

引用格式:戴建文,王华,涂乙,等.基于成岩相划分的低渗透储层有利区预测——以陆丰凹陷文昌组砂岩储层为例[J].油气地质与采收率,2025,32(1):40-52.

DAI Jianwen, WANG Hua, TU Yi, et al. Prediction of favorable zones in low-permeability reservoirs based on diagenetic facies delineation: A case study of sandstone reservoirs of Wenchang Formation in Lufeng Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(1): 40-52.

基于成岩相划分的低渗透储层有利区预测

——以陆丰凹陷文昌组砂岩储层为例

戴建文^{1,2}, 王华², 涂乙², 朱锐³, 杨娇², 蒋庆平², 代云娇², 司振宇³

(1. 海洋石油高效开发国家重点实验室, 北京 102209; 2. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东深圳 518000;

3. 长江大学地球科学学院, 湖北武汉 430100)

摘要:珠江口盆地LF14含油构造的发现揭示了陆丰凹陷文昌组具有巨大的油气勘探潜力,但勘探实践揭示相同沉积相带的砂体物性差异极大,成岩作用对储层物性的影响作用尚不明确,制约了研究区优质储层预测。为实现低渗透储层有利区预测,基于薄片鉴定、扫描电镜、X-射线衍射、物性测试等分析测试手段,结合钻井资料,对陆丰凹陷文昌组砂岩储层展开成岩相研究,并通过成岩相划分完成研究区低渗透储层有利区预测。结果表明,文昌组储层主要发育石英砂岩,成分成熟度、结构成熟度均较高,储集空间以粒间溶孔为主。研究区识别出中压实弱胶结强溶解、强压实中胶结中溶解、中压实强胶结弱溶解、强压实中胶结弱溶解4类成岩相。其中中压实弱胶结强溶解相为研究区最有利成岩相,多发育在水下分流河道;强压实中胶结中溶解相的物性次之,主要发育在河口坝;中压实强胶结弱溶解相及强压实中胶结弱溶解相为非有利成岩相。垂向上,基于测井资料,利用岩石物理参数、物性参数对储层成岩相类型进行了综合识别;平面上,通过成岩相与地震波阻抗及泊松比的相关性分析,发现中压实弱胶结强溶解相、强压实中胶结中溶解相的泊松比较低,而非有利成岩相泊松比偏高,在此基础上利用泊松比反演结果在研究区开展低渗透储层有利区预测。

关键词:成岩相;成岩演化;测井识别;文昌组;陆丰凹陷

文章编号:1009-9603(2025)01-0040-13

DOI:10.13673/j.pgre.202407046

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Prediction of favorable zones in low-permeability reservoirs based on diagenetic facies delineation: A case study of sandstone reservoirs of Wenchang Formation in Lufeng Sag

DAI Jianwen^{1,2}, WANG Hua², TU Yi², ZHU Rui³, YANG Jiao², JIANG Qingping², DAI Yunjiao², SI Zhenyu³

(1. National Key Laboratory of Offshore Oil and Gas Exploitation, Beijing City, 102209, China; 2. Shenzhen Branch of CNOOC,

Shenzhen City, Guangdong Province, 518000, China; 3. School of Geosciences, Yangtze University,

Wuhan City, Hubei Province, 430100, China)

Abstract: The discovery of LF14 oil-bearing structure in Pearl River Mouth Basin suggests that Wenchang Formation in Lufeng Sag has significant potential for oil and gas exploration. However, exploration practice reveals that the physical properties of sand

收稿日期:2024-07-30。

作者简介:戴建文(1983—),男,江西抚州人,高级工程师,硕士,从事油田开发地质研究、开发方案编制及项目管理工作。E-mail: daijw2@cnooc.com.cn。

通信作者:涂乙(1986—),男,湖北汉川人,高级工程师,硕士。E-mail: tuyi2@cnooc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“南海东部油田上产2000万吨关键技术研究”课题5“深层古近系油藏高效开发技术研究”(CNOOC-KJ 135 ZDXM 37 SZ 05 SZ)。

bodies in the same sedimentary facies belt vary greatly. The influence of diagenesis on the physical properties of reservoirs is not clear, which restricts the prediction of high-quality reservoirs in the study area. In order to predict the favorable zones in low-permeability reservoirs, the diagenetic facies of sandstone reservoirs of Wenchang Formation in Lufeng Sag was studied based on thin section identification, scanning electron microscopy, X-ray diffraction, and physical property testing, along with drilling data. The favorable zones in low-permeability reservoirs in the study area were predicted by diagenetic facies delineation. The results show that reservoirs of Wenchang Formation primarily consist of quartz sandstone, which has a high degree of maturity in composition and structure. The reservoir space is characterized by interparticle dissolution pores. Four distinct diagenetic facies are identified in the study area, including moderate compaction-weak cementation-strong dissolution, strong compaction-moderate cementation-moderate dissolution, moderate compaction-strong cementation-weak dissolution, and strong compaction-moderate cementation-weak dissolution. Among these facies, the moderate compaction-weak cementation-strong dissolution is the most favorable facies in the study area, with the majority of the facies occurring in the underwater distributary channels. The strong compaction-moderate cementation-moderate dissolution has the second most favorable physical properties and is mainly developed in the mouth bars. The moderate compaction-strong cementation-weak dissolution and the strong compaction-moderate cementation-weak dissolution are unfavorable diagenetic facies. Vertically, the diagenetic facies types of the reservoirs are comprehensively identified based on well logging data by utilizing petrophysical parameters and physical properties. Laterally, through the analysis of the correlation among diagenetic facies, seismic acoustic impedance, and Poisson's ratio, it was found that the moderate compaction-weak cementation-strong dissolution and the strong compaction-moderate cementation-moderate dissolution have relatively low Poisson's ratios, while unfavorable diagenetic facies have relatively high Poisson's ratios. On this basis, Poisson's ratio inversion results are used to predict the favorable zones in low-permeability reservoirs in the study area.

Key words: diagenetic facies; diagenetic evolution; logging identification; Wenchang Formation; Lufeng Sag

珠江口盆地陆丰凹陷油气勘探开发历史悠久,早期勘探以新近系古珠江三角洲为主要目标,先后发现多个含油构造^[1]。近年来,在陆丰13东洼构造带成功钻获多套文昌组油层,又相继发现了LF8、LF13、LF14等油田和含油构造,揭示了该区古近系具有巨大的勘探潜力。前人针对陆丰凹陷古近系文昌组开展了较为系统的研究,雷永昌等从沉积环境、溶蚀作用及火山活动等方面开展储层物性控制因素研究^[2];周凤娟等通过锆石U-Pb定年分析,认为文昌组存在东部沉积岩物源及西部花岗岩物源,不同物源是储层物性差异的重要原因^[3];戴建文等认为文昌组主要发育原生孔隙,从原始孔保存机制入手阐述优质储层成因机制^[4]。2022—2023年,在原有勘探成果认识指导下针对LF14古近系油藏部署实施了6口开发井。随着钻井数量的增加,前人的认识与新增钻井结果出现了一定偏差。同一物源体系相同沉积微相砂岩储层的品质与产能差异巨大。陆丰凹陷文昌组储层埋深普遍大于3 400 m,成岩作用改造较强,成岩作用的类型与强弱对储层非均质性的影响极大。明确陆丰凹陷文昌组成岩相划分、展布规律等是落实研究区储层品质控制因素的必要手段。

成岩相是在成岩与构造等作用下,沉积物经历一定成岩作用和演化阶段的产物,包括岩石颗粒、胶结物、组构、孔洞缝等综合特征^[5],成岩相的

研究有助于进行低渗透储层有利区带预测^[6]。由于不同成岩相对应的成因机理复杂多样,使成岩相的划分命名方案尚不统一^[7-8],赖锦等根据成岩作用、成岩矿物等将金秋区块须四段储层划分出5种成岩相^[9];刘浩杰等通过成岩作用类型及其对物性的影响进行成岩相划分^[10];JENNINGS等根据成岩事件划分成岩相,主要通过成岩矿物+成岩作用或沉积作用+成岩作用划分成岩相^[11-12]。传统的成岩作用研究主要是定性描述成岩特征^[13],笔者引入视压实率、视胶结率和视溶蚀率定量表征成岩作用对储层物性的影响。

综合利用钻井、测井及铸体薄片、扫描电镜等分析化验资料,对陆丰凹陷文昌组储层特征及成岩作用特征进行系统研究,在视压实率、视胶结率及视溶蚀率的基础上,依据成岩作用类型及强度划分成岩相类型。通过成岩相与测井特征参数的交会分析,建立成岩相的测井响应图版,利用测井资料将成岩相划分由取心段推广至全井段,在此基础上结合地震反演资料,明确有利成岩相的分布规律,为研究区下步油气勘探提供依据。

1 区域地质概况

珠江口盆地是中国南海最大的产油气区^[14-16],面积约为 $17.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,是发育于燕山期花岗岩和前

古近系褶皱基底之上的中-新生代大型沉积盆地,也是被动大陆边缘上的断陷裂谷盆地^[17];多期构造运动形成了盆地如今“三隆两坳”的构造格局^[18],自北向南分别为北部隆起带、北部坳陷带、中央隆起带、南部坳陷带和南部隆起带,总体构造格局具有SN分带、EW分块的特征(图1a)。陆丰凹陷位于珠一坳陷的东北部,走向为NE—SW,面积约为7 760 km²(图1a),中部被陆丰中低凸起及惠陆低凸起分割,将其分为南、北2个次级凹陷^[19](图1b)。陆丰凹陷整体经历裂陷阶段、拗陷阶段和块断升降阶段3个构造演化阶段^[20],其中晚白垩世—早渐新世为裂陷发展阶段,受多期构造运动影响,该阶段沉积了文昌组和恩平组,陆丰凹陷构造格局开始形成;晚渐新世—

中中新世为拗陷发展阶段,受南海运动影响,该阶段沉积了珠海组海陆过渡相和珠江组—韩江组的海相沉积。晚中新世后,受东沙隆起运动的影响,珠江口盆地进入块断升降阶段,盆地现今构造格局基本形成^[21-23]。地层自下而上依次发育古近系神狐组、文昌组、恩平组和珠海组以及新近系珠江组、韩江组、粤海组和万山组。文昌组自下而上可分为文六段—文一段6段(图1c),早期受东、西2个物源控制及火山活动的影响发育辫状河三角洲和扇三角洲沉积;文四段沉积时期受断裂活动的影响,水体加深、湖盆扩张,发育大面积湖相沉积;文五段沉积时期随断裂活动持续减弱,湖盆进一步萎缩,深湖相面积明显减小,以发育辫状河三角洲为主^[24]。

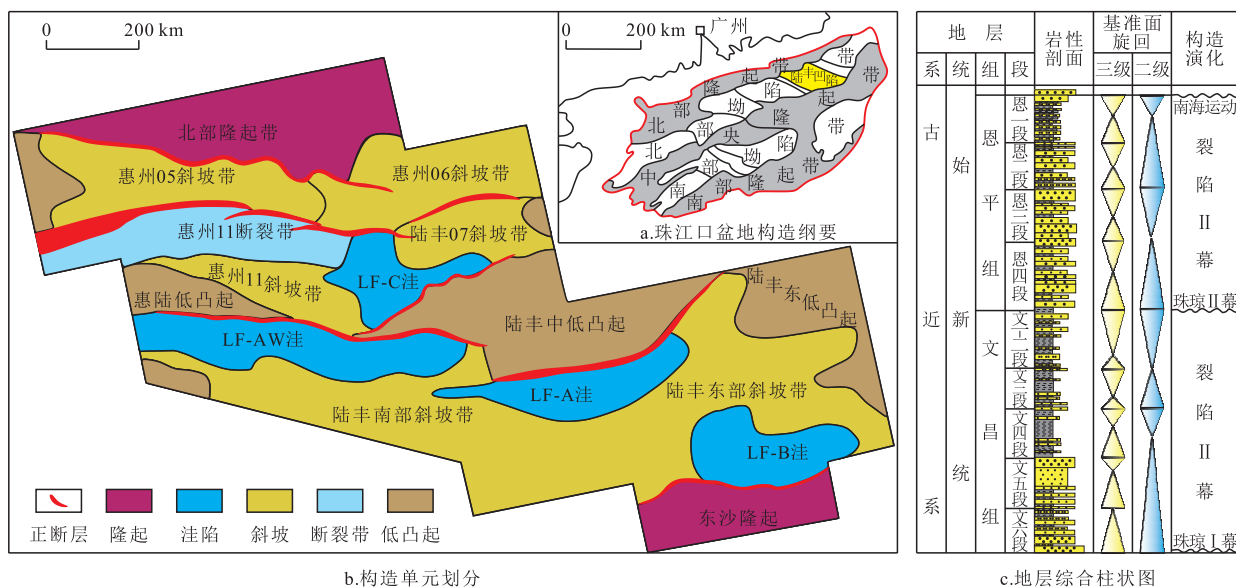


图1 陆丰凹陷古近系构造-地层格架

Fig.1 Paleogene tectonic and stratigraphic framework of Lufeng Sag

2 储层基本特征

2.1 岩石学特征

研究区135块铸体薄片分析结果(图2)表明,文昌组岩石类型主要为石英砂岩和岩屑质石英砂岩。研究区储层碎屑颗粒主要为石英,相对体积分数为67.00%~93.00%,平均为78.81%;岩屑和长石的较低,其中长石相对体积分数为0.50%~23.50%,平均为7.62%;岩屑相对体积分数为4.50%~30.50%,平均为13.57%,研究区岩屑主要为火山岩岩屑,其次为花岗岩岩屑和千枚岩岩屑,部分井可见沉积岩岩屑(图2b)。研究区储层填隙物相对体积分数较低,平均为7.50%,其中泥质杂基相对体积分数为0~15.00%,平均为5.20%;胶结物相对体积分数为0~

12.00%,平均为2.30%,胶结物主要为钙质胶结物,其次为黏土矿物、硅质胶结物和黄铁矿,在部分井可见少量菱铁矿、白云石以及硬石膏(图2c)。整体而言,陆丰凹陷文昌组储层主要发育石英砂岩,整体成分成熟度较高;岩性以中-粗砂岩为主,碎屑颗粒分选中等-好,磨圆以次棱-次圆状为主,具颗粒支撑结构,结构成熟度较高。

2.2 孔隙特征

209件铸体薄片和扫描电镜鉴定统计结果显示(表1),陆丰凹陷文昌组主要孔隙类型为粒间溶孔,其面孔率为0~25.00%,平均为4.51%,占总面孔率55.07%;其次为原生粒间孔,面孔率为0~9.00%,平均为1.38%,占总面孔率16.85%;铸膜孔面孔率为0~8.00%,平均为0.96%,占总面孔率11.74%;粒内溶孔面孔率为0~4.00%,平均为0.92%,占总面孔率

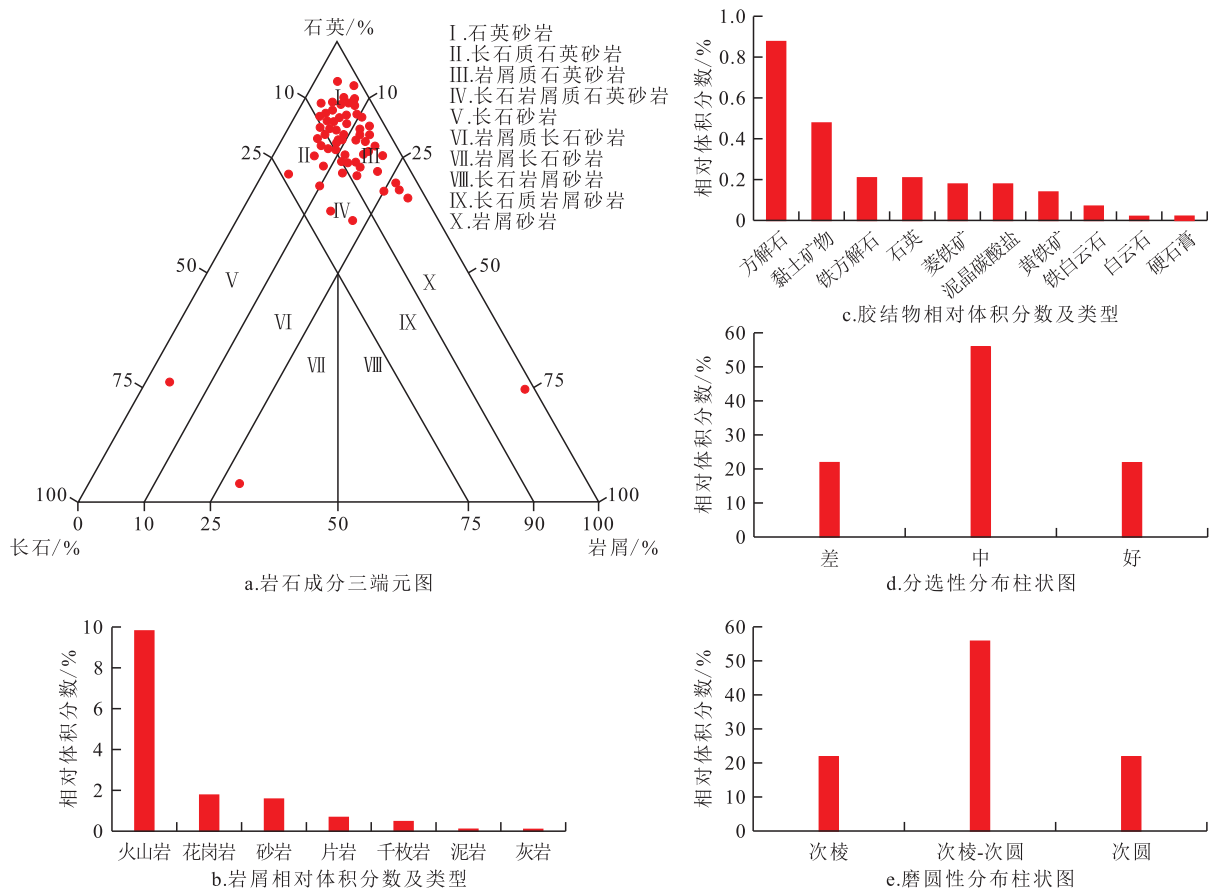


图2 陆丰凹陷文昌组岩石学特征

Fig.2 Petrological characteristics of Wengchang Formation in Lufeng Sag

表1 陆丰凹陷文昌组储层不同类型孔隙面孔率

Table1 Pore area frequency of different porosity in reservoirs of Wengchang Formation in Lufeng Sag %

孔隙类型	面孔率	平均面孔率	面孔率贡献
粒间溶孔	0~25.00	4.51	55.07
原生粒间孔	0~9.00	1.38	16.85
铸膜孔	0~8.00	0.96	11.74
粒内溶孔	0~4.00	0.92	11.23
晶间孔	0~3.00	0.24	2.93
微裂缝	0~2.00	0.18	2.19

11.23%;晶间孔面孔率为0~3.00%,平均为0.24%,占总面孔率2.93%,微裂缝面孔率为0~2.00%,平均为0.18%,占总面孔率2.19%。原生孔隙主要为残余粒间孔和晶间孔,残余粒间孔多呈三角形、四边形或不规则状,主要发育在石英含量较高的砂岩中(图3a—3c);晶间孔多发育在高岭石、伊利石、绿泥石等黏土矿物晶间,孔径小于10 μm(图3d);研究区溶蚀孔隙类型多样,主要为早期方解石溶孔,长石和岩屑颗粒的溶蚀(图3e—3h);微裂缝主要为构造裂缝(图3i)。总体上研究区以溶蚀孔隙为主,总面孔

率为8.19%。

2.3 物性特征

统计研究区目的层141块岩心及37块壁心资料,孔隙度主要分布区间为8%~15%,平均为10.20%,占有样品的75.61%;渗透率主要分布区间为0.1~100 mD,平均为17.97 mD(图4)。依据石油天然气行业油气储层评价标准^[25],研究区文昌组总体上属于特低孔低渗透储层。图4中显示文昌组砂岩孔隙度与渗透率具正相关关系,相关系数为0.802 2($R^2=0.644 8$),两者具有较好的相关性。

3 成岩作用类型与特征

3.1 压实作用

研究区文昌组储层埋深普遍大于3 000 m,压实作用中等-强。主要表现为:①碎屑多呈线接触,在含有较多塑性碎屑的砂岩中,碎屑以颗粒凹凸接触为主(图5a)。②塑性颗粒的变形,在研究区可见黑云母弯曲变形(图5b)。③薄片中可以观察到石英成岩压裂缝的发育,压裂缝一般缺少稳定的延伸方向,延伸距离近,裂缝一般呈放射状分布。

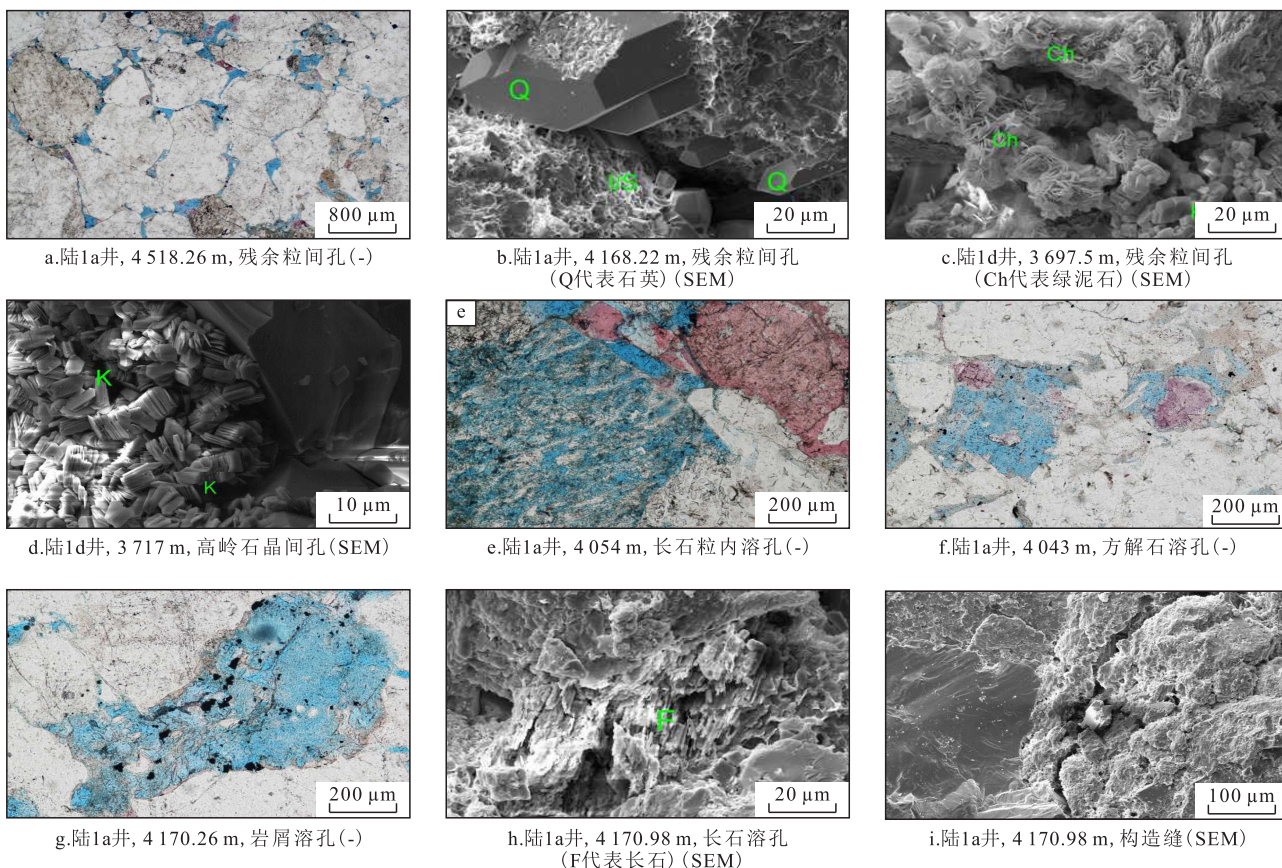


图3 陆丰凹陷文昌组储层孔隙和裂缝类型

Fig.3 Pore and fracture types of reservoirs of Wengchang Formation in Lufeng Sag

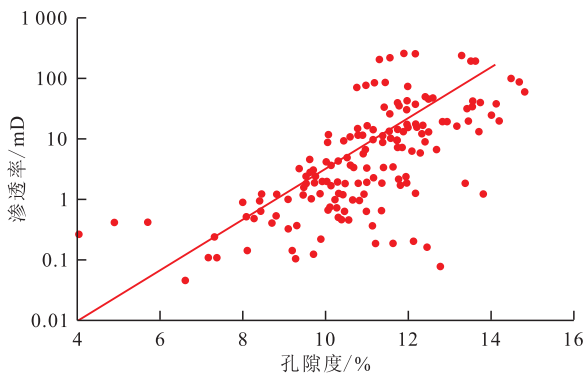


图4 陆丰凹陷文昌组储层孔隙度-渗透率关系
Fig.4 Relationship between porosity and permeability of reservoirs of Wengchang Formation in Lufeng Sag

为了定量表征压实作用强度,据文献[26]引入视压实率这一概念,其原始孔隙度应用SCHERER提出的湿砂原始孔隙度计算公式^[27]进行估算,压实后粒间体积为原生粒间孔体积和胶结物体积之和。储层原始孔隙度为28.82%~33.63%,平均为31.15%,根据文献[28]计算压实作用损失孔隙度为1.94%~31.91%,平均为21.51%;视压实率为3.79%~96.96%,平均为69.05%。

总体而言,研究区压实作用以中压实为主,砂岩中石英、长石等刚性颗粒含量达85%以上,砂岩

成熟度较高,整体上抗压能力较强,仅在部分泥质杂基含量较高的砂岩中可达极强压实。

3.2 胶结作用

随着埋藏深度增加,复杂的成岩环境演变和水岩相互作用过程产生了一系列自生胶结物,不同期次的胶结作用是改造深部储层质量的重要因素^[29]。陆丰凹陷文昌组砂岩储层胶结物主要有方解石、铁方解石等碳酸盐矿物,石英次生加大和粒间硅质充填物,高岭石、伊利石、绿泥石等黏土矿物以及黄铁矿。碳酸盐胶结作用是研究区最为发育的胶结类型,主要为方解石和铁方解石,在茜素红染色下,方解石呈红色,铁方解石呈紫红色。研究区发育2期方解石胶结:一是在成岩作用早期,呈基底式胶结,充填原生孔隙(图5c);二是在成岩作用晚期,溶蚀作用消耗酸性物质使得成岩环境向碱性转换,长石、岩屑等不稳定成分溶蚀析出钙离子,在该环境下形成方解石和铁方解石,薄片可见方解石胶结物充填长石溶蚀孔隙和残余粒间孔(图5d),此外还可在薄片下观察到少量铁白云石和菱铁矿。硅质胶结物在研究区较为常见,硅质胶结物大多以加大边的形式出现在石英颗粒边缘,甚至完全占据孔隙空间(图5e);研究区还存在自生石英颗粒,在扫描

电镜下可观察到六方双锥型的石英晶体充填粒间孔隙(图5f)。研究区自生黏土矿物主要为伊利石、绿泥石和高岭石。伊/蒙混层和伊利石胶结物主要呈蜂窝状、片丝状或毛发状占据孔喉空间,对渗透率有着显著影响,绿泥石通常以孔隙衬垫式充填于孔隙边缘或以孔隙充填式发育(图5g—5i),高岭石主要生长于长石粒内溶孔、溶蚀表面或充填于粒间孔隙中。

为了定量表征胶结作用强度,据文献[26]引入视胶结率这一概念,其数据来源于岩石薄片分析,粒间孔隙体积、胶结物总量分别以原生孔隙面孔率和胶结物含量表征。根据文献[28]计算储层胶结作用损失孔隙度为0.5%~12.00%,平均为2.30%;视胶结率为4.76%~88.89%,平均为58.67%。

3.3 溶蚀作用

溶蚀作用形成的次生孔隙改善研究区储层物性,研究区内溶蚀作用主要表现为长石和岩屑等易溶矿物的溶蚀和胶结物溶蚀。长石颗粒一般沿着解理面发生内部溶蚀或者沿边缘开始溶蚀,镜下也可见部分长石颗粒被完全溶蚀而保存颗粒轮廓的铸膜孔(图5j),长石溶蚀后产生的SiO₂和Al₂O₃在原地或附近生成高岭石,岩屑颗粒溶蚀是凝灰岩岩屑中的长石发生筛状溶蚀(图5k)。胶结物溶蚀主要是早期方解石胶结物的溶蚀,研究区可见方解石胶结物被溶蚀后形成孔隙(图5l)。

为了定量表征溶蚀作用强度,据文献[26]引入视溶蚀率,其数据来源于岩石薄片分析;根据文献[28]计算溶蚀作用增加孔隙度为0~12.47%,平均为7.96%;储层视溶蚀率为0~88.47%,平均为78.02%。

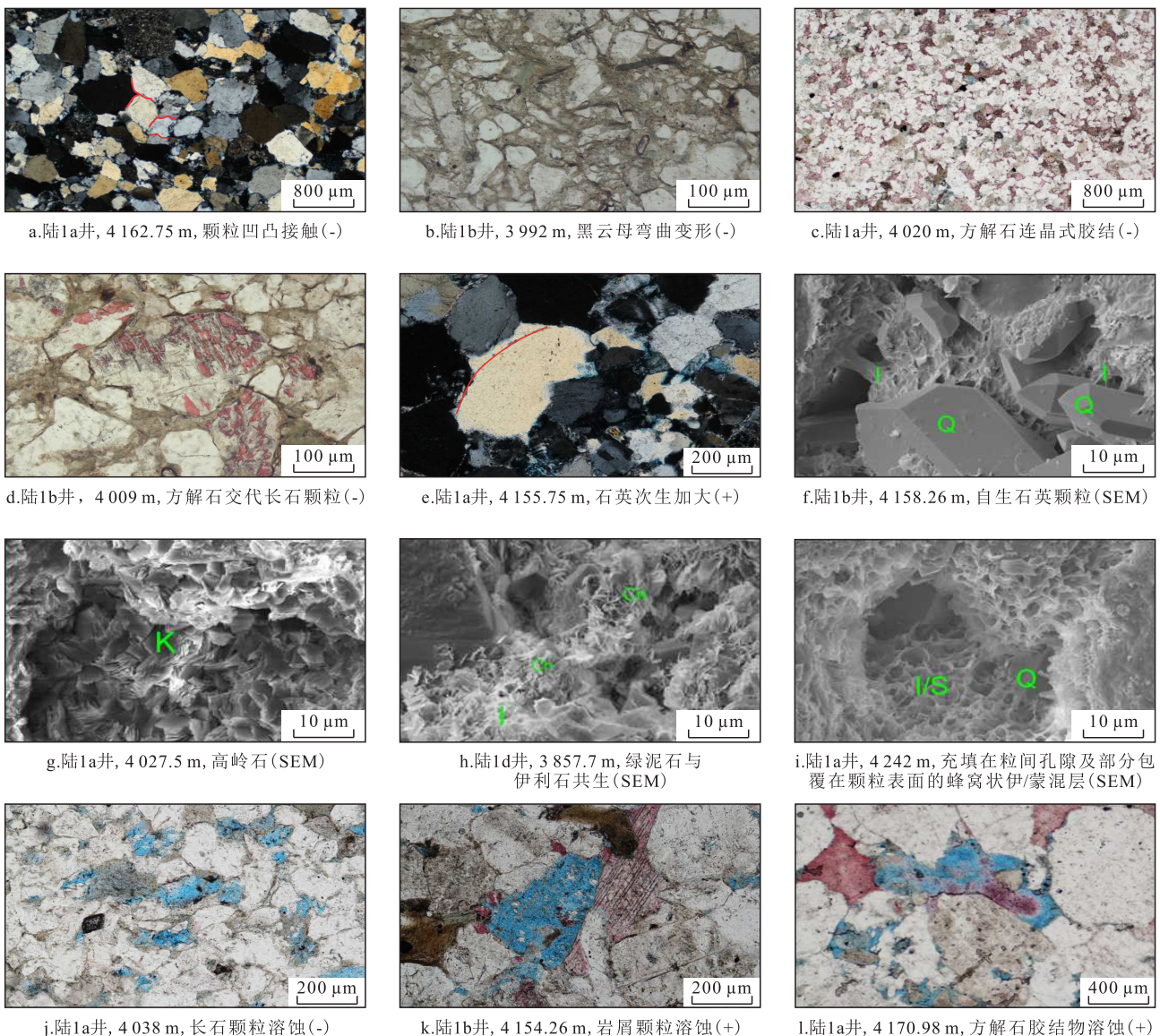


图5 陆丰凹陷文昌组成岩作用特征

Fig.5 Characteristics of diagenesis of Wengchang Formation in Lufeng Sag

4 成岩相类型及其分布规律

4.1 成岩相类型

成岩相是储层结构特征、成岩作用类型以及孔隙演化过程的综合表达^[30]。不同地区因原始沉积物特征和成岩环境差异形成了不同的成岩相分布模式,成岩相的分类很难有统一的标准,只能针对研究区的特点和研究内容自行完成成岩相划分。陆丰凹陷文昌组成岩作用类型主要为压实作用、胶结作用和溶蚀作用。因此,笔者对研究区成岩相的划分基于这3种类型展开。通过视压实率、视胶结率、视溶蚀率等参数将成岩作用强度划分为强、中、弱3个等级(表2)。强压实对应视压实率最大,颗粒之间呈线-凹凸接触甚至缝合线接触;中压实的视压实率为30%~70%,颗粒之间呈点-线接触;弱压实的视压实率最小,颗粒之间呈不接触或点接触。如果70%以上孔隙被胶结物充填则认为是强胶结,30%~70%孔隙被胶结物充填则是中胶结,小于30%孔隙被胶结物充填就被判定为弱胶结。溶蚀程度判定则是根据溶蚀孔隙占比划分。

按照上述标准对研究区209件铸体薄片和扫描电镜分析样品进行归类判定,研究区整体压实程度较高,73件样品呈强压实,136件样品为中压实,无弱压实样品。研究区溶蚀和胶结程度变化较大。为了更准确判断成岩作用强度,引入孔隙类型和颗粒接触关系表征压实和溶蚀强度(表3)。对研究区209件样品进行成岩作用类型和强度的归类统计表明,研究区文昌组砂岩成岩相划分为中压实弱胶结强溶解相、强压实中胶结中溶解相、中压实强胶结

弱溶解相、强压实中胶结弱溶解相。

中压实弱胶结强溶解相(I类):视压实率小于70%,视胶结率小于30%,视溶蚀率大于70%。岩性主要为分选较好的中-粗砂岩及粗-巨粒砂岩,泥质杂基含量低,压实作用中等,颗粒间以线接触为主,胶结物主要为钙质胶结,其次为高岭石、石英次生加大,溶蚀作用强,孔隙类型主要为铸膜孔、粒间溶孔等溶蚀孔隙。孔隙度主要分布区间为10.10%~14.84%,平均为11.84%;渗透率主要分布区间为0.16~268.17 mD,平均为28.03 mD,是最有利的成岩相。

强压实中胶结中溶解相(II类):视压实率大于70%,视胶结率为30%~70%,视溶蚀率为30%~70%。岩性主要为中-粗砂岩,相较于I类成岩相,该成岩相胶结物和泥质含量较高,颗粒间呈线-凹凸接触,局部可见缝合线接触,胶结物主要为黏土矿物。由于黏土矿物的存在堵塞喉道,使得孔喉连通性差于I类成岩相,孔隙类型主要为粒内溶孔以及黏土矿物晶间孔。孔隙度主要分布区间为8.01%~11.18%,平均为9.35%;渗透率主要分布区间为0.11~11.89 mD,平均为2.21 mD。

中压实强胶结弱溶解相(III类):视压实率小于70%,视胶结率大于70%,视溶蚀率小于30%。岩性主要为细砂岩和细-中砂岩,泥质含量较低,颗粒间以点-线接触为主,但胶结物含量高,以钙质和黏土矿物胶结为主,薄片下可见连晶状方解石,使颗粒呈悬浮状。该成岩相的主要特征是方解石大量发育占据粒间孔隙,方解石和黏土矿物的存在导致有机酸流通不畅,致使岩石致密,孔隙类型主要为残余粒间孔及粒内溶孔。孔隙度主要分布区间为

表2 成岩作用强度划分标准
Table2 Diagenesis intensity delineation standard

成岩作用强度	压实作用		胶结作用	溶蚀作用		
	视压实率	接触关系	视胶结率	视溶蚀率	溶蚀量	孔隙类型
强	>70	线-凹凸接触、缝合线接触	>70	>70	>6	粒间、粒内溶孔及铸膜孔
中	30~70	点-线接触、线接触	30~70	30~70	3~6	直径较小的粒间、粒内溶孔
弱	<30	点接触	<30	<30	<3	零星分布溶孔

表3 成岩相划分标准
Table3 Diagenetic facies delineation standard

成岩相	视压实率	视胶结率	视溶蚀率	接触关系	孔隙类型
中压实弱胶结强溶解相(I类)	<70	<30	>70	线接触	铸膜孔、粒间溶孔及胶结物溶孔
强压实中胶结中溶解相(II类)	>70	30~70	30~70	线-凹凸接触	粒内溶孔、晶间孔
中压实强胶结弱溶解相(III类)	<70	>70	<30	点-线接触	残余粒间孔、粒内溶孔
强压实中胶结弱溶解相(IV类)	>70	30~70	<30	线-凹凸接触	残余粒间孔、晶间孔

4.03%~8.46%, 平均 5.79%, 渗透率主要分布区间为 0.05 ~ 3.23 mD, 平均为 1.02 mD。

强压实中胶结弱溶解相(IV类): 视压实率大于 70%, 视胶结率为 30%~70%, 视溶蚀率小于 30%。岩性主要为细-极细砂, 泥质含量高, 整体抗压实能力弱, 颗粒间主要为线-凹凸接触, 原生孔隙与次生孔隙均不发育。孔隙度主要分布区间为 2.54%~6.33%, 平均为 3.61%, 渗透率主要分布区间为 0.32~1.6 mD, 平均为 0.76 mD。

上述各成岩相特征表明, 中压实弱胶结强溶解相(I类)物性最好, 为最有利成岩相; 强压实中胶结中溶解相(II类)物性较好, 为较有利成岩相; 中压实强胶结弱溶解相(III类)和强压实中胶结弱溶解相(IV类)物性较差, 为非有利成岩相(图6)。

4.2 成岩相分布规律及预测

为将成岩相由取心段推广至全井段, 本次研究利用资料丰富且连续的测井资料开展成岩相研究。根据上述标准划分出的各种成岩相, 其岩石成分、成岩作用类型均有所差异, 表现在地层波速、密度、放射性及电阻率等物理性质的变化上, 导致测井曲线具有不同的响应特征^[31-34]。结合研究区成岩相类型, 选择自然伽马(GR)、声波时差(AC)、密度(DEN)、中子孔隙度(CNL)以及电阻率(R_t)5种对成

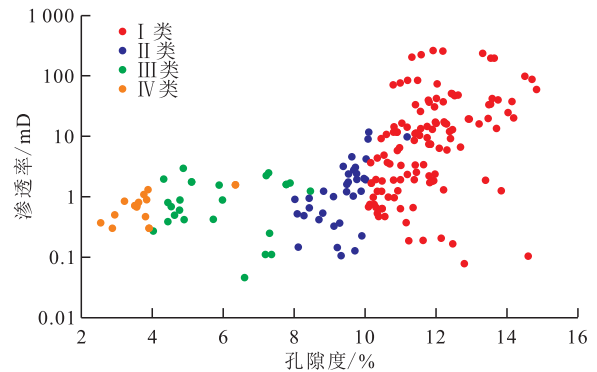


图6 陆丰凹陷文昌组储层不同成岩相类型孔隙度-渗透率关系

Fig.6 Relationship between porosity and permeability of reservoirs with different types of diagenetic facies of Wengchang Formation in Lufeng Sag

岩相比较敏感的常规测井曲线建立研究区储层成岩相测井识别标准。

4.2.1 测井曲线交会图分析及定量识别标准

研究表明, 中压实弱胶结强溶解相(I类)具有较高的孔隙度、较低泥质含量及较好的分选性, 其在测井曲线上表现为低自然伽马、低密度、低声波时差、高电阻率(图7); 强压实中胶结中溶解相(II类)孔隙较为发育, 但颗粒间充填较多黏土矿物, 测井曲线上表现为中高自然伽马、中低密度、低中子孔隙度; 中压实强胶结弱溶解相(III类)由于颗粒间

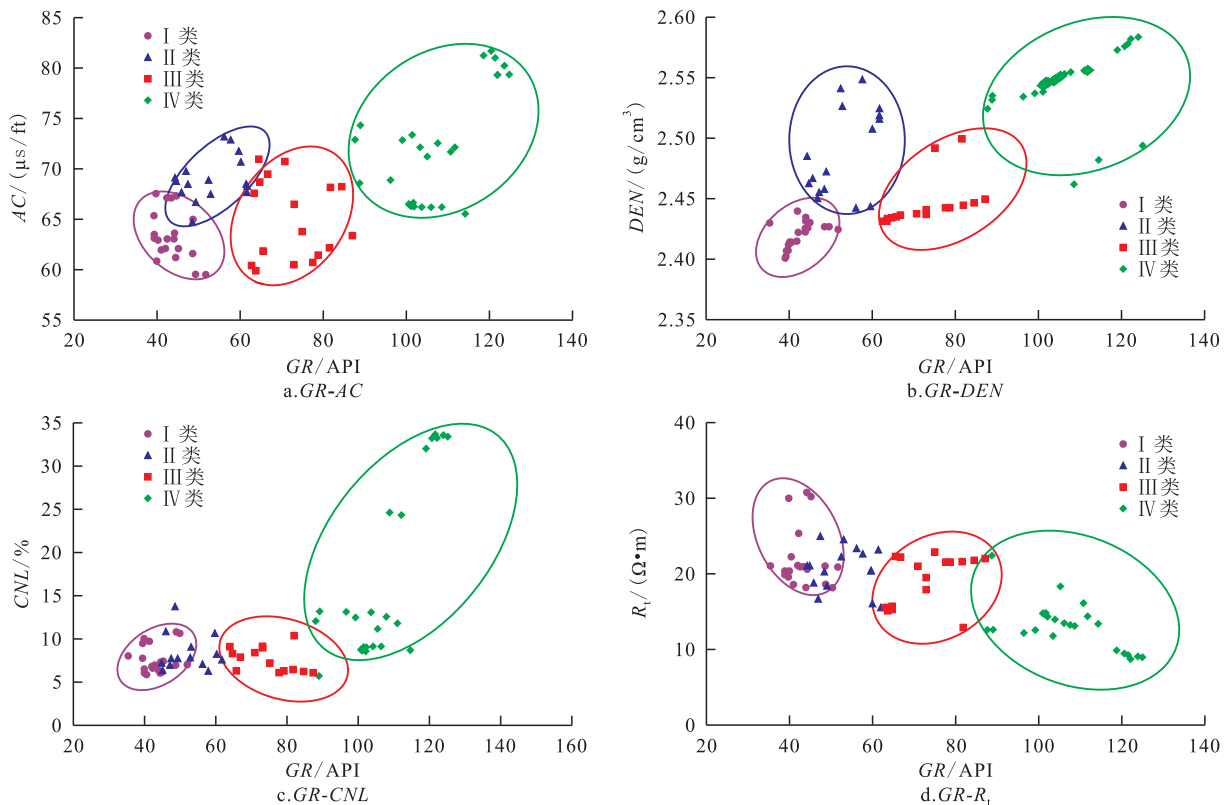


图7 陆丰凹陷文昌组成岩相常规测井曲线交会图

Fig.7 Conventional logging curve crossplots of diagenetic facies of Wengchang Formation in Lufeng Sag

被大量方解石及铁方解石胶结物充填,岩石较为致密,测井曲线上表现为中-高密度、中-低自然伽马、中-低中子孔隙度;强压实中胶结弱溶解相(Ⅳ类)受强烈的压实作用影响岩石十分致密,且岩性主要为泥质含量较高的细-极细砂岩,具有高自然伽马、高密度、高声波时差、高中子孔隙度、低电阻率的特点。由这5种测井曲线可有效区分研究区各种成岩相,根据交会图建立文昌组成岩相的测井识别标准(表4)。

在成岩相测井响应特征统计分析的基础上,优选这5种测井数据及成岩相类型作为训练数据,利用SPSS软件建立成岩相的线性Fisher多元统计判别函数(表5)。将非取心段、非样品点的测井参数代入上述函数,计算最大判别函数值,预测测井成岩相类型。Fisher判别结果显示,判别函数对Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类、Ⅳ类成岩相的判识率分别为87.9%、87.5%、80.0%和83.3%,平均为84.7%。

4.2.2 成岩相垂向分布规律

根据成岩相测井识别标准,开展单井成岩相垂向分布预测(图8)。研究表明:Z510成岩相连续性较差,4种成岩相均有发育;Z520主要发育中压实弱胶结强溶解相(Ⅰ类),其次为强压实中胶结弱溶解相(Ⅳ类),连续性相对较好;Z530连续性较差,主要发育中压实弱胶结强溶解相(Ⅰ类);Z540砂质含量高、成岩相连续性好,发育厚层中压实弱胶结强溶

解相(Ⅰ类);Z550泥质含量较高,成岩相非均质性较强,4种成岩相均有发育。总体而言,研究区储层非均质性较强,有利成岩相(Ⅰ、Ⅱ类)主要发育在Z530-Z540,其对应物性也相对较好,非有利成岩相(Ⅲ、Ⅳ类)则多发育在泥质含量较高的上部Z510-Z520和下部Z550。

此外,研究区成岩相的发育与沉积相关系密切。中压实弱胶结强溶解相(Ⅰ类)主要发育在水下分流河道主体部位,该部位砂岩粒度较粗、分选较好,在强水动力的淘洗下储层泥质含量较低,在有机酸生成的时期,其保留大量原生孔隙为酸性流体提供渗流通道,孔隙类型主要为铸膜孔、粒间溶孔等溶蚀孔隙;强压实中胶结中溶解相(Ⅱ类)则多发育在河口坝及河道顶部,该部位泥质含量相对较高,黏土矿物较多;强压实中胶结弱溶解相(Ⅳ类)主要发育在泥质含量较高的分流间湾,在强烈的压实作用下其岩石十分致密,孔隙几乎不发育;中压实强胶结弱溶解相(Ⅲ类)多发育在邻近分流间湾的砂岩层段中,在成岩演化过程中泥岩内部的易溶物质及黏土矿物的转化会形成大量的钙离子,在地下水的携带下钙离子进入邻近砂岩层中占据砂岩孔隙,导致在砂岩顶底形成钙质胶结层。

4.2.3 成岩相地震响应与有利区预测

研究区钻井分布不均匀且密度较低,导致通过单井测井解释难以实现成岩相的平面展布规律预

表4 不同成岩相测井响应特征统计
Table4 Statistics of logging response characteristics of different diagenetic facies

成岩相	AC/($\mu\text{s}/\text{ft}$)	GR/API	DEN/(g/cm^3)	CNL/%	$R_t/(\Omega\cdot\text{m})$
中压实弱胶结强溶解相(Ⅰ类)	$\frac{59.44 \sim 67.53}{63.31}$	$\frac{35.44 \sim 49.59}{43.18}$	$\frac{2.40 \sim 2.44}{2.42}$	$\frac{5.94 \sim 10.83}{7.58}$	$\frac{18.13 \sim 30.65}{21.80}$
强压实中胶结中溶解相(Ⅱ类)	$\frac{60.34 \sim 70.93}{64.93}$	$\frac{62.67 \sim 87.13}{72.58}$	$\frac{2.43 \sim 2.50}{2.45}$	$\frac{6.28 \sim 10.43}{7.64}$	$\frac{12.82 \sim 22.78}{18.98}$
中压实强胶结弱溶解相(Ⅲ类)	$\frac{64.58 \sim 72.73}{68.87}$	$\frac{46.99 \sim 61.80}{53.22}$	$\frac{2.44 \sim 2.55}{2.49}$	$\frac{6.80 \sim 13.60}{8.20}$	$\frac{15.12 \sim 24.70}{20.02}$
强压实中胶结弱溶解相(Ⅳ类)	$\frac{66.14 \sim 81.70}{71.60}$	$\frac{87.87 \sim 124.96}{106.70}$	$\frac{2.46 \sim 2.59}{2.54}$	$\frac{5.80 \sim 33.76}{16.71}$	$\frac{8.82 \sim 22.23}{13.07}$

注:表中数据为 $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}}$ 。

表5 陆丰凹陷文昌组 Fisher 多元统计判别函数关系
Table5 Relationship of Fisher multivariate discriminant function for Wengchang Formation in Lufeng Sag

成岩相	Fisher 多元统计判别函数
中压实弱胶结强溶解相(Y_1)	$Y_1 = -11.459GR + 8164.930DEN + 41.985AC - 38.589CNL - 10.916R_t - 10793.444$
强压实中胶结中溶解相(Y_2)	$Y_2 = -11.280GR + 8224.426DEN + 42.340AC - 39.113CNL - 10.947R_t - 10969.683$
中压实强胶结弱溶解相(Y_3)	$Y_3 = -11.588GR + 8254.832DEN + 42.075AC - 38.689CNL - 11.100R_t - 11008.192$
强压实中胶结弱溶解相(Y_4)	$Y_4 = -11.189GR + 8303.137DEN + 42.237AC - 38.589CNL - 39.478R_t - 11157.823$

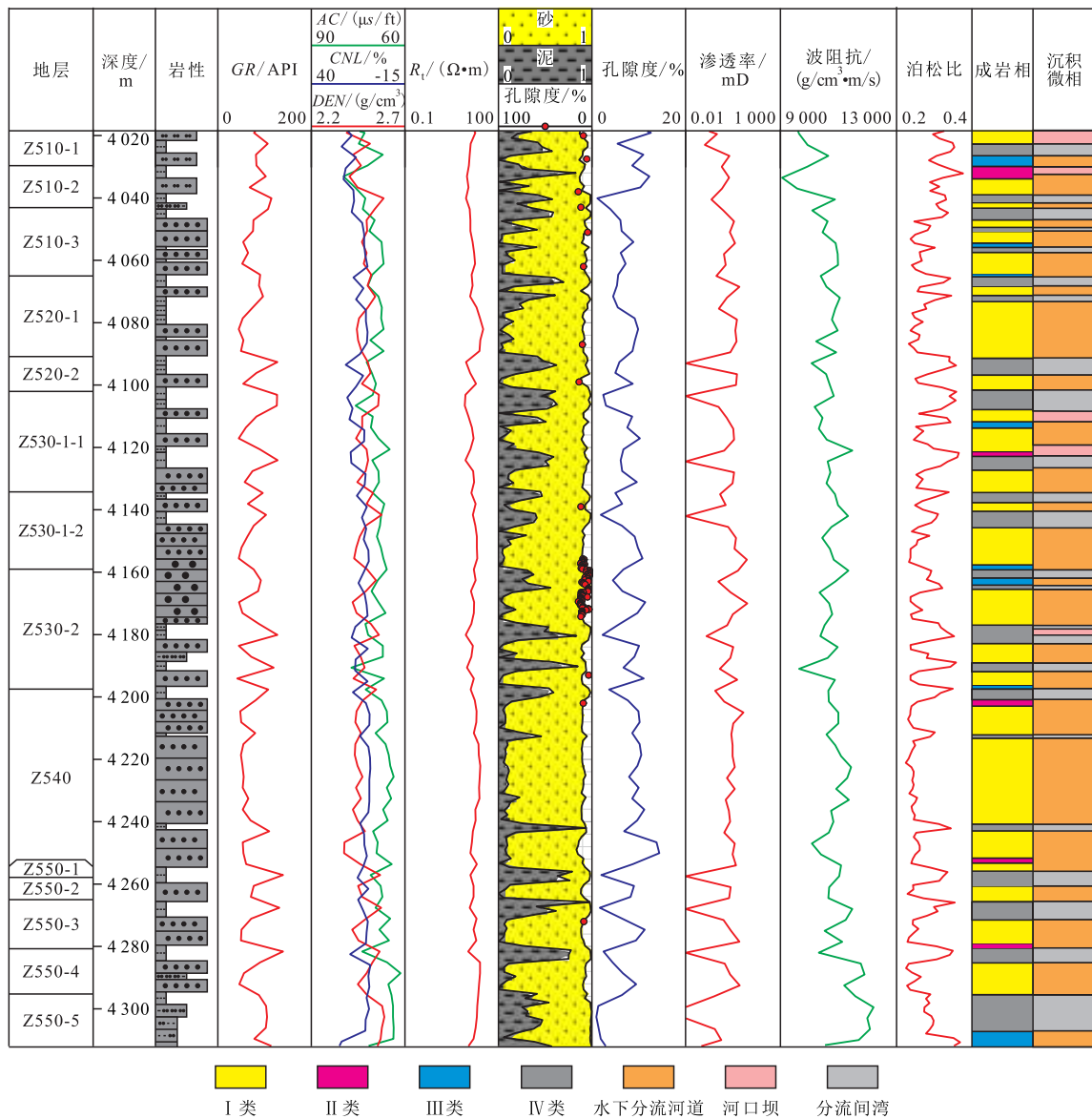


图8 陆丰凹陷文昌组成岩相垂向划分
Fig.8 Vertical delineation of diagenetic facies of Wengchang Formation in Lufeng Sag

测。文献[35-36]研究表明,不同成岩相具有不同的岩石学、成岩作用以及物性特征,而这些特征直接决定了岩石力学参数的大小,三维地震资料波阻抗及泊松比特征可作为判断依据识别不同成岩相,这为研究区成岩相平面分布预测提供了新的思路。在单井成岩相划分的基础上,综合考虑不同类型成岩相的波阻抗和泊松比特征(图9)。结果表明,研究区不同成岩相的波阻抗差异不大,难以通过波阻抗划分。但不同成岩相的泊松比呈现出明显差异,中压实弱胶结强溶解相(I类)泊松比相对较低,整体小于0.257;强压实中胶结中溶解相(II类)泊松比为0.25~0.28,且I类与II类重合区域较大;中压实强胶结弱溶解相(III类)泊松比为0.25~0.294;强压实中胶结弱溶解相(IV类)整体泊松比较高,普遍大

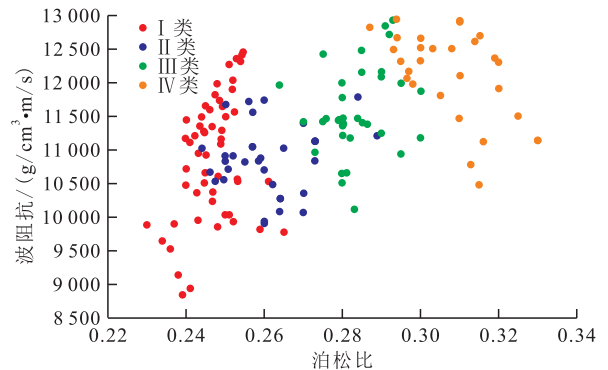


图9 不同类型成岩相的泊松比、波阻抗特征
Fig.9 Poisson's ratio and wave impedance characteristics of different types of diagenetic facies

于0.29。

根据上述划分原则,利用测井曲线和三维地震资料开展泊松比反演。利用反演数据体,可以根据

目的层时窗提取文昌组泊松比的平面分布特征。以Z540为例,通过泊松比的特征区分并预测有利成岩相和非有利成岩相的平面分布特征(图10),有利成岩相相连片分布于研究区东北和西南部,是下一步勘探开发的重点区域。储层成岩相与单井产能具有明显的相关性,高产井L-1dSa井、L-A6井分布在I、II类成岩相分布范围内,证明预测结果的准确性。

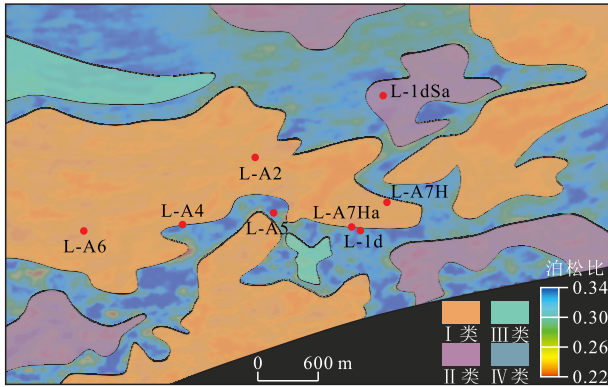


图10 陆丰凹陷文昌组优势成岩相平面分布预测

Fig.10 Dominant diagenetic facies distribution of Wengchang Formation in Lufeng Sag

5 结论

(1)陆丰凹陷文昌组储层岩石类型多样,主要发育中-粗砂岩;整体具有较高结构成熟度和成分成熟度,砂岩主要为石英砂岩,胶结物及杂基含量较低,胶结物以方解石为主,储集空间主要为粒间溶孔。

(2)定量评价各成岩作用强度,认为研究区储层经历中-强压实、中-强胶结、强溶蚀作用。

(3)将文昌组划分为中压实弱胶结强溶解、强压实中胶结中溶解、中压实强胶结弱溶解、强压实中胶结弱溶解4类成岩相。中压实弱胶结强溶解相是最有利成岩相,主要发育在水下分流河道;强压实中胶结中溶解相物性次之,主要发育在河口坝;中压实强胶结弱溶解相及强压实中胶结弱溶解相为非有利成岩相。

(4)统计显示成岩相与泊松比存在较好的相关关系,I类成岩相的泊松比较低。利用泊松比反演结果可实现有利成岩相分布预测。

参考文献

[1] 舒誉,施和生,杜家元,等.珠一坳陷古近系油气成藏特征及勘探方向[J].中国海上油气,2014,26(3):37-42.

SHU Yu, SHI Hesheng, DU Jiayuan, et al. Paleogene characteristics in hydrocarbon accumulation and exploration direction in Zhu I depression [J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26 (3): 37-42.

[2] 雷永昌,彭光荣,何雁兵,等.珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层特征及优质储层主控因素[J].海洋地质前沿,2024,40(2):37-49.

LEI Yongchang, PENG Guangrong, HE Yanbing, et al. Paleogene reservoir characteristics and main controlling factors of high-quality reservoirs in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(2): 37-49.

[3] 周凤娟,丁琳,李晓艳,等.珠一坳陷文昌组锆石定年物源示踪及其对储层的影响[J].非常规油气,2023,10(3):46-54.

ZHOU Fengjuan, DING Lin, LI Xiaoyan, et al. Provenance tracing of zircon dating from Wenchang Formation in Zhu I Depression and its influence on reservoir [J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(3): 46-54.

[4] 戴建文,张伟,王华,等.海上稀井网油田碎屑岩储集层构型特征及储集层预测——以珠江口盆地陆丰凹陷L14油田为例[J].新疆石油地质,2022,43(5):526-536.

DAI Jianwen, ZHANG Wei, WANG Hua, et al. Architecture and prediction of clastic reservoirs in offshore oilfields with sparse well pattern: a case study on L14 oilfield in Lufeng Sag in Pearl River Mouth Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(5): 526-536.

[5] 邹才能,陶士振,周慧,等.成岩相的形成、分类与定量评价方法[J].石油勘探与开发,2008,35(5):526-540.

ZOU Caineng, TAO Shizhen, ZHOU Hui, et al. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 526-540.

[6] 邓秀芹,付金华,姚泾利,等.鄂尔多斯盆地中及上三叠统延长组沉积相与油气勘探的突破[J].古地理学报,2011,13(4):443-455.

DENG Xiuqin, FU Jinhua, YAO Jingli, et al. Sedimentary facies of the Middle-Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin and breakthrough in petroleum exploration [J]. Journal of Palaeogeography, 2011, 13(4): 443-455.

[7] 蒋裕强,刁昱翔,王猛,等.川西南部须二段储层成岩作用与成岩相研究[J].矿物岩石地球化学通报,2014,33(4):509-516,530.

JIANG Yuqiang, DIAO Yuxiang, WANG Meng, et al. Diagenesis and diagenetic facies analysis on the second member of the upper Triassic Xujiahe Formation reservoir in the south of western Sichuan Basin [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2014, 33(4): 509-516, 530.

[8] 唐海忠,杨楠,周晓峰,等.酒东油田深层K_{1g3}砂岩成岩演化与优质储层分布[J].特种油气藏,2022,29(4):21-29,54.

TANG Haizhong, YANG Nan, ZHOU Xiaofeng, et al. Diagenetic evolution of deep K_{1g3} sandstone and distribution of high-quality reservoirs in Jiudong Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(4): 21-29, 54.

[9] 赖锦,王贵文,郑懿琼,等.金秋区块须四段储层成岩相及测井识别[J].西南石油大学学报:自然科学版,2013,35(5):41-49.

- LAI Jin, WANG Guiwen, ZHENG Yiqiong, et al. Diagenetic facies of Xujiache formation member 4 reservoir in Jinqu Area and the logging recognition [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2013, 35 (5) : 41-49.
- [10] 刘浩杰, 张昌民, 盖姗姗, 等. 准噶尔盆地永进油田侏罗系超深层致密砂岩储层成岩相识别及分布预测[J]. *油气地质与采收率*, 2024, 31(1):13-22.
- LIU Haojie, ZHANG Changmin, GAI Shanshan, et al. Diagenetic facies identification and distribution prediction of Jurassic ultra-deep tight sandstone reservoirs in Yongjin Oilfield, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(1): 13-22.
- [11] JENNINGS R H, MAZZULLO J M. Shallow burial diagenesis of chalk sand related sediments at site 550 on the Goban Spur [M]. Washington: Us Government Printing Office, 1985: 853-861.
- [12] ELFIGUREIH O B. Regional diagenesis and its relation to facies change in the upper Silurian, lower Acacus formation, Hamada (Ghadames) Basin, northwestern Libya [J]. *PHD Thesis*, 1999, 62(10): 4 426-4 427.
- [13] 楚美娟, 郭正权, 齐亚林, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长8储层定量成岩作用及成岩相分析[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24 (3):477-484.
- CHU Meijuan, GUO Zhengquan, QI Yalin, et al. Quantitative diagenesis and diagenetic facies analysis on Chang 8 reservoir of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(3): 477-484.
- [14] 袁丽平, 蒋文敏, 李芸, 等. 珠江口盆地深水区和浅水区古近系文昌组烃源岩地球化学特征对比[J]. *石油实验地质*, 2022, 44 (5):866-876.
- YUAN Liping, JIANG Wenmin, LI Yun, et al. A comparison of geochemical features of source rocks of Eocene Wenchang Formation in the deep and shallow water zones of Pearl River Mouth Basin, SE China [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(5): 866-876.
- [15] 罗迪, 李黎, 马逢源, 等. 基于地质工程一体化的海上低渗油田压裂实践与认识:以珠江口盆地陆丰凹陷为例[J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(3):104-117.
- LUO Di, LI Li, MA Fengyuan, et al. Practice and understanding of geology and engineering integrated reservoir fracturing in offshore low-permeability oilfield: a case study of Lufeng Sag in Pearl River Mouth Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(3): 104-117.
- [16] 范彩伟, 李明, 李才, 等. 珠江口盆地文昌A凹陷西南部断裂转换带特征及其控藏作用[J]. *中国海上油气*, 2022, 34 (5) : 36-45.
- FAN Caiwei, LI Ming, LI Cai, et al. Characteristics of fault transfer zone in southwest Wenchang A sag, Pearl River Mouth basin and its role in hydrocarbon accumulation [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(5): 36-45.
- [17] 陈长民, 施和生, 许仕策, 等. 珠江口盆地(东部)第三系油气藏形成条件[M]. 北京: 科学出版社, 2003.
- CHEN Changmin, SHI Hesheng, XU Shice, et al. The forming conditions of tertiary oil-gas reservoir in the eastern Pearl River in the Pearl River Mouth basin [M]. Beijing: Science Press, 2003.
- [18] 郭伯举, 谢家声, 向凤典. 珠江口盆地珠一坳陷含油气系统研究[J]. *中国海上油气(地质)*, 2000, 14(1):1-8.
- GUO Boju, XIE Jiasheng, XIANG Fengdian. The study of the petroleum system in the Zhu I depression in Pearl River Mouth Basin [J]. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 2000, 14 (1): 1-8.
- [19] 葛家旺, 朱筱敏, 张向涛, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷文昌组构造-沉积演化模式[J]. *中国矿业大学学报*, 2018, 47 (2) : 308-322.
- GE Jiawang, ZHU Xiaomin, ZHANG Xiangtao, et al. Tectono-sedimentation model of the Eocene Wenchang Formation in the Lufeng Depression, Pearl River Mouth Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2018, 47 (2) : 308-322.
- [20] YU Fusheng, KOYI H, ZHANG Xiangtao. Intersection patterns of normal faults in the Lufeng sag of Pearl River Mouth Basin, China: insights from 4D physical simulations [J]. *Journal of Structural Geology*, 2016, 93: 67-90.
- [21] 涂乙, 闫正和, 戴建文, 等. 中国南海珠江口盆地西江油田运聚再生油藏模式创新认识与挖潜效果[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(2):522-532.
- TU Yi, YAN Zhenghe, DAI Jianwen, et al. New understanding and tapping effect of remaining oil reservoirs in Xijiang oilfield, PRBM, South China Sea [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42 (2): 522-532.
- [22] 汪旭东, 张向涛, 何敏, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷南部文昌组储层发育特征及其控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38 (6):1 147-1 155.
- WANG Xudong, ZHANG Xiangtao, HE Min, et al. Characteristics and controlling factors of reservoir development in the Wenchang Formation, southern Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(6): 1 147-1 155.
- [23] 张向涛, 汪旭东, 舒誉, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷大中型油田地质特征及形成条件[J]. *中南大学学报: 自然科学版*, 2017, 48 (11):2 980-2 990.
- ZHANG Xiangtao, WANG Xudong, SHU Yu, et al. Geological characteristics and forming conditions of large and medium oil-fields in Lufeng Sag of eastern Pearl River Mouth Basin [J]. *Journal of Central South University: Science and Technology*, 2017, 48(11): 2 980-2 990.
- [24] 代一丁, 牛子铨, 汪旭东, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷古近系与新近系油气富集规律的差异及其主控因素[J]. *石油学报*, 2019, 40(S1): 41-52.
- DAI Yiding, NIU Zicheng, WANG Xudong, et al. Differences of hydrocarbon enrichment regularities and their main controlling factors between Paleogene and Neogene in Lufeng sag, Pearl River Mouth Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40 (S1): 41-52.
- [25] 任延广, 王成, 吴海波, 等. 油气储层评价方法: SY/T 6285—

- 2011[S].北京:石油工业出版社,2011.
- REN Yanguang, WANG Cheng, WU Haibo, et al. National Energy Administration. Evaluating methods of oil and gas reservoirs: SY/T 6285-2011 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [26] 刘伟, 窦齐丰, 黄述旺, 等. 成岩作用的定量表征与成岩储集相研究——以科尔沁油田交2断块区九佛堂组(J_{3jf})下段为例[J]. 中国矿业大学学报, 2002, 31(5): 399-403.
- LIU Wei, DOU Qifeng, HUANG Shuwang, et al. Quantitative characterization of diagenesis and diagenesis reservoir facies: the case study of lower member of J_{3jf} of Jiao 2 Block in Kerqin Oilfield [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2002, 31(5): 399-403.
- [27] SCHERER M. Parameters: influencing porosity in sandstone: a model for sandstone porosity prediction [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485-491.
- [28] PAXTON S T, SZABO J O, AJDUKIEWICZ J M, et al. Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(12): 2 047-2 067.
- [29] 黄鑫, 林承焰, 黄导武, 等. 西湖凹陷中央反转带中北部花港组砂岩储层成岩差异演化特征[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(2): 1-14.
- HUANG Xin, LIN Chengyan, HUANG Daowu, et al. Diagenetic differential evolution of Huagang Formation sandstone reservoir in north-central part of central reversal structural belt in Xihu Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(2): 1-14.
- [30] 何庆斌, 张继红, 李金凤. 松辽盆地大安油田葡萄花油层特低渗透储层成岩相特征与孔隙演化[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(2): 1-12.
- HE Qingbin, ZHANG Jihong, LI Jinfeng. Diagenetic facies and porosity evolution of ultra-low permeability reservoir in Putaohua Reservoir in Da'an Oilfield in Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(2): 1-12.
- [31] 张响响, 邹才能, 陶士振, 等. 四川盆地广安地区上三叠统须家河组四段低孔渗砂岩成岩相类型划分及半定量评价[J]. 沉积学报, 2010, 28(1): 50-57.
- ZHANG Xiangxiang, ZOU Caineng, TAO Shizhen, et al. Diagenetic facies types and semiquantitative evaluation of low porosity and permeability sand-stones of the fourth member Xujiahe Formation, Guang'an area, Sichuan Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(1): 50-57.
- [32] 陈洪才, 李朝瑞. 马家嘴油田戴南组薄砂岩储层地震预测技术[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 108-116.
- CHEN Hongcai, LI Zhaorui. Seismic prediction technology for thin sandstone reservoir of Dainan Formation in Majiazui Oilfield [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 108-116.
- [33] 刘宏坤, 艾勇, 王贵文, 等. 深层、超深层致密砂岩储层成岩相测井定量评价: 以库车坳陷博孜-大北地区为例[J]. 地质科技通报, 2023, 42(1): 299-310.
- LIU Hongkun, AI Yong, WANG Guiwen, et al. Quantitative well logging evaluation of diagenetic facies of deep and ultra deep tight sandstone reservoirs: a case study of Bozi-Dabei area in Kuqa Depression [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(1): 299-310.
- [34] 于海跃, 肖冬生, 王波. 吐哈盆地深层、超深层致密砂岩成岩作用及成岩相: 以丘东洼陷J7井区三工河组二段为例[J]. 断块油气田, 2024, 31(3): 369-378.
- YU Haiyue, XIAO Dongsheng, WANG Bo. Diagenesis and diagenetic facies of deep and ultra deep tight sandstone in Turpan-Hami Basin: a case study of the second Member of Sangonghe Formation in the J7 well area, Qiudong Subsg [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(3): 369-378.
- [35] 曾洪流, 朱筱敏, 朱如凯, 等. 砂岩成岩相地震预测: 以松辽盆地齐家凹陷青山口组为例[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(3): 266-274.
- ZENG Hongliu, ZHU Xiaomin, ZHU Rukai, et al. Seismic prediction of sandstone diagenetic facies: applied to Cretaceous Qingshankou Formation in Qijia Depression, Songliao Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(3): 266-274.
- [36] 程敬华, 李荣西, 覃小丽, 等. 成岩相对低渗透储层砂岩岩石力学性质的控制——以鄂尔多斯盆地东部上古生界天然气储层为例[J]. 石油学报, 2016, 37(10): 1 256-1 264.
- CHENG Jinghua, LI Rongxi, QIN Xiaoli, et al. Impact of diagenetic facies on mechanical properties of sandstone rock in low-permeability reservoirs: a case study of the Upper Paleozoic gas reservoir in east Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1 256-1 264.

编辑 单体珍