

引用格式: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.

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

刘浩杰¹, 张昌民², 盖姗姗¹, 于文政¹, 李进¹, 袁海涵¹, 张莉², 刘洪平²

(1. 中国石化胜利油田分公司物探研究院, 山东东营 257022; 2. 长江大学地球科学学院, 湖北武汉 430100)

摘要: 深层致密砂岩储层非均质性强、分布规律复杂,地质甜点预测难度大。为实现高效勘探开发,如何准确识别与预测井间储层成岩相亟需深入研究。综合利用岩心、测井和三维地震资料,在准噶尔盆地永进油田侏罗系超深层储层成岩作用研究基础上,开展了成岩相识别及分布预测研究,认为储层成岩作用类型主要有压实作用、胶结作用及溶蚀与交代作用,可划分为强溶蚀+绿泥石包壳、中等溶蚀+自生高岭石、中等钙质胶结溶蚀、强钙质胶结及压实致密等5种成岩相。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,确定其垂向分布规律。研究发现强溶蚀+绿泥石包壳和中等溶蚀+自生高岭石这两种优势成岩相主要位于三角洲主干分流河道砂体内部,储层物性较好,是油层发育的主要部位。基于成岩相与地震纵波阻抗的对应关系分析,发现优势成岩相纵波阻抗相对较低,可通过纵波阻抗的数值分布特征预测优势成岩相分布。因此利用三维地震纵波阻抗反演成果开展了成岩相分布预测,根据纵波阻抗与不同类型成岩相对应关系落实了优势成岩相发育区。结果表明,优势成岩相主要位于研究区东北部的Y301—Y302井区以及西北部Y1井区,呈局部连片分布发育。储层成岩相识别可以为超深层地质甜点的分布预测研究提供重要依据。

关键词: 致密砂岩储层;成岩相;成岩作用;永进油田;准噶尔盆地

文章编号:1009-9603(2024)01-0013-10

DOI:10.13673/j.pgre.202211031

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Diagenetic facies identification and distribution prediction of Jurassic ultra-deep tight sandstone reservoirs in Yongjin Oilfield, Junggar Basin

LIU Haojie¹, ZHANG Changmin², GAI Shanshan¹, YU Wenzheng¹, LI Jin¹,
YUAN Haihan¹, ZHANG Li², LIU Hongping²

(1. Geophysical Research Institute of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257022, China;

2. College of Geosciences, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China)

Abstract: Deep-buried tight sandstone reservoirs have strong heterogeneity and complex distribution patterns, which makes it difficult to predict geological sweet spots in those reservoirs. In order to achieve efficient exploration and development, it is urgent to research the accurate identification and prediction of the diagenetic facies of reservoirs among the wells. The identification and distribution prediction of diagenetic facies were carried out using core, well logging, and 3D seismic data based on the diagenesis of Jurassic ultra-deep reservoirs in Yongjin Oilfield, Junggar Basin. It was considered that the diagenesis types of reservoirs mainly include compaction, cementation, dissolution, and metasomatism, which can be divided into five diagenetic facies, such as strong dissolution with chlorite enclave, medium dissolution with authigenic kaolinite, medium calcareous cemented dissolution, strong

收稿日期:2022-11-29。

作者简介:刘浩杰(1976—),男,河南南阳人,研究员,博士,从事油气藏综合地球物理领域研究工作。E-mail:liu_haojie@126.com。

通信作者:张昌民(1963—),男,河南灵宝人,教授,博士。E-mail:zcm@yangtzeu.edu.cn。

calcareous cementation, and strongly tight compaction. Based on logging data, petrophysical and physical parameters were used to identify diagenetic facies types of the reservoirs and determine their vertical distribution. The results find that the two dominant diagenetic facies, namely strong dissolution with chlorite enclave and medium dissolution with authigenic kaolinite, are mainly located in the sand body of the main distributary channel of the delta, with suitable reservoir property, and they are the main parts of the oil reservoir development. Based on the analysis of the corresponding relationship between diagenetic facies and seismic P-wave impedance, it is found that the P-wave impedance of the dominant diagenetic facies is relatively low, and the distribution of the dominant diagenetic facies can be predicted by the numerical distribution characteristics of P-wave impedance. Therefore, diagenetic facies distribution is predicted using the inversion results of 3D seismic P-wave impedance, and the development area of the dominant diagenetic facies is determined according to the corresponding relationship between P-wave impedance and different types of diagenetic rocks. The result indicates that the dominant diagenetic facies are mainly located in the Y301-Y302 well area in the northeast of the study area and the Y1 well area in the northwest, showing a locally continuous distribution pattern. Identification of diagenetic facies in reservoirs can provide an essential basis for the distribution prediction of ultra-deep geological sweet spots.

Key words: tight sandstone reservoir; diagenetic facies; diagenesis; Yongjin Oilfield; Junggar Basin

超深层油气资源目前是中国油气勘探的热点领域^[1]。一般认为埋藏深度超过4 500 m的油气藏为超深层油气藏^[2-3]。超深层油气藏储层埋深大,经历了复杂的地质作用改造,具有物性差、孔隙结构复杂、成岩作用强烈、非均质性强等特点^[4-5],其甜点识别和预测成为制约高效勘探开发的关键问题。成岩相是沉积物在特定的沉积和物理化学环境中,在成岩与流体、构造等作用下,经历一定成岩作用和演化阶段的产物,包含岩石结构、成岩作用、孔洞缝等综合特征^[6-9],是影响储层地质甜点分布预测的重要因素^[10]。开展成岩相识别与预测研究是目前致密储层地质甜点预测的重要环节,可以为地质甜点的空间预测及综合评价提供参考。

准噶尔盆地永进油田发育典型的超深层致密砂岩油气藏,埋深主要为5 600~6 400 m^[11-12],该油田在2004年就获得了高产油气突破,但由于钻井成本高、优质储层预测难度大、油气产能递减快,开发效益差,到目前为止还未进行规模开发。永进油田储层非均质性强,致密砂岩高效勘探开发面临难点主要为:①目的层砂体厚度薄,平均厚度为40 m,优质砂岩厚度约为10 m。②成岩作用复杂,物性相似的砂岩岩石物理参数存在较大差异。③缺乏针对地质-工程一体化方面双甜点评价标准研究,预测难度大。开展成岩相识别与预测研究是逐步解决上述难点的一个关键问题。前人研究主要集中在优质储层的成岩作用、发育机制、次生孔隙和层理缝的发育机理等方面^[13-17],针对成岩相识别和预测方面的研究较少。笔者将从成岩作用及成岩相类型分析出发,分析不同成岩相类型与优质储层的关系,并探讨不同成岩相类型的岩石物理参数及纵波阻抗差异;针对薄层砂体开展叠后地震纵波阻抗反演,结合不同成岩相类型的岩石物理参数特征,确

定优质成岩相的空间分布,为储层地质甜点参数优选评价提供可靠的理论依据。

1 地质背景

永进油田位于准噶尔盆地腹部,构造位置处于马桥凸起西南翼,昌吉凹陷西段(图1)。主要目的层为上侏罗统齐古组以及中侏罗统西山窑组,其埋深大,整体物性较差,发育地层-岩性复合油气藏^[6]。受侏罗纪末期燕山运动影响,研究区发生多次抬升剥蚀,地层残缺不全,自下而上为三工河组、西山窑组和齐古组,多数井仅钻穿西山窑组,缺失头屯河组和喀拉扎组。齐古组顶部与白垩系清水河组为区域角度不整合接触。早侏罗世—中侏罗世早期准噶尔盆地处于弱伸展环境^[18-20],湖平面在八道湾组沉积时期—三工河组沉积早期逐渐上升,可容空间增大,在三工河组沉积中期形成最大湖泛面,三工河组沉积晚期—西山窑组沉积时期水体整体变浅,可容空间逐渐减小,西山窑组煤层广泛发育。齐古组沉积时期,研究区古气候由西山窑组的潮湿-半潮湿转为干旱-半干旱,发育辫状河-辫状河三角洲沉积体系红色砂岩^[13-14]。

2 成岩作用类型

成岩作用对储层物性的影响体现在不同强度、不同类型的成岩作用组合会改变储层物性。通过对铸体薄片、阴极发光和扫描电镜等结果的分析,认为研究区储层成岩作用类型主要有压实作用、胶结作用、溶蚀与交代作用。

2.1 压实作用

永进油田上侏罗统齐古组经历了较强的压实

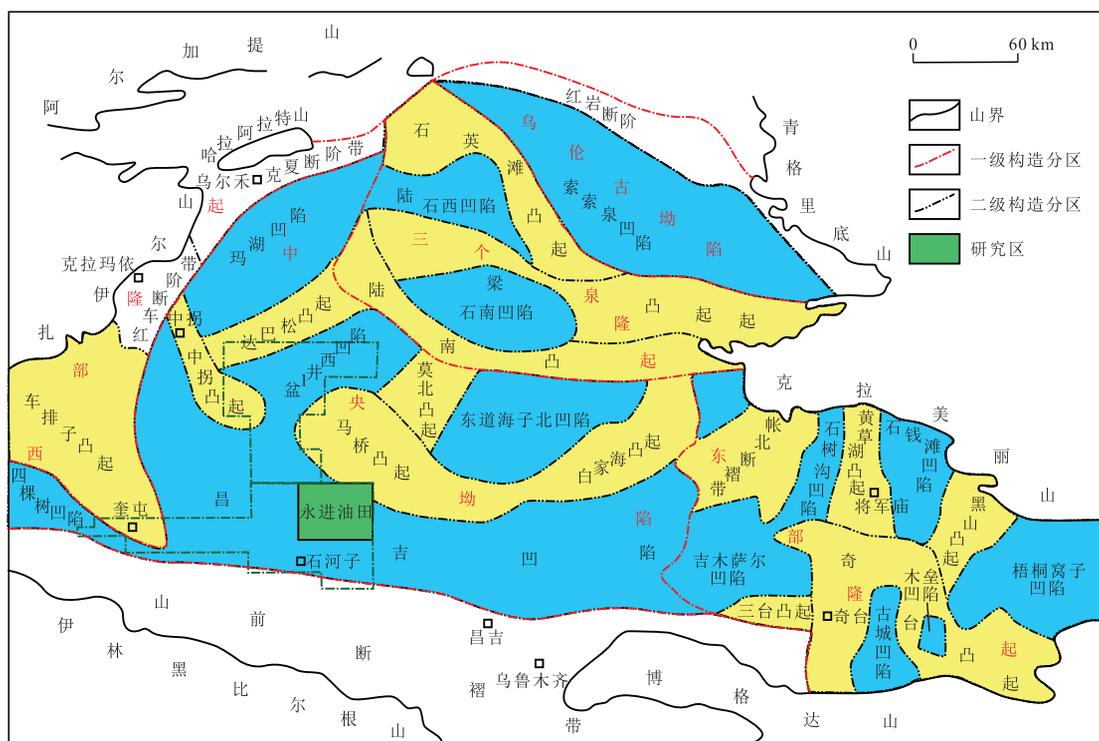


图1 永进油田构造位置^[20]
Fig.1 Location of Yongjin Oilfield^[20]

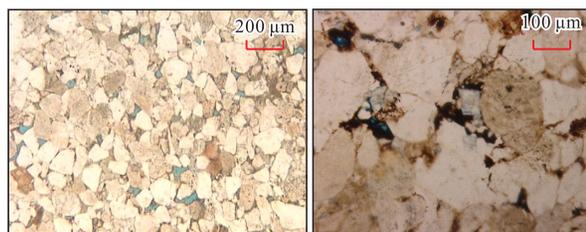
作用。从颗粒的接触关系(图2)来看,主要为点-线接触,甚至凹凸接触,部分储层存在点接触,这类储层一般刚性颗粒含量较高,泥质含量低,经历了大规模的溶蚀作用。根据研究区强超压的特征^[21-22]判断,点接触储层的弱压实作用主要与超压有关。从整体的埋深来看,储层为超深层储层,强压实作用是导致低孔-低渗透的一个重要因素。

2.2 胶结作用

永进油田上侏罗统齐古组胶结类型以接触式胶结和基底式胶结为主,其胶结物成分主要为碳酸盐、少量硅质及自生黏土矿物。

碳酸盐胶结作用 碳酸盐胶结作用普遍发育且非均质性较强,碳酸盐含量为1%~25%,其中方解石含量平均约为4.8%,白云石含量平均约为3.6%。方解石主要以连晶胶结的形式充填在粒间孔隙内(图3a),交代部分为长石和岩屑颗粒。

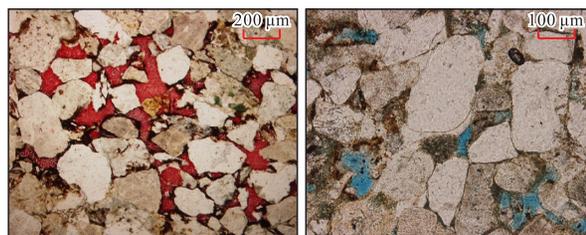
硅质胶结作用 硅质胶结作用较为发育,硅质含量平均约为3.5%,主要来源于压溶作用和溶蚀作用。较早期的硅质胶结作用多来源于压溶作用,以石英次生加大的形式围绕颗粒边缘,其厚度较薄,使颗粒呈自形晶状(图3b);晚期的硅质胶结作用多来源于溶蚀作用,长石及岩屑的溶蚀生成少量石英,此成因的石英多与高岭石相伴生。总体上,研究区储层由于原始沉积物组分中塑性矿物含量相对较高,早期的快速埋深对储层原始孔隙破坏较



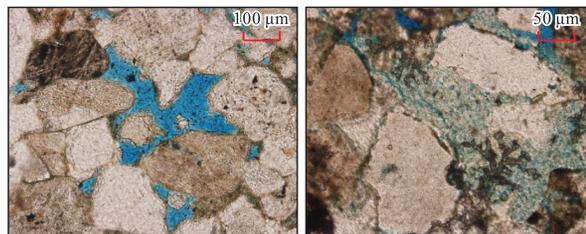
a—永7井, 6 095 m, 点-线接触 b—永6井, 6 031.27 m, 凹凸接触

图2 永进油田上侏罗统齐古组压实作用特征

Fig.2 Characteristics of compaction in Upper Jurassic Qigu Formation in Yongjin Oilfield



a—永6井, 6 048.59 m, 方解石连晶胶结 b—永1井, 5 877.8 m, 石英次生加大



c—永1井, 5 877.8 m, 绿泥石包壳 d—永1井, 5 876 m, 自生高岭石充填粒间溶孔

图3 永进油田上侏罗统齐古组胶结作用特征

Fig.3 Characteristics of cementation in Upper Jurassic Qigu Formation in Yongjin Oilfield

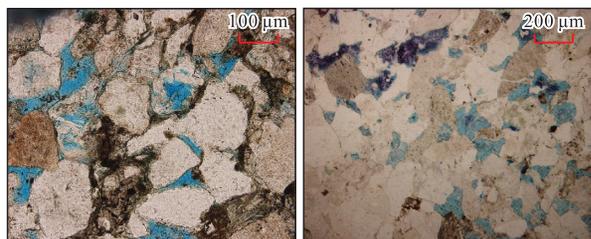
大,同时塑性矿物堵塞孔喉,地层水流通性变差,胶结物含量相对较低。因此,压实作用相较于胶结作用,对储层的破坏作用更强。

自生黏土矿物胶结作用 储层中自生黏土矿物胶结作用主要有绿泥石、自生高岭石、伊利石、伊/蒙混层胶结作用。绿泥石胶结作用以颗粒包膜及孔隙衬里的形式包裹石英颗粒(图3c),绿泥石晶体垂直颗粒表面生长,有效地分隔了碎屑颗粒与孔隙水,并使颗粒表面没有足够的可供石英生长的空间,进而阻止石英的自生加大,只有在自生绿泥石膜较薄或不连续处发育自生石英,也有学者认为自生绿泥石晶体微环境中维持碱性环境,不利于自生石英的沉淀。一般而言,绿泥石含量增加会增强储层的抗压实能力,但当绿泥石含量较高,充填粒间孔后,又会堵塞喉道,导致喉道变小,渗透率降低。研究区储层中绿泥石主要以包壳形式存在,对储层起到了保护作用。自生高岭石多呈淡黄色,充填在粒间溶孔或长石粒内溶孔中(图3d),自生高岭石的形成主要与溶蚀作用有关。由于自生高岭石颗粒相对较软,不能有效支撑岩石骨架,且其颗粒易堵塞喉道,故其形成的晶间微孔不能有效提高储层物性。

2.3 溶蚀与交代作用

研究证实,早期地层中的酸性流体对易溶矿物产生了较强的溶蚀,加之煤系地层演化过程中生成大量有机酸,长石、岩屑、方解石及少量石英等均受到不同程度的溶蚀。通过镜下分析可知,由于长石沿着聚片双晶解理面发生溶蚀(图4a),少数情况下可形成铸模孔,并被后期方解石胶结物充填,这也是长石含量相对偏低的原因。溶蚀作用形成的粒内溶孔往往由于连通性较差,对储层影响不大,而粒间溶孔多为剩余粒间孔的溶蚀扩大孔,具有较大的孔喉半径,连通性较好,很大程度上改善了储层物性。

除了长石和岩屑的溶蚀,也发育白云石胶结物



a—永1井, 5 882 m, 长石和岩屑溶蚀作用

b—永6井, 6 071.51 m, 白云石胶结物溶蚀作用

图4 永进油田上侏罗统齐古组溶蚀作用特征

Fig.4 Characteristics of dissolution in Upper Jurassic Qigu Formation in Yongjin Oilfield

溶蚀作用(图4b)。在薄片中可以观察到成岩作用中晚期充填在孔隙内形成的粒状白云石胶结物被溶蚀。相比于白云石,方解石的溶蚀更容易,但研究区储层中方解石呈连晶胶结状,主要发育在成岩作用早期,胶结后储层内部流体活性极差,导致方解石的溶蚀不发育,而白云石是在储层被有机酸溶蚀作用后在碱性环境下形成的,随着成岩环境发生改变再次被酸性流体溶蚀。

3 成岩相类型及测井识别

3.1 成岩相类型

考虑压实作用和胶结作用对储层的减孔效应以及溶蚀作用对储层的增孔作用,将永进油田侏罗系超深层储层划分为5种成岩相类型,不同类型成岩相的储层物性具有明显差异。

强溶蚀+绿泥石包壳成岩相(I类) 砂体厚度较大,砂岩中绿泥石以孔隙衬边(包壳)的形式胶结,这种黏土包壳有一定的韧性,能够抵制砂岩的早期快速压实(图5a—5b),阻隔孔隙流体与颗粒的接触,抑制石英次生加大。由于早期绿泥石包壳保存了大量的孔隙,后期成岩流体活性性强,溶蚀作用较强,进一步提高了储层物性。孔隙类型主要为残余粒间孔以及溶蚀孔,喉道主要为缩颈型和片状喉道,具有较高的孔隙度和渗透率(图6)。

中等溶蚀+自生高岭石成岩相(II类) 砂岩中原生杂基含量较低,以长石溶蚀或蚀变形形成的高岭石为主,其次为伊利石胶结(图5c)。机械压实和压溶作用增强,原生粒间孔损失增大。次生的晶间孔和溶蚀孔发育程度增加,粒间溶孔与粒内溶孔发育。由于长石或岩屑溶解或蚀变后形成的高岭石以及伊利石堵塞孔喉,形成大量孔隙充填式的高岭石和伊利石。孔隙类型主要为溶蚀孔及晶间孔,喉道主要为片状和管束状喉道,孔隙度和渗透率较I类成岩相低。

中等钙质胶结溶蚀成岩相(III类) 主要分布于次级分流河道的中部,砂体厚度中等-薄,泥质含量为3%~6%,岩心单期旋回较薄,自然伽马(GR)曲线表现为齿化的特征。受强非均质性的影响,钙质胶结在垂向上受控于薄岩性或物性夹层,导致河道中部早期存在大量钙质胶结,物性变差。后期白云石形成阶段,钙离子发生再次沉淀,物性进一步变差。受到溶蚀作用的影响,白云石胶结物被溶蚀形成孔隙空间(图5d),由于物性较差,油气充注程度

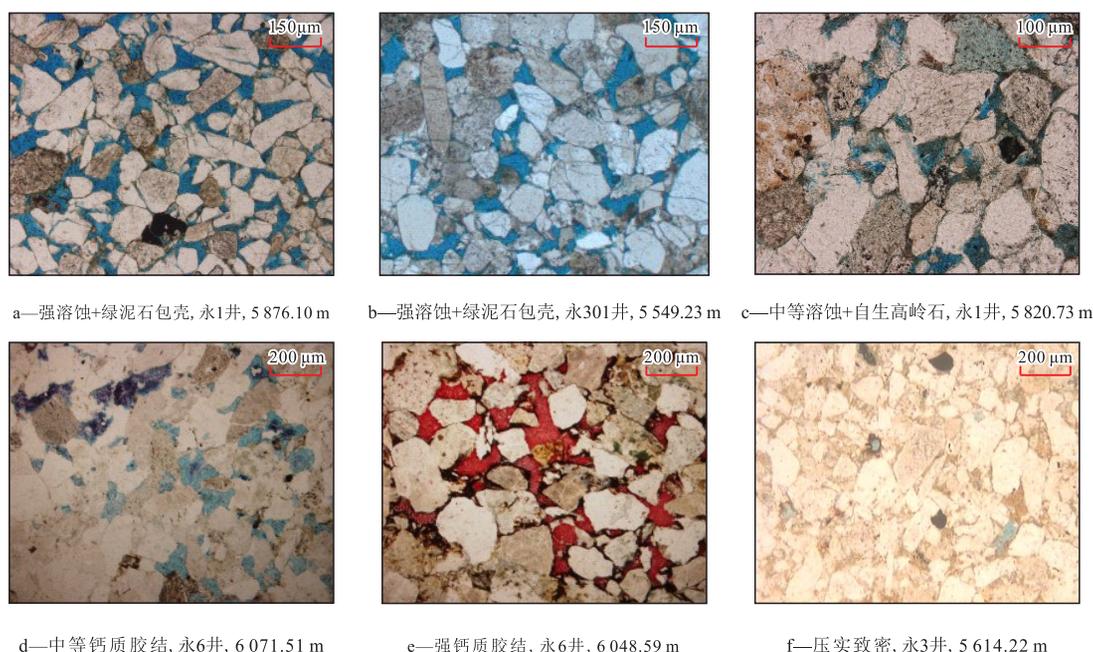


图5 永进油田侏罗系储层成岩相类型

Fig.5 Diagenetic facies types of Jurassic reservoirs in Yongjin Oilfield

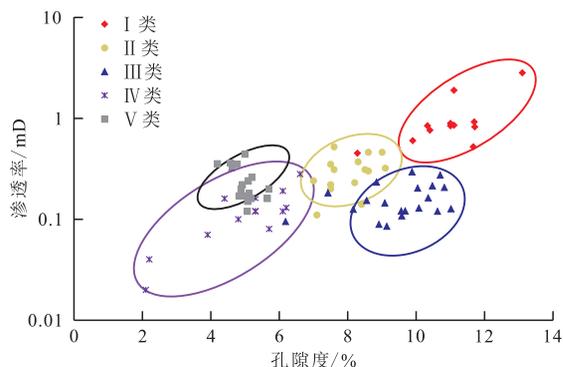


图6 永进油田侏罗系不同类型成岩相的储层物性分布特征
Fig.6 Distribution characteristics of reservoir properties of different types of diagenetic facies in Jurassic reservoirs in Yongjin Oilfield

低,虽然具有较好的孔隙度,但由于孔隙结构复杂,喉道较小,导致渗透率较低。

强钙质胶结成岩相(IV类)分布相对较广,储层厚度一般较薄(最厚不超过2 m)。砂岩中方解石胶结物呈连晶状分布于粒间孔、溶蚀孔,或交代黏土杂基分布,方解石胶结物中铁白云石重结晶(图5e)。铁方解石或铁白云石主要在晚期成岩作用阶段大量沉淀,与早白垩世晚期整体抬升、温压下降有关,使钙质胶结物几乎完全充填孔隙。孔隙类型为少量残余粒间孔以及晶间孔,喉道为极窄片状或管束状喉道,孔隙度和渗透率低。

压实致密成岩相(V类)泥质含量与塑性颗粒含量均较高,导致在早期成岩作用阶段被压实,后期成岩流体难以进入,因此仅发育少量早期成

岩作用阶段发育的硅质及钙质胶结。孔隙类型主要为粒内孔及晶间孔,喉道主要为管束状,物性极差。

3.2 成岩相测井识别

通过分析不同类型成岩相与电性参数的相关关系,可以帮助开展成岩相的垂向识别^[23]。从不同类型成岩相的声波时差(*AC*)和*GR*交会(图7a)可以看出, I, II, IV类成岩相总体具有相对较低的*GR*值,一般小于70 API;而III, V类成岩相*GR*值相对来说较高,一般大于70 API,反映具有相对较高的泥质含量。 I, II类成岩相*AC*值整体较高,均高于210 $\mu\text{s/m}$,而其他类型成岩相*AC*值相差不大,整体低于210 $\mu\text{s/m}$ 。从密度测井(*DEN*)和*AC*交会(图7b)可以看出, III类和IV类成岩相的*DEN*值相对较高,均大于2.4 g/cm^3 ,最高值均来自这两类成岩相,其次为V类成岩相, I, II类成岩相的*DEN*值最低,与*AC*具有较好的一致性。*DEN*和中子测井(*CNL*)交会(图7c)显示,*CNL*用于区分不同类型成岩相的效果较差,整体 I, II类成岩相的*CNL*值较高,其他类型成岩相的*CNL*值相似。深侧向测井(*LLD*)和*AC*的交会(图7d)显示,较致密的成岩相类型*LLD*值增大,但对不同类型成岩相的区分性较差。从不同类型成岩相与常规测井的关系来看,综合*GR*,*AC*和*DEN*能够在一定程度上区分5种成岩相类型,但III类和V类成岩相区分难度较大,因此需要利用其他参数开展成岩相的解释。

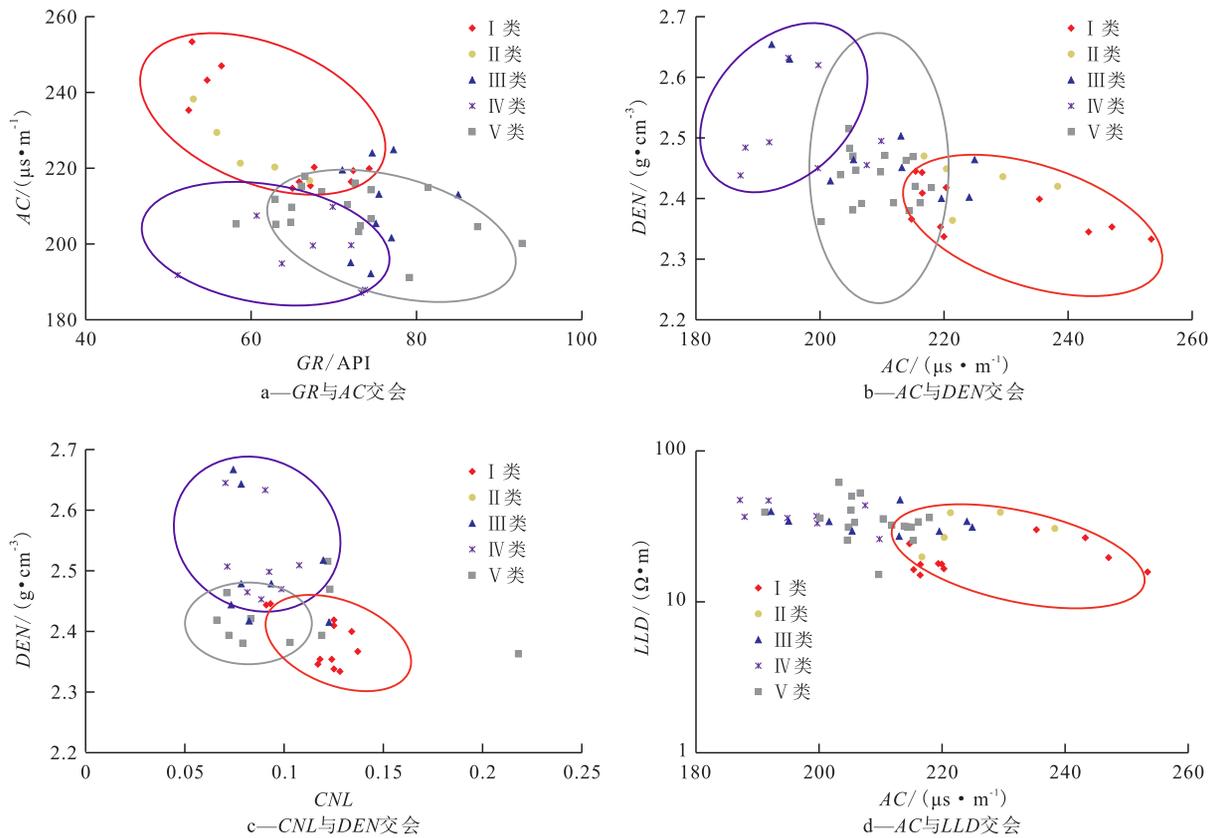


图7 成岩相类型常规测井识别

Fig.7 Identification of diagenetic facies types by conventional well logging

4 成岩相与储层脆性参数关系

成岩相控制着储层甜点的发育特征,不同类型的成岩相,其岩石组构、岩石力学性质以及后期的工程改造难度各不相同。因此本文在横波预测的基础上,利用测井曲线计算了储层的杨氏模量、泊松比、体积模量和剪切模量,对这些储层脆性参数进行分析,从而对成岩相类型进行进一步识别。由图8可见, I 和 II 类成岩相具有较低的杨氏模量、体积模量和剪切模量, III—V 类成岩相杨氏模量较大。利用泊松比区分所有不同类型成岩相较困难,但根据 V 类成岩相的泊松比大于 III 类成岩相,认为泊松比可作为区分成岩相的辅助依据,因此综合利用物性和电性特征可区分不同的成岩相类型,综合识别标准见表 1。

5 成岩相分布规律

5.1 垂向分布规律

根据成岩相识别标准,利用测井资料开展超深层储层单井成岩相划分。从成岩相垂向分布特征来看,钙质胶结和压实作用是最重要的减孔机制,

溶蚀作用是最重要的增孔机制,3种机制的发育均与沉积相有密切的关系(图9)。I, II 类成岩相是油层发育的主要部位,主要分布于分流河道的主体部位。III 类成岩相主要分布于砂体厚度较小的分流河道中部,储层中钙质胶结在距离煤层较近的位置大量溶蚀。IV 类成岩相主要分布于多期分流河道叠加部位、分流河道砂体的顶部和底部。一般称为“顶钙”和“底钙”^[20]。单个砂体内部,如果存在泥质或物性隔挡层,也会在界面部位发育钙质胶结。V 类成岩相一般发育在分流河道的侧缘或分流河道末梢砂体较薄部位。生产数据分析表明成岩相与单井产能具有明显的相关性。例如,永 1 井齐古组砂体 I, II 类成岩相发育,该井日产油量为 63.61 t/d,日产气量为 1.05×10^4 m³/d;永 6 井齐古组砂体主要发育 III, IV 类成岩相,与永 1 井相比,该井产能明显降低,日产油量为 0.11 t/d,日产气量为 $0.009 3 \times 10^4$ m³/d。

5.2 平面分布特征

成岩相类型决定了储层品质,在单井成岩相划分基础上,利用三维地震资料开展平面分布特征预测,对于甜点油层的分布研究具有重要意义。根据不同类型成岩相与三维地震资料纵波阻抗的关系分析, I 类成岩相纵波阻抗一般为 8 500~11 000

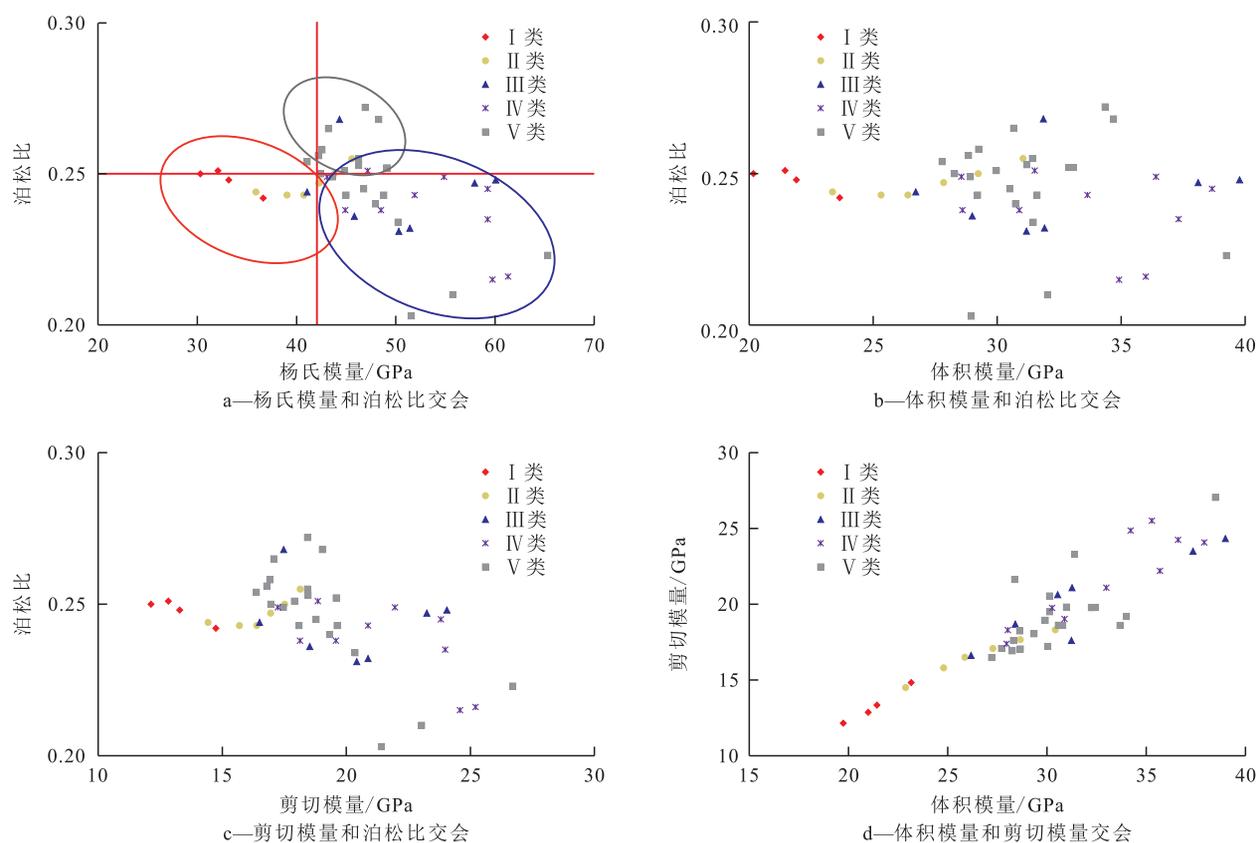


图8 成岩相与储层脆性参数分析

Fig.8 Analysis of diagenetic facies and reservoir brittleness parameters

表1 不同类型成岩相的综合识别标准

Table 1 Comprehensive identification criteria for different types of diagenetic facies

成岩相 类型	物 性			电 性					
	孔隙度/ %	渗透率/ mD	GR/ API	AC/ ($\mu\text{s}\cdot\text{m}^{-1}$)	DEN/ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	CNL/ %	LLD/ ($\Omega\cdot\text{m}$)	杨氏模量/ GPa	泊松比
I	>10	>0.5	<65	>230	<2.4	>0.12	10 ~ 30	<35	<0.25
II	8 ~ 10	0.3 ~ 0.5	60 ~ 70	215 ~ 230	2.35 ~ 2.45	>0.1	20 ~ 30	35 ~ 45	<0.25
III	6 ~ 12	0.1 ~ 0.3	65 ~ 75	200 ~ 215	2.4 ~ 2.5	<0.1	>25	>40	<0.25
IV	<6	0.1 ~ 0.3	65 ~ 76	<200	>2.45	<0.1	>25	>40	<0.25
V	<6	<0.15	>70	195 ~ 210	>2.4	<0.1	>25	>40	>0.25

$\text{g}/\text{cm}^3\cdot\text{m}/\text{s}$, 峰值约为 $10\ 000\ \text{g}/\text{cm}^3\cdot\text{m}/\text{s}$; II类成岩相纵波阻抗一般为 $10\ 000\sim 12\ 000\ \text{g}/\text{cm}^3\cdot\text{m}/\text{s}$, 峰值约为 $11\ 000\ \text{g}/\text{cm}^3\cdot\text{m}/\text{s}$; III—V类成岩相纵波阻抗一般大于 $11\ 500\ \text{g}/\text{cm}^3\cdot\text{m}/\text{s}$, 且峰值相似; 泥岩纵波阻抗分布范围较广, 主要为 $10\ 000\sim 13\ 500\ \text{g}/\text{cm}^3\cdot\text{m}/\text{s}$, 与砂岩难以有效区分。综上所述, 可以通过纵波阻抗的数值分布特征预测优势成岩相 (I, II类) 的平面分布特征。

利用测井曲线和三维地震资料开展叠后稀疏脉冲反演, 得到纵波阻抗的反演数据体。利用反演数据体, 可以根据目的层时窗提取侏罗系纵波阻抗的平面和剖面分布特征 (图 10, 图 11)。利用过井纵波阻抗预测剖面与实际钻井成岩相垂向分布特征

进行对比分析, 可以发现不同类型成岩相与纵波阻抗具有对应关系。由图 11 可知, 永 1 井钻遇 I 类成岩相, 目的层中部纵波阻抗值较低 ($10\ 000\sim 11\ 000\ \text{g}/\text{cm}^3\cdot\text{m}/\text{s}$); 永 6 井钻遇 III—V 类成岩相, 目的层纵波阻抗值较高 (大于 $11\ 500\ \text{g}/\text{cm}^3\cdot\text{m}/\text{s}$)。平面图上也可以看到这种差异, 永 1 井附近发育低纵波阻抗 (小于 $11\ 000\ \text{g}/\text{cm}^3\cdot\text{m}/\text{s}$) 区域 (图 10)。因此, 在井间地区可以根据不同纵波阻抗值与成岩相类型的对应关系预测成岩相分布。根据纵波阻抗较低区域圈定了 I 类成岩相发育区, 主要位于研究区东北部 Y301—Y302 井区和西北部 Y1 井区, 呈局部连片分布。由于储层成岩相与单井产能具有明显的相关性, 高产井 Y1 井分布在 I 类成岩相分布范围内 (图

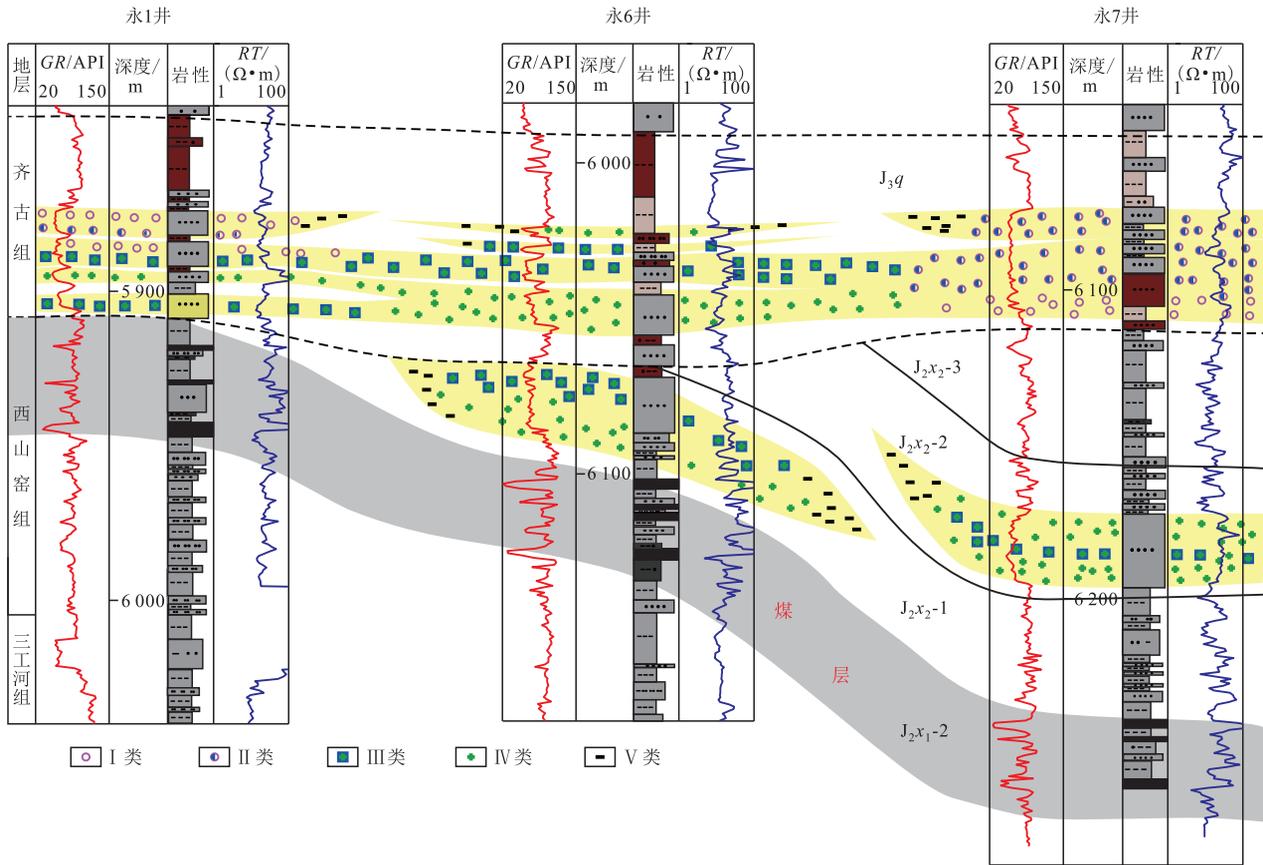


图9 永进油田侏罗系超深层储层成岩相剖面分布

Fig.9 Distribution of diagenetic facies profile of Jurassic ultra-deep reservoir in Yongjin Oilfield

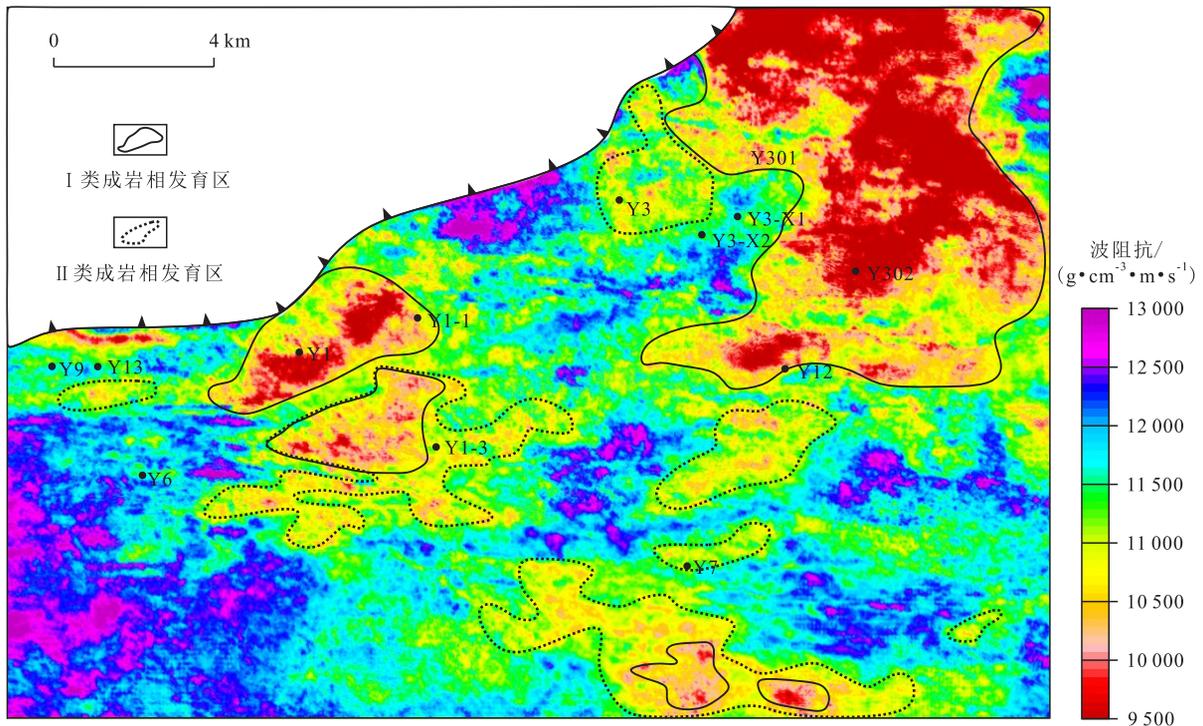


图10 永进油田齐古组纵波阻抗平面分布及优势成岩相分布预测

Fig.10 Prediction of P-wave impedance plane distribution and dominant diagenetic facies distribution of Qigu Formation in Yongjin Oilfield

10),这也从一定程度佐证了预测结果的准确度。因此,从过井纵波阻抗剖面分析验证来看,利用纵

波阻抗开展成岩相平面分布特征预测结果对于地质甜点的分布预测具有指导意义。

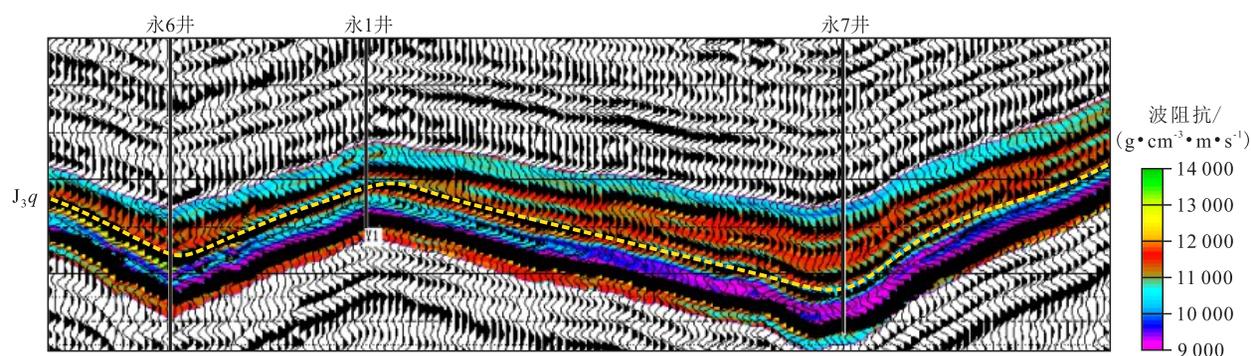


图11 永进油田侏罗系齐古组过井纵波阻抗预测剖面

Fig.11 P-wave impedance prediction profile of Jurassic Qigu Formation in Yongjin Oilfield

6 结论

根据准噶尔盆地永进油田侏罗系超深层储层成岩作用研究,考虑胶结作用和压实作用对储层的减孔效应以及溶蚀作用对储层的增孔作用,将储层划分为强溶蚀+绿泥石包壳(I类)、中等溶蚀+自生高岭石(II类)、中等钙质胶结溶蚀(III类)、强钙质胶结(IV类)及压实致密(V类)等5种成岩相。永进油田侏罗系I,II类成岩相物性较好,位于主干分流河道砂体内部,是油层发育的主要部位;III类成岩相主要分布于次级分流河道的中部,砂体厚度相比于主干分流河道较小;IV类成岩相主要分布于多期水下分流河道叠加部位、水下分流河道砂体的顶部和底部;V类成岩相一般发育在分流河道的侧缘砂体较薄部位。

在不同类型成岩相与电性参数相关关系分析的基础上,引入杨氏模量、泊松比等岩石力学参数对成岩相类型进行综合识别,在单井上确定了成岩相发育特征。基于成岩相与地震纵波阻抗的对应关系分析,利用三维地震纵波阻抗反演开展成岩相平面分布预测。I类优势成岩相主要分布在研究区东北部Y301—Y302井区和西北部Y1井区,呈局部连片分布。以地球物理方法为纽带实现井间储层成岩相识别预测,可以为超深层地质甜点的分布预测提供重要理论依据。

参考文献

- [1] 孙焕泉,周德华,赵培荣,等.中国石化地质工程一体化发展方向[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):269-280.
SUN Huanquan, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Geology-engineering integration development direction of Sinopec [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 269-280.
- [2] 李剑,余源琦,高阳,等.中国陆上深层—超深层天然气勘探领域及潜力[J].中国石油勘探,2019,24(4):403-417.

域及潜力[J].中国石油勘探,2019,24(4):403-417.

LI Jian, SHE Yuanqi, GAO Yang, et al. Onshore deep and ultra-deep natural gas exploration fields and potentials in China [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 403-417.

- [3] 李进,王学军,周凯,等.海陆过渡相超深层页岩储层特征——以川东北普光气田Y4井上二叠统龙潭组下段为例[J].石油实验地质,2022,44(1):71-84.

LI Jin, WANG Xuejun, ZHOU Kai, et al. Characteristics of ultra-deep shale reservoir of marine-continental transitional facies: a case study of lower member of Upper Permian Longtan Formation in well Y4, Puguang Gas Field, northeastern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(1): 71-84.

- [4] 钟大康,朱筱敏,王红军.中国深层优质碎屑岩储层特征与形成机理分析[J].中国科学: D辑 地球科学,2008,38(S1):11-18.

ZHONG Dakang, ZHU Xiaomin, WANG Hongjun. Characteristics and formation mechanism analysis of deep quality clastic rock reservoirs in China [J]. Science in China: Series D Earth Science, 2008, 38(S1): 11-18.

- [5] 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.

- [6] 张振宇,张立宽,罗晓容,等.准噶尔盆地中部地区深层西山窑组砂岩成岩作用及其对储层质量评价的启示[J].天然气地球科学,2019,30(5):686-700.

ZHANG Zhenyu, ZHANG Likuan, LUO Xiaorong, et al. Diagenesis of sandstone and its implications for reservoir quality evaluation in the deep Xishanyao Formation in the central Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(5): 686-700.

- [7] 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.

- [8] 赖锦,王贵文,王书南,等.碎屑岩储层成岩相研究现状及进展[J].地球科学进展,2013,28(1):39-50.

LAI Jin, WANG Guiwen, WANG Shunan, et al. Research status and advances in the diagenetic facies of clastic reservoirs

- [J]. *Advances in Earth Science*, 2013, 28(1): 39-50.
- [9] 杨丽, 彭志春, 刘薇, 等. 文昌X油田珠海组低渗储层成岩作用与孔隙演化[J]. *断块油气田*, 2022, 29(5): 641-646, 658.
YANG Li, PENG Zhichun, LIU Wei, et al. Diagenesis and pore evolution of low permeability reservoir in Zhuhai Formation of Wenchang X oil field [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(5): 641-646, 658.
- [10] 刘洪平, 骆杨, 赵彦超, 等. 致密砂岩气层中成岩相对岩电特征的影响[J]. *地球科学*, 2017, 42(4): 652-660.
LIU Hongping, LUO Yang, ZHAO Yanchao, et al. Effects of diagenetic facies on rock electrical properties in tight gas sandstones [J]. *Earth Science*, 2017, 42(4): 652-660.
- [11] 胡海燕, 李平平, 王国建. 准噶尔永进地区深层次生孔隙带发育机理[J]. *地质科技情报*, 2008, 27(3): 21-25.
HU Haiyan, LI Pingping, WANG Guojian. Mechanism of secondary porosity development of Xishanyao Formation (J_2x) in Yongjin Block, Junggar Basin [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2008, 27(3): 21-25.
- [12] 史建南, 邹华耀, 李平平, 等. 准噶尔盆地永进地区油气成藏主控因素分析[J]. *中国矿业大学学报*, 2009, 38(3): 384-389.
SHI Jiannan, ZOU Huayao, LI Pingping, et al. Analysis of main controlling factors for hydrocarbon accumulation in Yongjin Region of Junggar Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2009, 38(3): 384-389.
- [13] 侯海海, 李强强, 梁国栋, 等. 准噶尔盆地南缘西山窑组与八道湾组煤层气成藏富集条件对比研究[J]. *非常规油气*, 2022, 9(1): 18-24.
HOU Haihai, LI Qiangqiang, LIANG Guodong, et al. Comparative study of CBM accumulation conditions between the Xishanyao Formation and the Badaowan Formation in the southern Junggar Basin [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(1): 18-24.
- [14] 刘得光, 王屿涛, 杨海波, 等. 准噶尔盆地阜康凹陷及周缘凸起区的原油成因与分布[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(1): 94-107.
LIU Deguang, WANG Yutao, YANG Haibo, et al. Genesis types and distribution of crude oil in Fukang Sag and its peripheral bulges, Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(1): 94-107.
- [15] 董臣强. 准噶尔盆地永进油田西山窑组储层形成机理研究[J]. *新疆地质*, 2014, 32(1): 92-95.
DONG Chenqiang. The formation mechanism of reservoir from Xishanyao Formation in Yongjin Oilfield, Tarim Basin [J]. *Xinjiang Geology*, 2014, 32(1): 92-95.
- [16] 梁舒艺, 洪扬, 崔立杰. 盆腹区张扭断裂带与盆缘造山带成因关系及油气成藏控制——以准噶尔盆地盆1井西凹陷东环带侏罗系为例[J]. *断块油气田*, 2021, 28(6): 805-809, 822.
LIANG Shuyi, HONG Yang, CUI Lijie. Genetic relationship between transtensional fault zones in the hinterland of the basin and orogenic belts in the margin of the basin and its control on hydrocarbon accumulation: a case study of Jurassic in the east belt around Pen-1 well west sag, Junggar Basin [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(6): 805-809, 822.
- [17] 刘可, 高崇龙, 王剑, 等. 准噶尔盆地南缘东段侏罗系头屯河组储层特征及物性控制因素[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(4): 579-592.
LIU Ke, GAO Chonglong, WANG Jian, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of physical properties of Jurassic Toutunhe Formation in the eastern segment of the southern margin of Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(4): 579-592.
- [18] 何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(5): 845-861.
HE Dengfa, ZHANG Lei, WU Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin [J]. *Oil and Gas Geology*, 2018, 39(5): 845-861.
- [19] 韩杨, 蒋文龙, 杨海波, 等. 准噶尔盆地南缘中段侏罗系烃源岩热演化史及其对天然气成藏的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2022, 29(5): 49-57.
HAN Yang, JIANG Wenlong, YANG Haibo, et al. Thermal evolution and natural gas accumulation of Jurassic source rocks in middle of southern margin of Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(5): 49-57.
- [20] 杨智. 准噶尔盆地腹部超压顶面附近油气成藏研究[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2009.
YANG Zhi. Hydrocarbon accumulation mechanisms near the top overpressured surface in Central Junggar Basin, Northwest China [D]. Wuhan: China University of Geosciences (Wuhan), 2009.
- [21] 胡海燕, 王国建. 准噶尔盆地中部超压形成机理及其成藏意义[J]. *石油天然气学报*, 2009, 31(1): 6-10.
HU Haiyan, WANG Guojian. Mechanism of super-pressure and its implication of hydrocarbon accumulation in the center of Junggar Basin [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2009, 31(1): 6-10.
- [22] 王金铎, 曾治平, 官亚军, 等. 深部超压储层发育机制及控制因素——以准噶尔盆地永进油田为例[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(3): 13-19.
WANG Jinduo, ZENG Zhiping, GONG Yajun, et al. Development mechanism and controlling factors of deep overpressured reservoir: A case study of Yongjin Oilfield in Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(3): 13-19.
- [23] LIU Hongping, ZHAO Yanchao, LUO Yang, et al. Origin of the reservoir quality difference between Chang 8 and Chang 9 Member sandstones in the Honghe Oil Field of the Southern Ordos Basin, China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 185: 1-16.