

林敕若, 操应长, 蒯克来, 等. 阜康凹陷东部斜坡带二叠系储层特征及控制因素. 吉林大学学报(地球科学版), 2018, 48(4): 991-1007. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20170086.

Lin Miruo, Cao Yingchang, Xi Kelai, et al. Characteristics and Controlling Factors of Permian Reservoirs in Eastern Slope of Fukang Sag. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2018, 48(4): 991-1007. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20170086.

阜康凹陷东部斜坡带二叠系储层特征及控制因素

林敕若¹, 操应长¹, 蒯克来¹, 王 健¹, 陈 洪², 吴俊军²

1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580

2. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000

摘要:运用岩心观察、铸体薄片鉴定、扫描电镜分析、物性测试、压汞分析等实验方法,以阜康凹陷东部斜坡带二叠系梧桐沟组储集层为研究对象,探讨其储层特征及控制因素,并对储层进行分类评价。研究表明:梧桐沟组储层以岩屑砂岩及长石岩屑砂岩为主,粒度较细,分选磨圆较差,成分与结构成熟度低;储层原生孔隙发育,具有一定的次生溶孔及微裂缝,发育微米级孔喉,物性较好,属于中孔中低渗储层;通过研究区成岩作用类型及强度的定量分析,共识别出 8 种成岩相类型。研究区储层物性及孔喉结构主要受岩相及成岩相控制,共划分出 29 种岩相成岩相组合,结合油田实际产能,将研究区储层划分为四类,从一类到四类,储层物性、孔喉结构及产油情况逐渐变差。

关键词:阜康凹陷;梧桐沟组;储集物性;孔隙结构;成岩作用;控制因素

doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20170086

中图分类号:P618.13

文献标志码:A

Characteristics and Controlling Factors of Permian Reservoirs in Eastern Slope of Fukang Sag

Lin Miruo¹, Cao Yingchang¹, Xi Kelai¹, Wang Jian¹, Chen Hong², Wu Junjun²

1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, Shandong, China

2. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay 834000, Xinjiang, China

Abstract: The study area is located in the eastern slope of Fukang sag, Junggar basin, where the

收稿日期:2017-11-05

作者简介:林敕若(1994—),男,硕士研究生,主要从事油气储层地质学方面的科研工作,E-mail:upc_linmiruo@163.com

通信作者:操应长(1969—),男,教授,博士生导师,主要从事沉积学、层序地层学及油气储层地质学的教学与科研工作,E-mail:cyc8391680@163.com

基金项目:国家自然科学基金项目(41402095);博士后创新人才支持计划(BX201600154);中央高校资助创新计划项目(16CX02027A)

Supported by National Natural Science Foundation of China (41402095), Program for Postdoctoral Excellent Talents in University (BX201600154) and Central University Funded Innovation Project (16CX02027A)

Permian reservoirs have a good exploration prospect. Through the approaches of cores observation, casting thin section identification, SEM and mercury intrusion analyses, we discussed the characteristics and controlling factors of the Permian reservoirs in the eastern slope of Fukang sag, and then conducted the reservoir evaluation and classification. The results show that, compared to the sedimentary and metamorphic rock debris, volcanic rock debris are the majority in Wutonggou Formation. The particle size is fine with poor sorting and grinding and low composition and structure maturity. Primary pores are the mainly reservoir spaces, the certain amounts of secondary dissolution pores and microfractures can also provide some spaces for hydrocarbon accumulation. The reservoir properties are dominated by moderate porosity and moderate-low permeability. Subsequently, we could recognize four types of diagenesis: compaction, dissolution, cementation and replacement in the research area. Eight types of diagenetic facies were identified through the quantitative analysis on diagenesis. The reservoir properties and pore throat structures in the research area are controlled by lithofacies and diagenetic facies, which were classified into 29 types. Based on the above analyses and combining with the actual oilfield production capacity, we divided the reservoirs into 4 types. From type 1 to type 4, the reservoir properties, pore throat structure and oil production capacity become worse and worse.

Key words: Fukang sag; Wutonggou Formation; reservoir physical properties; pore structure; diagenesis; controlling factor

0 引言

准噶尔盆地是我国西部大型的含油气盆地,其中准东探区经过 10 多年的勘探,已探明储量达 2 亿多 t。其沉积构造的多旋回性造就了多套生、储、盖组合,具有良好的油气勘探前景^[1]。前人^[2-7]对阜康凹陷东部斜坡带二叠系地层的沉积和油气运移成藏方面的研究较多,对其沉积特征及油气运移聚集规律取得了一定的认识。其中包括,物源及水动力条件的差异性导致二叠系梧桐沟组地层发育浊积扇、扇三角洲、辫状河三角洲、河流等多种沉积体^[2-4, 8-11],沉积作用的多样性导致后期梧桐沟组储层发育的复杂性,以及下伏平地泉组生成的油气多沿着断裂运移至梧桐沟组聚集成藏^[5-6, 12];但同时也出现了经历相同构造演化的同一套砂体中邻近井位含油性差异较大的现象(如与获工业油流的北 83 井邻近的北 22 井产油量低、与北 81 井邻近的北 13 井产油量也相对较低)^[13-14],其含油的差异性较大程度上受到储层发育复杂性的制约。前人对研究区梧桐沟组储层方面的研究较少,其储层特征及控制因素尚不明确^[11, 14-16],这直接导致油气的成藏与分布认识不清,较大地制约了勘探进程^[2, 17]。本文以阜康凹陷东部斜坡带二叠系梧桐沟组储层为研究对象,探讨梧桐沟组储层特征及控制因素,以期为有利储层的分布与预测提供依据,为进一步的油气勘探提

供指导。

1 区域地质概况

准噶尔盆地东部隆起区位于克拉美丽山与博格达山之间,受海西运动以来多期构造挤压改造,平面上呈现棋盘状的构造格局^[6]。阜康凹陷属于准噶尔盆地东部隆起区的次级凹陷构造单元^[18],东部斜坡带位于阜康凹陷东部,发育于准噶尔盆地东部隆起区上,区域分布宽度为 20~40 km,面积约为 1 400 km²,具有前寒武系结晶基底和寒武系—石炭系褶皱基底的双层基底结构^[19]。研究区位于阜康凹陷东部斜坡带,晚二叠世沉积时期研究区局部地区上隆,下伏平地泉组顶部被夷平和部分剥蚀,凹陷中心继续沉降,在山前及断崖处沉积了梧桐沟组(P₃wt),为研究区重要产油层^[1, 8, 20]。按构造单元将研究区由南向北划分为北三台凸起、沙丘凸起以及沙奇凸起 3 个构造单元(图 1)。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

通过对阜康凹陷东部斜坡带二叠系梧桐沟组储层 60 余口钻井的岩心观察及薄片鉴定得出:研究区石英与长石的体积分数较少,石英体积分数为 2.1%~19.5%,平均为 9.7%,长石体积分数为 1.4%~18.2%,平均为 9.9%;岩屑的体积分数较

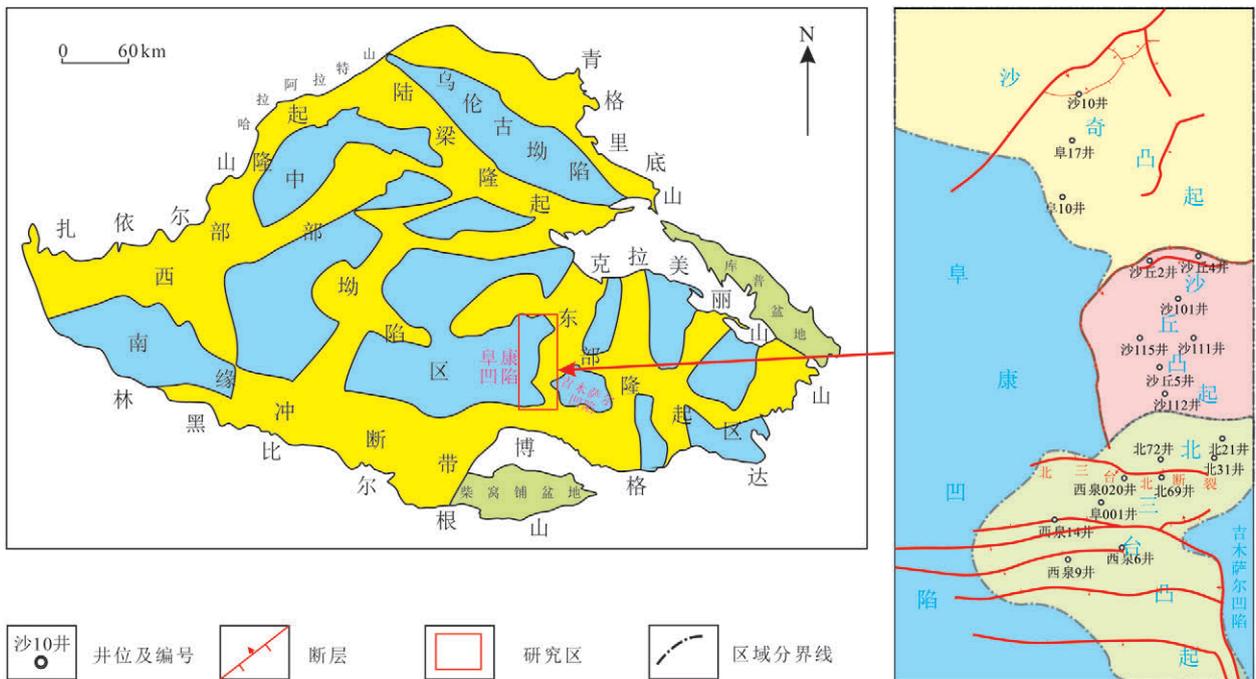


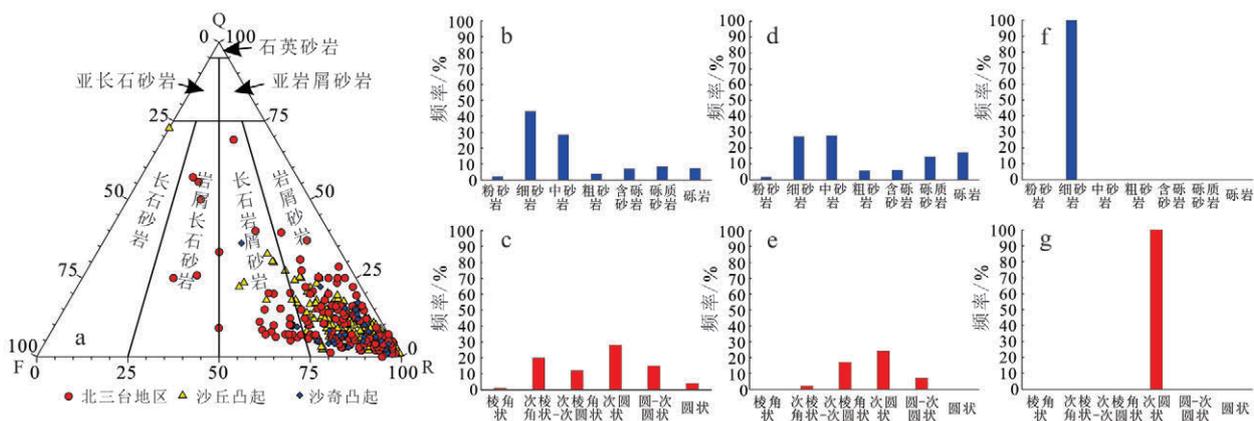
图 1 研究区构造单元划分
 Fig.1 Distribution of tectonic unit in the study area

多,为70.2%~89.8%,平均为 79.8%,其中火山岩岩屑体积分数最高,其次为沉积岩岩屑,变质岩岩屑体积分数最低。研究区整体上发育岩屑砂岩以及长石岩屑砂岩(图 2a)。研究区刚性岩屑包括石英、长石、硅质岩、石英岩和花岗岩等;半塑性/塑性岩屑包括喷出岩岩屑、火山碎屑岩岩屑及泥岩岩屑、干枚岩岩屑、片岩岩屑等^[21]。其中:1)北三台地区刚性岩屑平均体积分数为 30.1%,半塑性/塑性岩屑平均体积分数为 69.9%。颗粒平均粒径集中分布于 0.11~0.24 mm,主要发育细砂岩及中砂岩,同样发育一定量的含砾砂岩、砾质砂岩及砾岩,颗粒多呈现次棱角状-次圆状,分选较差(图 2b,c)。2)沙丘凸起刚性岩屑平均体积分数为 41.6%,半塑性/塑性岩屑平均体积分数为 58.4%,岩屑平均粒径集中分布于 0.10~0.24 mm,主要发育细砂岩与中砂岩,同样发育含砾砂岩、砾质砂岩及砾岩,粗砂岩及粉砂岩体积分数较少,颗粒多呈现次棱角状-次圆状,分选较差(图 2d,e)。3)沙奇凸起刚性颗粒平均体积分数为 21.3%,半塑性/塑性岩屑平均体积分数为 78.3%,岩屑平均粒径分布于 0.05~0.24 mm,主要发育细砂岩,颗粒多呈现次圆状,分选较差(图 2f,g)。

2.2 储集特征

2.2.1 储集空间特征

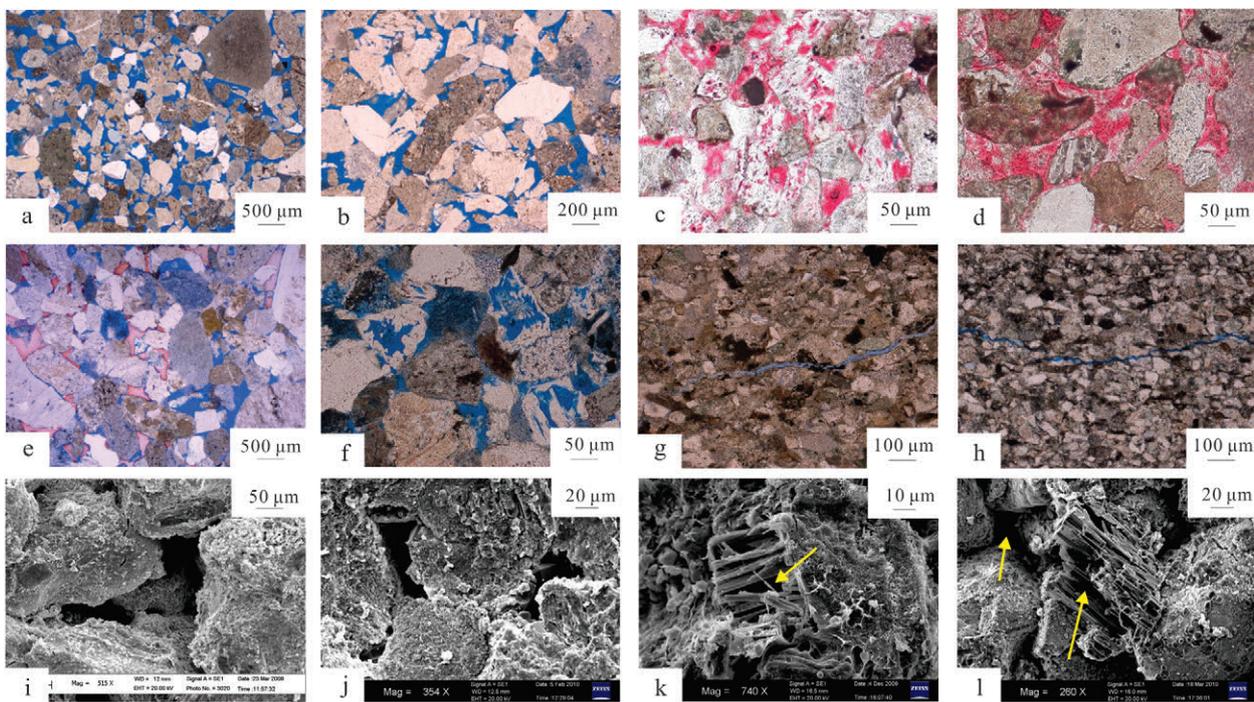
依据铸体薄片观察以及扫描电镜分析结果,研究区储层储集空间类型分为原生孔隙、次生溶孔以及裂缝(图 3)。其中原生孔隙发育,次生溶孔提供一定量的储集空间,且次生溶孔多发育在长石颗粒以及沸石胶结物中,裂缝相对较少。就不同的构造单元而言,北三台地区原生孔隙相对体积分数较高,发育一定量的次生溶孔(图 4a)。其中:中砂岩原生孔隙最为发育,体积分数分布于 15.00%~25.00%,平均为 22.77%,次生溶孔体积分数<8.00%,平均为 1.00%;细砂岩中原生孔隙体积分数分布于 5.00%~25.00%,平均为 18.80%,次生溶孔体积分数<16.00%,平均为 3.00%;而含砾砂岩、砾质砂岩或砾岩原生孔隙体积分数分布于 15.00%~23.00%,平均为 18.08%,次生溶孔体积分数<2.00%,平均为 0.50%。相比较而言,沙丘凸起处储集空间表现为原生孔隙及次生溶孔并存,细砂岩、中砂岩、含砾砂岩、砾质砂岩或砾岩之间原生孔隙与次生溶孔的体积分数相似,粗砂岩较低。不同岩性储集类型平均体积分数分别表现为:细砂岩中原生



a.阜康凹陷东部斜坡带二叠系储层岩石类型;b.北三台地区岩性分布;c.北三台地区颗粒磨圆程度;d.沙丘凸起地区岩性分布;e.沙丘凸起地区颗粒磨圆程度;f.沙丘凸起地区岩性分布;g.沙丘凸起地区颗粒磨圆程度。Q.石英;F.长石;R.岩屑。

图 2 阜康凹陷东部斜坡带二叠系储层岩石类型及不同构造部位岩石学特征

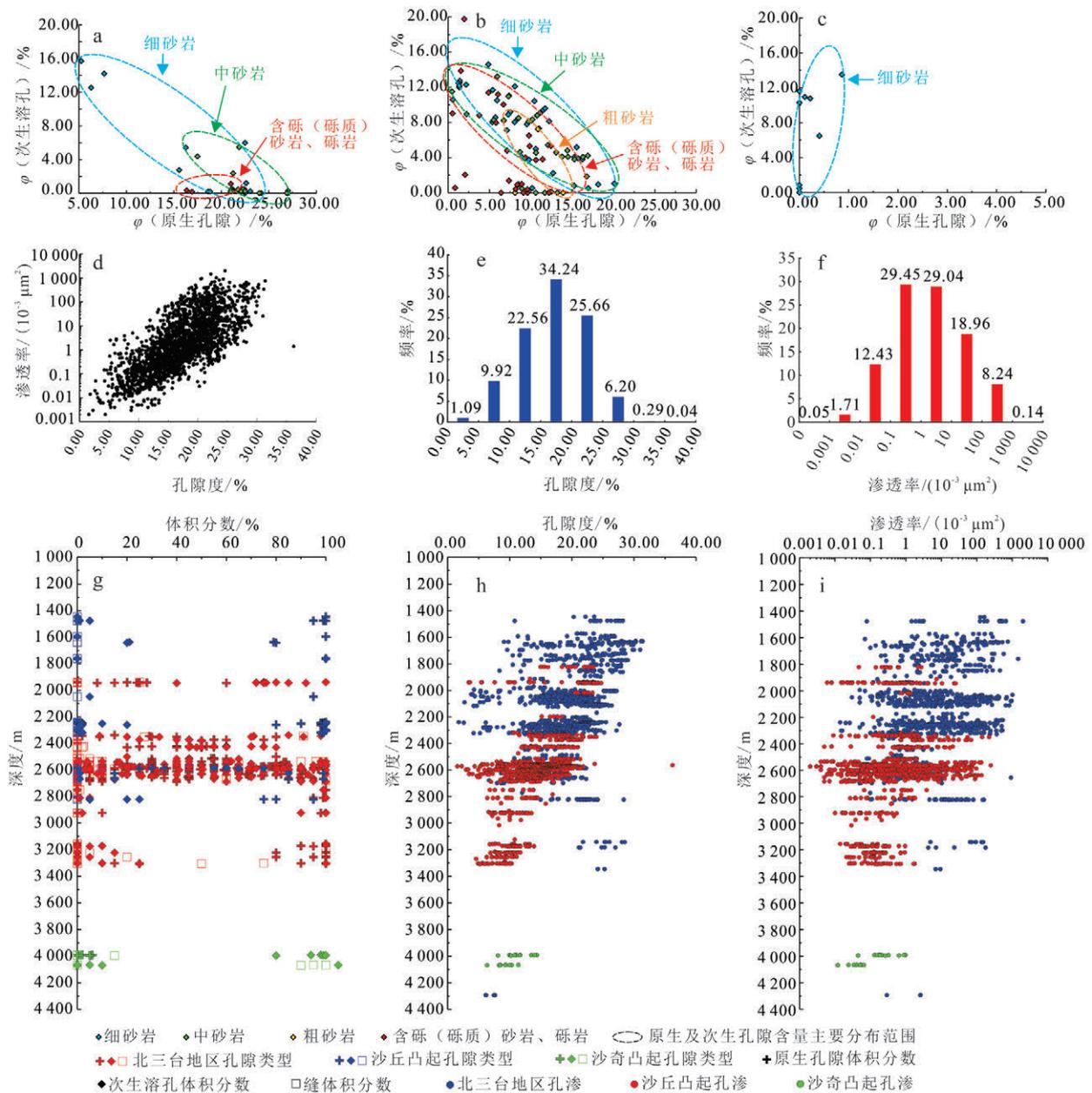
Fig.2 Classification of sandstone of the Permian Wutongou Formation and the lithological characteristics of different tectonic unit in eastern slope of FuKang sag



a.原生孔隙(-),B89井,2 318.04 m;b.原生孔隙(-),B89井,2 343.53 m;c.沸石及长石溶蚀形成次生溶孔(-),B75井,2 025.2 m;d.沸石及长石溶蚀形成次生溶孔(-),B75井,2 026.53 m;e.剩余原生孔隙及次生溶孔(-),S110井,2 601.4 m;f.长石溶蚀形成次生溶孔(-),B88井,2 820.6 m;g.微裂缝(-),B83井,2 584.4 m;h.微裂缝(-),F10井,4 067.05 m;i.粒间原生孔隙(SEM),DQ1井,1 475.6 m;j.粒间原生孔隙(SEM),SQ12井,2 924.11 m;k.长石溶蚀形成次生溶孔(SEM),XQ4井,2 301.82 m;l.原生孔隙及次生溶孔(SEM),XQ017井,1 724.09 m。SEM. scanning electron microscope。

图 3 研究区储集空间特征

Fig.3 Characteristics of reservoir space in the study area



a.北三台地区原生孔隙与次生溶孔体积分数;b.沙丘凸起原生孔隙与次生溶孔体积分数;c.沙奇凸起原生孔隙与次生溶孔体积分数;d.储层孔渗相关性;e.储层孔隙度分布特征;f.储层渗透率分布特征;g.研究区孔隙类型分布;h.研究区孔隙度分布;i.研究区渗透率分布。

图 4 研究区储层物性特征

Fig.4 Characteristics of reservoir physical properties in the study area

孔隙 9.30%，次生溶孔 7.80%；中砂岩中原生孔隙 10.70%，次生溶孔 5.40%；粗砂岩中原生孔隙 9.30%，次生溶孔 3.90%；含砾砂岩、砾质砂岩或砾岩中，原生孔隙 7.10%，次生溶孔 4.80%。垂向上于 2 300~2 700 m 深度段出现次生溶孔发育带。而沙奇凸起埋深较大，储集空间主要表现为次生溶孔及微裂缝(图 4c)。

2.2.2 储集物性特征

研究区梧桐沟组地层孔渗相关性较好(图 4d)；孔隙度集中分布于 10.06%~24.95%，平均孔隙度为 17.20% (图 4e)；渗透率集中分布于 $0.11 \times 10^{-3} \sim 99.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均渗透率为 $31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 4f)。区域整体表现为中孔-中低渗储集层。而北三台地区埋藏较浅，孔渗性较好，多属于

中高孔低-高渗储层;物性具有随埋深降低的趋势,但在3 100~3 400 m 深度段孔渗稍有增加。沙丘凸起物性一般,多属于中低孔-低渗特低渗储层;物性随深度减小明显,但在 2 300~2 700 m 深度段具有次生溶孔发育带(图 4g),孔渗有所增加。沙奇凸起梧桐沟组地层埋深较深,成岩作用强烈,仅由次生溶孔及微裂缝提供储集空间,多属于低孔特低孔-特低渗储层,物性最差(图 4g, h, i)。

2.2.3 孔隙结构特征

根据研究区梧桐沟组压汞参数统计结果得出,梧桐沟组地层以微米级孔喉为主。其中:北三台凸起孔喉较粗,最大孔喉半径分布峰值介于 1.57~4.94 μm ,中值半径分布峰值介于 0.10~1.43 μm ,以粗微孔喉为主,压汞曲线表现为排替压力较低、进汞量较高、粗歪度的特征(图 5a);沙丘凸起孔喉发育一般,最大孔喉半径分布峰值介于 0.51~4.82 μm ,中值半径分布峰值介于 0.01~0.09 μm ,粗微孔喉与细微孔喉并存,压汞曲线表现为排替压力较高、进汞量中等、细歪度的特征(图 5b);沙奇凸起孔喉发育较细,最大孔喉半径分布峰值介于 0.10~0.19 μm ,中值孔喉半径分布峰值介于 0.06~0.07 μm ,以细微孔喉为主,压汞曲线表现为排替压力高、进汞量少、细歪度的特征(图 5c)。

2.3 成岩作用特征

2.3.1 成岩作用类型

通过铸体薄片、扫描电镜分析得出研究区主要的成岩作用类型有压实作用、溶解作用、胶结作用以

及交代作用。

1) 压实作用

研究区压实作用整体较弱。颗粒主要为点接触或线接触,具有云母片被压弯的特征(图 6a),在塑性岩屑体积分数较高的部位压实作用较强烈,出现凹凸接触以及少量缝合接触的特征(图 6b)。

2) 溶解作用

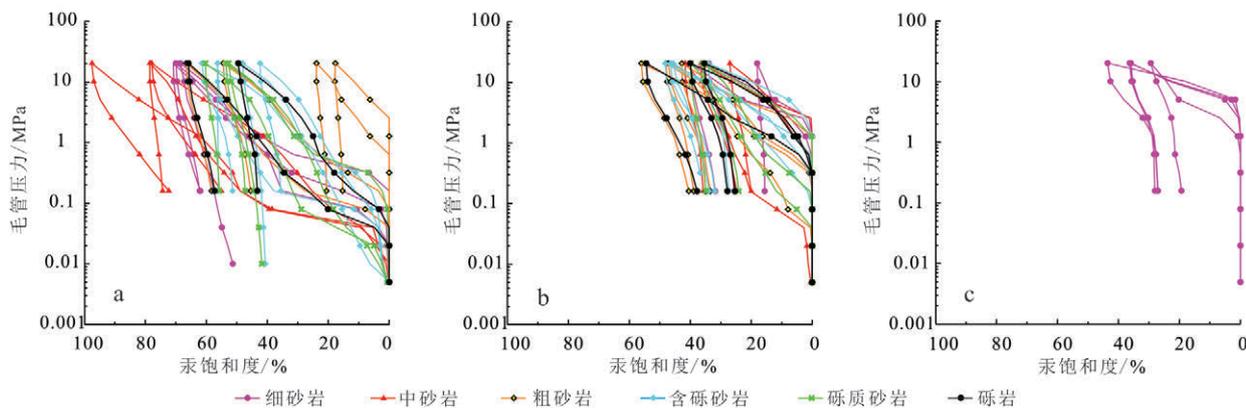
溶解作用是形成次生孔隙的重要途径,在溶解作用较为强烈的情况下,能极大改善储层的储集性能。研究区梧桐沟组储层普遍发育长石与岩屑的溶蚀,形成了港湾状的溶蚀边缘以及粒内溶孔;其次,研究区部分井位也发育较强烈的沸石胶结物的溶蚀(图 6c,d,e),形成大量的粒间溶蚀孔隙。

3) 胶结作用

研究区胶结物种类较多,具有石英胶结、浊沸石胶结、方沸石胶结、碳酸盐胶结、绿泥石胶结以及自生高岭石充填(图 6f-j)。其中,浊沸石胶结、碳酸盐胶结与高岭石充填为主要的胶结作用类型。蠕虫状的自生高岭石大多充填在粒间孔中,少量充填于长石的粒内溶孔;碳酸盐胶结主要为方解石胶结以及少量铁方解石胶结,以孔隙式胶结充填于粒间孔隙内,少量充填于长石的粒内溶孔中;沸石胶结物则主要充填于粒间孔隙中。

4) 交代作用

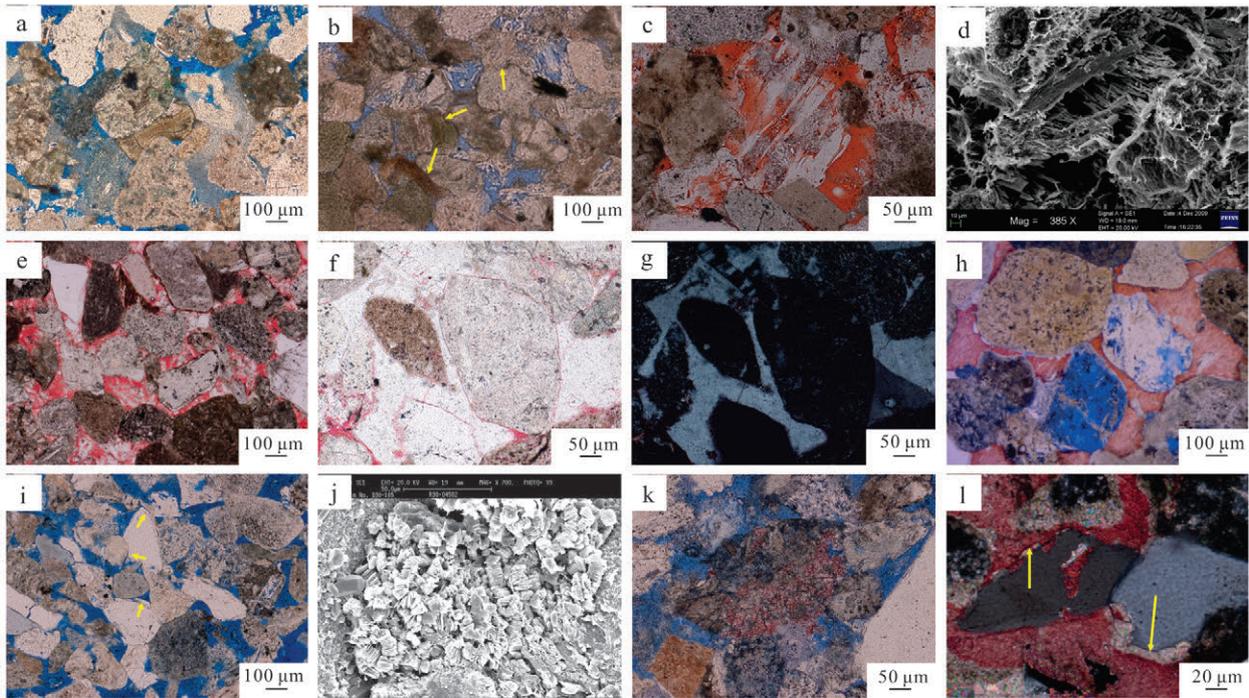
研究区中交代作用较为发育(图 6k,l)。碳酸盐矿物多交代石英、长石、岩屑以及自生高岭石,此外还具有少量自生高岭石交代石英加大边的现象。



a.北三台凸起;b.沙丘凸起;c.沙奇凸起。

图 5 研究区不同岩性储层压汞曲线特征

Fig.5 Characteristics of mercury injection curves from reservoirs with different lithofacies in the study area



a.颗粒点接触,云母片被压弯(-),B88井,2 821.55 m;b.颗粒凹凸-缝合接触(-),B83井,2 582.69 m;c.长石粒内溶孔(-),B20井,2 103.98 m;d.长石颗粒溶蚀(SEM),XQ017井,1 724.3 3m;e.油沸石溶解(-),B31井,2 032.43 m;f.油沸石胶结(-),B75井,2 046.07 m;g.油沸石胶结(+),B75井,2 046.07 m;h.方解石胶结,长石溶蚀(-),S110井,2 595.6 m;i.石英加大边,长石颗粒溶蚀(-),B89井,2 258.27 m;j.粒间蠕虫状高岭石(SEM),S110井,2 599.35 m;k.方解石交代岩屑(-),B88井,2 822.27 m;l.方解石交代石英加大边(-),S106井,2 571.96 m。

图 6 研究区储层成岩作用特征

Fig.6 Diagenesis characteristics of reservoir in the study area

2.3.2 成岩相划分

成岩相是指成岩环境和在该成岩环境中形成的成岩产物的综合^[20]。不同的成岩相对储层的物性具有不同的影响^[22-24],所以成岩相的划分是后期储层控制因素研究中极其重要的一个方面。随着勘探程度的不断深入,储层的精确评价与预测显得尤为重要,因此成岩相的研究也逐渐从定性的描述转变为定量的识别^[25-33],以便能更精确地描述成岩相对储层的控制作用。笔者在前人的基础上,通过人工圈绘铸体薄片与计算机图像分析相结合的方法定量统计各胶结物及溶蚀孔隙的面积体积分数,对研究区成岩相进行定量划分。

1) 岩石原始孔隙度计算

岩石原始孔隙度的恢复是定量研究不同成岩作用对储层孔隙度改造的前提,本文采用 Beard 等^[34]对不同分选储集岩的初始孔隙度计算方法来恢复研究区不同储集岩的原始孔隙度 φ_0 ^[30-32]:

$$\varphi_0 = 20.91 + 22.90 / S_0; \quad (1)$$

$$S_0 = \sqrt{\frac{D_3}{D_1}}, D_1 = 2^{-\Phi_{75}}, D_3 = 2^{-\Phi_{25}}. \quad (2)$$

式中: S_0 为分选系数; Φ_{75} 、 Φ_{25} 指粒度概率累计曲线上 75%和 25%处所对应数值,分别为筛析法粒度测试得出的实验数据。

2) 压实作用的定量分析

压实作用减少面孔率 = 岩石原始面孔率 - 现今面孔率 - 胶结作用减少面孔率 + 溶解作用增加面孔率。本文利用岩石初始孔隙度近似代替岩石原始面孔率,利用压实减少面孔率对压实作用强度进行判定。

3) 溶解作用和胶结作用的定量分析

胶结作用减少面孔率 = (胶结物面积 / 视域总面积) × 100%。需要说明的是,由于自生高岭石的充填孔隙会保留一定量的晶间微孔,直接圈定的胶结

减孔率会具有一定的误差,所以根据高岭石堆积的紧密程度,将圈定的自生高岭石胶结作用减少面孔率乘以系数(值为0.65~1.00)定为其减少的面孔率。溶解作用增加面孔率=(溶解形成次生孔隙面积/视域总面积)×100%。利用胶结作用减少面孔率以及溶解作用增加面孔率对胶结作用以及溶解作用强度进行判定。

通过对研究区成岩作用的定量分析,并依据薄片观察结果以及工区实际情况,确定了工区成岩作用强度的划分标准(表1),最终将研究区梧桐沟组地层整体划分为8种成岩相,分别是:强压实中胶结弱溶解成岩相(1类);强压实弱胶结弱溶解成岩相(2类);中压实强胶结弱溶解成岩相(3类);中压实中胶结弱溶解成岩相(4类);中压实弱胶结弱溶解成岩相(5类);中压实弱胶结中溶解成岩相(6类);中压实弱胶结强溶解成岩相(7类);弱压实弱胶结中溶解成岩相(8类)。

表1 梧桐沟组成岩作用强度划分标准表

Table 1 Standard of diagenetic intensity in reservoirs of Wutonggou Formation

成岩作用强度	压实作用减少面孔率/%	溶解作用增加面孔率/%	胶结作用减少面孔率/%
强	≥30	≥7	≥14
中	10~30	4~7	3~14
弱	<10	<4	<3

2.3.3 成岩相分布

基于工区薄片资料下成岩相识别结果,对阜康凹陷东部斜坡带二叠系梧桐沟组储层的常规测井曲

线进行预处理并选取声波时差(AC)、补偿中子(CNL)、密度(DEN)、自然伽马(GR)以及电阻率(R_1)等测井曲线作为成岩相类型判别测井曲线类型。综合成岩相特征、物性分布及测井曲线特征,将工区成岩相划分为5种主要的成岩相类型进行测井判别分析:弱压实弱胶结中溶解相(Y_1);中压实弱胶结中—强溶解相(Y_2 ,包括6、7类成岩相);中压实弱胶结弱溶解相(Y_3);中压实中胶结弱溶解相(Y_4);强压实/强胶结相(Y_5 ,包括1、2、3类成岩相)。借助SPSS软件对研究区成岩相类型进行Fisher典型判别,并建立了线性多元判别函数。Fisher判别结果显示,判别函数对 Y_1 类成岩相的回判正确率为100.0%,对 Y_2 , Y_3 , Y_4 以及 Y_5 类成岩相的回判正确率分别为74.2%,59.3%,80.0%以及50.0%。为了提高测井判别的正确率,对回判率较低的 Y_3 与 Y_5 进一步进行测井曲线交会分析。选取能够反映不同成岩相类型的差异性的测井曲线,基于不同成岩相类型具有不同的测井参数范围,对不同类型的成岩相进行识别。利用CNL-DEN交会可对 Y_2 与 Y_3 类进行良好识别;利用AC-DEN交会可对 Y_3 与 Y_4 进行良好识别;利用GR-DEN交会可对 Y_4 与 Y_5 良好识别(表2、图7)。依据不同成岩相的测井识别结果对研究区各单井进行成岩相类型的测井识别,并依据具有某一成岩相类型的储层厚度占层段储层总厚度百分比最大即将该成岩相确定为该层段总体成岩相的原则,进一步将各单井成岩相类型投点至研究区沉积相图中,预测研究区成岩相的平面分布(图8)。

表2 梧桐沟组成岩相测井识别

Table 2 Logging recognition of diagenetic facies in Wutonggou Formation

成岩相类型	Fisher多元判别函数及测井曲线交会分析结果
Y_1	$Y_1 = 11.661AC - 2.067CNL + 987.002DEN + 0.166GR + 0.972R_1 - 1641.007$
Y_2	$Y_2 = 10.796AC - 2.002CNL + 1002.025DEN + 0.173GR + 0.847R_1 - 1596.489$
Y_3	$Y_3 = 10.719AC - 2.257CNL + 1014.185DEN + 0.136GR + 0.833R_1 - 1609.574$
Y_4	$Y_4 = 10.464AC - 2.056CNL + 1027.775DEN + 0.067GR + 0.825R_1 - 1623.205$
Y_5	$Y_5 = 10.639AC - 2.027CNL + 1059.017DEN - 0.118GR + 0.98R_1 - 1707.861$
Y_2 与 Y_3	Y_2 中,CNL:15%~27%,DEN:2.30~2.50 g/cm ³ ; Y_3 中,CNL:27%~45%,DEN:2.20~2.45 g/cm ³
Y_3 与 Y_4	Y_3 中,AC:77~90 μs/m, DEN:2.20~2.45 g/cm ³ ; Y_4 中,AC:65~78 μs/m, DEN:2.37~2.50 g/cm ³
Y_4 与 Y_5	Y_4 中,GR:50~60 API, DEN:2.37~2.48 g/cm ³ ; Y_5 中,GR:35~50 API, DEN:2.47~2.65 g/cm ³

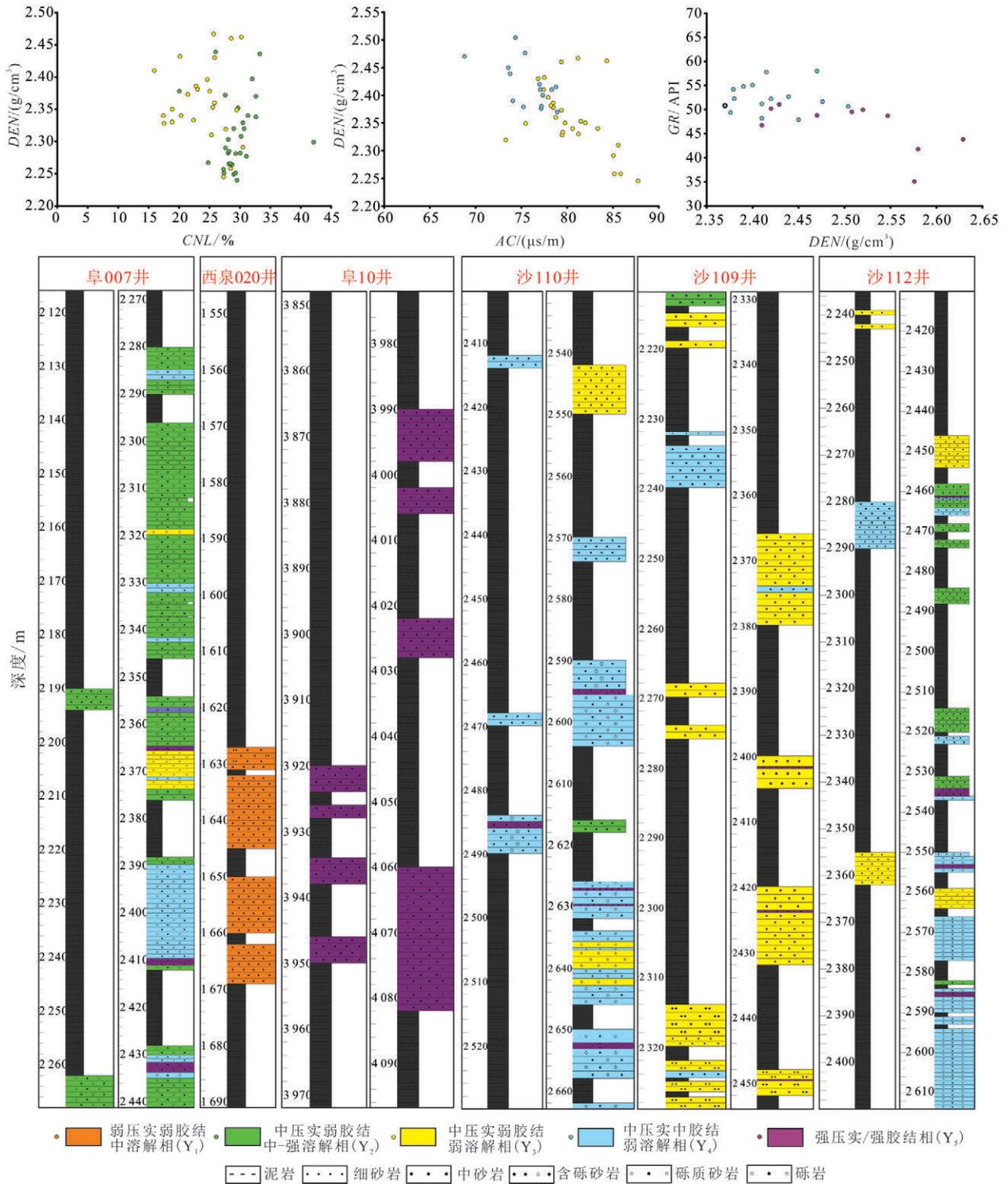


图 7 测井识别结果

Fig.7 Results of logging identification

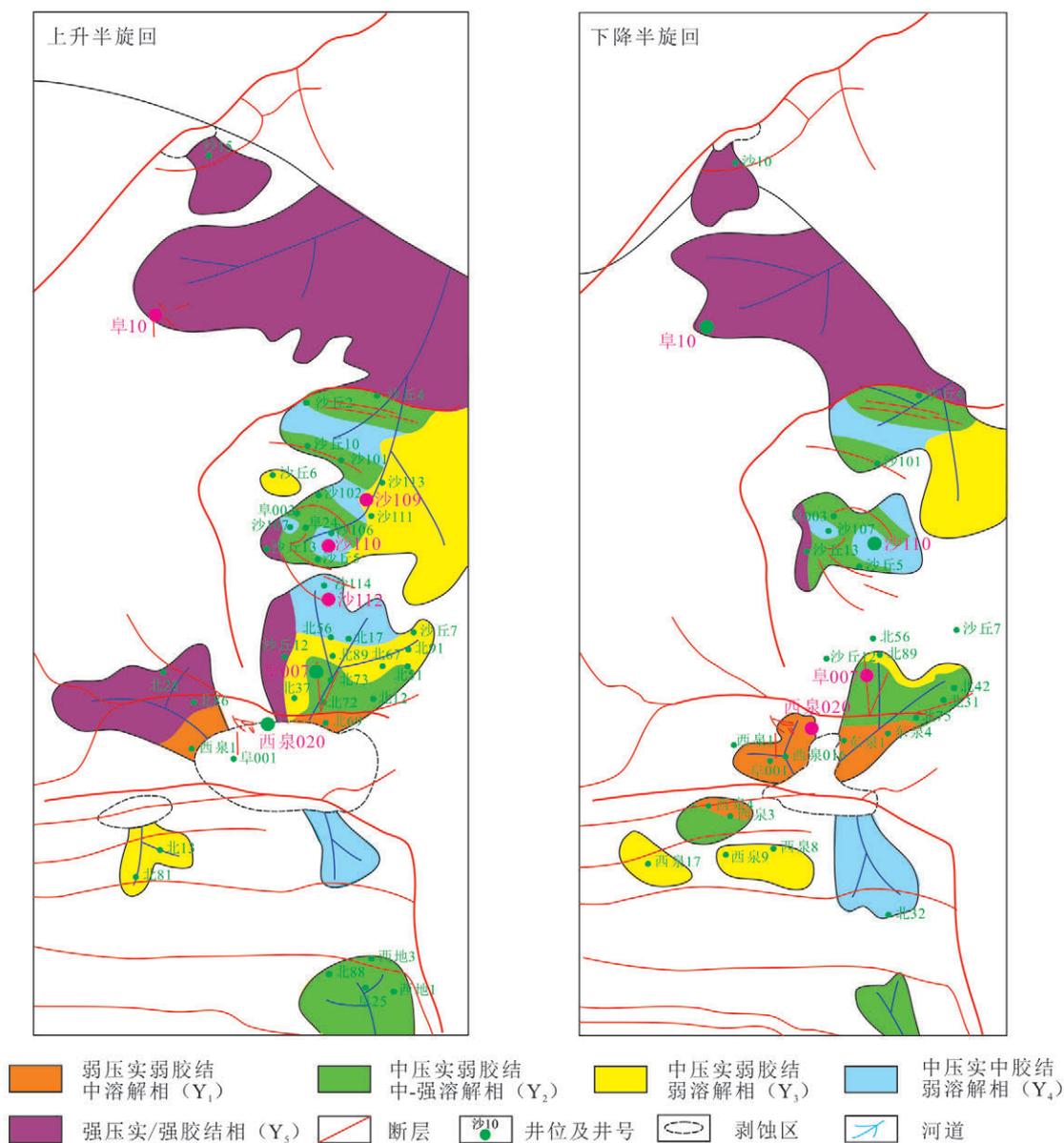


图 8 梧桐沟组成岩相分布

Fig.8 Distribution of diagenetic facies in Wutonggou Formation

3 储层控制因素

3.1 岩相

沉积作用是影响储层最基本的因素,它从根本上控制着储层物性及储集空间特征^[8]。研究区梧桐沟组主要发育扇三角洲与辫状河三角洲前缘亚相。根据岩心及薄片岩性、结构及沉积构造等特征,将梧桐沟组储层划分为杂基支撑砂砾岩相,颗粒支撑块状层理砾岩相,颗粒支撑正粒序层理砾质砂岩、含砾砂岩相,颗粒支撑粗砂岩相,颗粒支撑具平行层理

中砂岩、细砂岩相。为便于研究控制因素对储层储集性能的影响,将研究区岩相进行简化,划分为杂基支撑砂砾岩相、砾岩相、砾质砂岩相、含砾砂岩相、粗砂岩相、中砂岩相、细砂岩相 7 种岩相类型。结合研究区物性数据及压汞数据,绘制不同构造单元下不同岩相的孔隙度与渗透率交会图及压汞曲线图,认为岩相对储层物性及孔隙结构具有控制作用。

1) 岩相对物性的控制

北三台凸起地区主要发育 7 种岩相,不同岩相间物性有一定的差异,其中中砂岩相物性较好,细砂

岩相物性分布区间较宽,而粗砂岩相、含砾砂岩相、砾质砂岩相以及砾岩相部分物性较好而部分物性较差(图9a);沙丘地区主要发育的6种岩相物性差别不大(图9b);沙奇地区发育细砂岩,岩相较为单一,物性较差(图9c)。

2) 岩相对孔隙结构的控制

北三台凸起地区,不同的岩相中压汞曲线具有一定的差异性(图5),其中:中砂岩相孔隙结构较好,排替压力较低,集中分布于0.04~0.22 MPa,中值压力集中分布于0.25~5.11 MPa;其次为细砂岩相,排替压力较中砂岩相有所增加,集中分布于0.10~0.66 MPa,中值压力集中分布于2.41~8.33 MPa;而粗砂岩相含有两种孔隙结构分布,一部分孔喉排替压力集中分布于0.27~0.29 MPa,中值压力集中分布于2.34~16.53 MPa,另一部分孔喉排替压力集中分布于0.59~1.11 MPa,中值压力集中分布于1.27~2.35 MPa;含砾砂岩相、砾质砂岩相与砾岩相孔隙结构一般,排替压力分布于0.03~1.52 MPa,中值压力分布于0.15~4.92 MPa(图5a)。沙丘凸起不同岩相间孔隙结构差别不大,压汞曲线特征较为相似(图5b)。而沙奇凸起岩相单一,孔喉结构最差(图5c)。

基于上述研究,得出北三台地区岩相对储层物性及孔隙结构影响显著(图5a)。其中中砂岩相的物性及孔喉结构最好,而粒度较粗的含砾砂岩相、砾质砂岩相及砾岩相的物性及孔喉结构反而较差。由于北三台地区主要发育扇三角洲前缘水下分流河道沉积,就水动力条件而言,水下分流河道的河床滞留

沉积主要发育含砾砂岩、砾质砂岩及砾岩相,整体分选特征最差,标准偏差分布于1.40~2.51(平均值为1.77)。分选降低导致颗粒在压实过程中更容易滑动并重新排列,进而加快压实进程^[35]。压汞测试表明,该3类岩相孔喉半径峰值分布在1.15~18.38 μm ,但集中分布在2.30~4.59 μm ,说明较大联通孔隙已基本消失。粗砂岩相分选较差,标准偏差分布于1.17~1.18,孔喉半径分布于1.15~4.59 μm ,物性一般。细砂岩与中砂岩的分选中等,标准偏差多小于1.00,但中砂岩相粒度较粗,孔喉半径峰值集中分布于9.19~18.78 μm ,物性最好。而沙丘凸起地区,不同岩相间储层物性及孔隙结构相差并不明显(图5b),且研究区相同岩相的储层仍具有不同的物性及孔隙结构(图5);表明储层物性与孔喉结构并非受岩相单一因素控制,遂进一步探讨成岩相对储层物性及孔隙结构的控制作用。

3.2 成岩相

针对研究区储层并非受岩相单一因素控制的问题,依据上述成岩相划分与物性及压汞数据的分析结果,对工区相同岩相下不同成岩相的储层物性及孔隙结构的分布进行探讨,研究结果表明,成岩相对储层物性及孔隙结构影响更为显著(图10)。

1) 成岩相对物性的控制

在相同岩相中,强压实类成岩相(1、2类成岩相)与强胶结类成岩相(3类成岩相)对储层物性破坏最大,颗粒排列紧密或被胶结物堵孔,储层几乎无渗流能力;中压实中胶结弱溶解相(4类成岩相)储层物性一般;而受到溶解作用改造具有中—强溶解

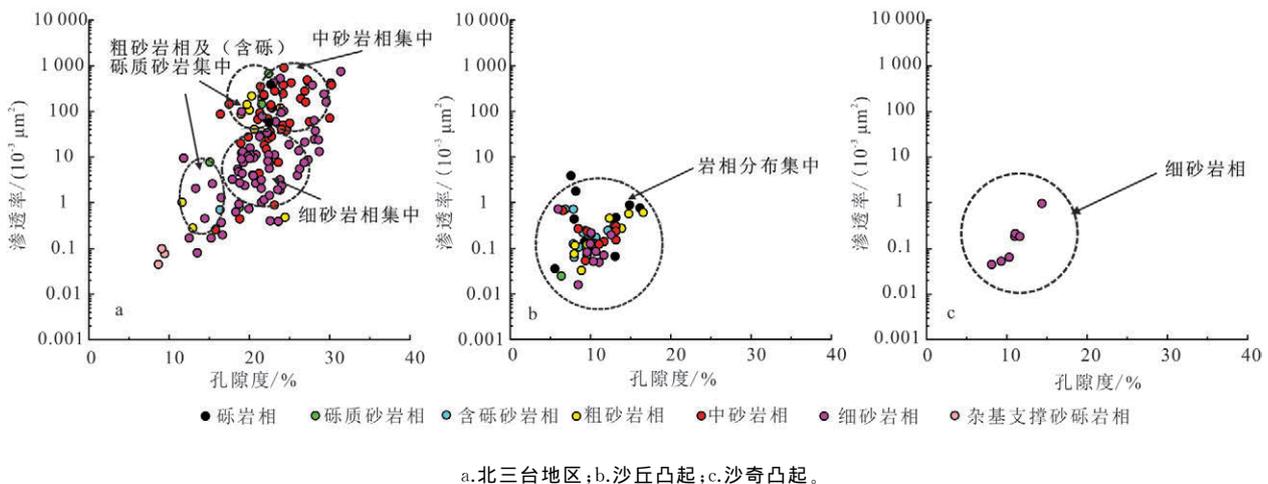
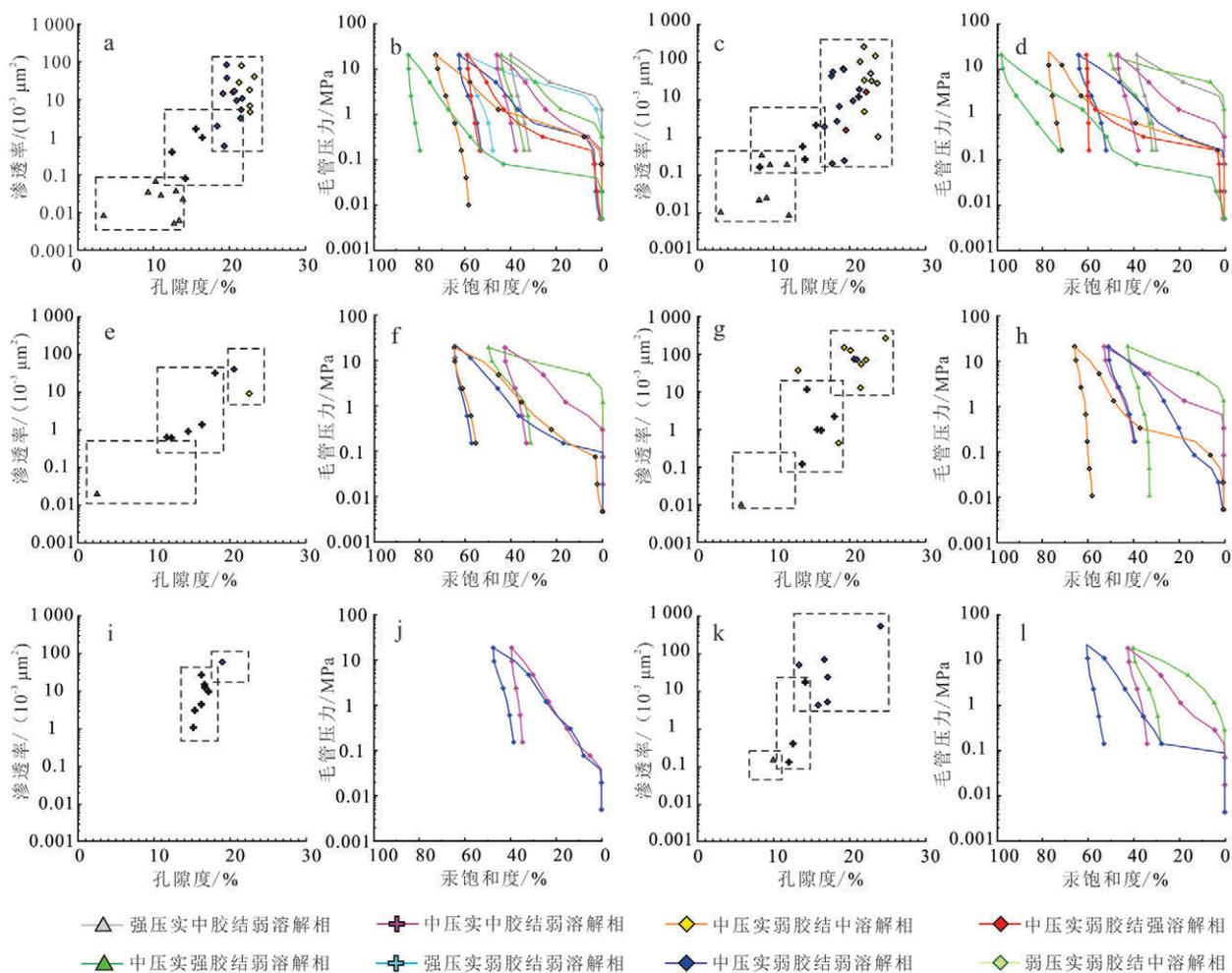


图9 研究区不同构造单元内岩相对储层物性的控制

Fig.9 Control of reservoir physical property by lithofacies in different structural unit in the study area



a. 细砂岩相中成岩相对物性控制; b. 细砂岩相中成岩相对孔隙结构控制; c. 中砂岩相中成岩相对物性控制; d. 中砂岩相中成岩相对孔隙结构控制; e. 粗砂岩相中成岩相对物性控制; f. 粗砂岩相中成岩相对孔隙结构控制; g. 含砾砂岩相中成岩相对物性控制; h. 含砾砂岩相中成岩相对孔隙结构控制; i. 砾质砂岩相中成岩相对物性控制; j. 砾质砂岩相中成岩相对孔隙结构控制; k. 砾岩相中成岩相对物性控制; l. 砾岩相中成岩相对孔隙结构控制。

图 10 研究区中相同岩相下不同成岩相对储层物性的控制

Fig.10 Control of reservoir physical by different diagenetic facies in similar lithofacies in the study area

类成岩相(6、7 类成岩相)或未受到强烈胶结作用破坏的弱胶结类成岩相(5、8 类成岩相)储层物性发育较好(图 10a、c、e、g、i、k)。从研究区成岩相分布可以看出:北三台地区与沙丘凸起储层多发育弱—中压实相,半塑性/塑性岩屑体积分数相对较低,同时分选相对较好的细砂岩相与中砂岩相体积分数较高,这也首先导致了两地区部分原生孔隙可以被有效保存(图 4a、b);其次,北三台凸起中部北三台北断裂附近为古构造高点,燕山 II 幕大型的构造运动导致该处梧桐沟组地层抬升至地表或近地表位置^[36],处于相对开放的体系中并受到大气淡水的淋

滤作用;再次,储层发育中—强溶蚀相特征,同时胶结作用相对较弱,发育弱胶结相。上述原因导致北三台地区储层物性相对较好。相对于北三台凸起,沙丘凸起内部断裂可以延伸到深部石炭系地层^[6],会导致深部溶蚀性流体向上运移至梧桐沟组储集层并对断裂附近储层进行改造,发育中—强溶蚀相;但由于在断裂附近区域同时发育大量碳酸盐及高岭石胶结,表现为中胶结相特征,致使该处储层整体物性有所下降。而沙奇凸起塑性岩屑体积分数较高同时埋深较深,多发育强压实相/强胶结相,导致储集空间消失殆尽,储集物性较差。

2)成岩相对孔隙结构的控制

与成岩相对物性的控制作用规律相似,在相同岩相中发育强压实类成岩相(1、2类成岩相)与强胶结类成岩相(3类成岩相)的储层孔喉结构较差,排替压力(p_d)与中值压力(p_{c50})高,进汞量低;发育中—强溶解类成岩相(6、7类成岩相)的储层由于溶蚀作用对储层的改造,孔隙结构变好,随着溶蚀作用的增强,储层的排替压力与中值压力持续降低;中压实中胶结弱溶解相(4类成岩相)储层孔隙结构发育一般;而发育弱压实类成岩相(5、8类成岩相)的储层孔隙结构较好,其中弱压实弱胶结中溶解相(8类成岩相)储层排替压力与中值压力较低,压汞曲线表现为粗歪度特征,进汞量较大,孔隙结构最好(图10b、d、f、h、j、l)。

综上所述,研究区岩相与成岩相对储层的物性及孔隙结构均存在控制作用。岩相在一定程度上决

定着孔隙及喉道的形成,而成岩相是储层物性改造的内在因素,岩相和成岩相的组合关系共同决定了储层的物性^[37]。遂综合考虑岩相与成岩相对储层物性及孔隙结构的影响,对储层进行分类评价。

3.3 岩相-成岩相综合控制下的储层分类评价

综合上述岩相与成岩相对储层物性及孔隙结构的研究结果可知:对于岩相的控制作用,细砂岩相与中砂岩相储层物性及孔隙结构相对较好,而杂基支撑砂砾岩相储层最差,其余4种岩相对储层的控制作用相差不大(图9);对于成岩相的控制作用,发育弱胶结类与中—强溶解相成岩相的储层物性及孔隙结构较好,而发育强压实类与强胶结类成岩相的储层物性及孔隙结构较差(图10)。遂综合岩相与成岩相的共同作用,将研究区岩相类型与成岩相类型进行组合划分,共划分为29种岩相-成岩相组合类型(表3)。根据中国石油天然气总公司碎屑岩储层

表 3 研究区储层分类评价综合表

Table 3 Reservoir classification and evaluation in the study area

储层类型	岩相	成岩相类型	孔隙度范围/ %	平均孔隙度/ %	渗透率范围/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	平均渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	p_d / MPa	p_{c50} / MPa	试油检验		
									井号	深度/m	产油量/d
一类	细砂岩相	弱压实弱胶结中溶解相	23.79~31.39	28.24	2.96~753.30	180.24	0.04~0.08	0.14~0.81	西泉016	1747~1750	14.990
	中砂岩相	弱压实弱胶结中溶解相							西泉015	1797~1806	33.890
二类	细砂岩相	中压实弱胶结弱溶解相	16.65~24.61	20.79	0.20~268.75	39.55	0.03~1.17	0.43~9.62	北75	2023~2034	19.180
	细砂岩相	中压实弱胶结中溶解相							北75	2045~2052	3.750
	细砂岩相	中压实弱胶结强溶解相									
	中砂岩相	中压实弱胶结弱溶解相									
	中砂岩相	中压实弱胶结强溶解相									
	粗砂岩相	中压实弱胶结弱溶解相									
	粗砂岩相	中压实弱胶结中溶解相									
	含砾砂岩相	中压实弱胶结弱溶解相									
	含砾砂岩相	中压实弱胶结中溶解相									
	三类	细砂岩相							中压实中胶结弱溶解相	12.03~18.11	15.23
中砂岩相		中压实中胶结弱溶解相									
粗砂岩相		中压实中胶结弱溶解相									
含砾砂岩相		中压实中胶结弱溶解相									
砾质砂岩相		中压实中胶结弱溶解相									
砾质砂岩相		中压实弱胶结弱溶解相									
砾岩相		中压实弱胶结弱溶解相									
砾岩相		中压实中胶结弱溶解相									
四类	细砂岩相	中压实强胶结弱溶解相	3.10~13.88	10.34	0.01~0.74	0.21	1.02~4.60	12.53~16.86	沙112	2522~2540	3.480
	中砂岩相	中压实强胶结弱溶解相									
	粗砂岩相	中压实强胶结弱溶解相									
	含砾砂岩相	中压实强胶结弱溶解相									
	砾岩相	中压实强胶结弱溶解相									
	细砂岩相	强压实中胶结弱溶解相									
	细砂岩相	强压实弱胶结弱溶解相									
	中砂岩相	强压实中胶结弱溶解相									
	杂基支撑砂砾岩相	强压实弱胶结弱溶解相									
	阜10	3993~4001							—		

分类评价标准^[38]并结合油田实际产能效应,对阜康凹陷东部斜坡带二叠系储层进行分类,共划分为4类(表3)。

1) 一类储层

此类储层包含细砂岩弱压实弱胶结中溶解相及中砂岩弱压实弱胶结中溶解相2种岩相-成岩相组合,大部分属于高孔中渗储层,储层物性好、产能高,产油量普遍大于10.000 t/d。

2) 二类储层

此类储层包含细砂岩中压实弱胶结弱溶解相、细砂岩中压实弱胶结中溶解相等10种岩相-成岩相组合,大部分属于中孔中低渗储层,储层物性较好、产能一般,产油量部分大于10.000 t/d。

3) 三类储层

此类储层包含细砂岩中压实中胶结弱溶解相、中砂岩中压实中胶结弱溶解相等8种岩相-成岩相组合,大部分属于中低孔低渗储层,储层物性较差、产能较低,产油量普遍小于8.000 d/t。

4) 四类储层

此类储层包含细砂岩中压实强胶结弱溶解相、中砂岩中压实强胶结弱溶解相等9类岩相-成岩相组合,属于特低孔低渗储层,储层物性差,产油量极低。

4 结论

1) 阜康凹陷东部斜坡带二叠系梧桐沟组地层以岩屑砂岩以及长石岩屑砂岩为主,杂基体积分数少。北三台地区与沙丘凸起主要发育细砂岩及中砂岩,同时含有含砾砂岩、砾质砂岩及砾岩,粗砂岩及粉砂岩较少;颗粒主要呈现次棱角状-次圆状,分选较差。沙奇凸起塑性岩屑体积分数相对较高,主要发育细砂岩。

2) 阜康凹陷东部斜坡带二叠系梧桐沟组地层储集空间原生孔隙发育,同时发育一定量的次生溶孔,整体属于中孔-中低渗储层。纵向上:北三台地区埋深相对较浅,原生孔隙相对体积分数较高,物性较好;沙丘凸起原生孔隙与次生溶孔并存,在2 300~2 700 m具有次生溶孔发育带,物性发育一般;沙奇凸起埋深较深,主要以次生溶孔及微裂缝提供储集空间,物性较差。压汞数据显示,研究区主要发育微米级孔喉;北三台地区孔隙结构最好,压汞曲线表现为排替压力低、进汞量大、粗歪度的特征;沙丘凸起孔隙结构一般;沙奇凸起最差。

3) 梧桐沟组地层发育的成岩作用类型为压实作用、胶结作用、溶解作用以及交代作用,根据薄片观察以及扫描电镜分析共分为8种成岩相类型。在此基础上,利用Fisher判别分析及测井曲线交会分析预测成岩相的分布。

4) 梧桐沟组地层物性及孔隙结构受岩相与成岩相双重控制,将研究区岩相与成岩相进行组合划分,共划分出29种岩相-成岩相组合,根据储层分类标准以及油田实际产能效应,将梧桐沟组储层划分为4类,由一类到四类,储层物性及孔隙结构依次变差,产油量逐渐降低。

参考文献(References):

- [1] 何登发,周路,吴晓智,等.准噶尔盆地古隆起形成演化与油气聚集[M].北京:石油工业出版社,2012.
He Dengfa, Zhou Lu, Wu Xiaozhi, et al. Formation and Evolution of Paleo Uplift and Hydrocarbon Accumulation in Junggar Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [2] 张丽丽.准噶尔盆地北三台地区二叠系梧桐沟组沉积相[D].青岛:中国石油大学(华东),2011.
Zhang Lili. Sedimentary Facies of Wutonggou Formation in Bersantai Area in Junggar Basin [D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2011.
- [3] 牟泽辉,朱德元,卿崇文.准噶尔盆地石炭、二叠系沉积相和模式[J].新疆石油地质,1992,13(1):35-47.
Mou Zehui, Zhu Deyuan, Qing Chongwen. Sedimentary Facies and Patterns of Carboniferous and Permian in Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1992, 13(1): 35-47.
- [4] 姚宗全,德勒恰提,许学龙,等.准噶尔盆地北三台地区二叠系梧桐沟组沉积环境研究[J].西部探矿工程,2015(8):157-161.
Yao Zongquan, Dela Qiati, Xu Xuelong, et al. Research on Sedimentary Environment of Permian Majiagou Formation in North Junggar Basin[J]. West-China Exploration Engineering, 2015(8): 157-161.
- [5] 刘俊榜,刘震,景晓凤,等.准噶尔盆地东部沙南—北三台地区油气疏导模式[J].新疆石油地质,2013,34(2):149-153.
Liu Junbang, Liu Zhen, Jing Xiaofeng, et al. The Oil-Gas Migration Patterns in Shan-Beisantai Area in Eastern Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(2): 149-153.
- [6] 刘俊榜,李培俊,胡智,等.准噶尔盆地东部地区燕山运动期断裂控藏机制[J].新疆石油地质,2014,35(1):5-

11. Liu Junbang, Li Peijun, Hu Zhi, et al. Hydrocarbon Accumulation Mechanisms Controlled by Yanshanian Faults in Eastern Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(1): 5-11.
- [7] 黄林军,潘建国,魏东涛,等. 准东地区油气成藏条件及聚集规律[J].石油天然气学报,2012,34(9):42-48. Huang Linjun, Pan Jianguo, Wei Dongtao, et al. Reservoir-Forming Condition and Accumulation Rules of the East Junggar Area[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34 (9): 42-48.
- [8] 吴晓智,周路,杨迪生,等. 准噶尔盆地北三台凸起构造演化与油气成藏[J].地质科学,2012,47(3):653-668. Wu Xiaozhi, Zhou Lu, Yang Disheng, et al. Structure Evolution and Hydrocarbon Accumulation on the Beisantai Uplift in Junggar Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2012, 47(3): 653-668.
- [9] 曹耀华,石新璞,林金凤,等. 准噶尔盆地沙南地区二叠系梧桐沟组重力流沉积[J].新疆石油地质,1999,20(4):321-325. Cao Yaohua, Shi Xinpu, Lin Jinfeng, et al. Gravity Flow Sediments in Wutonggou Formation of Permian in Shan Area, Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(4): 321-325.
- [10] 熊婷,刘震,黄志龙,等. 准噶尔盆地东部梧桐沟组岩性圈闭预测和油藏分布规律[J].新疆石油地质,2012,33(1):28-31. Xiong Ting, Liu Zhen, Huang Zhilong, et al. Lithologic Trap Prediction and Reservoir Distribution of Wutonggou Formation in Eastern Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(1): 28-31.
- [11] 张秀萍. 沙南油田沙102井区二叠系梧桐沟组沉积微相及储层特征研究[D].成都:成都理工大学,2014. Zhang Xiuping. The Study on Sedimentary Microfacies and Reservoir Characteristics of Wutonggou Formation of Permian in Sha 102 Well Block, Shan Oilfield [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2014.
- [12] 曾军,康永尚,韩军,等. 准噶尔盆地北三台西南斜坡带油气成藏分析[J].西南石油大学学报(自然科学版),2008,30(5):53-57. Zeng Jun, Kang Yongshang, Han Jun, et al. Analysis of Oil and Gas Accumulation in the Southwest Slope Belt of North Junggar Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30(5): 53-57.
- [13] 薛新克,李新兵,王俊槐,等. 准噶尔盆地东部油气成藏模式及勘探目标[J].新疆石油地质,2000,21(6):462-464. Xue Xinke, Li Xinbing, Wang Junhuai, et al. Reservoir Formation Mode and Exploration Target in the Eastern Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2000, 21(6): 462-464.
- [14] 黄林军,潘建国,魏东涛,等. 古隆起斜坡区隐蔽圈闭关键识别技术及其应用:以准东北三台凸起 XIQ 地区二叠系为例[C]//中国石油学会物探专业委员会. 中国石油学会 2012 年物探技术研讨会论文集. 哈尔滨:中国石油学会,2012:62-65. Huang Linjun, Pan Jianguo, Wei Dongtao, et al. Key Identification Technology and Application of the Subtle Traps in the Paleo Slope-Permain Layers Developed in the Area of XIQ on the Beisantai Uplift in Eastern of Junggar Basin as an Example[C]//SPG. Proceedings of the 2012 China Petroleum Society. Harbin: China Petroleum Institute, 2012: 62-65.
- [15] 李玲,德勒恰提,陈春勇,等. 北三台凸起东南缘梧桐沟组储集成岩演化特征[J].新疆石油地质,2015,36(4):409-414. Li Ling, Dela Qiati, Chen Chunyong, et al. Diagenetic Evolution of Wutonggou Reservoir in Southeastern Margin of Beisantai Swell, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 36(4): 409-414.
- [16] 张丽霞,李民,邹民,等. 北三台-沙南梧桐沟组储层微观特征对比研究[J].新疆石油学院学报,2003,15(3):13-18. Zhang Lixia, Li Min, Zou Min, et al. The Contrast Study on Microcharacteristic of Wutonggou Reservoir of Bersantai and Sha'nan Oilfield [J]. Journal of Xinjiang Petroleum Institute, 2003, 15(3): 13-18.
- [17] 白振华,姜振学,宋岩,等. 淮南霍玛吐构造带储层发育特征与油气分布的关系[J].现代地质,2013,27(5):1251-1257. Bai Zhenhua, Jiang Zhenxue, Song Yan, et al. Relationship Between Reservoir Development and Hydrocarbon Distribution of Huomatu Tectonic Zone in Southern Junggar Fold-Thrust Belt [J]. Geoscience, 2013, 27(5): 1251-1257.
- [18] 于景维,郑荣才,祁利祺,等. 准噶尔盆地阜康凹陷东部斜坡带中侏罗统头屯河组高分辨率层序与沉积微相精细分析[J].地质论评,2014,60(6):1337-1347. Yu Jingwei, Zheng Rongcai, Qi Liqi, et al. Precise Analysis on High-Resolution Sequence Stratigraphy

- and Micro-Facies of Toutunhe Formation of Middle Jurassic in the East Slope Zone, Fukang Sag, Junggar Basin[J]. *Geological Review*, 2014, 60(6): 1337-1347.
- [19] 曲国胜,马宗晋,邵学钟,等. 准噶尔盆地基底构造与地层分层结构[J]. *新疆石油地质*, 2008, 29(6): 669-674.
Qu Guosheng, Ma Zongjin, Shao Xuezhong, et al. Basements and Crust Structures in Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2008, 29(6): 669-674.
- [20] 陈书平,张一伟,汤良杰,等. 准噶尔晚石炭世—二叠纪前陆盆地的演化[J]. *石油大学学报(自然科学版)*: 2001, 25(5): 11-15.
Chen Shuping, Zhang Yiwei, Tang Liangjie, et al. Evolution of the Late Carboniferous Permian Foreland Basin in Junggar[J]. *Journal of University of Petroleum, China*, 2001, 25(5): 11-15.
- [21] 史基安,王琪. 影响碎屑岩天然气储层物性的主要控制因素[J]. *沉积学报*, 1995, 13(2): 128-138.
Shi Ji'an, Wang Qi. A Discussion on Main Controlling Factors on the Properties of Clastic Gas Reservoirs [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1995, 13(2): 128-138.
- [22] 饶丹,周东升,贾存善,等. 川西坳陷成岩矿物相带对砂岩储集性能的控制作用[J]. *石油实验地质*, 2002, 24(2): 126-129.
Rao Dan, Zhou Dongsheng, Jia Cunshan, et al. Influence of Diagenetic Mineral Facies Belts on the Accumulation Properties of Sandstone in the Western Sichuan Depression [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2002, 24(2): 126-129.
- [23] 陈桂菊,姜在兴,田继军,等. 成岩相对磨溪气田上三叠统致密储层的控制因素[J]. *大庆石油地质与开发*, 2007, 26(2): 14-18.
Chen Guiju, Jiang Zaixing, Tian Jijun, et al. Controlling Effect of Diagenetic Facies on Upper Triassic Tight Reservoir in Moxi Gasfield [J]. *Petroleum Geology and Exploitation in Daqing*, 2007, 26(2): 14-18.
- [24] 朱世发,朱筱敏,刘振宇,等. 准噶尔盆地西北缘克一百地区侏罗系成岩作用其对储层质量的影响[J]. *高校地质学报*, 2008, 14(2): 172-180.
Zhu Shifa, Zhu Xiaomin, Liu Zhenyu, et al. Jurassic Diagenesis and Its Control on Reservoir Quality in Ke-Bai Area, Northwestern Margin of Junggar Basin [J]. *Geological Journal of China University*, 2008, 14(2): 172-180.
- [25] 梁建设,王琪,郝乐伟,等. 成岩相分析方法在南海北部深水区储层预测的应用:以珠江口盆地白云凹陷为例[J]. *沉积学报*, 2011, 29(3): 503-511.
Liang Jianshe, Wang Qi, Hao Lewei, et al. Application of Diagenetic Facies Analysis to Reservoir Prediction in Deep Water Area of the Northern South China Sea: A Case Study from Baiyun Sag, Zhujiangkou Basin [J]. *Acta Sedimentaria Sinica*, 2011, 29(3): 503-511.
- [26] 王秀平,牟传龙,贡云云,等. 苏里格气田 Z30 区块下是盒子组 8 段储层成岩演化与成岩相[J]. *石油学报*, 2013, 34(5): 883-894.
Wang Xiuping, Mou Chuanlong, Gong Yunyun, et al. Diagenetic Evolution and Facies of Reservoirs in Member 8 of Permian Xiashihezi Formation in the Z30 Block of Sulige Gasfield [J]. *Acta Petroleum Sinica*, 2013, 34(5): 883-894.
- [27] 何周,史基安,唐勇,等. 准噶尔盆地西北缘二叠系碎屑岩储层成岩相与成岩演化研究[J]. *沉积学报*, 2011, 29(6): 1069-1078.
He Zhou, Shi Ji'an, Tang Yong, et al. Characteristics of Diagenesis and Diagenetic Facies of Permian Clastic Reservoir in Northwest Margin of Junggar Basin [J]. *Acta Sedimentaria Sinica*, 2011, 29(6): 1069-1078.
- [28] 操应长,姜伟,王艳忠,等. 准噶尔盆地西缘车排子地区侏罗系储层特征及控制因素[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(5): 609-618.
Cao Yingchang, Jiang Wei, Wang Yanzhong, et al. Characteristics and Controlling Factors of Jurassic Reservoirs in Chepaizi Area, Western Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(5): 609-618.
- [29] 蒋裕强,王猛,刁昱翔,等. 川中低孔渗砂岩成岩相定量评价与快速预测:以遂宁—蓬溪须二段为例[J]. *中国地质*, 2014, 41(2): 437-448.
Jiang Yuqiang, Wang Meng, Diao Yuxiang, et al. Quantitative Evaluation and Prediction of Diagenesis Facies with Low Porosity and Permeability Sandstone in Central Sichuan: A Case Study of 2nd Member of Xujiahe Formation in Suining-Pengxi Area [J]. *Geology in China*, 2014, 41(2): 437-448.
- [30] 李德江,杨威,谢增业,等. 准噶尔盆地克百地区三叠系成岩相定量研究[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(4): 468-474.
Li Dejiang, Yang Wei, Xie Zengye, et al. Quantitative Study on Triassic Diagenetic Facies in

- the Kebai Region, Northwest Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 468-474.
- [31] 蒯克来, 操应长, 周磊, 等. 廊固凹陷河西务构造带沙四上亚段有效储层成因机制[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2014, 44(5): 1451-1465.
- Xi Kelai, Cao Yingchang, Zou Lei, et al. Genetic Mechanism of Effective Reservoirs in the Upper Part of the Fourth Member of the Shahejie Formation in Hexiwu Structural Zone of Langgu Depression [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2014, 44(5): 1451-1465.
- [32] 陈波, 王子天, 康莉, 等. 准噶尔盆地玛北地区三叠系百口泉组储层成岩作用及孔隙演化[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2016, 46(1): 23-35.
- Chen Bo, Wang Zitian, Kang Li, et al. Diagenesis and Pore Evolution of Triassic Baikouquan Formation in Maber Region, Junggar Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2016, 46(1): 23-35.
- [33] 赖锦, 王贵文, 黄龙兴, 等. 致密砂岩储集层成岩相定量划分及其测井识别方法[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 128-138.
- Lai Jin, Wang Guiwen, Huang Longxing, et al. Quantitative Classification and Logging Identification Method for Diagenetic Facies of Tight Sandstones [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 128-138.
- [34] Beard D C, Weyl P K. Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand [J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- [35] 高崇龙, 纪友亮, 靳军, 等. 准噶尔盆地莫索湾地区清水河组深层优质储层特征及其物性控制因素 [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2017, 47(4): 990-1006.
- Gao Chonglong, Ji Youliang, Jin Jun, et al. Characteristics and Controlling Factors on Physical Properties of Deep Buried Favorable Reservoirs of the Qingshuihe Formation in Muosuowan Area, Junggar Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2017, 47(4): 990-1006.
- [36] 吴晓智, 周路, 杨迪生, 等. 准噶尔盆地北三台凸起构造演化与油气成藏 [J]. 地质科学, 2012, 47(3): 653-668.
- Wu Xiaozhi, Zhou Lu, Yang Disheng, et al. Structure Evolution and Hydrocarbon Accumulation the Beisantai Uplift in Junggar Basin [J]. Chinese Journal of Geology, 2012, 47(3): 653-668.
- [37] 宋明水. 东营凹陷南斜坡东部地区沙四段储层成岩作用研究 [J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2005, 32(3): 239-245.
- Song Mingshui. Diagenesis of the Member 4 of the Shahejie Formation in the South Slope of the Dongying Depression, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2005, 32(3): 239-245.
- [38] 应凤祥, 王衍奇, 王克玉, 等. 中国油气储层研究图集: 一: 碎屑岩 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1994.
- Ying Fengxiang, Wang Yanqi, Wang Keyu, et al. Atlas of Oil and Gas Reservoirs in China: 1: Clastic Rocks [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.