2021,45(2):79-91.