

准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层特征及其控制因素

孙靖, 尤新才, 薛晶晶, 郑孟林, 常秋生, 王韬

(中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000)

摘要:为寻找准噶尔盆地深层-超深层有利碎屑岩致密气储层,利用钻井、录井、薄片及化验资料,研究了碎屑岩致密气储层发育特征、储集空间类型、物性变化特征及有利储层控制因素。研究结果表明:①深层-超深层有利碎屑岩致密气储层储集岩主要为三角洲砾岩和砂岩,以细砾(砂)岩、中砾(砂)岩及中-细砾(砂)岩为主,为岩屑类砂岩。砾石成分和砂岩岩屑以凝灰岩为主,胶结物主要为方解石,局部富集沸石类。②储集空间为孔隙和裂缝,以孔隙为主。储集空间有孔隙型、裂缝型和孔隙-裂缝混合型3种组合类型。孔隙主要为原生剩余孔隙和次生溶蚀孔隙,以次生溶蚀孔隙为主。裂缝以成岩压实微裂缝和构造裂缝为主。③碎屑岩致密气储层垂向上形成了3个次生孔隙发育带。④岩石成分、建设型成岩作用和异常高压是控制有利储层的主要因素,3个主要因素控制了盆地深层-超深层碎屑岩致密气有利储层的发育和分布。

关键词:异常高压;控制因素;储层特征;致密气储层;深层-超深层;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and controlling factors of deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin

SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, ZHENG Menglin, CHANG Qiusheng, WANG Tao

(Research Institute of Exploration & Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: To explore favorable deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin, we investigate the developmental characteristics, storage space types, changes in physical properties, and controlling factors of these reservoirs using data from drilling, logging, thin-section observation, and assays. Key findings are as follows: (1) Favorable deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoir rocks in the basin are mainly of deltaic conglomerates and sandstones, which are dominated by fine-, medium-, and medium- to fine-grained conglomerates/sandstones and can be classified as lithic sandstones. Of these, gravels and sandstone detritus consist primarily of tuffs, and the cements are dominated by calcite, with locally enriched zeolite. (2) The storage spaces consist of pores and fractures, dominated by pores. Accordingly, the storage spaces can be categorized into three types: pore, fracture, and mixed pore-fracture types. The pores are mainly primary residual and secondary dissolution pores, with the latter being predominant, while the fractures are composed mainly of diagenetic compaction-induced micro-fractures and tectonic fractures, (3) forming three secondary pore zones vertically. (4) Major factors governing the favorable reservoirs include rock composition, constructive diagenesis, and anomalously high pressure, which jointly control the development and distribution of favorable deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin.

Key words: abnormal high pressure, controlling factor, reservoir characteristics, tight-gas reservoir, deep to ultra-deep reservoir, Junggar Basin

收稿日期:2024-01-04;修回日期:2024-07-06。

第一作者简介:孙靖(1982—),男,高级工程师,沉积储层、石油地质综合研究和管理,E-mail: sun19820804@sina.com。

基金项目:中国石油天然气集团公司重大科技专项(2023ZZ24-01);中国石油天然气股份有限公司“十四五”前瞻性基础性重大科技项目(2021DJ0405)。

引用格式:孙靖,尤新才,薛晶晶,等. 准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1046–1063. DOI: 10. 11743/ogg20240411.

SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, et al. Characteristics and controlling factors of deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 1046–1063. DOI: 10. 11743/ogg20240411.

中国天然气地质资源量和可采资源量大,目前整体探明率不足10%,潜力巨大^[1-2]。尽管常规天然气剩余资源量正日益减少,但以致密气等为代表的非常规天然气资源量和产量逐年增加^[2-3],尤其是近年来深层-超深层领域成为了勘探开发的重点和热点^[1,4],在四川、塔里木、鄂尔多斯、松辽以及渤海湾等主要含油气沉积盆地均有重大发现和突破^[1-2,5-9]。准噶尔盆地近年来在深层-超深层碎屑岩天然气领域亦连续获得重大发现和突破,高探1、康探1、石西16、沙探2、石西18和呼探1等多口井获高产工业气流^[10-11]。深层-超深层领域潜力巨大,已成为盆地天然气勘探开发和增储上产主要目标领域。

以致密气等为代表的非常规天然气地质综合分析需要重点做好包括岩性、物性在内的“6个特性”研究和分析^[2],明确储层特征和质量,确定有效储层分布规律及形成要素,尤其是深层-超深层埋深大、构造演化复杂、成岩作用时间长,储层普遍致密化,因此,深层-超深层领域更需要强化储层基础研究^[4],为储层预测、目标落实和实际钻探提供支撑。相较于其他盆地深层-超深层非常规天然气领域研究^[5-9],准噶尔盆地该领域研究也已经开展,明确了盆地盆1井西凹陷、南部及整个西部地区等深层具备天然气形成和发育的有利条件^[10-13],并针对深层-超深层储层发育特征、成岩作用、演化规律及控制因素等进行了研究和分析^[14-16],明确了中央坳陷莫索湾地区、中部地区以及南缘中段等区块深层-超深层储层发育规模和有效致密气储层分布特征。这些区块致密储层以较低成熟度的岩屑类砂岩为主,且均已达到中成岩阶段,发育原生孔隙和次生孔隙,古地温、岩石成分、成岩作用以及异常压力等对致密储层的形成和物性的改善具有重要影响。

总体上,前人的研究主要存在两个方面不足:①主要聚焦于局部区块,未开展全盆地系统梳理和分析;②主要对储层整体进行分析,基本未针对天然气储层进行专门研究,无法满足该领域天然气快速增长的勘探开发需求。本文利用准噶尔盆地近40口深层-超深层关键探井的录井、测井、钻井取心、铸体薄片、扫描电镜及分析化验等数据资料,对全盆地埋深大于4 500 m的深层-超深层碎屑岩领域天然气储层基本特征、物性和类型等进行系统分析,明确储层的主要类型、发育

特征、储层质量及其形成的有利因素,为该盆地天然气勘探开发新领域的落实和拓展提供依据。

1 地质概况

准噶尔盆地是中国陆上6大主要含油气盆地之一^[17],面积约 $13.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,整体由6个一级构造单元和44个二级构造单元组成,具有“隆坳相间、凸凹相邻、南北分带、东西分块”的构造格局特征(图1)。目前,盆地已探明和开发35个油气田,其中包括整体埋深小于4 500 m的玛河、呼图壁、中佳、莫索湾、克拉美丽和五彩湾等6个整装、高效气田。

准噶尔盆地先后经历了海西、印支、燕山和喜马拉雅等构造运动下的6期构造演化阶段^[18],自形成以来,除局部、短期抬升以外,一直处于稳定沉降中,其中,盆地南部具有“早期长期浅埋,晚期快速深埋”特征。盆地由深至浅发育了多套烃源岩,广泛分布于不同的二级构造单元中^[19],烃源岩形成后经历了中-晚二叠世等多个成藏期次^[20],形成了大量油气藏。同时,上二叠统等多套稳定发育的累积厚度在100~500 m的泥岩层^[21],为深层-超深层天然气聚集成藏提供了良好封盖条件。同时,盆地发育石炭系-二叠系逆断裂和三叠系-白垩系正断裂等断裂系统,剖面上呈“Y”字形组合,互相搭接,匹配良好^[18,21]。

盆地地层发育齐全,由老至新分别发育石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系,沉积厚度在7 000~9 000 m。由于盆地经历了复杂的构造演化过程,深层-超深层碎屑岩在二叠系、三叠系、侏罗系以及白垩系各个层组均有发育(图2),其埋深、厚度和平面展布也存在差异,南部地区进入深层的地层较新(白垩系),中部地区次之(侏罗系),西部和东部地区最老(二叠系)。其中,深层-超深层碎屑岩致密气地层分布相对集中,主要为中-下二叠统,莫索湾凸起东北部等局部地区下侏罗统也有发育,南缘冲断带等南部地区主要为下白垩统清水河组。

深层-超深层沉积相主要为扇三角洲、辫状河三角洲和曲流河三角洲等^[14-16,21-28],盆地边缘靠近物源区发育冲积扇相。主要发育3类储层,以碎屑岩为主,其次为火山岩,局部发育碳酸盐岩或碳酸盐与硅质碎屑混合发育的混积岩^[21]。

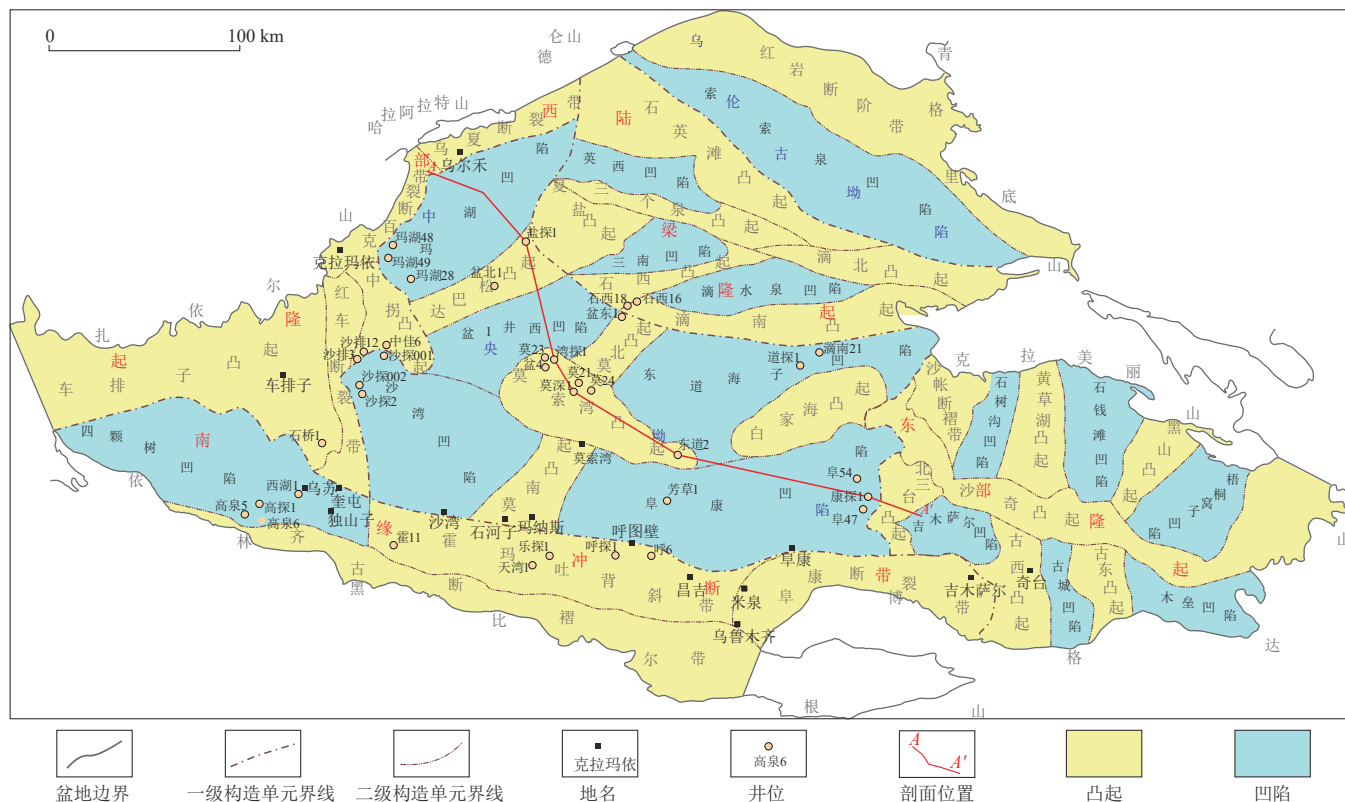


图1 准噶尔盆地构造单元及致密气储层重点井井位

Fig. 1 Map showing the structural units in the Junggar Basin and locations of key wells in tight-gas reservoirs in the basin

2 储层特征

2.1 储层基本特征

2.1.1 沉积相特征

准噶尔盆地深层-超深层致密气储层在物源方向、来源、成分及沉积相类型、构成和储集岩成分整体具有一致性,局部存在差异,盆地边缘物源区向中央沉积区粒度逐渐变细,由砾岩变为砂岩甚至是粉砂岩^[14-16,21-28]。物源主要来自盆地西北缘扎伊尔-哈拉阿拉特山、东北缘青格里底山、东缘克拉美丽山以及南缘伊林黑比尔根-博格达山等山系,内部还发育夏盐凸起、石西凸起及北三台凸起等局部内物源(图1)。

三角洲相依据粒度^[23]可分为粗粒三角洲和细粒三角洲,粗粒三角洲主要为靠近物源区的扇三角洲,细粒三角洲主要为距离物源区较远的曲流河三角洲,而辫状河三角洲属于过渡类型。盆地中的三角洲平原亚相和前缘亚相均有发育,但分布范围存在差异。由于各个层组沉积时,地形坡度总体平缓、物源供给充足,形成了三角洲平原和三角洲前缘均发育的毯式浅水三

角洲^[22,27-28],因此,盆地深层-超深层沉积相类型主要为毯式浅水粗粒扇三角洲、细粒曲流河三角洲以及粗粒/细粒辫状河三角洲,主要储集体为三角洲平原分流河道和三角洲前缘水下分流河道砾岩或砂岩。其中,扇三角洲以各种砾岩为主,曲流河三角洲以中砂岩、细砂岩、中-细砂岩为主,而辫状河三角洲中-细砾岩、粗砂岩、中砂岩、中-细砂岩等均有发育(图3)。

2.1.2 岩石学特征

依据当前钻井实际,准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层岩石类型主要为砾岩、砂岩和含砾砂岩(图3,图4)。

砾岩主要为中-细砾岩,粗砾岩发育较少(图3a—f,图4a—d,图4j—l)。细砾岩颗粒大小一般为 $2\text{ mm} \times 3\text{ mm} \sim 4\text{ mm} \times 6\text{ mm}$,分选一般-中等,磨圆以次圆-圆状为主,胶结强度中等-较强,砾石颗粒支撑,颜色以绿灰色、灰色和灰褐色等灰色系为主(图3a—c);同时,随埋深增大,胶结强度增大。中砾岩颗粒大小一般为 $15\text{ mm} \times 20\text{ mm} \sim 30\text{ mm} \times 40\text{ mm}$,其分选性和支撑类型等与细砾岩相似,磨圆度稍好于细砾岩,胶结强度弱于细砾岩,颜色以灰褐色或者褐灰色为主(图3d,e);中-细砾岩粒径介于细砾岩和中砾岩之间,支撑类型相同,

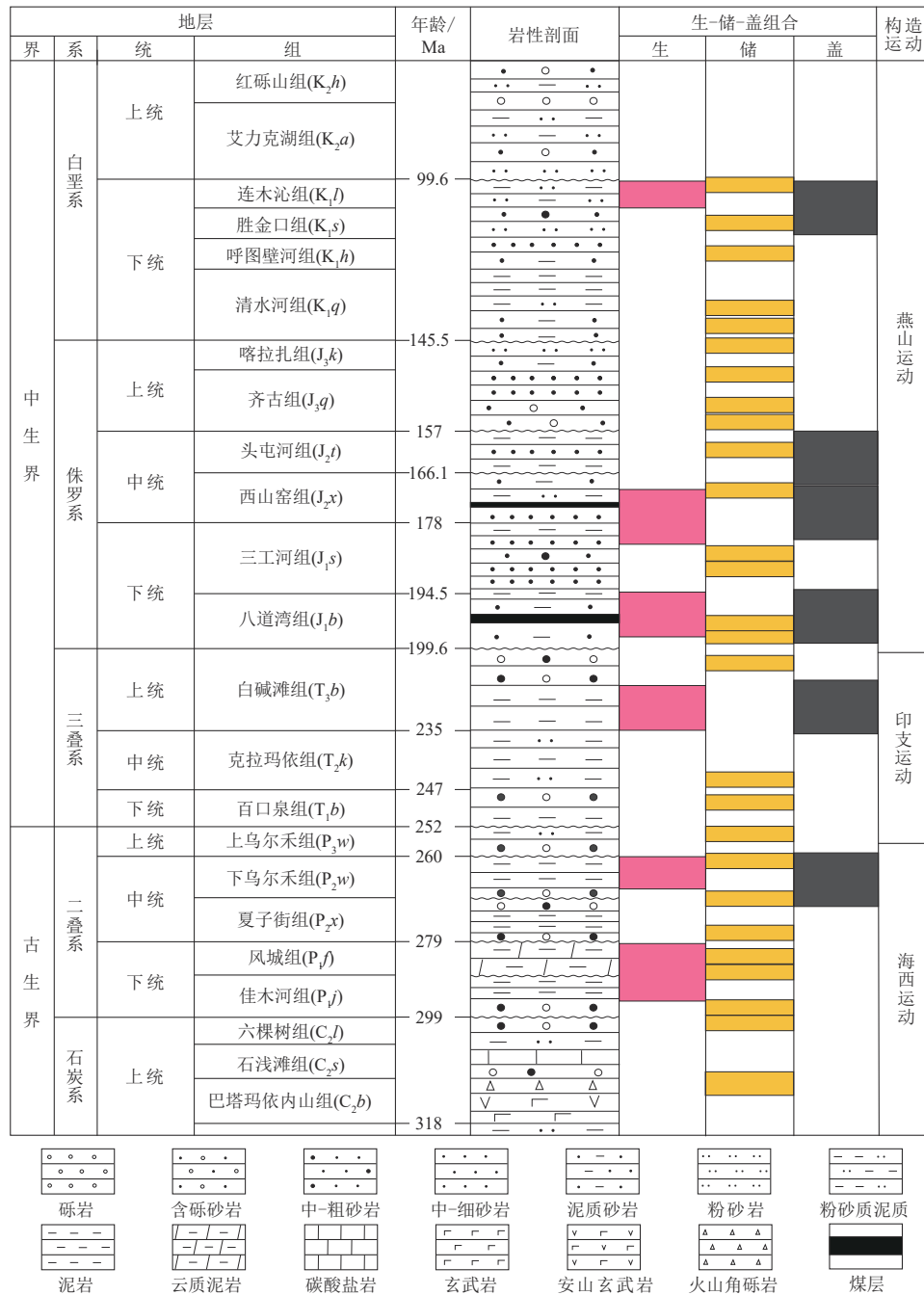


图2 准噶尔盆地深层-超深层地层综合柱状图(据文献[21]修改)

Fig. 2 Composite stratigraphic column of deep to ultra-deep strata in the Junggar Basin (modified after reference [21])

磨圆度与细砾岩相似,分选性要明显差于细砾岩和中砾岩,颜色多样,有灰色、灰褐色、褐色等(图3f),表明在多种环境下沉积和成岩。

砾岩中砾石总体积分数为52.00%~90.00%,平均为71.42%(表1)。砾石主要由火山岩碎屑岩、中性火山熔岩和酸性火山熔岩构成。其中,以凝灰岩为主的火山碎屑岩砾石体积分数为19.00%~83.00%,平均为53.31%,占砾石总体积分数的74.64%,是最主要的砾石成分;其次是以安山岩为主的中性火山熔岩砾

石和以霏细岩、英安岩以及流纹岩等为主的酸性火山熔岩类砾石,平均体积分数分别为9.27%和5.96%(图3a—f,图4a—d)。另外,还发育少量花岗岩等侵入岩砾石,局部发育硅质岩、板岩等变质岩和砂岩、泥岩等沉积岩砾石(表1)。胶结物以方解石和浊沸石为主,平均体积分数分别为0.98%和0.34%。

砂岩以中-细砂岩为主(图3g—k,图4e—i,图4m—o),其次为部分地区富集的粗砂岩(图3l),局部发育粉砂岩或粉-细砂岩。砂岩颜色以灰色、灰绿

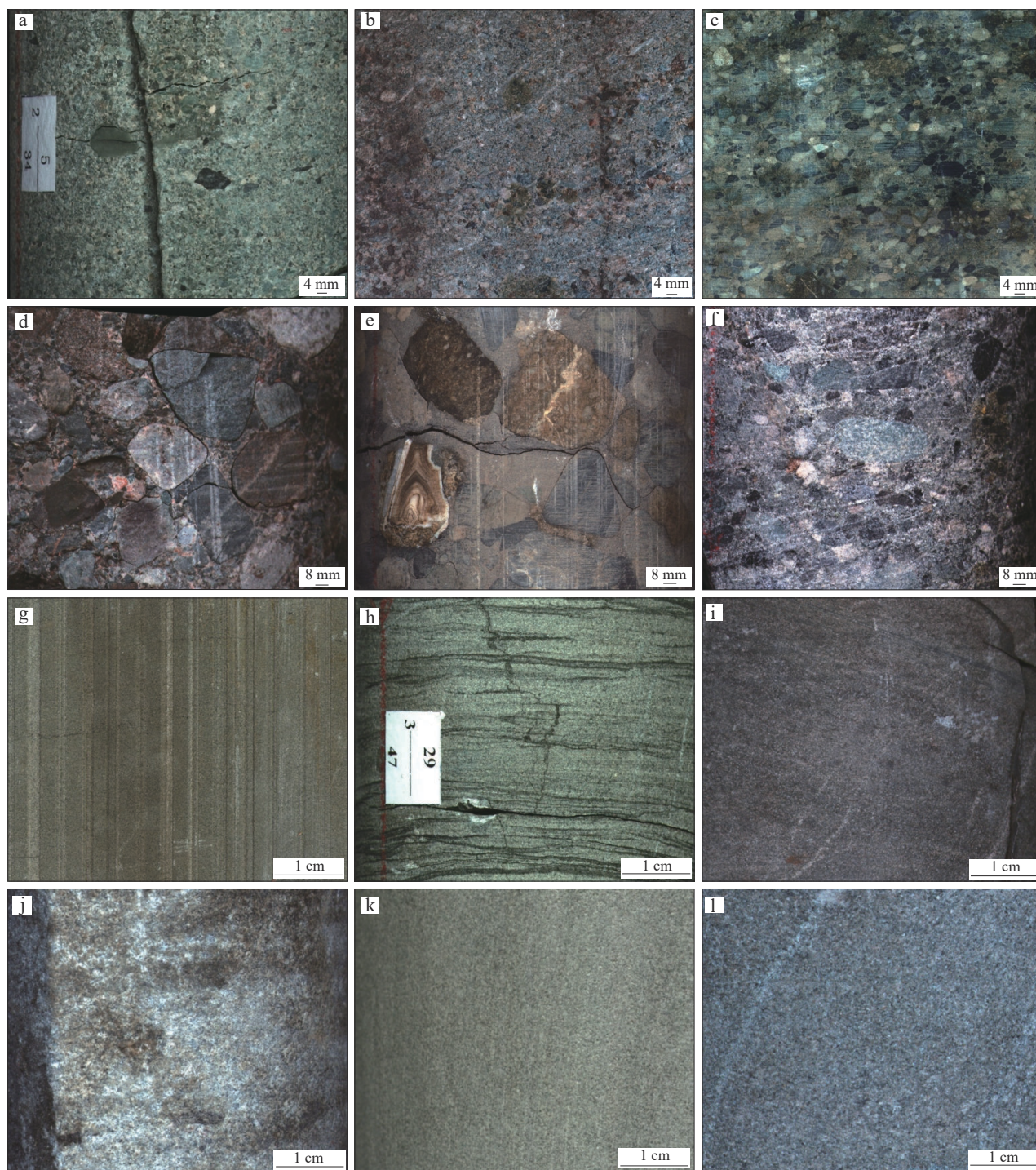


图3 准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层主要岩石类型岩心照片

Fig. 3 Core photos showing the major rock types of deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin

a. 沙探001井,埋深5 165.15~5 165.30 m,绿灰色细砾岩,构造裂缝,扇三角洲;b. 盆东1井,埋深4 929.63~4 929.78 m,灰褐色细砾岩,辫状河三角洲;c. 阜47井,埋深5 132.32~5 132.47 m,灰色细砾岩,辫状河三角洲;d. 沙探002井,埋深5 405.39~5 405.47 m,褐灰色中砾岩,扇三角洲;e. 阜47井,埋深5 142.47~5 142.56 m,灰褐色中砾岩,扇三角洲;f. 道探1井,埋深5 120.91~5 121.00 m,灰褐色中-细砾岩,扇三角洲;g. 莫21井,埋深5 078.89~5 079.07 m,灰色细砂岩,曲流河三角洲;h. 滴南21井,埋深4 801.96~4 802.06 m,灰色细砂岩,构造裂缝,曲流河三角洲;i. 沙排3井,埋深4 719.63~4 719.72 m,灰色中砂岩,辫状河三角洲;j. 阜49井,埋深5 406.00~5 406.08 m,灰色中砂岩,辫状河三角洲;k. 呼探1井,埋深7 371.83~7 391.90 m,灰色中-细砂岩,辫状河三角洲;l. 盆东1井,埋深5 131.55~5 131.63 m,灰色粗砂岩,辫状河三角洲

色等还原色为主,表明沉积和成岩环境主要为还原环境,与砾岩存在差异。岩石基本成分中,岩屑占比最

高,石英和长石相对较低(表1)。岩屑体积分数一般为41.67%~76.11%,平均达到64.54%,石英和长石

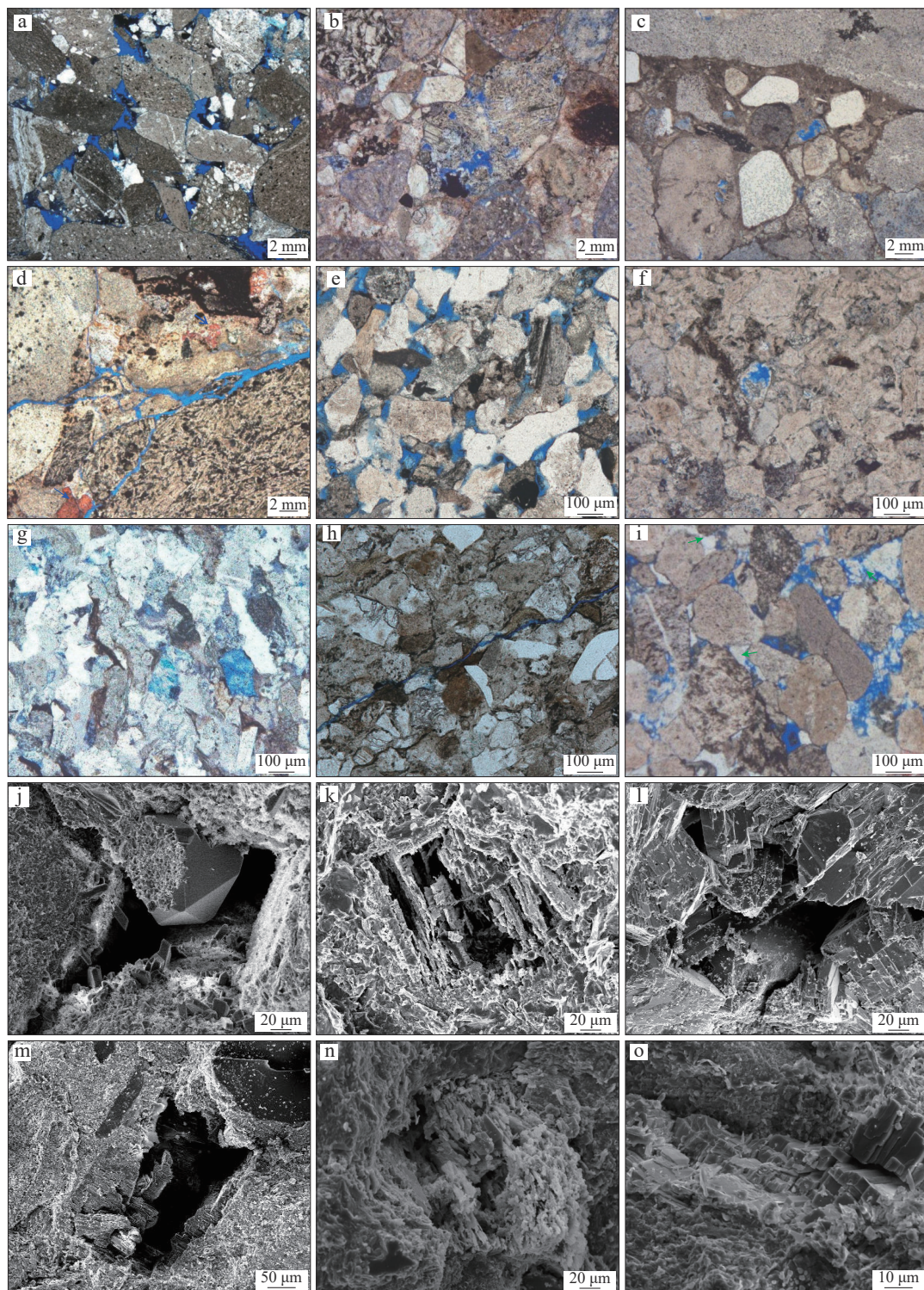


图4 准噶尔盆地深层-超深层致密气储层岩石及储集空间类型显微照片

Fig. 4 Microscopic images showing reservoir rock and reservoir space types of deep to ultra-deep tight-gas reservoirs in the Junggar Basin

a. 高泉5井,埋深6 051.31 m,细砾岩,原生剩余粒间孔为主,铸体薄片;b. 车排24井,埋深4 605.37 m,细砾岩,长石和暗色矿物粒内溶孔,压实微裂缝,铸体薄片;c. 石西18井,埋深5 007.51 m,中-细砾岩,长石粒内溶孔和泥质杂基粒间溶孔,铸体薄片;d. 中佳6井,埋深5 005.55 m,中砾岩,压实微裂缝,方解石胶结物,铸体薄片;e. 霍11井,埋深5 015.39 m,细砂岩,原生剩余粒间孔为主,铸体薄片;f. 阜49井,埋深5 409.00 m,细砂岩,长石粒内溶孔,铸体薄片;g. 莫28井,埋深5 191.50 m,细砂岩,长石粒内溶孔和泥质杂基粒间溶孔,铸体薄片;h. 道探1井,埋深5 338.00 m,细砂岩,压实微裂缝,铸体薄片;i. 石西16井,埋深4 660.78 m,中砂岩,浊沸石胶结物及粒间溶孔,铸体薄片;j. 高泉5井,埋深6 051.34 m,细砾岩,原生剩余粒间孔和硅质胶结物,扫描电镜;k. 石西18井,埋深5 007.79 m,细砾岩,长石粒内溶孔,扫描电镜;l. 沙探2井,埋深5 539.5 m,细砾岩,浊沸石胶结物及粒间溶孔,扫描电镜;m. 石西18井,埋深5 003.45 m,细砂岩,长石粒内溶孔,扫描电镜;n. 莫21井,埋深5 079.70 m,细砂岩,长石粒内溶孔,扫描电镜;o. 康探1井,埋深5 298.22 m,中-细砂岩,浊沸石胶结物及粒间溶孔,扫描电镜

平均仅为16.49%和18.95%,成分成熟度相对较低。因此,储层类型主要为细粒、中粒或中-细粒岩屑砂岩或长石岩屑砂岩。岩屑中,凝灰岩岩屑平均体积分数为54.76%,占岩屑总体积分数的84.85%,是最主要的岩屑类型,其次是安山岩岩屑,还含有少量霏细岩、花岗岩、硅质岩和千枚岩等岩屑。胶结物中,碳酸盐、硅质和铝硅酸盐3类胶结物均有发育,以方解石等碳酸盐胶结物为主(图4d),其次发育少量自生石英或者石英次生加大等为主的硅质胶结物,盆地西部和东部还局部富集以浊沸石和方沸石等为代表的铝硅酸盐胶结物(图4i;表1)。另外,杂基中泥质杂基最发育,体积分数为0~5.00%,平均达到1.58%,黏土矿物相对不发育,以高岭石和绿泥石为主,平均体积分数分别为0.28%和0.23%。

2.2 储集空间类型

准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层储集空间主要有孔隙和裂缝,孔隙占据主导地位(表2)。孔隙主要包括原生剩余粒间孔隙和次生溶蚀孔隙,形成了原生孔隙型和次生孔隙型2种孔隙型储集空间。原生孔隙型储层分布较局限,主要发育在白垩系清水河组;次生孔隙型储层在盆地内广泛发育,主要发育在中-下二叠统。裂缝以压实作用形成的微裂缝和构造作用形成的裂缝为主。两类储集空间形成了孔隙型、裂缝型和孔隙-裂缝混合型等3种储集空间组合,以孔隙型为主,共同构成了致密天然气储层的储集空间网络(图4;表2)。

原生孔隙主要发育于盆地车排子凸起-莫索湾凸起-北三台凸起以南的“早期长期浅埋,晚期快速深埋”致密储层中,储集空间主要为压实和胶结作用后的剩余粒间孔(图4a,e,j),形状保存较完好,分选性中等-较好,分布较均匀。原生孔隙型储层中,剩余粒间孔的平均体积分数为89.88%(表2),同时还发育一定比例的粒间和粒内溶孔,其平均体积分数为9.92%,裂缝发育比例相对较低。

次生孔隙以溶蚀作用形成的次生孔隙为主,溶蚀作用在骨架颗粒内部和颗粒间均较为发育,形成了粒内溶孔和粒间溶孔两种类型。其中,粒内溶孔主要是长石和暗色矿物发生溶蚀形成的,粒间溶孔主要是方解石等碳酸盐矿物以及浊沸石等硅酸盐矿物发生溶解、溶蚀和交代形成的。溶蚀型孔隙形状不规则,单独或连片分布于骨架颗粒中或颗粒之间,粒内溶孔一般孤立分布,以不规则圆形、椭圆形等为主,部分颗粒发生全部溶蚀,只保留晶格骨架形成粒模孔(图4b,c,f,g,k,m,n);粒间溶孔形状多样,以溶蚀扩大孔为主,分选一般-较差,分布不均匀,常形成超越颗粒大小的特大型孔隙或者穿过颗粒的伸长状孔隙,甚至不同大小的孔相互融合形成连片分布的孔隙(图4c,g,i,l,o)。由次生孔隙主导的储层其次生孔隙平均体积分数为81.58%(表2);同时,还发育一定比例的微裂缝,其平均体积分数为17.41%,原生孔隙发育比例相对较低。

裂缝主要包括构造作用形成的裂缝(图3a,h)、非构造运动压实作用形成的微裂缝(图4b,d,h)以及成岩作用形成的微裂缝。①构造作用裂缝主要是在构造

表1 准噶尔盆地深层-超深层致密气储层岩石主要成分体积分数

Table 1 Volumetric fractions of major rock composition of deep to ultra-deep tight-gas reservoirs in the Junggar Basin

砾岩	成分体积分数/%						总体积分数
	凝灰岩	安山岩	霏细岩	英安岩	流纹岩	花岗岩	
	19.00~83.00 53.31	0~30.00 9.27	0~17.20 4.17	0~7.50 1.30	0~2.51 0.49	0~10.67 1.14	52.00~90.00 71.42
砂岩	成分体积分数/%						总体积分数
	石英	长石	岩屑总量	凝灰岩岩屑	安山岩岩屑	方解石胶结物	
	4.40~35.44 16.49	7.92~29.65 18.95	41.67~85.00 64.54	25.89~76.11 54.76	0~12.24 3.50	0~5.67 1.37	0~6.33 1.04

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

表2 准噶尔盆地深层-超深层致密气储层孔隙型储集空间类型及体积分数

Table 2 Reservoir space types and their volumetric fractions in deep to ultra-deep tight-gas reservoirs in the Junggar Basin

储层类型	各储集空间类型平均体积分数/%				
	原生剩余粒间孔	次生溶蚀孔隙			裂缝
		粒内孔	粒间孔	总孔隙	
原生孔隙型	89.88	7.23	2.69	9.92	0.20
次生孔隙型	1.01	32.07	49.51	81.58	17.41

运动中储层岩石发生破裂和错动形成的,一般表现为高角度缝,甚至是直劈缝,宽度较大,一般在200~800 μm ,最宽可达1 000~1 500 μm ,充填或半充填状发育,在砾岩和砂岩储层中均有发育。②压实作用微裂缝主要是骨架颗粒或者粒间充填物在强烈压实作用下破裂或破碎形成的,宽度一般在10~30 μm ,最宽在80~100 μm ,明显小于构造作用裂缝,但其发育程度和范围高于构造裂缝,尤其是在次生孔隙型的砾岩储层中。③成岩作用微裂缝主要是胶结物成岩收缩或溶蚀作用形成的,以微米级和纳米级为主,微米级宽度一般在1~5 μm ,相对较小。总体上,构造裂缝和压实微裂缝大量发育,连通性和渗透性更好,能够形成致密储层渗流系统,尤其是在次生孔隙型储层中,与次生孔隙共同构成了储集空间的双重介质。

另外,部分储层中孔隙和裂缝所占据储集空间体积分数基本相当,相互连通,形成了孔隙-裂缝混合型储集空间。

2.3 孔隙型储层物性及其垂向演化

依据1 333个数据点分析数据,深层-超深层致密气储层孔隙度为1.31%~15.70%,平均为7.82%;渗透率为 $(0.01 \sim 120.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图5a)总体表现为典型的低-特低孔隙度、低-特低渗透率特征^[3]。其中,原生孔隙型致密储层(样本数 $n=967$)孔隙度为1.31%~13.50%,平均为7.97%,渗透率为 $(0.01 \sim 102.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图5b);次生孔隙型致密储层(样本数 $n=366$)孔隙度为1.50%~15.70%,平均为7.76%,渗透率为 $(0.01 \sim 120.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图5c)。

总体上,原生孔隙型和次生孔隙型储层物性相似,只在局部存在差异。两类储层孔隙度大于10%的样品比例分别为24.04%和25.65%,次生孔隙型高一些,进一步证实次生溶蚀孔隙对孔隙度的提升;渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品比例分别为26.50%和12.72%,原生孔隙型要明显高于次生孔隙型,证实了长时间、高强度的压实作用对储层渗透性造成的破坏,同时也证实了裂缝(网)发育对此类致密气储层渗透率具有明显提升作用,最大渗透率超过 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

同时,两类孔隙型储层的孔隙度和渗透率之间均具有近似正相关关系(图6)。原生孔隙型储层中,孔隙度增大,渗透率相应升高,说明孔隙度较高的储层,因“早期长期浅埋,晚期快速深埋”致使压实强度相对

较低,渗透率相对较高,反之亦然(图6a)。次生孔隙型储层中孔隙度和渗透率之间的正相关关系没有前者明显,存在部分低孔隙度但渗透率较高以及高孔隙度但渗透率较低的现象,主要原因是长期深埋致使储存压实强度大,原生孔隙空间减小,渗透性变差,孔隙度和渗透率降低,但部分储层发育裂缝有效提高了渗透率。同时,溶蚀作用的广泛发育有效提升了致密储层的孔隙度(图6b)。

垂向演化特征方面,原生孔隙型致密储层孔隙度整体上随埋深的增加迅速减小(图7a),但进入埋深大于4 500 m的深层-超深层时减小趋势变缓,在埋深4 800~5 300 m和5 600~5 800 m储层孔隙度出现3%~8%的增加,主要原因是储层中发育了近10%的次生孔隙(表2),提升了储层孔隙度。埋深5 000 m以浅,渗透率变化趋势整体上也随埋深的增加迅速减小,但在埋深5 000~6 500 m储层渗透率出现了一定程度增加,主要原因是部分次生孔隙和微裂缝发育,对渗透率有提升作用。总体上,在埋深4 800 m以浅,孔隙度和渗透率变化趋势基本一致,埋深大于4 800 m时二者均有一定程度增大,但具体趋势存在一定差异。

次生孔隙型储层孔隙度随埋深增加总体呈现减小趋势,与原生孔隙型储层具有一定相似性,但是进入埋深4 500 m的深层后,趋势明显放缓,甚至出现大幅增加,其增孔量可达4%~12%,最大甚至达13%~14%(图7b)。该类储层分别在埋深4 500~4 700,4 800~4 900以及5 000~5 400 m形成了3个次生孔隙发育带,平均孔隙度分别达到9.60%,8.73%和8.14%,增孔效应明显。埋深4 700 m以浅,储层渗透率随埋深增加出现一定程度增大,4 700~5 000 m略有减小,5 000 m以深继续增加,最大达到 $(80 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,变化趋势与原生孔隙型储层存在明显差异,其主要原因是该类型储层中发育大量裂缝,裂缝体积分数平均达17%,有效提升了致密储层的渗透率。因此,次生孔隙型储层中的次生孔隙和裂缝规模发育极大提高了储层的孔隙度和渗透率,有效提升了致密储层的整体质量。

3 致密气储层发育控制因素

准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层为典型低-特低孔隙度、低-特低渗透率的非常规致密储层,但规模发育由2类孔隙和2类裂缝构成主要储集空间的相对优质有效储层,形成了孔隙型、裂缝型和孔

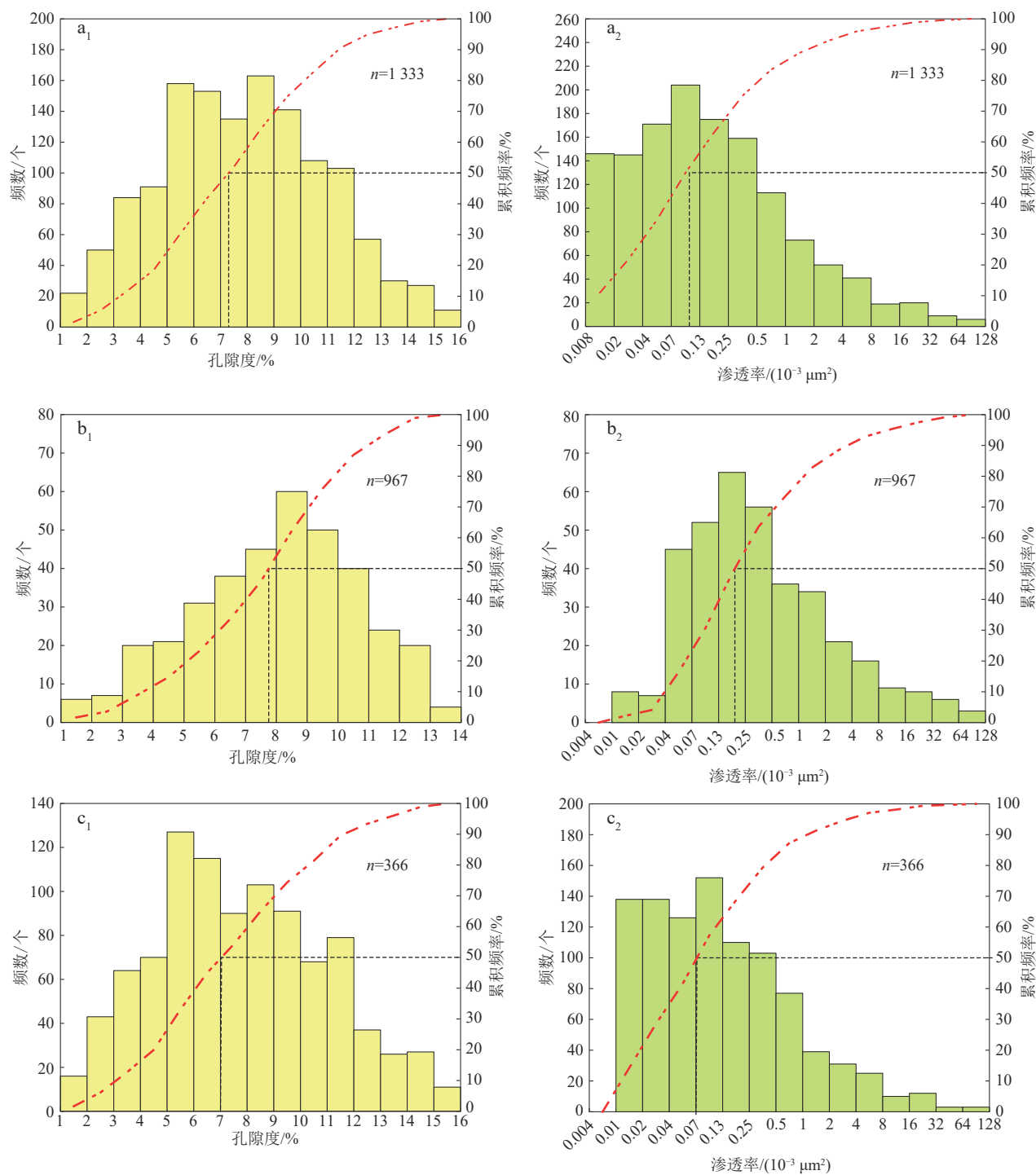


图5 准噶尔盆地深层-超深层致密气储层物性直方图

Fig. 5 Histograms showing the physical properties of deep to ultra-deep tight-gas reservoirs in the Junggar Basin

a_1, b_1, c_1 . 孔隙度分布; a_2, b_2, c_2 . 渗透率分布; a_1, a_2 . 储层整体物性; b_1, b_2 . 原生孔隙型储层物性; c_1, c_2 . 次生孔隙型储层物性

隙-裂缝混合型3种储集空间组合类型,其能够形成有效储层的控制因素主要包括有利岩石成分、建设型成岩作用和异常高压。其中,有利岩石成分是物质基础和内在要素,建设型成岩作用和异常高压是“锦上添花”和外生要素,三者共同决定了相对优质有效储层的特征和分布。

3.1 有利岩石成分

岩石成分是不同类型储层发育的基础物质条件,不同岩石成分使储层在抗压实强度、成岩作用强度和类型等方面存在差异^[29],对于深层-超深层碎屑岩储层影响同样显著。与盆地深层-超深层致密碎屑岩储

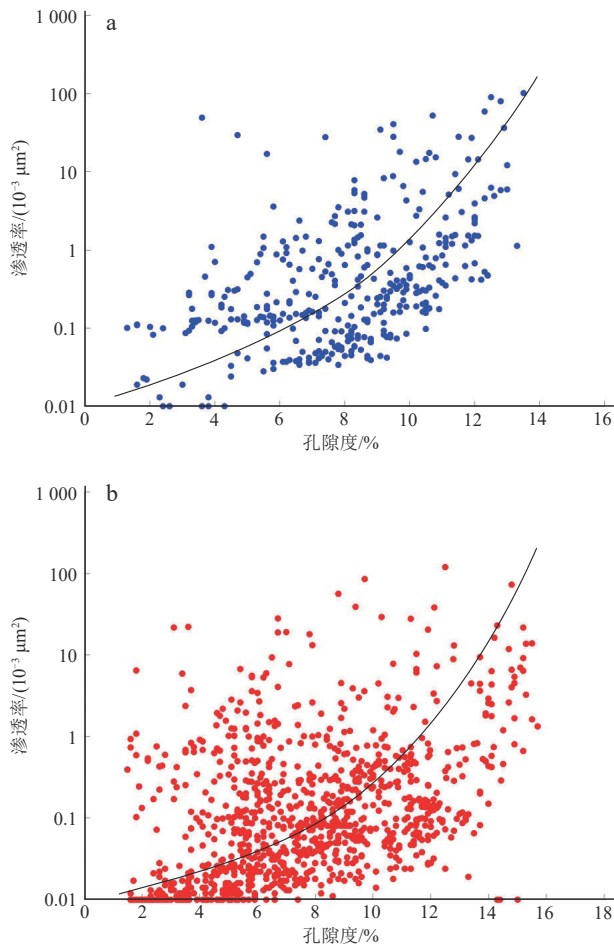


图6 准噶尔盆地深层-超深层致密气储层孔隙度-渗透率关系

Fig. 6 Porosity vs. permeability of deep to ultra-deep tight-gas reservoirs in the Junggar Basin

a. 原生孔隙型储层; b. 次生孔隙型储层

层一致^[30], 深层-超深层砾岩致密气储层大量发育凝灰岩和中-酸性火山熔岩砾石, 其平均体积分数分别达 53.31 % 和 15.23 %, 分别占砾石的 74.64 % 和 21.32 %, 砂岩储层中凝灰岩岩屑大量发育, 平均体积分数达到 54.76 %, 占岩屑的 84.85 % (表 1)。这些岩石成分中富含斜长石、碱性长石等长石族矿物以及黑云母、角闪石等暗色矿物, 为粒内溶蚀孔隙大量形成和发育提供物质基础 (图 4, 图 7; 表 2)。同时, 方解石等碳酸盐胶结物、浊沸石等沸石类胶结物和泥质杂基等作为粒间溶蚀作用的主要被溶解物质规模发育 (表 1; 图 4), 这些粒间填隙物的发育为后期溶蚀作用规模发育形成大量粒间溶蚀孔隙提供了基础物质条件 (图 4, 图 7; 表 2)。

砾岩中砾石平均体积分数超过 70 %, 其中凝灰岩砾石平均体积分数超过 50 %, 占砾石总体积分数的近 75 %, 以安山岩为主的中性火山熔岩和以霏细岩、英安岩以及流纹岩等为主的酸性火山熔岩类砾石平均体积分数达到 15 %, 凝灰岩和中-酸性火山熔岩砾石体

积分数占砾石的近 93 % (表 1)。砾岩中砾石体积分数高, 其中以凝灰岩和中-酸性火山熔岩砾石为主, 抗压、抗张和抗剪等强度较低, 有利于形成裂缝^[31-32]。砂岩中岩屑平均体积分数接近 65 %, 其中凝灰岩岩屑平均体积分数达到 55 %, 占岩屑总体积分数的近 85 %, 石英、长石体积分数相对较低 (表 1), 岩石自身抗压能力较弱。因此, 储层中各种类型裂缝相对发育 (图 3, 图 4), 尤其是经过长期压实的次生孔隙型储层中 (表 2), 其平均体积分数接近储集空间的 20 %, 有些甚至达到 80 % ~ 100 %, 与各种类型孔隙共同或者单独构成了致密储层的主要储集空间, 使致密储层成为有效储层。

3.2 建设型成岩作用

岩石成分决定了储层的原始基本性质和特征, 而储层岩石开始沉积后经历的压实、胶结和溶蚀等一系列成岩作用则对储层进行了大规模、全方位的改造, 决定了储层现今的特征和样貌, 尤其是深层-超深层储层经历了漫长、复杂的成岩作用和演化过程 (图 8), 其改造作用更为彻底和广泛, 成为了致密储层是否有效的决定因素之一^[17, 29-30, 33-34]。

准噶尔盆地自形成以来先后经历了海西、印支、燕山和喜马拉雅等多期构造运动, 除短暂的局部抬升之外, 总体上以持续性沉降为主, 成岩作用发育时间长、强度大, 尤其是深层-超深层碎屑岩致密气储层经历了更为复杂的成岩作用过程, 总体上已经进入了中成岩阶段^[15-16, 35] (图 8), 在压实作用、胶结作用和溶蚀作用等单独或者耦合作用下形成了“致密储层中规模发育有效储层”的基本特征。这 3 种成岩作用一般在储层演化中发挥着破坏型和建设型 2 种不同作用: 对于埋深小于 4 500 m 的中、浅层, 压实和胶结作用以破坏型作用为主, 溶蚀作用以建设型作用为主; 对于埋深大于 4 500 m 的深层-超深层储层, 溶蚀作用仍然以建设型作用为主, 压实和胶结作用开始发挥建设型作用。

3.2.1 压实作用

压实作用一般会增加骨架颗粒接触面积, 减少原始孔隙空间, 但进入深层-超深层领域后, 尽管异常高压会减缓部分压力, 总体地层压力仍会随着地层埋深增加而持续增大^[36], 但压实作用会使骨架颗粒, 尤其是砾石发生大规模破裂、破碎, 形成裂缝甚至是裂缝网 (图 4b, d, h; 表 2), 有效改善致密储层的渗流能力, 系统提升储层渗透率 (图 5), 使其在埋深 4 500 m 以深可以达到 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最高可达 $(80 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

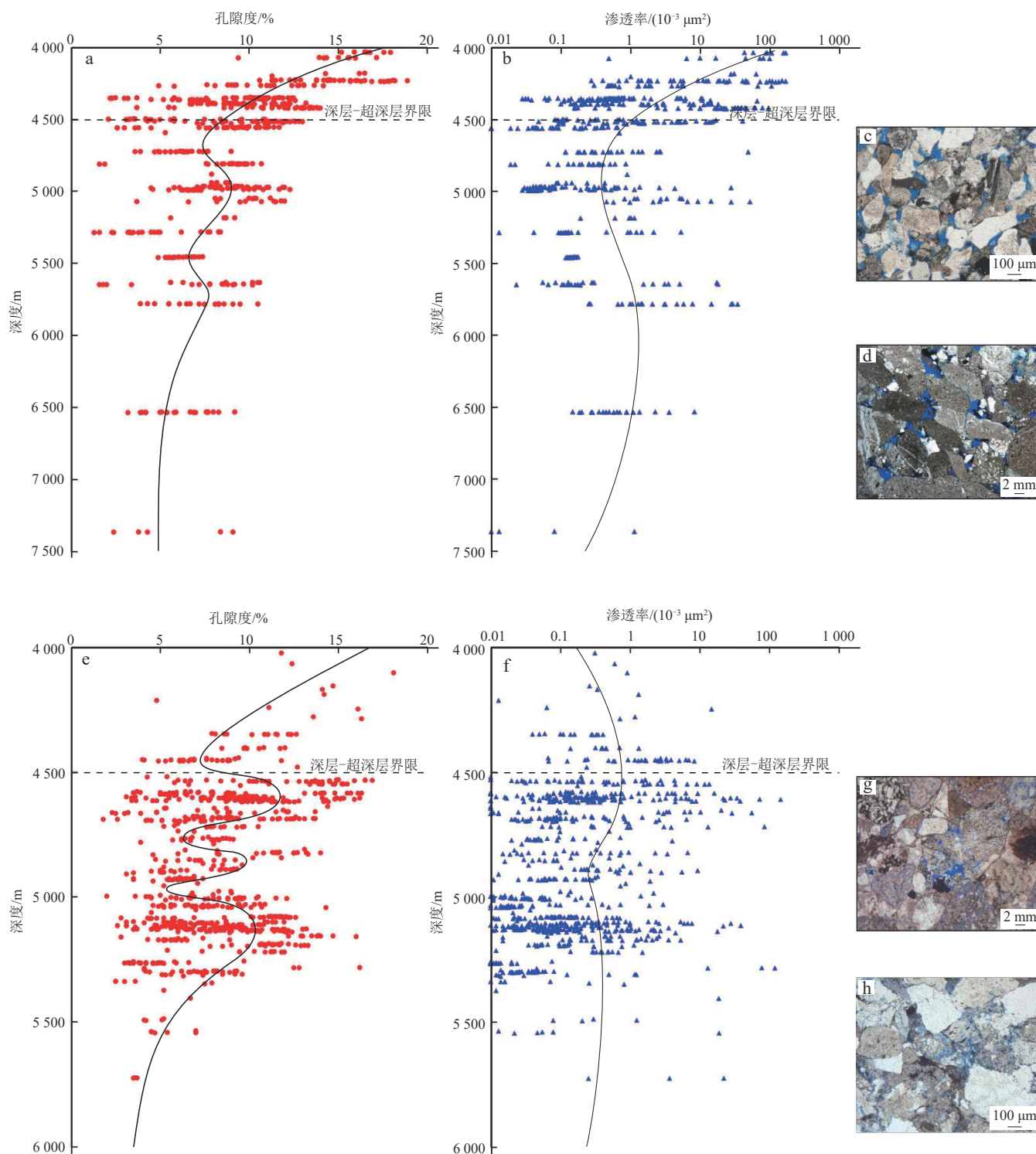


图7 准噶尔盆地深层-超深层致密气储层物性与埋深关系

Fig. 7 Physical properties vs. burial depth of deep to ultra-deep tight-gas reservoirs in the Junggar Basin

a. 孔隙度 vs. 深度, 原生孔隙型储层; b. 渗透率 vs. 深度, 原生孔隙型储层; c. 霍11井, 埋深5 015.39 m, 细砂岩, 原生剩余粒间孔, 铸体薄片显微照片; d. 高泉5井, 埋深6 051.31 m, 细砾岩, 原生剩余粒间孔, 铸体薄片显微照片; e. 孔隙度 vs. 深度, 次生孔隙型储层; f. 渗透率 vs. 深度, 次生孔隙型储层; g. 车排24井, 埋深4 605.37 m, 细砾岩, 长石和暗色矿物粒内溶孔, 铸体薄片显微照片; h. 芳探1井, 埋深5 366.80 m, 细砂岩, 长石粒内溶孔, 铸体薄片显微照片

3.2.2 胶结作用

胶结作用主要是在成岩作用早期形成方解石等碳

酸盐胶结物, 片沸石、浊沸石等沸石类胶结物以及自生石英、石英次生加大等硅质胶结物(表1; 图4), 这些胶结物在中、浅层溶蚀作用不明显时大量发育, 容易堵塞

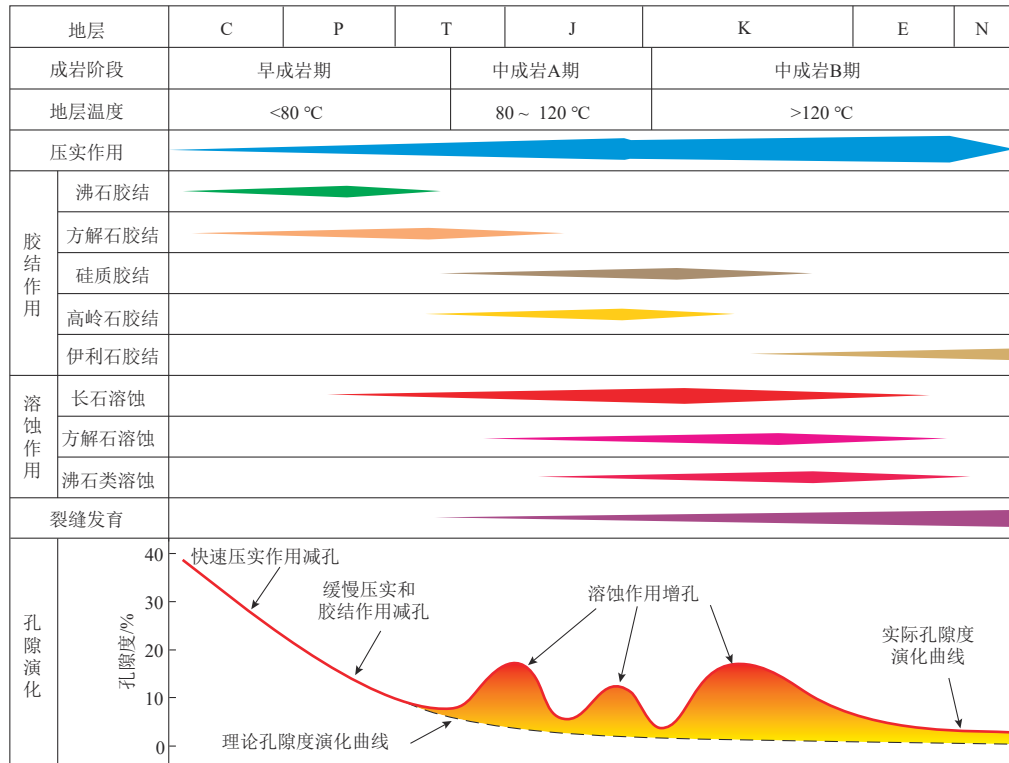


图8 准噶尔盆地成岩史和孔隙度演化史

Fig. 8 Diagenetic history and porosity evolution of the Junggar Basin

储层孔隙和喉道,降低储层的原始物性。在经历长期构造演化进入深层-超深层后,溶蚀作用逐渐大规模发育,这些碳酸盐胶结物和沸石类胶结物为粒间溶蚀孔隙的形成提供了充足物质来源(图4;表2)。另外,这些胶结物,尤其是石英等硅质胶结物,抗压实能力较强,可以减缓部分上覆地层对孔隙流体的压力。

3.2.3 溶蚀作用

溶蚀作用一般发生在成岩作用的中后期,尤其是处于长期稳定状态的沉积地层,其主要成因为:①烃源岩大规模生、排烃,产生大量有机酸从而引发溶蚀作用;②地层局部抬升暴露地表发生大气淋滤作用,黏土矿物成岩演化过程中形成层间酸性水也促进了次生溶孔的形成和发育(图8)^[37-39]。盆地广泛发育的6套烃源岩在中-晚二叠纪、晚三叠纪、中侏罗世-早白垩世等多个生、排烃和成藏期次中,产生和排出了大量有机酸,在地层压力下,沿着断裂系统和不整合面发生大规模垂向和侧向运移,渗入到储层孔喉中发生溶蚀作用。同时,烃源岩产生的有机酸还可以通过地层压力渗透至临近储层中发生溶蚀作用(图9)。

溶蚀作用主要分为粒内溶蚀和粒间溶蚀,也相应形成了2类溶蚀型次生孔隙(图4)。长石和暗色矿物等粒内溶蚀作用和沸石类、方解石等胶结物以及泥质

杂基等粒间溶蚀作用形成的粒内溶孔和粒间溶孔有效提升了储层孔隙度,尤其是盆地深层-超深层致密气碎屑岩储层,平均提升孔隙度6.1%~7.6%,最高可达12.0%~14.0%,垂向上形成了3个大跨度分布的次生孔隙发育带(图4,图6,图7),平面上除南部地区之外,全盆地其他地区广泛发育溶蚀作用,使致密无效储层提升成为“甜点”发育的有效储层。

3.3 异常高压

除了有利岩石成分和建设型成岩作用以外,地层中的异常高压也对储层质量改善具有积极作用^[40-41],尤其是埋深大于4 500 m的深层-超深层致密碎屑岩储层,主要体现其抑制压实作用、减弱胶结作用和增强溶蚀作用^[36,42-43]。准噶尔盆地深层-超深层全部发育异常高压(图9,图10),其主要成因为生、排烃增压,其次为不平衡压实和构造挤压作用^[42,44-45],前者为全盆地最广泛、最普遍成因,后两者为局部地区成因^[36]。其中,南部地区由于强烈构造挤压作用,进一步加剧地层异常高压程度,使其压力系数普遍在2.0以上(图10)。

深层-超深层领域中,含气地层压力为52.90~171.78 MPa,平均为91.99 MPa;剩余地层压力为8.11~92.61 MPa,平均为39.51 MPa;地层压力系数

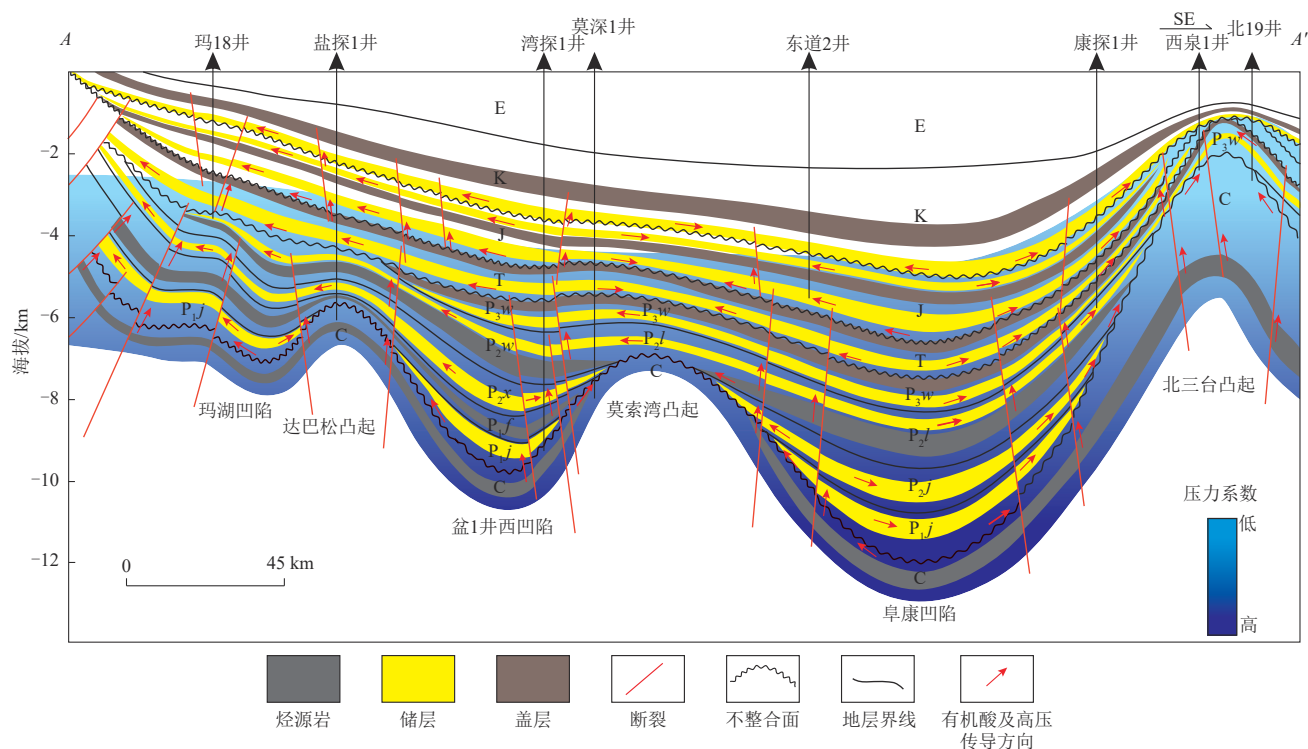


图9 准噶尔盆地有机酸和异常高压传导模式(剖面位置见图1)

Fig. 9 Transport model of organic acids and anomalously high pressures in the Junggar Basin (see Fig. 1 for the section location)

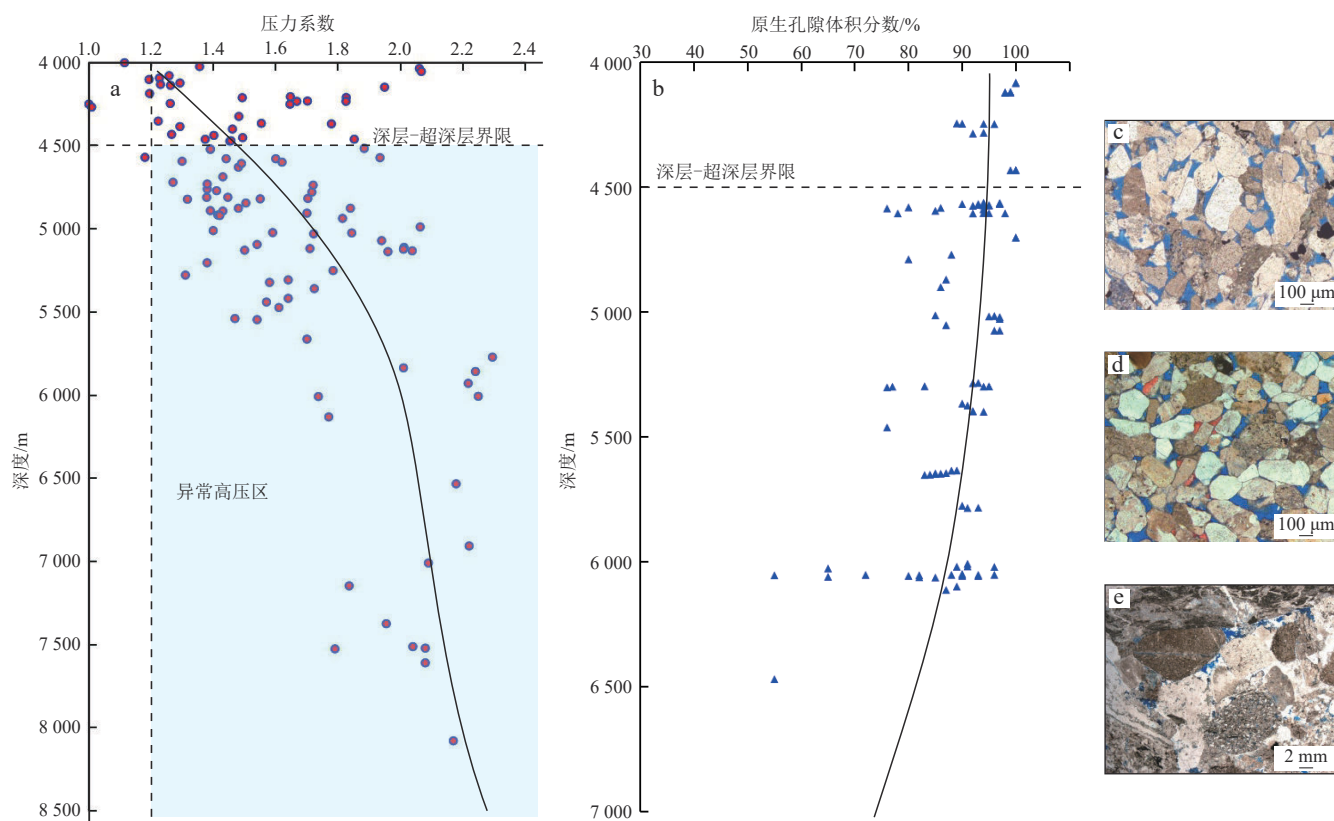


图10 准噶尔盆地深层-超深层致密气碎屑岩储层压力系数与压实作用关系

Fig. 10 Relationship between pressure coefficient and compaction of deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin

a. 压力系数 vs. 深度; b. 原生孔隙体积分数 vs. 深度; c. 卡东1井, 埋深4920.50 m, 中砂岩, 原生剩余粒间孔, 铸体薄片显微照片; d. 芳草1井, 埋深5783.67 m, 中-细砂岩, 原生剩余粒间孔, 铸体薄片显微照片; e. 高101井, 埋深6468.90 m, 中砾岩, 原生剩余粒间孔、粒内溶孔和微裂缝, 铸体薄片显微照片

为1.18~2.30,平均达到1.69(图10)。地层压力可以通过断裂系统和不整合面发生垂向和侧向传导,使异常高压全盆地广泛分布(图9)。

在抑制压实作用方面,含气地层异常高压通过增强孔隙流体承压能力,减轻上覆地层对岩石骨架颗粒的压力^[37-41],有效抑制了致密气储层的压实强度,使深层-超深层储层骨架颗粒之间以线状接触为主,凹凸接触次之,压实强度整体处于中等-强压实初期阶段(图4,图10);同时,异常高压减缓了原生孔隙体积随埋深增加、压力增大而减小的幅度(图10),尤其是在原生孔隙型储层中,埋深4 500 m以深原生剩余粒间孔隙平均体积分数可达89.88%(表2),埋深超过6 000 m时平均体积分数仍可达到82.91%(图4a,图4e,图10b)。

异常高压还可以有效减弱胶结作用,尤其是在以原生孔隙为主的地层中,能够使方解石等碳酸盐胶结物、沸石类以及硅质类等胶结物体积分数随埋深增加而逐渐减小(图11)。深层-超深层胶结物主要为方解石,其次为沸石类,还发育一定量的硅质胶结物。随着

埋深增加,地层压力系数增大,3类胶结物体积分数均有不同比例的下降。其中,方解石胶结物由2%~10%下降到1%~6%,再逐渐下降到0~3%;沸石类胶结物由2%~6%逐渐下降到1%~2%;硅质胶结物由1%~4%逐渐下降到1%~2%(图11b)。

异常高压对深层-超深层储层溶蚀作用的增强效应尤为显著,是促进溶蚀作用规模发育的有利因素之一。盆地深层-超深层储层目前实测镜质体反射率(R_o)仅为1.0%~1.3%,而盆地模拟的结果是至少在1.5%以上^[46],异常高压明显抑制了有机质的演化程度,延长了生、排烃时间及其生成的有机酸的作用时间和范围,拓展了溶蚀作用的深度和广度,形成了由粒内溶孔和粒间溶孔等两类溶蚀孔隙构成的广泛分布、大跨度发育的次生孔隙富集带(图4b,c,f,g,i,k—o,图7,图12),储集空间占比超过81%,平均增孔量可以达到4%~12%,有效改善了储层物性。

总体上,有利岩石成分、建设型成岩作用和异常高压这3个因素并非独立产生作用,而是在漫长的储层演化历史中相互耦合、相互作用,共同决定了现今

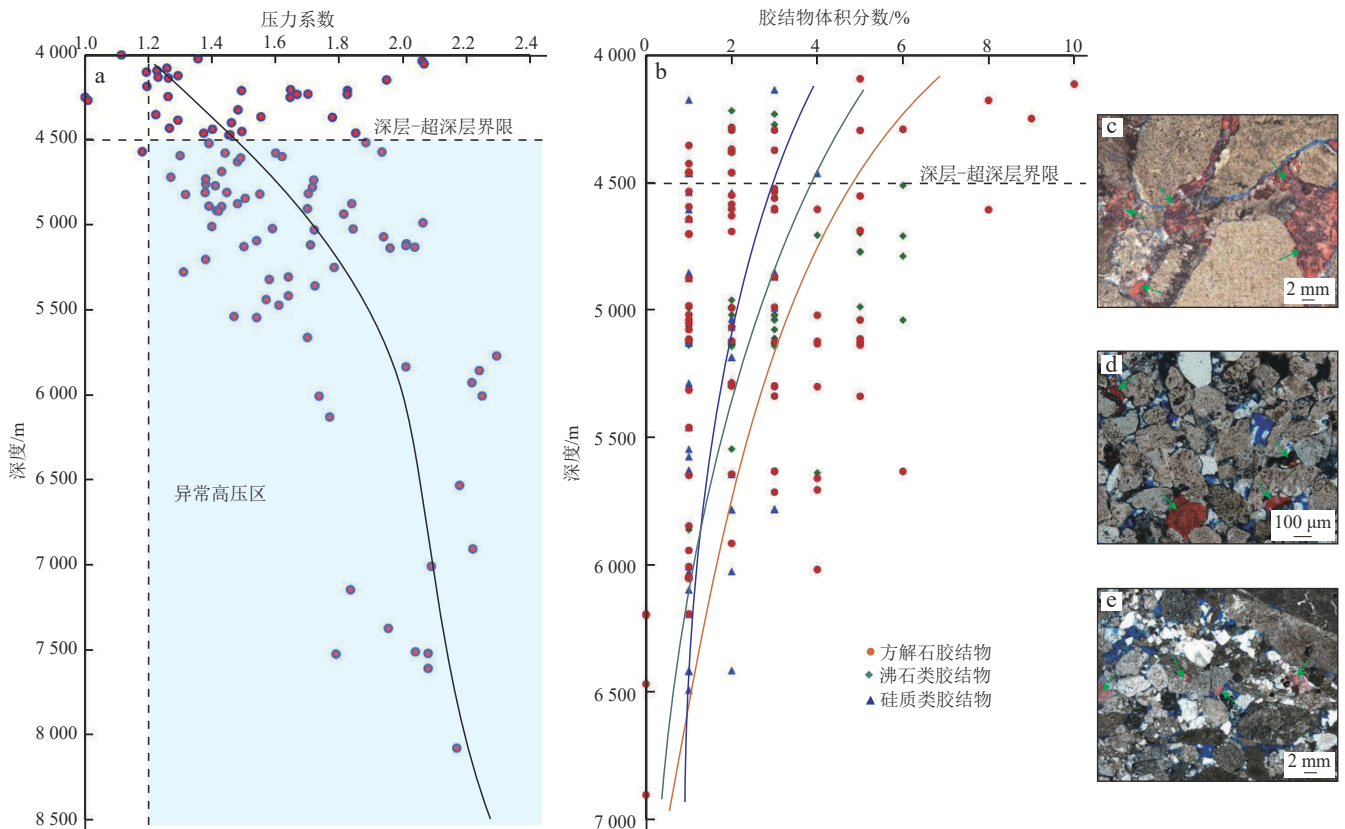


图11 准噶尔盆地深层-超深层致密气碎屑岩储层压力系数与胶结作用关系

Fig. 11 Relationship between pressure coefficient and cementation of deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin

a. 压力系数 vs. 深度; b. 胶结物体积分数 vs. 深度; c. 中佳6井,埋深4 880.61 m,中砾岩,方解石胶结物,铸体薄片显微照片; d. 康深1井,埋深5 297.97 m,中-细砂岩,方解石胶结物,铸体薄片显微照片; e. 高泉5井,埋深6 061.12 m,细砾岩,方解石胶结物,铸体薄片显微照片

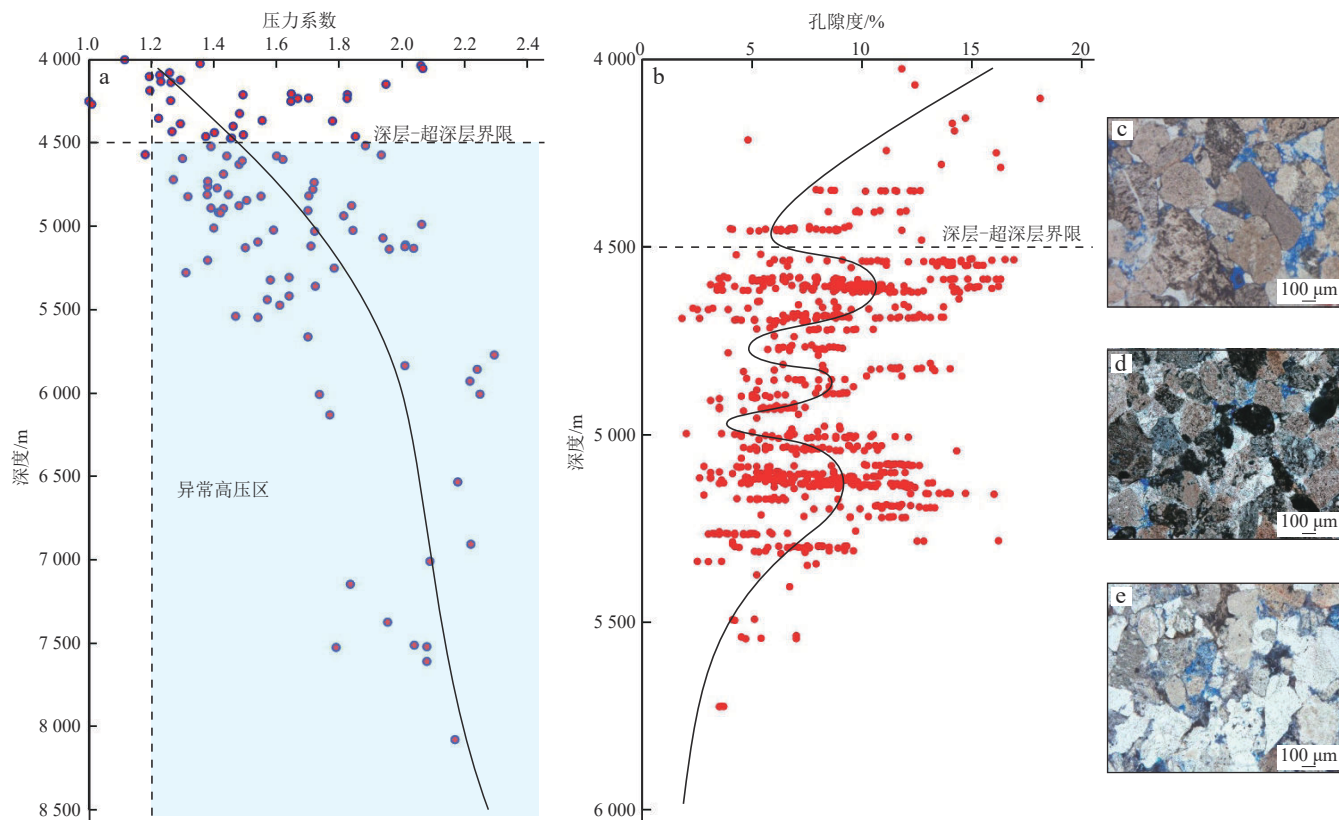


图12 准噶尔盆地深层-超深层致密气碎屑岩储层压力系数与溶蚀作用关系

Fig. 12 Relationship between pressure coefficient and dissolution of deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin

a. 压力系数 vs. 深度; b. 孔隙度 vs. 深度; c. 石西16井, 埋深4 660.78 m, 中-粗砂岩, 浊沸石粒间溶孔, 铸体薄片显微照片; d. 康探1井, 埋深4 788.50 m, 细砂岩, 浊沸石粒间溶孔、长石粒内溶孔, 铸体薄片显微照片; e. 芳探1井, 埋深5 367.00 m, 中-细砂岩, 长石粒内溶孔、泥质杂基粒间溶孔, 铸体薄片显微照片

盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层的整体样貌和特征。

4 结论

1) 准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层为冲积扇-三角洲-湖泊沉积体系, 储集岩主要发育于各类三角洲中, 具体分为砾岩和砂岩两种类型, 砾岩以细砾岩、中砾岩及中-细砾岩为主, 砂岩以细砂岩、中砂岩和中-细砂岩为主; 岩石类型主要为岩屑砂岩和长石岩屑砂岩, 成分成熟度较低, 砾石成分和砂岩岩屑均以凝灰岩为主; 胶结物主要为方解石, 其次为硅质, 盆地西部和东部局部富集沸石类胶结物。

2) 深层-超深层碎屑岩致密气储层主要有孔隙和裂缝2类储集空间, 构成了孔隙型、裂缝型和孔隙-裂缝混合型3种储集空间组合, 孔隙型占据主导地位; 孔隙主要发育原生剩余孔隙和次生溶蚀孔隙两类, 以次生溶蚀孔隙为主, 垂向上形成了3个大跨度发育的次生孔隙富集带; 裂缝以压实作用形成的微裂缝和构造

作用形成的裂缝为主, 在次生孔隙型储层中集中发育。

3) 有利岩石成分、建设型成岩作用和异常高压是盆地深层-超深层致密气储层形成有效储层的主要控制因素, 其中有利岩石成分是内在因素, 而建设型成岩作用和异常高压是外在因素, 三者共同控制了该领域相对有效“甜点”储层的垂向发育和平面分布。

参 考 文 献

- [1] 戴金星, 倪云燕, 董大忠, 等. “十四五”是中国天然气工业大发展期——对中国“十四五”天然气勘探开发的一些建议[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(1): 1-16.
DAI Jinxing, NI Yunyan, DONG Dazhong, et al. 2021-2025 is a period of great development of China's natural gas industry: Suggestions on the exploration and development of natural gas during the 14th Five-Year Plan in China [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1): 1-16.
- [2] 邹才能, 杨智, 何东博, 等. 常规-非常规天然气理论、技术及前景[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 575-587.
ZOU Caineng, YANG Zhi, HE Dongbo, et al. Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018,

- 45(4): 575-587.
- [3] 贾爱林, 位云生, 郭智, 等. 中国致密砂岩气开发现状与前景展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 83-92.
- JIA Ailin, WEI Yunsheng, GUO Zhi, et al. Development status and prospect of tight sandstone gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(1): 83-92.
- [4] 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.
- 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.
- [5] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层-超深层天然气勘探进展与展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 1-14.
- GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 1-14.
- [6] 杨学文, 田军, 王清华, 等. 塔里木盆地超深层油气地质认识与有利勘探领域[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(4): 17-28.
- YANG Xuewen, TIAN Jun, WANG Qinghua, et al. Geological understanding and favorable exploration fields of ultra-deep formations in Tarim Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(4): 17-28.
- [7] 蒙晓灵, 兰义飞, 张宏波, 等. 鄂尔多斯盆地南部深层致密砂岩气藏成藏特点及产能主控因素[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2020, 35(5): 9-13, 23.
- MENG Xiaoling, LAN Yifei, ZHANG Hongbo, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and main productivity control factors of deep tight sandstone in the south of Ordos Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition), 2020, 35(5): 9-13, 23.
- [8] 赵泽辉, 徐淑娟, 姜晓华, 等. 松辽盆地深层地质结构及致密砂砾岩气勘探[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1): 12-23.
- ZHAO Zehui, XU Shujuan, JIANG Xiaohua, et al. Deep strata geologic structure and tight conglomerate gas exploration in Songliao Basin, East China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(1): 12-23.
- [9] 肖敦清, 姜文亚, 蒲秀刚, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷中深层天然气成藏条件与资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(10): 1409-1421.
- XIAO Dunqing, JIANG Wenya, PU Xiugang, et al. Natural gas formation conditions and resource potential in mid-deep strata of the Qikou Sag, Bohai Bay Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 1409-1421.
- [10] 李建忠, 王小军, 杨帆, 等. 准噶尔盆地中央坳陷西部下组合油气成藏模式及勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1059-1072.
- LI Jianzhong, WANG Xiaojun, YANG Fan, et al. Hydrocarbon accumulation pattern and exploration prospect of the structural traps in lower play of the western Central Depression in the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1059-1072.
- [11] 王启祥, 梁宝兴, 刘欢, 等. 呼探1井清水河组气藏流体相态特征及气藏类型[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 709-713.
- WANG Qixiang, LIANG Baoxing, LIU Huan, et al. Fluid phases and gas reservoirs of Qingshuihe Formation in Well Hutun-1 [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 709-713.
- [12] 龚德瑜, 赵长永, 何文军, 等. 准噶尔盆地西北缘天然气成因来源及勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 161-174.
- GONG Deyu, ZHAO Changyong, HE Wenjun, et al. Genetic types and exploration potential of natural gas at northwestern margin of Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 161-174.
- [13] 龚德瑜, 刘海磊, 杨海波, 等. 准噶尔盆地风城组烃源岩气潜力与天然气勘探领域[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(6): 674-683.
- GONG Deyu, LIU Hailei, YANG Haibo, et al. Gas generation potential of Fengcheng Formation source rocks and exploration fields in Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 674-683.
- [14] 孙靖, 吴爱成, 王然, 等. 准噶尔盆地中央坳陷莫索湾地区侏罗系三工河组深层致密砂岩气储集层特征及成因[J]. 古地理学报, 2017, 19(5): 907-918.
- SUN Jing, WU Aicheng, WANG Ran, et al. Characteristics and origin of deep tight sandstone gas reservoirs of the Jurassic Sangonghe Formation, Mosuowan area, Central Depression, Junggar Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2017, 19(5): 907-918.
- [15] 张仲培, 张宇, 张明利, 等. 准噶尔盆地中部凹陷区二叠系-三叠系油气成藏主控因素与勘探方向[J]. 石油实验地质, 2022, 44(4): 559-568.
- ZHANG Zhongpei, ZHANG Yu, ZHANG Mingli, et al. Main controlling factors and exploration direction of Permian to Triassic reservoir in the central sag of Junggar Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2022, 44(4): 559-568.
- [16] 郭华军, 司学强, 袁波, 等. 准噶尔盆地南缘中段超深层相对优质砂岩储层发育特征及主控因素[J]. 海相油气地质, 2022, 27(3): 313-324.
- GUO Huajun, SI Xueqiang, YUAN Bo, et al. The characteristics and main controlling factors of ultra-deep sandstone reservoir in the middle part of the southern margin of Junggar Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2022, 27(3): 313-324.
- [17] 徐春春, 邹伟宏, 杨跃明, 等. 中国陆上深层油气资源勘探开发现状及展望[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(8): 1139-1153.
- XU Chunchun, ZOU Weihong, YANG Yueming, et al. Status and prospects of exploration and exploitation of the deep oil & gas resources onshore China [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(8): 1139-1153.
- [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 & Gas Geology, 2018, 39(5): 845-861.

- [19] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征[J]. 地质学报, 2016, 90(1): 37-67.
CHEN Jianping, WANG Xulong, DENG Chunping, et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, northwest China [J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90(1): 37-67.
- [20] 张义杰, 曹剑, 胡文瑄. 准噶尔盆地油气成藏期次确定与成藏组合划分[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(3): 257-262.
ZHANG Yijie, CAO Jian, HU Wenxuan. Timing of petroleum accumulation and the division of reservoir-forming assemblages, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(3): 257-262.
- [21] 何文军, 王绪龙, 邹阳, 等. 准噶尔盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J]. 海相油气地质, 2019, 24(2): 75-84.
HE Wenjun, WANG Xulong, ZOU Yang, et al. The geological conditions, resource potential and exploration direction of oil in Junggar Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(2): 75-84.
- [22] 孙靖, 薛晶晶, 吴海生, 等. 远源、细粒型浅水三角洲沉积特征与演化——以准噶尔盆地腹部莫索湾地区八道湾组为例[J]. 沉积学报, 2016, 34(1): 129-136.
SUN Jing, XUE Jingjing, WU Haisheng, et al. Distal fine-grain shallow-water delta sedimentary characteristics and evolution: A case from Badaowan Formation in the central Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2016, 34(1): 129-136.
- [23] 于兴河, 李顺利, 谭程鹏, 等. 粗粒沉积及其储层表征的发展历程与热点问题探讨[J]. 古地理学报, 2018, 20(5): 713-736.
YU Xinghe, LI Shunli, TAN Chengpeng, et al. Coarse-grained deposits and their reservoir characterizations: A look back to see forward and hot issues [J]. Journal of Palaeogeography, 2018, 20(5): 713-736.
- [24] 秦国省, 邹存友, 赖令彬, 等. 准噶尔盆地西北缘百口泉地区三叠系冲积沉积体系与油气成藏[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(6): 1197-1211.
QIN Guosheng, ZOU Cunyou, LAI Lingbin, et al. Alluvial depositional system and its controlling effect on hydrocarbon accumulation of the Triassic in the Baikouquan area, northwestern Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1197-1211.
- [25] 邹志文, 郭华军, 牛志杰, 等. 河控型扇三角洲沉积特征及控制因素: 以准噶尔盆地玛湖凹陷上乌尔禾组为例[J]. 古地理学报, 2021, 23(4): 756-770.
ZOU Zhiwen, GUO Huajun, NIU Zhijie, et al. Sedimentary characteristics and controlling factors of river-dominated fan delta: A case study from the Upper Urho Formation in Mahu sag of Junggar Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2021, 23(4): 756-770.
- [26] 匡立春, 支东明, 王小军, 等. 准噶尔盆地上二叠统上乌尔禾组大面积岩性-地层油气藏形成条件及勘探方向[J]. 石油学报, 2022, 43(3): 325-340.
KUANG Lichun, ZHI Dongming, WANG Xiaojun, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration directions of large-scale lithologic-stratigraphic oil and gas reservoirs in Upper Wuerhe Formation of Upper Permian in Junggar Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(3): 325-340.
- [27] 焦国华, 张卫平, 谢利华, 等. 准噶尔盆地南部侏罗统三工河组沉积体系及其控制因素[J]. 古地理学报, 2023, 25(3): 628-647.
JIAO Guohua, ZHANG Weiping, XIE Lihua, et al. Depositional systems and their controlling factors of the Lower Jurassic Sangonghe Formation in southern Junggar Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2023, 25(3): 628-647.
- [28] 王斌, 邱岐, 陆永潮, 等. 准噶尔盆地腹部上二叠统一下三叠统浅水辫状河三角洲沉积特征与模式[J]. 石油实验地质, 2023, 45(4): 606-619.
WANG Bin, QIU Qi, LU Yongchao, et al. Sedimentary characteristics and sedimentary model of the Upper Permian-Lower Triassic shallow braided river delta in the hinterland of the Junggar Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(4): 606-619.
- [29] 操应长, 远光辉, 杨海军, 等. 含油气盆地深层—超深层碎屑岩油气勘探现状与优质储层成因研究进展[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 112-140.
CAO Yingchang, YUAN Guanghui, YANG Haijun, et al. Current situation of oil and gas exploration and research progress of the origin of high-quality reservoirs in deep-ultra-deep clastic reservoirs of petroliferous basins [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 112-140.
- [30] 孙靖, 郭旭光, 尤新才, 等. 准噶尔盆地深层—超深层致密碎屑岩储层特征及有效储层成因[J]. 地质学报, 2022, 96(7): 2532-2546.
SUN Jing, GUO Xuguang, YOU Xincan, et al. Characteristics and effective reservoir genesis of deep to ultra-deep tight clastic reservoir of Junggar Basin, NW China [J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(7): 2532-2546.
- [31] 何小东, 马俊修, 刘刚, 等. 玛湖油田砾岩储集层岩石力学分析及缝网评价[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(6): 701-707.
HE Xiaodong, MA Junxiu, LIU Gang, et al. Analysis of rock mechanics and assessments of hydraulic fracture network in conglomerate reservoirs of Mahu Oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(6): 701-707.
- [32] 张新涛, 曲希玉, 许鹏, 等. 渤海湾盆地深层砂砾岩储层孔-缝成因机制及演化特征——以渤中19-6构造古近系孔店组为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(3): 707-719.
ZHANG Xintao, QU Xiyu, XU Peng, et al. Genesis and evolution of pore-fractures in deep sandy conglomerate reservoirs in Bohai Bay Basin: Taking the Paleogene Kongdian Formation in Bozhong 19-6 structure as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(3): 707-719.
- [33] 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: 地球科学, 2008, 38(增刊1): 11-18.
ZHONG Dakang, ZHU Xiaomin, WANG Hongjun. Analysis on the characteristics and formation mechanism of deep high quality

- clastic rock reservoirs in China [J]. Science China Earth Sciences, 2008, 38(S1): 11-18.
- [34] 何治亮, 李双建, 刘全有, 等. 盆地深部地质作用与深层资源——科学问题与攻关方向[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 767-779.
- HE Zhiliang, LI Shuangjian, LIU Quanyou, et al. Deep geological processes and deep resources in basins: Scientific issues and research directions [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(5): 767-779.
- [35] 薛晶晶, 白雨, 李鹏, 等. 准噶尔盆地玛南地区二叠系致密砾岩储层特征及形成有利条件[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(5): 99-108.
- XUE Jingjing, BAI Yu, LI Peng, et al. Characteristics and favorable conditions for the formation of the Permian tight conglomerate reservoir in Manan area, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(5): 99-108.
- [36] 孙靖, 尤新才, 薛晶晶, 等. 准噶尔盆地异常压力特征及其对深层-超深层致密储层的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 350-365.
- SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, et al. Characteristics of abnormal pressure and its influence on deep and ultra-deep tight reservoirs in the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 350-365.
- [37] 黄洁, 朱如凯, 侯读杰, 等. 深部碎屑岩储层次生孔隙发育机理研究进展[J]. 地质科技情报, 2007, 26(6): 76-82.
- HUANG Jie, ZHU Rukai, HOU Dujie, et al. The new advances of secondary porosity genesis mechanism in deep clastic reservoir [J]. Geological Science and Technology Information, 2007, 26(6): 76-82.
- [38] 张福顺, 朱允辉, 王芙蓉. 准噶尔盆地腹部深埋储层次生孔隙成因机理研究[J]. 沉积学报, 2008, 26(3): 469-478.
- ZHANG Fushun, ZHU Yunhui, WANG Furong. Forming mechanism of secondary pores in deep buried reservoirs of Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(3): 469-478.
- [39] 孙靖, 尤新才, 张全, 等. 准噶尔盆地玛湖地区深层致密砾岩储层发育特征及成因[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(2): 240-252.
- SUN Jing, YOU Xincan, ZHANG Quan, et al. Development characteristics and genesis of deep tight conglomerate reservoirs of Mahu area in Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(2): 240-252.
- [40] WILKINSON M, DARBY D, HASZELDINE R S, et al. Secondary porosity generation during deep burial associated with overpressure leak-off: Fulmar Formation, United Kingdom Central Graben [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(5): 803-813.
- [41] 郝芳, 邹华耀, 倪建华, 等. 沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件[J]. 地球科学, 2002, 27(5): 610-615.
- HAO Fang, ZOU Huayao, NI Jianhua, et al. Evolution of overpressured systems in sedimentary basins and conditions for deep oil/gas accumulation [J]. Earth Science, 2002, 27(5): 610-615.
- [42] 查明, 张卫海, 曲江秀. 准噶尔盆地异常高压特征、成因及勘探意义[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(2): 31-35.
- ZHA Ming, ZHANG Weihai, QU Jiangxiu. The character and origin of overpressure and its explorational significance in Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(2): 31-35.
- [43] 鲜本忠, 吴采西, 余源琦. 山东东营车镇凹陷古近系流体异常高压及其对深层碎屑岩储集层的影响[J]. 古地学报, 2011, 13(3): 309-316.
- XIAN Benzong, WU Caixi, SHE Yuanqi. Fluid abnormal overpressure and its influence on deep clastic reservoir of the Paleogene in Chezhen Sag of Dongying, Shandong Province [J]. Journal of Palaeogeography, 2011, 13(3): 309-316.
- [44] 李军, 唐勇, 吴涛, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷砾岩大油区超压成因及其油气成藏效应[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 679-690.
- LI Jun, TANG Yong, WU Tao, et al. Overpressure origin and its effects on petroleum accumulation in the conglomerate oil province in Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 679-690.
- [45] 张凤奇, 鲁雪松, 卓勤功, 等. 准噶尔盆地南缘下组合储层异常高压成因机制及演化特征[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 1004-1016.
- ZHANG Fengqi, LU Xuesong, ZHUO Qingong, et al. Genetic mechanism and evolution characteristics of overpressure in the lower play at the southern margin of the Junggar Basin, northwestern China [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 1004-1016.
- [46] 何文军, 费李莹, 阿布力米提·依明, 等. 准噶尔盆地深层油气成藏条件与勘探潜力分析[J]. 地学前缘, 2019, 26(1): 189-201.
- HE Wenjun, FEI Liying, YIMING Abulimiti, et al. Accumulation conditions of deep hydrocarbon and exploration potential analysis in Junggar Basin, NW China [J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(1): 189-201.

(编辑 张玉银)