

准噶尔盆地阜东斜坡区头屯河组储层特征及敏感性

崔 瑾¹,郑荣才¹,蒋宜勤²,靳 军³,文华国¹

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程"国家重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 中国石油 新疆油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 841000; 3. 中国石油 新疆油田公司 实验检测研究院, 新疆 克拉玛依, 834000)

摘要:基于岩心观察描述、铸体薄片鉴定,辅以扫描电镜、物性、X-衍射、孔隙结构和敏感性等岩心分析化验等资料,对准噶尔盆地阜东斜坡区头屯河组储层特征、控制因素及敏感性进行研究。结果表明,最有利储层发育的沉积微相为三角洲前缘水下分流河道,岩性以成分成熟度低,而结构成熟度中等偏高的长石岩屑砂岩为主,储集空间主要为剩余原生粒间孔,少量为粒间和粒内溶孔;排驱压力和饱和度中值压力偏低,孔喉分选性较好,总体喉道偏细,以毛细管喉道为主;储层发育受沉积微相和成岩作用综合控制,成岩早期的环边绿泥石胶结作用有利于部分原生孔隙和喉道的保存,压实-压溶作用使原生孔隙空间不断缩小,储层孔隙渗透性降低,岩石致密。并且头屯河组砂岩储层普遍具备各种敏感性,是造成储层损害的主要原因之一,其中对储层伤害最强的是中等偏强的水敏性,次为中等偏弱的酸敏性和盐敏性,而弱速敏性对储层基本无伤害。

关键词:沉积微相;成岩作用;敏感性;储层特征;头屯河组;阜东斜坡区;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and sensitivity of the Middle Jurassic Toutunhe Formation in Fudong slope, Junggar Basin

Cui Cui¹, Zheng Rongcai¹, Jiang Yiqin², Jin Jun³, Wen Huaguo¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. Exploration & Development Research Institute of Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 841000, China; 3. Research Institute of Experiment and Detection of Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: The reservoir characteristics, controlling factors and sensitivities of the Middle Jurassic Toutunhe Formation in Fudong slope, Junggar Basin, were studied based on core observation, casting thin section identification, assisted with some analytical and experimental data on cores, such as SEM data, physical property depiction, x-ray diffraction results, pore structure and sensitivity test. Results show that: (1) the most favorable micro-facies for reservoir development is underwater distributary channel at delta front and its lithology is mainly composed of feldspathic litharenite that is low in compositional maturity and medium high in textural maturity. The reservoir space is mainly primary residual intergranular pores, partly intergranular and intragranular dissolved pores; (2) displacement pressure and mean saturation pressure are relatively low, but the pore throats are well-sorted, narrow as a whole, and are dominated by capillary throats; (3) reservoir development is controlled by both sedimentary microfacies and diagenesis; the early diagenetic chlorite rim cementation is beneficial to the preservation of some primary pores and throats, but compaction and pressure-solution causes the shrinkage of the primary pore space, the lowering of reservoir permeability, and the tightening of reservoir rocks. In addition, the sandstone reservoirs of the Toutunhe Formation generally have various sensitivities, which is one of the main causes of reservoir damage. Among them, the medium strong water sensitivity is the strongest in reservoir damage, followed by the medium weak acid sensitivity and salt sensitivity, while weak velocity sensitivity is hardly harmful.

Key words: sedimentary microfacies, diagenesis, sensitivity, reservoir characteristics, Toutunhe Formation, Fudong slope, Junggar Basin

收稿日期:2017-02-27;修订日期:2018-02-20。

第一作者简介:崔瑾(1985—),博士研究生,沉积学。E-mail:1021177086@qq.com。

通讯作者简介:郑荣才(1950—),教授、博士生导师,沉积学和石油地质学。E-mail:zhengrc@cdut.edu.cn。

准噶尔盆地为一个年产量过千万吨的重要陆相含油气盆地,阜东斜坡区位于准噶尔盆地东部(图1),以具备丰富的油气资源和巨大的勘探开发潜力而受到高度关注。中侏罗统头屯河组(J_2t)是该地区也是准噶尔盆地的主力产油层位^[1],勘探开发重点目前已从构造油气藏转向隐蔽岩性油气藏^[2-3],然而对隐蔽岩性油气藏至关重要的储层特征的了解目前仍很肤浅,制约了头屯河组油藏的开发效益,因而有必要对头屯河组储层的发育、控制因素和敏感性特征展开深入系统的研究。

1 头屯河组油藏区域地质概况

阜东斜坡位于昌吉中央凹陷北东端与博格达山山前冲断带北东侧的结合部,也是阜康生油凹陷的东侧

上倾部位(图1),其构造形态为一整体向北东抬升的单斜,平面展布呈北东窄南西宽的“桑叶形”,油藏主体位于阜东斜坡带内的头屯河组,为明显受岩性控制的隐蔽油气藏。

头屯河组厚100~500 m,具有西厚东薄的分布特点,自下而上可划分为三段^[4],其中头一段(J_2t^1)为灰色细粒长石岩屑砂岩、粉砂岩与薄层灰绿色泥质粉砂岩、泥岩交替互层组合,下部砂岩厚约5~10 m,粒度向上逐渐变细;头二段(J_2t^2)为灰色细-中粒岩屑砂岩、细粒长石岩屑砂岩、夹灰绿色泥岩和泥质粉砂岩组合,中部以砂岩为主,厚度较大为10~20 m,具粒度向上逐渐变细的正粒序结构,为头屯河组主力产层;头三段(J_2t^3)以深灰绿色泥岩为主,夹灰色细粒长石岩屑砂岩、粉砂岩和粉砂质泥岩和多层灰黑色泥岩,砂岩厚度较薄,粒度细,一般不利于储层发育。

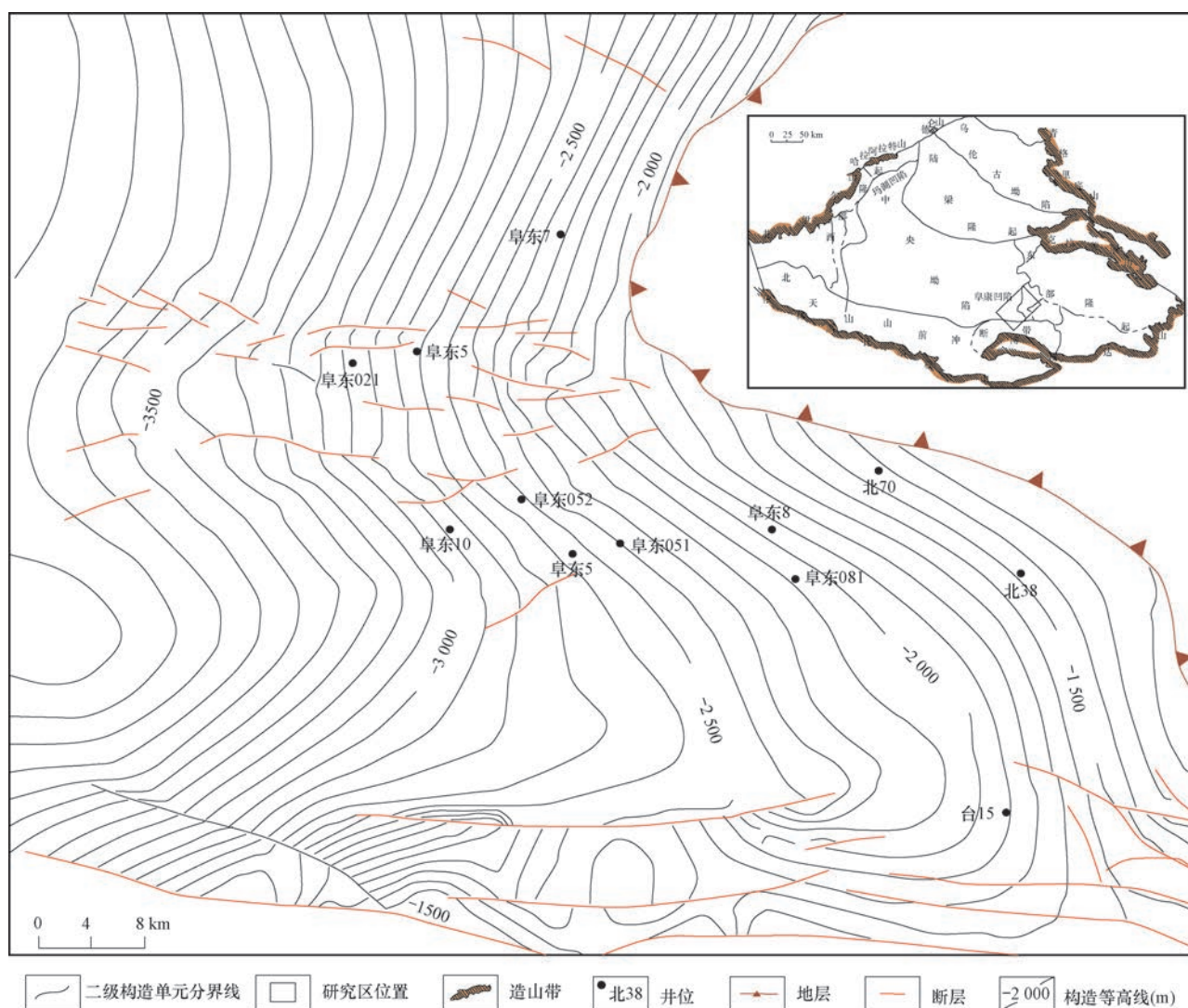


图1 阜东地区区域构造(据新疆油田分公司勘探开发研究院)

Fig.1 Regional structure map of Fudong area(after Exploration & Development Research Institute of Xinjiang Oilfield Company,PetroChina)

2 储层特征

2.1 储层沉积相特征

据已有研究资料,头屯河组属于湖泊辫状河三角洲沉积体系^[5-6],沉积作用受南部博格达山、北部克拉美丽山两物源区共同控制^[1-3],局部受到北三台凸起物源影响。研究区主体位于三角洲沉积体系的前缘亚相带,顺阜东斜坡带的倾斜自北东向南西方向延伸。根据岩性组合与测井曲线特征,于研究区内可细分出水下分流河道、水下天然堤、分流间湾、水下决口扇和决口河道及河口坝等微相类型。在头屯河组的3个岩性段中,头一段以发育分流间湾和水下天然堤为主;头二段以发育水下分流河道为主,因而该岩性段也最有利于储层发育的层位;头三段以发育分流间湾为主,夹水下天然堤,而水下分流河道基本不发育,因而为重要的致密盖层发育层位。

2.2 储层岩石学特征

2.2.1 储层岩石类型

头屯河组含油储层几乎都发育于头二段,岩性以灰-灰绿色细粒长石岩屑砂岩和中-细粒岩屑砂岩为主,其次为粉砂岩,反映为常年覆水的弱还原沉积环境标志。砂岩中长石和岩屑含量较高,质量百分数分别为10.51%~49.28%和34.34%~71.33%,石英含量较低和变化范围大,质量百分数为11.00%~62.09%(图2)。从图2可知,头一段、头二段和头三段储层砂岩的岩石类型相差不大。碎屑颗粒以次棱角-次圆状为主,磨圆度和分选性中等偏好,泥质杂基含量一般为2%~4%,平均为3.56%。碎屑之间多呈点-线接触关系,孔隙式胶结为主,次为压嵌式胶结。胶结物含量平均为4.14%,主要为方解石(图3a),次为绿泥石、水云母和高岭石,其中绿泥石有呈环边生长的特点(图3b,c)。从总体上看,头屯河组砂岩储层具有富长石和极富岩屑,贫石英的低成分成熟度,而结构成熟度中等偏高的性质,反映近物源、快速堆积、环境能量较高的河道砂体沉积特征。

2.2.2 储层成岩作用特征

头屯河组油藏砂岩储层的成岩后生作用,可划分为建设性成岩作用与破坏性成岩作用两大类。

1) 破坏性成岩作用

① 压实-压溶作用:机械压实-压溶作用主要发生在成岩早期。表征为:Ⅰ. 颗粒接触关系较紧密,多

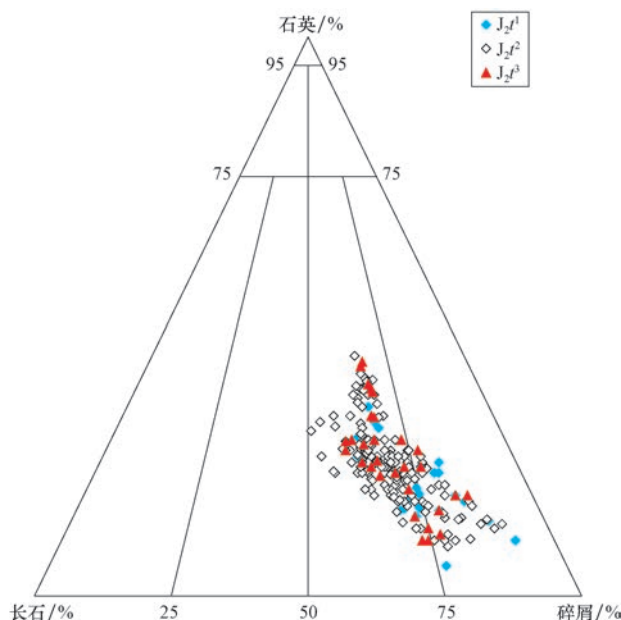


图2 阜东地区头屯河组砂岩成分三角图

Fig. 2 Ternary diagram of sandstone composition in the Toutunhe Formation in Fudong area

呈点-线接触,局部出现凹凸缝合线接触;Ⅱ. 有较强塑性的火山岩岩屑、泥岩屑等发生弯曲变形,在强压力作用下,甚至形成粒间孔隙中的假杂基;Ⅲ. 粘土矿物在压实作用过程中析出,主要呈薄膜状附着在颗粒表面,致使原生孔隙和喉道半径减小,储层物性变差。

② 胶结作用:研究区主要有碳酸盐、硅质以及方沸石的胶结作用。早期碳酸盐胶结物主要为方解石,较晚期为铁方解石,在阴极发光下,围绕在碎屑边缘发育的,发较亮橙红色光方解石胶结物属于第一期,第二期则发很亮黄色光(图3d,e),原因为激发剂Mn含量较多,为近地表成岩环境;硅质胶结作用在阜东地区头屯河组较少,少量石英碎屑的次生加大作用较强,部分可达到三级,充填于粒间孔隙中(图3f,g),在铸体薄片和扫描电镜中未观察到石英碎屑被溶解现象,认为次生加大的硅质主要来自于粘土矿物相转化过程中释放的硅离子。

2) 建设性成岩作用

① 早期绿泥石环边胶结作用:扫描电镜下可见自生绿泥石呈叶片状、花朵状、绒球状分布于碎屑颗粒表面形成薄膜式胶结,或沿孔隙周缘生长形成孔隙衬垫,并保持了弱压实的、以点-线接触为主的颗粒支撑结构(图3b),显然属于成岩早期阶段的产物。环边绿泥石胶结物虽然堵塞了部分粒间孔喉,但在后期成岩过程中的抗压实-压溶效应对各类孔隙,特别是原生粒间孔的保存非常有利^[7];此外,在发育环边绿泥石胶结物薄膜的部位,在后期成岩过程中可形成水膜,不仅抑制了

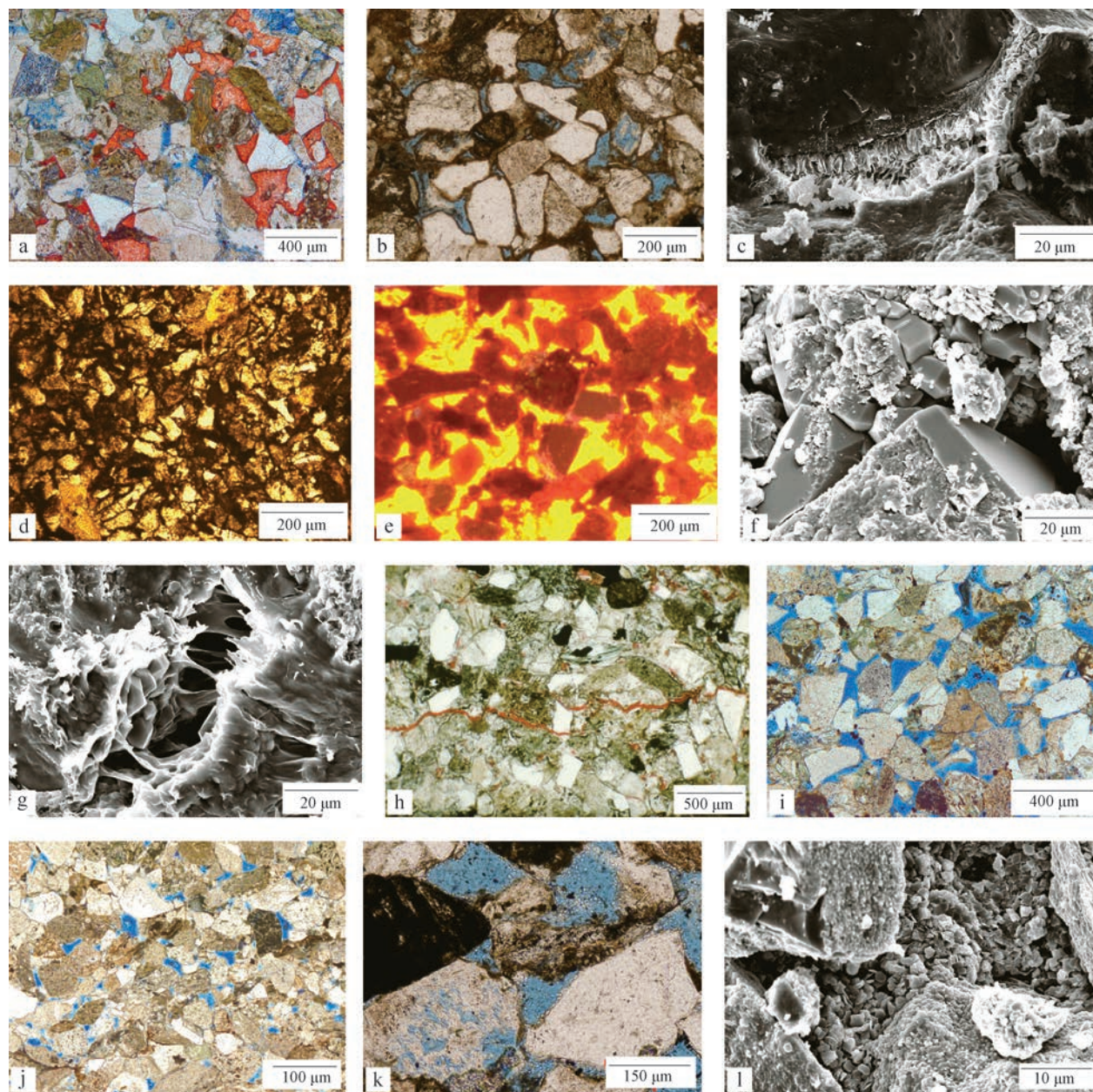


图3 阜东地区头屯河组砂岩储层显微照片

Fig.3 Micrographs of sandstone reservoir in the Toutunhe Formation in Fudong area

a. 细粒长石岩屑砂岩,以发育剩余原生粒间孔为主,局部发育长石和岩屑被溶蚀形成的粒间和粒内溶孔及铸模孔,部分孔隙被方解石充填,染色铸体薄片,单偏光。东2井,埋深3 115.32 m, J_2t^3 ; b. 细-中粒长石岩屑砂岩,发育绿泥石环边胶结,颗粒间多呈点-线接触,个别尖棱颗粒为凹凸接触,以发育剩余原生粒间孔为主,少量为长石溶解形成的粒间和粒内溶孔,铸体薄片,单片光,阜东11井,埋深2 944.35 m, J_2t^2 ; c. 细粒长石岩屑砂岩,绿泥石单晶呈叶片状,环边生长形成颗粒包壳和剩余原生粒间孔的衬里,SEM,阜东51井,埋深3 053.3 m, J_2t^2 ; d, e. 同一薄片位置,中粒长石岩屑砂岩,左为染色阴极发光薄片单偏光,右为阴极发光,显示两期方解石胶结物作用,第一期发较亮红橙色光,第二期发很亮黄色光,阜东8井,埋深2 523.15 m, J_2t^2 ; f. 中粒岩屑砂岩,未被粘土杂基包覆的石英碎屑表面具有明显的次生加大作用,北81井,SEM,埋深2 792.7 m, J_2t^2 ; g. 细粒长石岩屑砂岩,原生粒间孔中丝状伊利石和晶簇状石英的先后充填胶结作用,孔隙连通性较差,SEM,北82井,埋深2 999.66 m, J_2t^2 ; h. 泥质细粒砂岩,岩性致密,孔隙不发育,仅见未充填的裂缝,铸体薄片,单偏光,北70井,埋深2 017.37 m, J_2t^1 ; i. 中-细粒长石岩屑砂岩,压实作用较弱,颗粒间呈点-线接触,原生粒间孔非常发育,保存完好,呈多角形,连通性好,含少量粒内溶孔,铸体薄片,单偏光,阜东2井,埋深3 177.55 m, J_2t^2 ; j. 细粒长石岩屑砂岩,压实作用中等,颗粒间多呈线接触,发育剩余原生粒间孔和粒间溶扩孔,铸体薄片,单偏光,阜东21井,埋深3 419.54 m, J_2t^2 ; k. 细粒长石岩屑砂岩,粒间孔中充填片状次生高岭石,SEM,阜东6井,埋深2 398.72 m, J_2t^2 ; l. 细粒长石岩屑砂岩,各类孔隙非常发育,为剩余原生粒间孔、粒间和粒内溶孔、粒间溶扩孔和铸模孔组合,部分溶孔充填有少量原油,铸体薄片,单偏光,滋泉1井,埋深3 718.95 m, J_2t^2

次生石英沉淀,而且可促进颗粒与孔隙水之间的离子交换^[8],不稳定颗粒组分,如长石和火山岩屑的溶蚀作用增强,部分被完全溶蚀,形成粒内溶孔和只留下绿泥石包壳的铸模孔,致使部分储层各类次生孔隙很发育。

② 溶蚀作用:通过铸体薄片观察和扫描电镜分析,头屯河组砂岩储层溶蚀作用总体较弱,对改善储层的孔、渗性贡献有限,主要可见长石和火山岩屑不同程度的溶解作用,且发生时期相对较晚。

③ 破裂作用:取心段中可见少量构造挤压破裂形成的构造裂缝,多以未充填的有效裂缝为主。此外,镜下常可见由强烈压实-压溶作用形成的石英颗粒的粒内压溶缝和呈线状接触的不同矿物颗粒之间贴粒压溶缝(图3h),在此2类裂缝中偶尔可见沥青和方解石充填物,但大多数为无效裂缝。

2.3 储集空间特征

2.3.1 孔隙类型

头屯河组砂岩储层的储集空间以剩余原生粒间孔为主,次为粒间和粒内溶孔、铸模孔和微裂缝等次生孔隙。

1) 原生粒间孔隙

大部分砂岩发育有剩余原生粒间孔,且大多呈颗粒间的多角形孔(图3i,j),孔内部分被(铁)方解石或高岭石充填(图3a,k)。

2) 次生孔隙

研究区头屯河组储层中的次生孔隙类型较为丰富,计有粒间和粒内溶孔、铸模孔和微裂缝。粒间和粒内溶孔常为长石或火山岩屑被不同程度地溶解而成(图3l),当溶解作用非常彻底时则形成铸模孔;在取心段岩心中可见少量裂缝,并多以未充填的有效裂缝为主,但由于储层的孔渗相关性好,从总体上看,裂缝对改善储层贡献较有限。

2.3.2 储层物性和孔隙结构特征

1) 物性特征

据25口井987件样品孔隙度(图4a)和渗透率分析数据统计(图4b),头屯河组3个岩性段砂岩的孔隙度变化范围为2.69%~28.88%,渗透率变化范围为 $(0.01 \sim 790) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度和渗透率都以头二段砂岩平均值最高,分别为14.98%和 $26.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,次为头三段砂岩,分别为14.62%和 $33.17 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;再次为头一段砂岩,分别为14.50%和 $13.83 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。总体上,头屯河组储层孔隙度为6.50%~28.88%,平均为15.18%,其中大于20%的样品占11.45%,10%~20%的样品的分布频率为77.30%;渗透率为 $(0.201 \sim 790) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $27.88 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其中大于 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占0.34%, $(100 \sim 500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占5.76%, $(1 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占78.14%。孔隙度与渗透率具明显正相关性(图5),相关系数为0.703,说明渗透率变化主要受基质岩孔隙发育程度控制^[8-12]。砂岩的储集和渗透能力主要依赖于基质孔隙与喉道,而不均匀分布的层理缝、层间缝及微裂缝对改善储层的孔隙和渗透性贡献是很有限的,总体上属于中-高孔、中-低渗孔隙型储层。

2) 孔隙结构特征

储层的孔隙结构是岩石的微观物理性质,通过孔隙的分选性、孔隙分布的偏度以及平均孔隙半径来反映。比常规储层物性更能全面深入的反映储层的产能、渗透能力和储集性能^[13-15]。

通过对阜东地区头屯河组储层349个样品压汞资料的分析研究,并对其毛细管压力曲线形态及各特征参数的统计分析,将其孔隙结构分为4种类型。

I类孔隙结构:岩性以水下分流河道微相的细粒长石岩屑砂岩为主,部分为中-细粒长石岩屑砂岩。平均孔隙度和渗透率分别大于19.90%和 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最

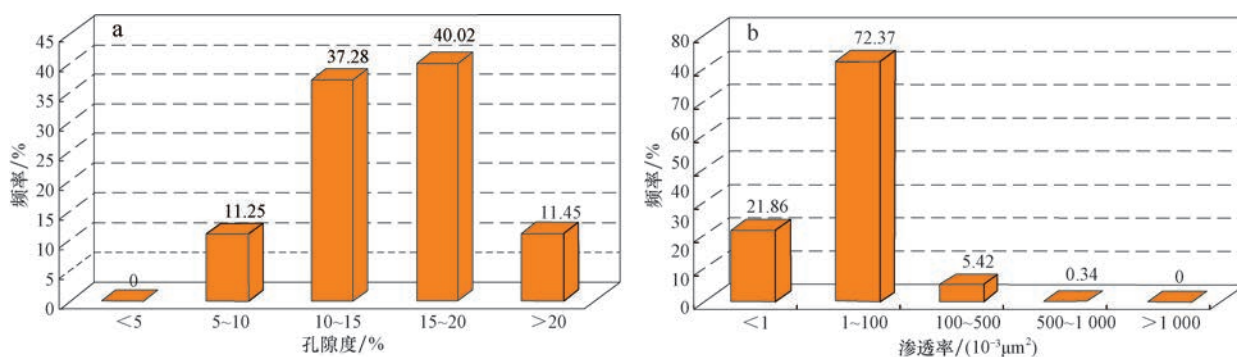


图4 阜东地区头屯河组孔隙度和渗透率分布频率直方图

Fig. 4 Histograms of porosity and permeability in the Toutunhe Formation in Fudong area

大值分别为 24.3% 和 $640 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙类型主要为原生粒间孔。孔隙结构参数好, 毛细管力曲线呈缓斜坡平台状(图 6), 孔喉分布以粗歪度为主, 大小分布集中, 分选较好, 为中、小孔-中、细喉组合。排驱压力低, 范围为 0.03~0.09 MPa, 平均值为 0.055 MPa, 中值压力低。孔喉连通性好, 最大连通孔喉半径为 8.42~41.62 μm , 平均值为 14.46 μm 。储层中具有此类孔隙结构的样品占 4.18%, 大多数为好储层, 部分为优质储层。

Ⅱ类孔隙结构: 岩性以水下分流河道微相的细-中粒长石岩屑砂岩和细粒岩屑砂岩为主, 少量为河口坝和水下决口扇微相的含泥质细粒长石岩屑砂岩。平均孔隙度和渗透率分别为 18.72% 和 $46.69 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大值分别为 23.70% 和 $198 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙类型主要为原生粒间孔和剩余原生粒间孔组合。孔隙结构参数中等-较好, 毛细管力曲线呈略陡的平台状(图 6), 孔喉分布以偏粗歪度为主, 大小分布较集中, 分选性亦较好, 为中、小孔-细喉组合。排驱压力较低, 范围为 0.02~1.32 MPa, 平均值为 0.141 MPa, 中值压力低-

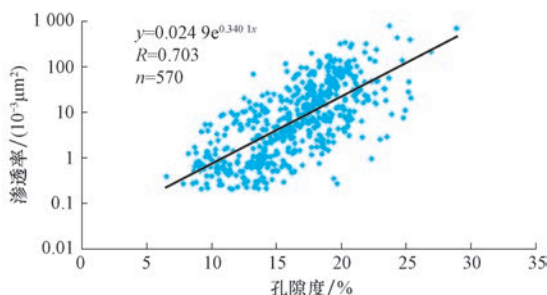


图5 阜东地区头屯河组储层孔-渗关系

Fig. 5 Relationship between porosity and permeability in the Toutunhe Formation in Fudong area

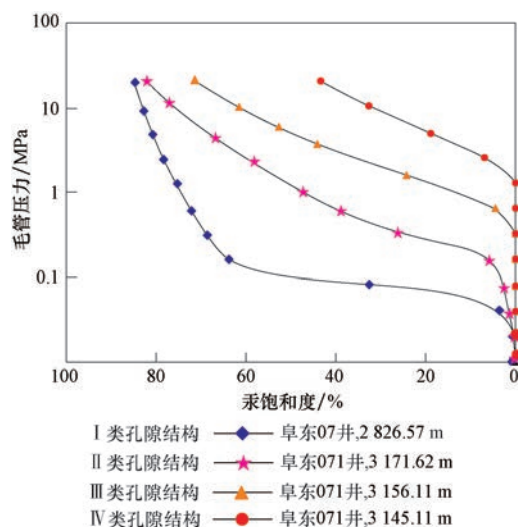


图6 阜东地区头屯河组压汞毛细管压力曲线

Fig. 6 Capillary pressure curve from MIP (mercury intrusion porosimetry) in the Toutunhe Formation in Fudong area

中等。孔喉连通性较好, 最大连通孔喉半径范围为 0.56~32.01 μm , 平均值为 9.85 μm 。储层中具有此类孔隙结构的样品占 27.16%, 大多数为好-较好储层。

Ⅲ类孔隙结构: 岩性仍以水下分流河道微相的细粒长石岩屑砂岩和岩屑砂岩为主, 其次为水下天然堤、水下决口扇、河口坝和远砂坝微相的含泥质细粒长石岩屑砂岩和粉砂岩。平均孔隙度和渗透率分别为 15.14% 和 $6.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大值分别为 20.80% 和 $86.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙类型主要为剩余原生粒间孔和少量粒间溶孔组合。孔隙结构参数中等, 毛细管力曲线呈较Ⅱ类孔隙结构稍陡的平台状(图 6), 孔喉分布也以略偏粗歪度为主, 反映孔喉分选性较好, 大小分布较集中, 分选性亦较好, 为小孔-细、微喉组合。排驱压力低-中等, 范围为 0.02~1.37 MPa, 平均值为 0.30 MPa, 中值压力中等。孔喉连通性中等, 最大孔喉半径范围为 0.53~23.56 μm , 平均值为 4.78 μm 。储层中此类孔隙结构最发育、占样品总数的 33.13%, 大多数为好-较好储层, 部分为中等储层。

Ⅳ类孔隙结构: 岩性仍以水下分流河道微相的细粒长石岩屑砂岩与细粒岩屑砂岩为主, 次为水下天然堤、水下决口河道与河口坝微相的含泥质粉砂岩。平均孔隙度和渗透率分别为 10.94% 和 $0.91 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大值分别为 17.40% 和 $14.90 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙类型主要为少量剩余原生粒间孔与填隙物内微孔组合。孔隙结构参数中等-差, 毛细管力曲线呈倾斜角度较大的陡坡状(图 6), 孔喉分布为细歪度, 反映孔喉分选性较差, 大小分布较分散, 为小孔-微喉组合。排驱压力高, 最大可达 2.25 MPa, 平均值为 0.657 MPa, 中值压力也较高。孔喉连通性差, 最大孔喉半径范围为 0~9.51 μm , 平均值为 2.057 μm 。储层中此类孔隙结构占 30.74%, 主要为差储层, 部分为非储层。

2.4 储层发育控制因素

阜东斜坡区头屯河组油藏储层发育受物质组分、沉积微相和成岩作用等因素的复合控制。

2.4.1 物质组分对储层的影响

物源是形成储层最基本的物质基础, 对储层储集性有直接影响。阜东斜坡区为多物源的近源辫状河三角洲快速沉积区, 砂岩的物质组分十分复杂, 不同物质组分砂岩的储集物性有很大差异^[16]。如石英是砂岩中的主要造岩矿物, 稳定性极高, 一般只发生机械破碎, 在压实作用很弱的条件下, 石英碎屑易形成颗粒支撑结构, 是保存原始孔隙的主要因素。研究区头屯河

组油藏的砂岩储层岩石类型以长石岩屑砂岩为主, 次为岩屑砂岩, 两类砂岩都以富岩屑组分为显著特征, 有意义的是, 塑性和易蚀变的凝灰岩屑含量可占岩屑组分总量的 70%。前人对富凝灰岩岩屑的砂体与正常砂岩曾进行过比较研究^[17-19], 确定凝灰质组分在早成岩阶段不利于原生孔隙保存, 而在中、晚成岩阶段有利于溶蚀作用而利于次生孔隙的发育。头 2 段油藏储层以原生孔隙为主, 次生孔隙为辅, 结合储层中凝灰岩岩屑含量与孔隙度的相关性分析(图 7), 认为虽然随着凝灰岩岩屑含量的增加, 孔隙度发生相对应的下降, 但因成岩作用强度总体较弱和由石英颗粒的支撑作用, 大部分原生粒间孔仍得到较好保存, 部分转化为剩余原生粒间孔。

2.4.2 沉积微相对储层发育的控制

头屯河组储层属于辫状河三角洲沉积体系^[6], 研究区主要位于三角洲前缘亚相, 可细分为水下分流河道、水下天然堤、水下决口扇、决口河道、分流间湾、河口坝、远砂坝和前三角洲泥等微相类型, 有利储层发育的微相为水下分流河道、河口坝和水下天然堤(表 1), 其中以水下分流河道微相的砂体物性为最好, 以发育中-高孔、中渗孔隙型储层为主, 次为河口坝和水下天然堤微相的砂体, 以发育中孔、低渗孔隙型储层为主, 而水下决口扇、决口河道和远砂坝砂体虽然可具有一定的储集性, 但因砂体普遍很薄, 且往往与泥岩互层产

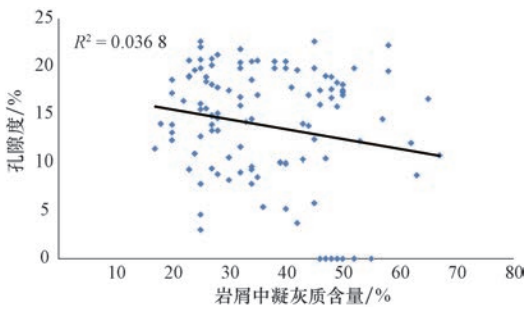


图 7 阜东地区头二段凝灰岩岩屑含量与孔隙度相关性

Fig. 7 Correlation between tuff lithic content and porosity of J₂t₂ in Fudong area

出而难以形成有效储层。

2.4.3 成岩作用对储层发育的控制

1) 压实-压溶作用

压实作用主要发生在成岩早期, 中等偏强, 头屯河组砂岩碎屑间接触关系以点-线接触为主, 局部出现有压溶作用的凹凸接触, 而泥岩岩屑、黑云母等塑性组分受压发生弯曲变形(图 3a), 而在石英和长石碎屑的压实-压溶过程中, 有少量硅质和次生粘土矿物析出, 或形成石英的次生加大边, 或以薄膜状附着在颗粒表面形成环边胶结(图 3b、g)。由机械压实作用使大部分原生孔隙趋于消失, 渗透性变差。由胶结物-粒间体积(IGV)关系图^[20](图 8)可知, 原始孔隙度丧失约为 30%~100%, 主要是压实-压溶作用使储层孔隙度下降, 胶结作用的破坏程度相对较小, 多数小于 13%。

综上所述, 压实作用对储集层质量的影响起首要作用, 原因有: ①研究区内岩石组分中塑性易变形的凝灰岩岩屑和千枚岩岩屑含量高, 抗压实性弱; ②侏罗系储集层埋藏浅、成岩作用强度弱。胶结或溶蚀作用对储集层物性的改造能力相对较小。

2) 胶结作用

头屯河组砂岩胶结作用类型主要有 3 种: ①环边绿泥石胶结作用。自生绿泥石呈片状、花朵状和绒球状垂直分布于碎屑颗粒表面, 沿孔隙周缘形成孔隙衬垫, 环边薄膜厚约为 0.01 mm, 为成岩早期阶段产物。虽然早期绿泥石环边胶结作用减少了部分原始孔隙, 但大幅度提高了砂岩抗压实-压溶强度^[18]和降低了石英的次生加大程度, 使部分原生孔隙和喉道得以保存, 从而有利于储层发育。②方解石胶结物。粗大的结晶颗粒以连晶状方式存在, 颗粒接触形式为点接触。表明方解石沉淀发生的期次为早成岩期(图 3a、h)。③硅质胶结物。石英次生加大程度中等偏强, 部分可达到Ⅲ级, 并有较多石英晶簇充填粒间孔隙(图 3i), 成为减小孔隙度和缩小小孔喉的主要因素之一。

表 1 阜东地区头屯河组砂岩储层各类储集岩孔隙度和渗透率

Table 1 Porosity and permeability of various sandstone reservoirs in the Toutunhe Formation in Fudong area

沉积微相	岩性	孔隙度/%			渗透率/(10 ⁻³ μm ²)		
		样品个数	区间值	平均值	样品个数	区间值	平均值
水下分流河道	中-细粒长石岩屑砂岩/中-细粒岩屑砂岩	171	5.20~24.30	16.00	171	0.13~433.00	37.91
水下天然堤	含泥质粉砂岩	27	6.50~19.00	12.70	27	0.02~12.20	2.87
河口坝	微-细粒长石岩屑砂岩	21	8.82~21.20	15.50	21	0.13~32.70	5.52
远砂坝	泥质粉砂岩/粉砂质泥岩	13	4.20~19.30	12.72	13	0.01~6.89	0.92

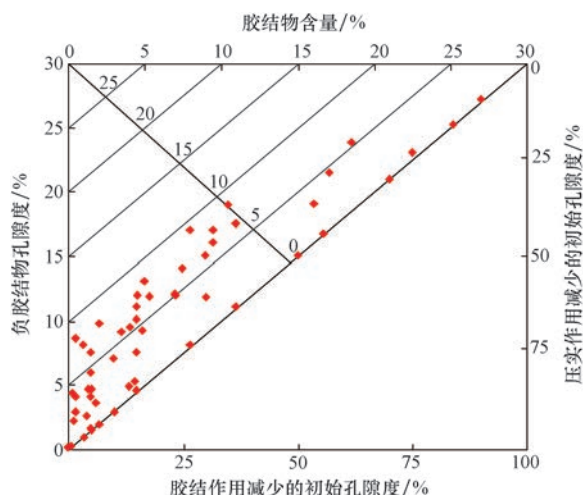


图8 阜东地区砂岩胶结物含量-粒间体积(IGV)关系
(假定原始粒间体积为40%,据 Houseknecht,1987)

Fig.8 Correlation of sandstone cement content and intergranular volume in Fudong area (with a depositional intergranular volume of 40%, cited from Houseknecht,1987)

3) 溶蚀作用

据镜下薄片观察研究表明,头屯河组储集砂岩溶蚀作用较弱,溶蚀对象主要是长石颗粒,其次为含长石的碎屑颗粒,多为“蜂窝状”的粒内溶孔和沿长石解理溶蚀的粒内溶孔,杂基内的溶蚀现象较为少见。因为溶蚀作用发生时间较晚,溶蚀现象较少,所以溶蚀作用仅增加极少量岩石的次生孔隙,对改善孔隙连通性和增强渗流条件有限。

3 储层敏感性

阜东斜坡区头屯河组虽然储集砂体非常发育,储层物性较好,含油饱和度也很高,但油藏开发效果并不理想,究其原因与储层普遍存在多种不同程度的敏感性有关,因而了解储层的敏感性特征和进行评价,对制定相应的对策和提高油藏开发效益至关重要。

基于头屯河组含油层主要发育于头二段,因而进行敏感性实验的133块样品都取自头二段,并对样品进行X-衍射及扫描电镜资料分析,以确定样品中的粘土矿物含量和类型。结果表明,头二段储层砂岩中的粘土矿物绝对含量平均为5%,类型丰富,可识别出蒙脱石、伊/蒙混层、绿泥石、伊利石、高岭石等类型。其中伊/蒙混层平均相对含量最高(49.26%),其次为绿泥石(13.97%),伊利石(9.36%),而高岭石最少(6.86%)。

3.1 敏感性特征

3.1.1 水敏性

储层水敏性为粘土矿物与外来流体接触时,因吸

水膨胀和堵塞喉道造成渗透率下降,常可造成油气层严重伤害^[21-24]。实验时,在低于临界流速条件下,依次注入模拟地层水(按当地地层水标准配制,矿化度为3.56~14.34 g/L)、次地层水(为模拟地层水矿化度标准的一半)及蒸馏水。10块岩心样品的实验结果表明,随矿化度逐渐降低,头屯河组砂岩储层渗透率不断降低,损害率不断增大(图9),水敏对渗透率的损害率为34.38%~85.30%,平均57.84%,属于中等偏强水敏伤害。根据粘土矿物相对含量与水敏性的相关性资料分析,水敏损害率与伊/蒙混层相对含量呈弱正相关,相关系数0.39;与伊利石相对含量呈较强正相关,相关系数0.66,原因有:①伊利石和蒙脱石有较高的亲水性和膨胀性,易堵塞喉道;②伊利石多呈丝状和片状结构(图3g),使原本喉道较小的储层孔隙更加微细,力学性质不稳定,流体婉转迂回流动过程中更易发生微粒运移而水化脱落,从而损害渗透率和地层储层。

3.1.2 酸敏性

酸液进入储层后与储层中的酸敏性矿物发生反应,产生凝胶或化学沉淀物堵塞喉道而导致渗透率下降的现象称为酸敏性^[22,25]。将质量分数分别为12%的盐酸与3%的氟化氢混合制成的土酸液注入储层进行流动实验。结果表明31块样品的酸敏性与砂岩储层胶结物中有较多含铁方解石(56.1%)和绿泥石(10%)有关,酸敏损害率与胶结物中(铁)方解石和绿泥石含量呈较强正相关性,相关系数分别为0.99及0.58。整体以中等酸敏为主(表2)。由于储层中含有富铁的矿物,如绿泥石与土酸反应的直接产物就是产生难溶的絮状氢氧化铁沉淀物^[21-22],又如含铁方解石

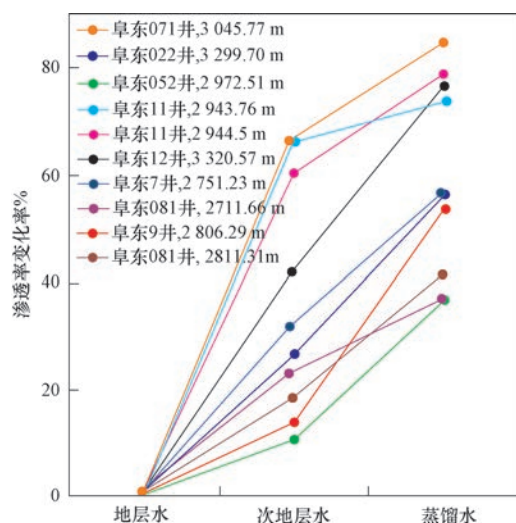


图9 阜东地区头二段储层水敏性评价实验

Fig.9 Experiment on water-sensitivity of J_2t^2 in Fudong area

表 2 阜东地区头二段酸敏性评价指标与结果
Table 2 Indicators and results of acid-sensitivity
evaluation of J_2t^2 in Fudong area

酸敏性程度	样品个数	酸敏指数	酸敏性程度	样品个数	酸敏指数
强	3	0 ~ 90.1	中等偏弱	11	0 ~ 47.5
中等偏强	9	52.0 ~ 69.4	弱	8	0 ~ 29.3

与土酸反应虽无直接的沉淀物,但随着 pH 值升高,析出的 Fe^{3+} 离子与残酸中的 OH^- 离子也可形成絮状氢氧化物沉淀物^[24-26],这些不溶性化合物多呈胶体粘附在颗粒表面,或占据孔隙空间,或堵塞喉道而造成渗透率下降。此外,储层中还含有少量的石英及高岭石,故酸化时也常伴有 Si^{4+} 离子,与溶液中的 OH^- 离子结合形成难溶的硅酸盐胶体堵塞喉道而造成渗透率下降。

3.1.3 速敏性

72 件砂岩储层速敏样品的分析结果,其中 28 件样品为弱或无透率损害程度,占样品总数的 58.33%,总体表现为无临界流速至临界流速 81.68 m/d 的弱速敏性特征。引起弱速敏的原因是高岭石和伊利石晶间结构较疏松,遇到流体冲刷会伴随其剥离脱落与迁移,未能形成对喉道的堵塞有关,整体表现为高临界流速和低渗透率损害的特点。另 48 件样品的流速-渗透率之间的关系曲线出现 3 种情况(图 10):①伴随注入的水流速增大,优质储层样品中的较大颗粒处于静止状态,与基质结合力较弱的细小粘土颗粒开始脱落、运移。由于细小颗粒的半径远小于样品喉道半径,所以流动阻力可忽略不计,不仅不发生堵塞喉道的情况,而且随着细小颗粒不断被运移带出,孔隙和喉道半径也略微变大,渗透率也得到改善(图 10a),具有高临界流速和渗透率改善的特点。②当流速增大到一定程度时,好和较好储层样品中可移动颗粒的粒径和数量逐渐增大,喉道处开始出现堆积或“桥堵”现象^[20],在 25~60 m/d 流速范围内出现渗透率的波动,但此阶段因稳定

“桥堵”条件还不具备,在流速加大过程中易解体,因此,随着流速不断增大,“桥堵”因颗粒与孔道直径不匹配而遭到破坏,渗透率重新持续上升(图 10b),表现出很强的高渗透率恢复程度^[20,26]。③当渗透率增大到临界流速时,中等和差储层样品中与喉道半径相匹配的颗粒开始运移,并在喉道处形成稳定的“桥堵”,当运移颗粒的数目不断聚集增多,颗粒对流体冲击的抵抗力大大提高,喉道在短时间内被堵塞,导致渗透率急速下降(图 10c),具有低临界流速和高渗透率损害的特点。

对于不同类型孔隙结构的储层,其速敏损害率变化有所差异的原因和程度与储层的孔喉大小、形态,以及伊利石和高岭石含量密切相关,优质储层的孔喉相对较大,喉道半径约为 9.27 μm ,伊利石和高岭石含量小于 3%,平均渗透率为 $77.2 \times 10^{-3} \mu m^2$,对微粒的调控作用较强,微粒在孔喉中发生聚积的程度较弱,即使发生聚积,在流速加大过程中很容易解体,因而承受速敏的能力相对较强;好坏较好储层的孔喉半径与优质储层相近,为 10.98 μm ,但伊利石和高岭石含量较多为 6%,渗透率($22.2 \times 10^{-3} \mu m^2$)低于优质储层,对微粒的调控作用较弱,微粒在孔喉中发生聚积的程度相对较强,对储层渗透率损害有较大的影响;而中等和差储层不仅孔喉半径只有 5.2 μm ,且高达 16%的伊利石和高岭石的含量,在流速加大过程中非常容易造成喉道严重堵塞,因而对储层渗透率损害很强。

由此可见,头屯河组优质和好-较好砂岩储层的速敏性弱至中等,对储层渗透率的损害影响不大,甚至对改善优质和好储层的渗透率有很强的促进作用。

3.1.4 盐敏性

盐敏感性是指储层在系列盐溶液中,使粘土矿物发生水化、分散、运移、膨胀而导致储层渗透率下降的现象^[27-28]。本区 20 块样品中,储层的临界矿化度为 0.89~13.33 g/L,其中中等偏弱盐敏与弱盐敏样品共

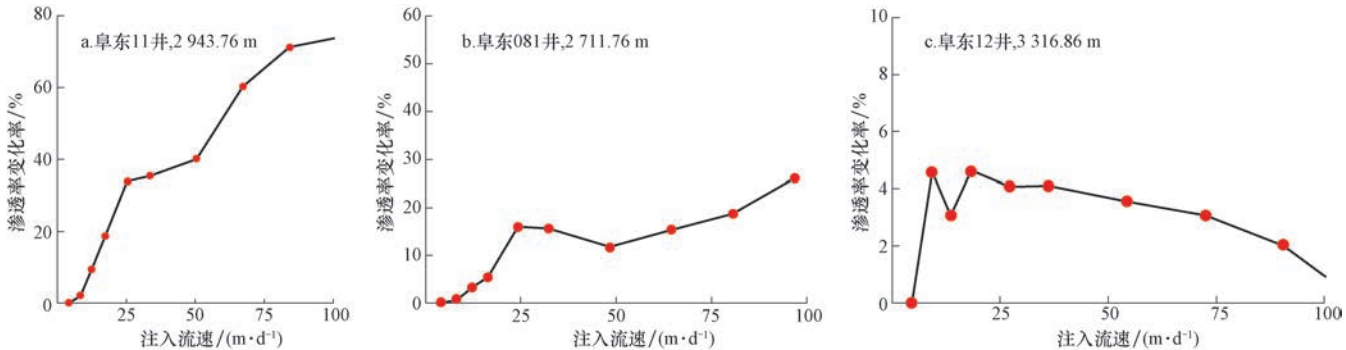


图 10 阜东地区头二段储层速敏性评价实验

Fig. 10 Experiment on velocity-sensitivity of J_2t^2 in Fudong area

有15个,占75%,3块样品是强盐敏,占总数的15%,2块样品为无盐敏,占10%。从总体上看,头屯河组砂岩储层的盐敏性较弱。

3.2 敏感性评价

综上所述,按中华人民共和国石油天然气行业标准(SY/T 5358—2010)^[29],头屯河组砂岩储层不仅各种敏感性普遍,而且在不同沉积微相的砂岩储层中造成储层渗透率损害的原因各不相同。

① 水下分流河道微相:以水敏性对储层渗透率损害为最强,在所分析的样品中,偏强和强敏感性占80.65%,中等偏弱占19.35%;其次为酸敏性,中等偏强和强酸敏性占42.83%,中等偏弱和弱酸敏性占37.50%,无酸敏性占12.50%;储层的速敏性伤害最弱,中等和偏强的样品占19.35%,中等偏弱和弱速敏性占77.42%,个别样品的速敏性对改善储层渗透率有贡献,此特征告诫开发地质工作者,在注、采工程中此类优质和好储层在实施注水工艺时极易形成水浸突进层造成水淹油层事故,需要提前防范。

② 河口坝沉积微相:仍以水敏性对储层渗透率损害为最强,在所分析的样品中,中等偏强和强水敏性占66.67%,中等偏弱占33.33%;其次为酸敏性,其中强酸敏性占33.33%,中等偏弱和弱酸敏性占66.67%;速敏性弱,对储层渗透率基本无损害。

③ 远砂坝沉积微相储层:以水敏性伤害为最强,所分析样品均为中等偏强水敏性;酸敏性由于样品数量较少,推断为中等偏强酸敏性;速敏性则最弱,对储层渗透率基本无影响。

4 结论

1) 阜东地区头屯河组砂岩具有成分成熟度中等和结构成分成熟度偏低的特点,物性受辫状河三角洲前缘亚相和砂体粒度控制,以细粒的水下分流河道和河口坝砂体为最有利储层发育的微相。

2) 头屯河组砂岩属于中-高孔隙、低渗透储层,孔隙结构中等偏差。储集空间以剩余原生粒间孔为主,含少量的粒内溶孔和微裂缝。因储层储集和渗透能力主要依赖于砂岩基质的孔隙与喉道,微裂缝对改善储层孔隙渗透性的贡献有限。

3) 研究区储层受物质组分、沉积微相与成岩作用控制,中等-偏强的压实作用,尤其是胶结作用制约了孔喉的发育,晚期较弱的溶蚀作用也未明显改善储层物性。但早期的绿泥石环边胶结作用所形成的抗压

实结构,对原生孔隙的保存非常有利。

4) 头屯河组砂岩储层普遍具备各种敏感性,是造成储层损害的主要原因之一,其中对储层伤害最强的是中等偏强的水敏性,次为中等偏弱的酸敏性和盐敏性,而速敏性对储层渗透率不仅基本无伤害,而且部分优质和好储层在注水工程中极易形成特高渗层而造成水淹油层事故。

5) 在各微相类型的砂体中,以水下分流河道砂体的各种敏感性最为严重,次为河口坝砂体。而远砂坝砂体较弱。基于含油砂体主要为分流河道和河口坝砂体,在部署注、采工程和实施工艺流程时,应该以水下分流河道和河口坝砂体为主要对象,而远砂坝砂体可忽略不计。

参 考 文 献

- [1] 张琴,张满郎,朱筱敏,等.准噶尔盆地阜东斜坡区侏罗纪物源分析[J].新疆石油地质,1999,20(6):501-504.
Zhang Qin, Zhang Manlang, Zhu Xiaomin, et al. Analysis of Jurassic sources in east Fukang slope of Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(6): 501-504.
- [2] 周新平,徐怀民,王仁冲,等.准噶尔盆地侏罗系不整合复合体及其岩性地层油气藏[J].现代地质,2012,26(3):581-588.
Zhou Xinping, Xu Huaimin, Wang Renchong, et al. Unconformity complex and its lithologic-stratigraphic reservoir of the Jurassic in Junggar basin[J]. Geoscience, 2012, 26(3): 581-588.
- [3] 屈争辉,姜波,王超勇.柴北缘石泉滩和冷湖三号储层特征对比研究[J].中国矿业大学学报,2007,36(6):837-842.
Qu Zhenghui, Jiang Bo, Wang Chaoyong. Contrast research on reservoir characteristics between shiquantan and lenghu 3 in northern margin of qaidam basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2007, 36(6): 837-842.
- [4] 罗立民.河湖沉积体系三维高分辨率层序地层学——以准噶尔盆地东北部北27井区侏罗系头屯河组为例[M].北京:地质出版社,1999:7-9.
Luo Limin. Three dimensional high resolution sequence stratigraphy of river lake sedimentary system——A case study of Jurassic Toutun Formation in North 27 Well Area, Eastern Junggar basin[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1999: 7-9.
- [5] 张传林,赵省民,文志刚.准噶尔盆地南缘辫状河三角洲沉积特征及储集性[J].新疆石油地质,2003,24(3):202-205.
Zhang Chuanlin, Zhao Shengmin, Wen Zhigang. Sedimentary characteristics and reservoir quality of braided deltas in Southern margin of Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003, 24(3): 202-205.
- [6] 张顺存,邹姐姐,史基安,等.准噶尔盆地玛北地区三叠系百口泉组沉积模式[J].石油与天然气地质,2015,36(4):640-650.
Zhang Shuncun, Zou Niuniu, Shi Ji'an, et al. Depositional model of the Triassic Baikouquan Formation in Mabei area of Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 640-650.
- [7] 文华国,郑荣才,陈洪德,等.鄂尔多斯盆地白豹-华池地区长6

- 砂岩储层特征[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 46–51.
- Wen Huaguo, Zheng Rongcai, Chen Hongde, et al. Characteristics of chang 6 sandstone reservoir in Baibao-Huachi region of Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 46–51.
- [8] 王国仓, 孙敏卓, 王鹏, 等. 柴北缘马北 8 号构造下干柴沟组下段砂岩储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 241–248.
- Wang Guocang, Sun Minzhuo, Wang Peng, et al. Characteristics of the lower part of the Xiaganchaigou Formation in the Mabei structure in the northern margin, Qaidam basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 241–248.
- [9] 何自新, 付金华, 席胜利, 等. 苏里格大气田成藏地质特征[J]. 石油学报, 2003, 24(2): 6–12.
- He Zixin, Fu Jinhua, Xi Shengli, et al. Geological features of reservoir formation of Sulige gas field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(2): 6–12.
- [10] 陈国俊, 吕成福, 王琪, 等. 珠江口盆地深水白云凹陷储层孔隙特征及影响因素[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 566–572.
- Chen Guojun, Lv Chengfu, Wang Qi, et al. Characteristics of pore evolution and its controlling factors of Baiyun Sag in deepwater area of pearl river Mouth basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 566–572.
- [11] 何文祥, 许雅, 刘军锋, 等. 马岭油田北三区河流相储层构型综合地质研究[J]. 石油学报, 2010, 31(2): 274–279.
- He Wenxiang, Xu Ya, Liu Junfeng, et al. Integrated geology study on fluvial reservoirs architecture in No.3 district of northern Maling Oil-field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 274–279.
- [12] 朱筱敏, 董艳蕾, 郭长敏, 等. 歧口凹陷沙河街组沙一段层序格架和储层质量分析[J]. 沉积学报, 2007, 25(6): 934–941.
- Zhu Xiaomin, Dong Yanlei, Guo Changmin, et al. Sequence framework and reservoir quality of Sha1 Member in Shahejie Formation, Qikou Sag [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(6): 934–941.
- [13] Makowitz A, Lander R H, Milliken K L. Diagenetic modeling to assess the relative timing of quartz cementation and brittle grain processes during compaction [J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(6): 873–885.
- [14] Lash G G, Engelder T. Thickness trends and sequence stratigraphy of the Middle Devonian Marcellus Formation, appalachian basin; implications for acadian foreland basin evolution [J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(1): 61–103.
- [15] Hillier S. Pore-lining chlorites in siliciclastic reservoir sandstones: Electron microprobe, SEM and XRD data, and implications for their origin [J]. Clay Minerals, 1994, 29: 665–679.
- [16] 于景维, 郑荣才, 柳妮, 等. 准噶尔盆地东部阜东斜坡带头屯河组粘土矿物特征[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(6): 945–954.
- Yu Jingwei, Zheng Rongcai, Liu Ni, et al. Characterization of clay minerals in Toutunhe Formation of Fudong slope area in eastern Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(6): 945–954.
- [17] Salman B, Robert H L, Linda B. Anomalous high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301–328.
- [18] 张国印, 王志章, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地乌夏地区风城组云质岩致密油特征及“甜点”预测[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 219–229.
- Zhang Guoyin, Wang Zhizhang, Guo Xuguang, et al. Characteristics and ‘sweet spot’ prediction of dolomitic tight oil reservoirs of the Fengcheng Formation in Wuxia area, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 219–229.
- [19] 陈国俊, 杜贵超, 张功成, 等. 珠江口盆地番禺低隆起第三系储层成岩作用及物性影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(6): 854–861.
- Chen Guojun, Du Guichao, Zhang Gongcheng, et al. Diagenesis and main factors controlling the tertiary reservoir properties of the Panyu low-uplift reservoirs, Pearl river mouth basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(6): 854–861.
- [20] Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(6): 633–642.
- [21] Berger A, Gier S, Krois P. Porosity-preserving chlorite cements in shallow-marine volcanoclastic sandstones: Evidence from Cretaceous sandstones of the Sawan gas field, Pakistan [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(5): 595–615.
- [22] 郑荣才. 辽河盆地第三系砂岩储层的敏感性研究[J]. 矿物岩石, 1997, 17(1): 77–84.
- Zheng Rongcai. Sensitive of sandstones reservoir in paleogene from liaohai basin [J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 1997, 17(1): 77–84.
- [23] 陈丽华, 姜在兴. 储层实验测试技术 [M]. 东营: 石油大学出版社, 1994: 219–235.
- Chen Lihua, Jiang Zaixing. Reservoir test technology [M]. Dongying: Petroleum Press, 1994: 219–235.
- [24] 李永刚. 秦家屯油田储层的敏感性评价[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2004, 34(1): 51–54.
- Li Yonggang. Estimation of sensitivity of reservoir in qinjiatun oil field [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2004, 34(1): 51–54.
- [25] Baker J C, Uwins P J R, Mackinnon I D R. ESEM study of authigenic chlorite acid sensitivity in sandstone reservoir [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1993, 8(3): 269–277.
- [26] 郭艳东, 赵英杰, 李治平. 大庆油田萨零组砂岩储层敏感性研究[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(1): 58–60.
- Guo Yandong, Zhao Yingjie, Li Zhiping. Study on sensitivity of siltstone reservoir of Saling Formation in Daqing oilfield [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2008, 22(1): 58–60.
- [27] Bertaux J, Lemanczyk Z R. Importance of dissolution/precipitation mechanisms in sandstone-alkali interactions [J]. SPE16278, 1987.
- [28] Mohnot S M, Gulf R. A study of mineral/alkali reactions [J]. SPE 13032, 1987.
- [29] 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司地质科学研究院. SY/T 5358—2010, 中华人民共和国石油天然气行业标准储层敏感性流动实验评价方法 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
- Geological Scientific Research Institute of Shengli Oilfield. SY/T 5358—2010, Experimental Evaluation of Standard Reservoir Sensitivity Flow in Oil and Gas Industry of the People’s Republic of China [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.