

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

郭华军¹, 司学强¹, 袁波², 彭博¹, 冀冬生², 陈希光¹

1 中国石油杭州地质研究院; 2 中国石油新疆油田公司

摘要 准噶尔盆地南缘中段HT1井在白垩系清水河组底部砂岩储层中获得了高产气流,证实该套储层是一套相对优质储层。利用薄片观察、孔渗分析、压汞分析、场发射扫描电镜观察、激光共聚焦显微成像等多种分析测试手段,对清水河组砂岩样品开展了岩石矿物、物性、孔隙结构等分析,并结合埋藏史开展成岩演化研究。结果表明:①南缘中段清水河组储层岩石类型主要为长石岩屑砂岩,结构成熟度较高。②储层中胶结物含量中等,残余粒间孔和裂缝发育,现今处于中成岩B阶段。③相对优质储层的形成受控于四大因素:远源辫状河三角洲沉积体系使砂岩的结构成熟度较高;较低的地温梯度减弱了砂岩热压实效应;深层流体膨胀作用导致的异常高压有利于粒间孔隙的保存;裂缝提高了砂岩储层的渗流能力。

关键词 超深层; 相对优质储层; 储层主控因素; 白垩系; 南缘; 准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2 **文献标识码**:A

0 前言

随着油气资源增长需求的加大和勘探开发理论技术的进步,中国油气勘探已经逐渐从中、浅层转向深层乃至超深层。国际上通常将埋深大于等于4 500 m的地层定为深层。全国矿产储量委员会2005年颁布的《石油天然气储量计算规范》将埋深3 500~4 500 m的地层定义为深层,将大于4 500 m的地层定义为超深层^[1]。由于我国东西部含油气盆地在盆地类型和地温梯度上存在较大差异,因此在勘探实践中,众多学者将我国东西部含油气盆地的深层和超深层又分别作了定义:将埋深3 500~4 500 m和4 500~6 000 m的地层分别定义为东部和西部地区的深层领域;将埋深 $\geq 4 500$ m和 $\geq 6 000$ m的地层分别定义为东部和西部地区的超深层领域^[2-5]。本文将埋深4 500~6 000 m的地层定义为深层,将埋深 $\geq 6 000$ m的地层定义为超深层。

近年来,我国先后在塔里木盆地库车坳陷、四川盆地、渤海湾盆地等深层、超深层获得了一系列重大油气发现,形成了一批规模储量区,其油气储

层岩性涵盖碎屑岩、碳酸盐岩和火山岩三大类^[6-7]。就超深层碎屑岩领域而言,库车坳陷前陆冲断带是近年来我国的热点勘探区域,在埋深6 500~8 000 m的碎屑岩储层中发现了一批高产、稳产的大型气田^[8]。库车坳陷白垩系超深层碎屑岩储层孔隙度最高可达10%,平均孔隙度为5%,多属于裂缝-孔隙型储层,裂缝对储层物性改善具有关键作用^[9-11]。准噶尔盆地南缘与库车坳陷冲断带具有相似的地质背景,近年来针对南缘深层、超深层的油气勘探也取得重大突破:2019年,在南缘西段高探1井白垩系清水河组5 768~5 775 m的深层砂岩储层中获得高产油气流^[12-14];2020年,在南缘中段HT1井清水河组7 367~7 382 m的超深层砂岩储层中,8 mm油嘴获日产气 61.9×10^4 m³、日产油106.5 m³的重大油气发现,大大拓展了准噶尔盆地油气勘探的深度下限。

勘探实践表明,准噶尔盆地南缘不同构造单元内深层、超深层储层的岩石类型、储层物性和储层演化史等特征存在较大差异,前人已针对南缘西段储层特征开展了较为系统的研究^[14]。为了揭示准噶尔盆地南缘中段超深层储层的特征和主控因素,

收稿日期:2022-07-13; 改回日期:2022-08-18

本文受中国石油“十四五”前瞻性基础性重大科技项目“准噶尔盆地全油气系统地质理论与勘探实践”(编号:2021DJ0108)、“深层超深层有效储层形成主控因素与预测技术研究”(编号:2021DJ0202)资助

第一作者:郭华军,硕士,高级工程师,主要从事碎屑岩沉积和储层研究工作。通信地址:310023 浙江省杭州市西溪路920号;E-mail: guohj_hz@petrochina.com.cn

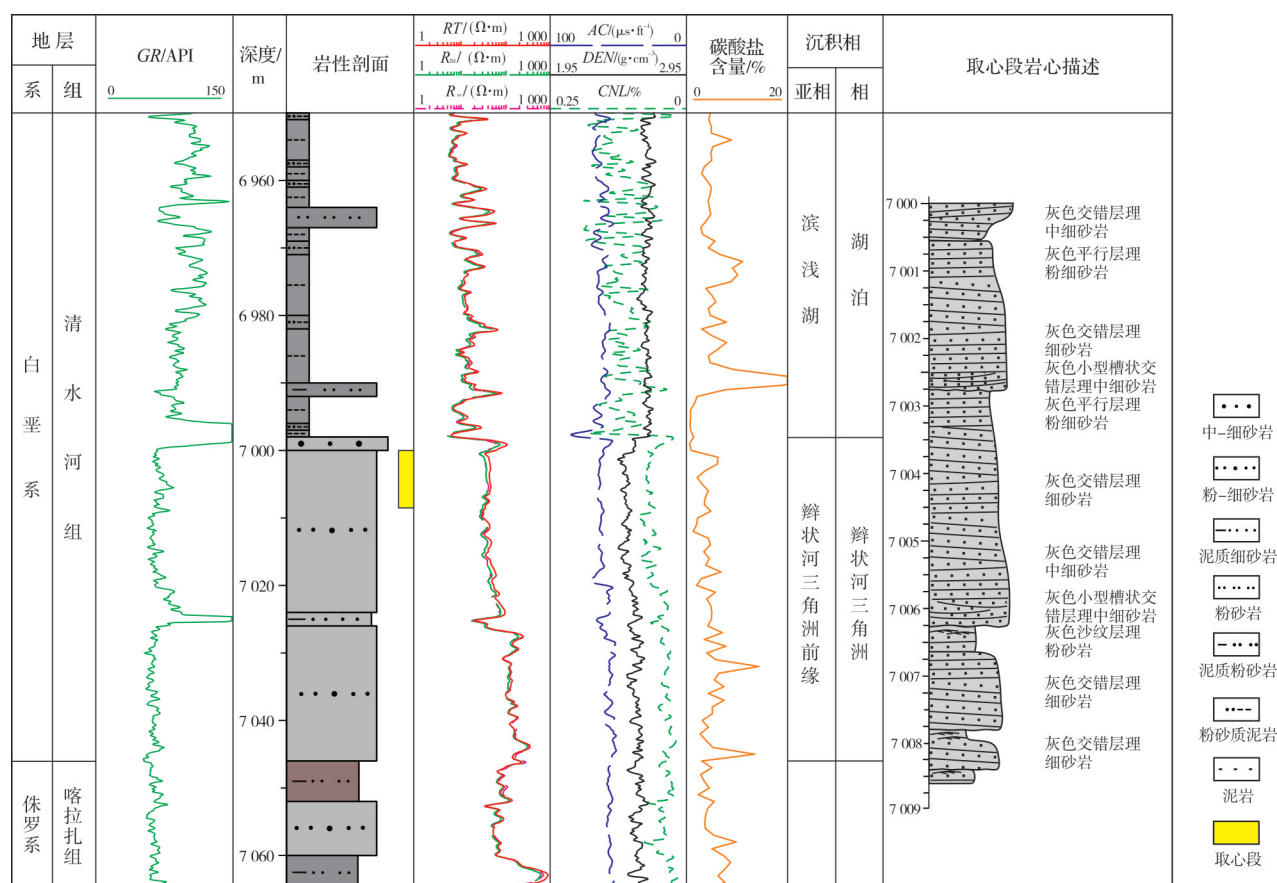


图2 准噶尔盆地南缘H6井清水河组储层段地层综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive stratigraphic column of the Qingshuihe reservoir section of Well H6 in the southern margin of Junggar Basin

透率^[18],准噶尔盆地南缘清水河组超深层储层表现为相对高孔低渗的特点,但仍属相对优质储层。

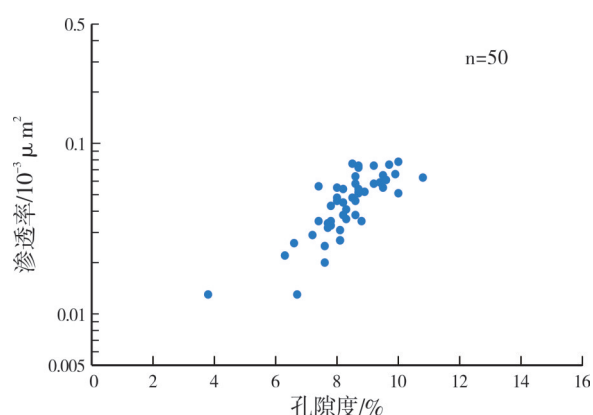


图3 准噶尔盆地南缘中段清水河组储层孔隙度—渗透率关系图

Fig. 3 Porosity-permeability crossplot of Qingshuihe Formation in middle part of the southern margin of Junggar Basin

2.3 储集空间类型

研究区清水河组砂岩储层发育残余粒间孔、粒

内溶孔和黏土矿物晶间微孔(图4)。残余粒间孔为清水河组砂岩储层的主要孔隙类型,在显微镜下多为分散分布的多边形(图4a—4d),孔隙直径一般为50~100 μm,最大不超过200 μm;粒间孔隙外壁常发育绿泥石衬边,厚度为5~15 μm,粒间孔隙内部可发育自生石英及自生长石微晶(图4b, 4d)。粒内溶孔为次要孔隙类型,多由不稳定或欠稳定的碎屑(主要为碎屑长石颗粒和安山岩岩屑中的长石颗粒)溶蚀形成,以长石颗粒溶蚀最为常见,部分长石颗粒溶蚀后呈蜂窝状(图4e, 4f);粒内溶蚀孔直径一般为几微米到几十微米,内部不发育绿泥石衬边。黏土矿物晶间微孔主要为绿泥石晶间微孔,多发育于颗粒表面的鳞片状绿泥石晶体之间,直径小于10 μm(图4g)。镜下薄片点计数统计结果表明:残余粒间孔的面孔率为0.5%~4.2%,平均为3.2%,占总面孔率的95%;粒内溶孔的面孔率为0.05%~0.3%,平均仅为0.2%,占总面孔率的5%。

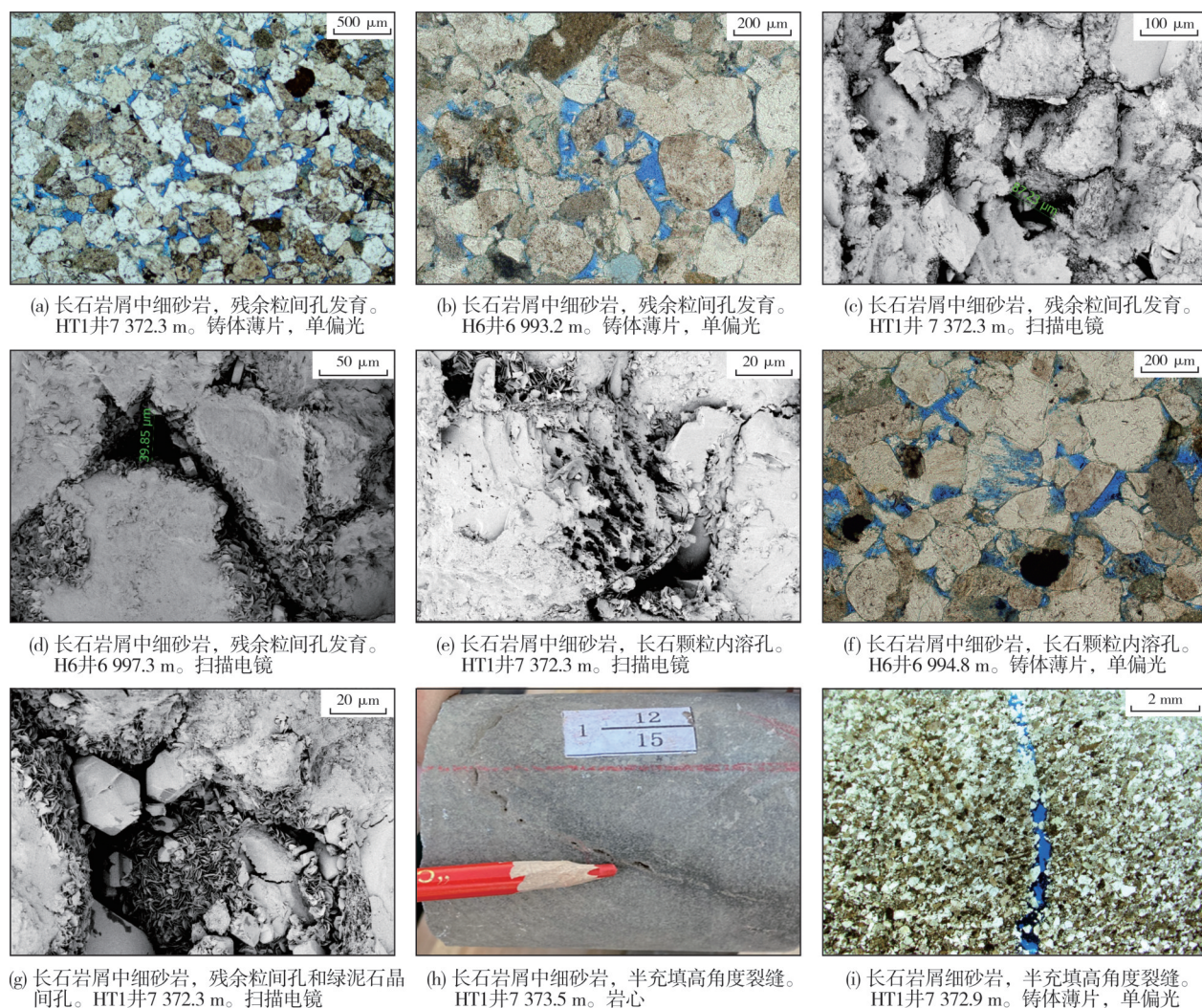


图4 准噶尔盆地南缘中段清水河组砂岩孔隙及裂缝发育特征

Fig. 4 Characteristic of pores and fractures in the sandstone of Qingshuihe Formation in middle part of the southern margin of Junggar Basin

HT1井清水河组无裂缝的砂岩样品的高压压汞曲线形态存在略粗歪度和细歪度两种类型(图5)。清水河组砂岩孔隙分选较好,残余粒间孔较发育的层段对应的压汞曲线显示为略粗歪度,排驱压力一般小于0.5 MPa;微孔隙较发育的层段对应的压汞曲线显示为细歪度,排驱压力一般大于10 MPa。但两类压汞曲线均表现出较低的退汞效率,一般小于30%,反映砂岩储层的孔隙连通性较差。清水河组无裂缝砂岩样品的恒速压汞资料显示,砂岩的孔隙半径与吼道半径之比约为8:1,同样表明储层的孔隙发育程度显著优于喉道,这与储层物性数据中较高的孔隙度和较低的基质渗透率特征相吻合。

2.4 裂缝发育特征

前文已述及,南缘中段清水河组超深层储层基

质渗透率较低,因此裂缝发育程度是影响储层高产及稳产的关键。岩心、薄片、成像测井等方面的资料均可用于对裂缝进行识别和研究^[19-20]。

南缘中段HT1井岩心中可见高角度和低角度两类裂缝,统计表明取心段发育4~6条高角度裂缝,但由于岩心破碎严重,低角度缝无法准确统计。在相对完整的岩心上可见部分胶结的裂缝(图4h),开度可达2~4 mm。利用铸体薄片对半充填裂缝进行分析,测量显示裂缝开度从几十微米到几百微米不等。在裂缝内可见石英胶结物,并发育两类产状:一类为裂缝发育处石英颗粒的加大边,另一类为自生石英颗粒。裂缝的发育为石英加大或自生石英提供足够的生长空间,因此石英晶体或者加大边均具有较好的形态。石英胶结物可以从裂缝两边相向生长,部分连接在一起,形成胶结物桥(图4i)。应

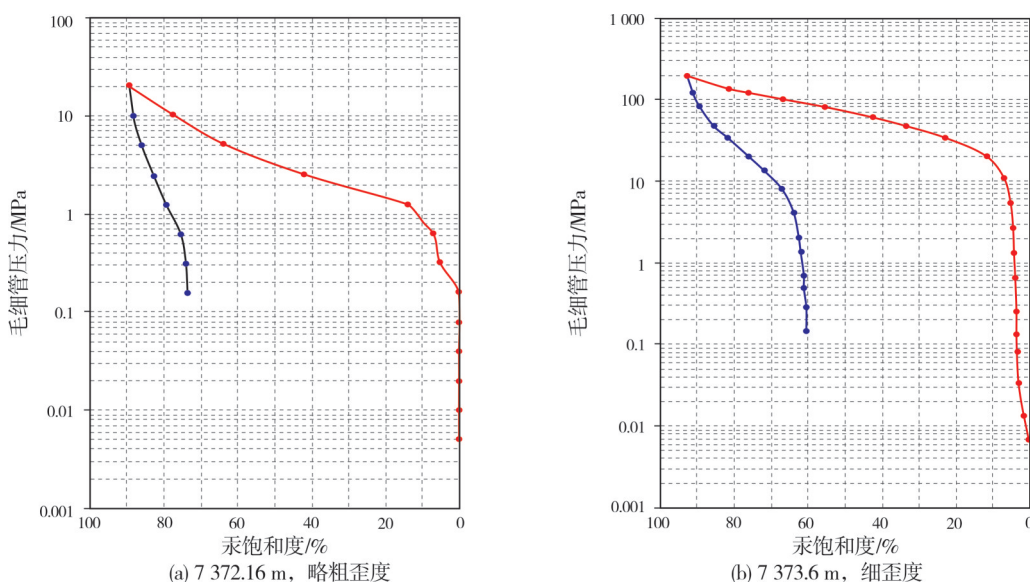


图5 准噶尔盆地南缘HT1井清水河组砂岩高压压汞曲线特征

Fig. 5 Capillary pressure curve of sandstone of Qingshuihe Formation of Well HT1 in the southern margin of Junggar Basin

用成像测井对 HT1 井清水河组底部砂岩段的裂缝进行识别,可以识别出多条高角度的张开缝和低角度的微细裂缝,走向多为 NEE—SWW 向,裂缝密度可达 1.1 条/m。HT1 井清水河组底部砂岩段张开缝或者半充填缝的发育大大提高了储层的渗流能力。

3 储层成岩作用及成岩演化序列

3.1 成岩作用特征

南缘中段清水河组砂岩储层的成岩作用主要有压实作用和胶结作用,其次为溶蚀作用,总体表现为中等—强压实、中等胶结和弱溶蚀的成岩特征。

研究区清水河组砂岩的中等—强压实在微观特征上表现为碎屑颗粒之间多呈线接触,其次为点—线接触,少量塑性岩屑颗粒则表现为弯曲变形与镶嵌接触。较强的压实作用的主要原因为南缘中段清水河组砂岩储层的现今埋深在 7 000~8 000 m 之间,因此埋藏压实作用是储层孔隙演化的主要影响因素。研究区所处的呼图壁背斜位于南缘山前冲断带,水平地应力最大可达 90 MPa^[21],除正常的埋藏压实外,储层还可能受到南北向构造挤压作用的影响而进一步降低了原生孔隙的发育程度。

清水河组砂岩的胶结作用中等,胶结物成分主要为绿泥石、石英和钠长石,偶见方解石。铸体薄片和扫描电镜研究均表明清水河组储层中绿泥石

或以叶片状包膜形式包裹在碎屑颗粒表面,或大量发育并充填于粒间,含量介于 2%~5%(图 6a—6d)。当绿泥石含量较高时可以严重堵塞粒间孔隙。石英胶结物多以粒间自生晶体的形式存在,仅在局部未发育绿泥石包膜的位置发育石英加大(图 6e—6g),含量介于 2%~4%。条状或板状的自生钠长石晶体同样在粒间孔隙内局部发育(图 6f—6h)。方解石胶结物含量低,偶见方解石胶结物斑块状充填粒间孔(图 6i)。

清水河组砂岩溶蚀作用较弱,主要为长石颗粒发生溶蚀,岩屑溶蚀现象少见。铸体薄片和扫描电镜下可见长石颗粒蜂窝状或者斑点状溶蚀(图 4e, 4f),但长石铸模状溶孔不发育,溶蚀颗粒内部也不发育其他胶结物。

3.2 成岩演化序列

基于准噶尔盆地南缘中段 HT1 井实钻地层厚度、实测地层温度和盆地温度史资料,利用 Basin-mod 软件对 HT1 井埋藏史进行了恢复(图 7)。清水河组的埋藏过程属于持续渐进式埋藏,随着埋深增大,清水河组的地层温度持续增大,现今清水河组砂岩段实测地层温度已达 170.3 ℃。清水河组黏土矿物 X 衍射分析结果表明,伊蒙混层中蒙脱石所占比例均值低于 20%。结合储层现今颗粒接触关系、胶结物产状和发育规模,依据成岩阶段

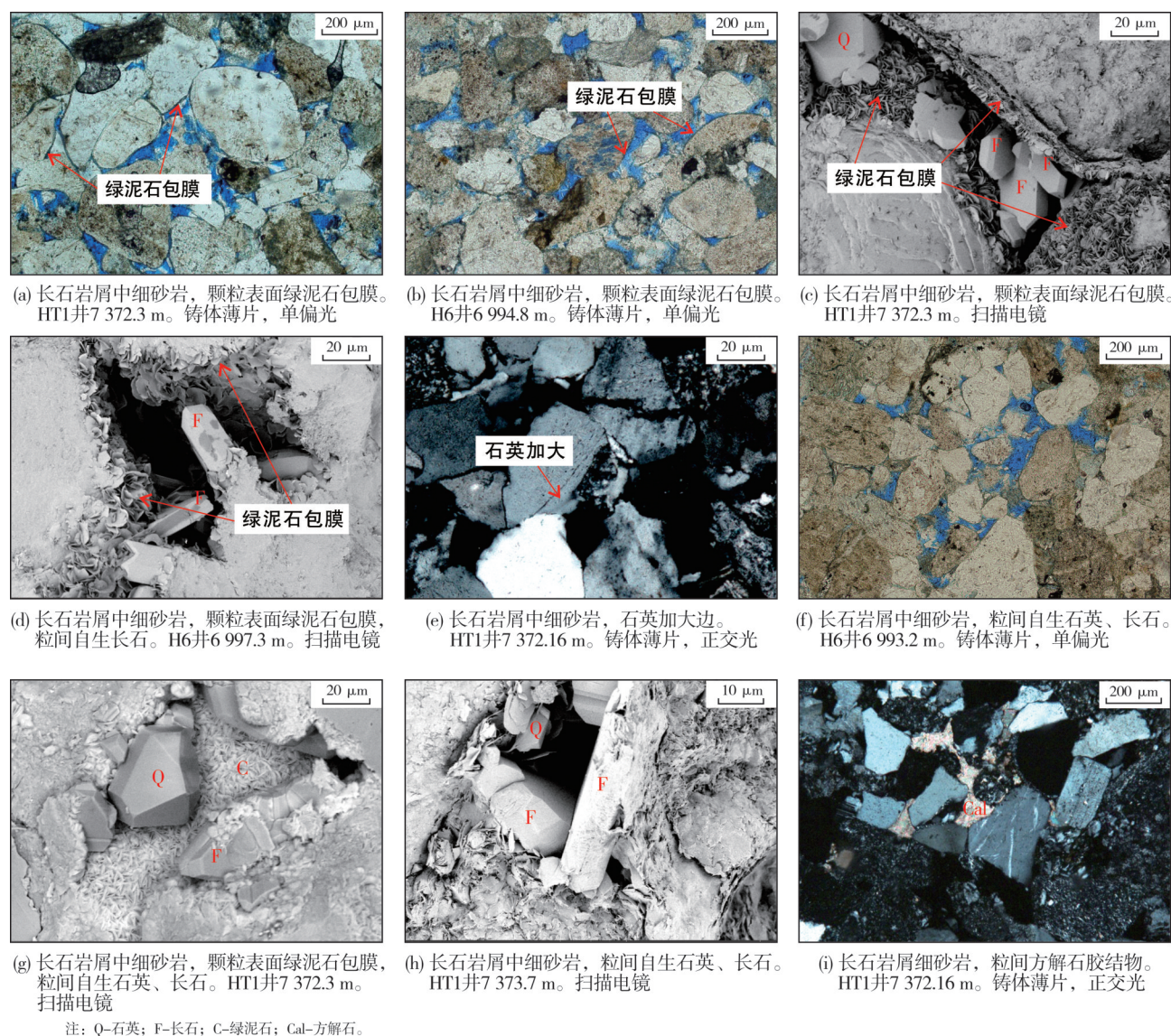


图6 准噶尔盆地南缘中段清水河组砂岩储层胶结物发育特征

Fig. 6 Cementation characteristics of the sandstone of Qingshuihe Formation in middle part of the southern margin of Junggar Basin

划分标准^[22-23],认为清水河组储层现今已处于中成岩B阶段。

清水河组砂岩沉积固结后,未经历构造抬升,压实作用持续发育在储层整个埋藏过程中。清水河组储层中绿泥石包膜形态普遍完整,厚度较大,且部分鳞片状绿泥石受压实作用影响出现变形或定向排列(图6g),表明绿泥石包膜在早成岩期即开始发育。镜下特征同时显示,储层中的绿泥石和方解石胶结物呈竞争关系,粒间发育绿泥石处不发育方解石胶结物,反之亦然,表明二者形成时间基本相同。随储层埋深的增大,未被绿泥石包膜覆盖的部分石英颗粒逐渐发育加大边。随着地

层温度逐渐升高,清水河组下伏侏罗系烃源岩有机质逐渐成熟,伴随有机酸排出,地层流体环境变为酸性,促使部分长石颗粒发生溶蚀。部分溶蚀的长石颗粒表面发育绿泥石包膜,但在长石溶孔内未见绿泥石和方解石胶结物,表明长石溶蚀晚于绿泥石和方解石胶结物的形成。随着热演化程度进一步升高,有机酸发生脱羧化,地层流体酸性程度降低,自生石英和长石在残余粒间孔内沉淀结晶形成典型的单晶形态。本次研究在储层成岩作用特征及发育顺序恢复的基础上,结合成岩阶段划分标准,对清水河组成岩演化序列进行了重建(图7)。

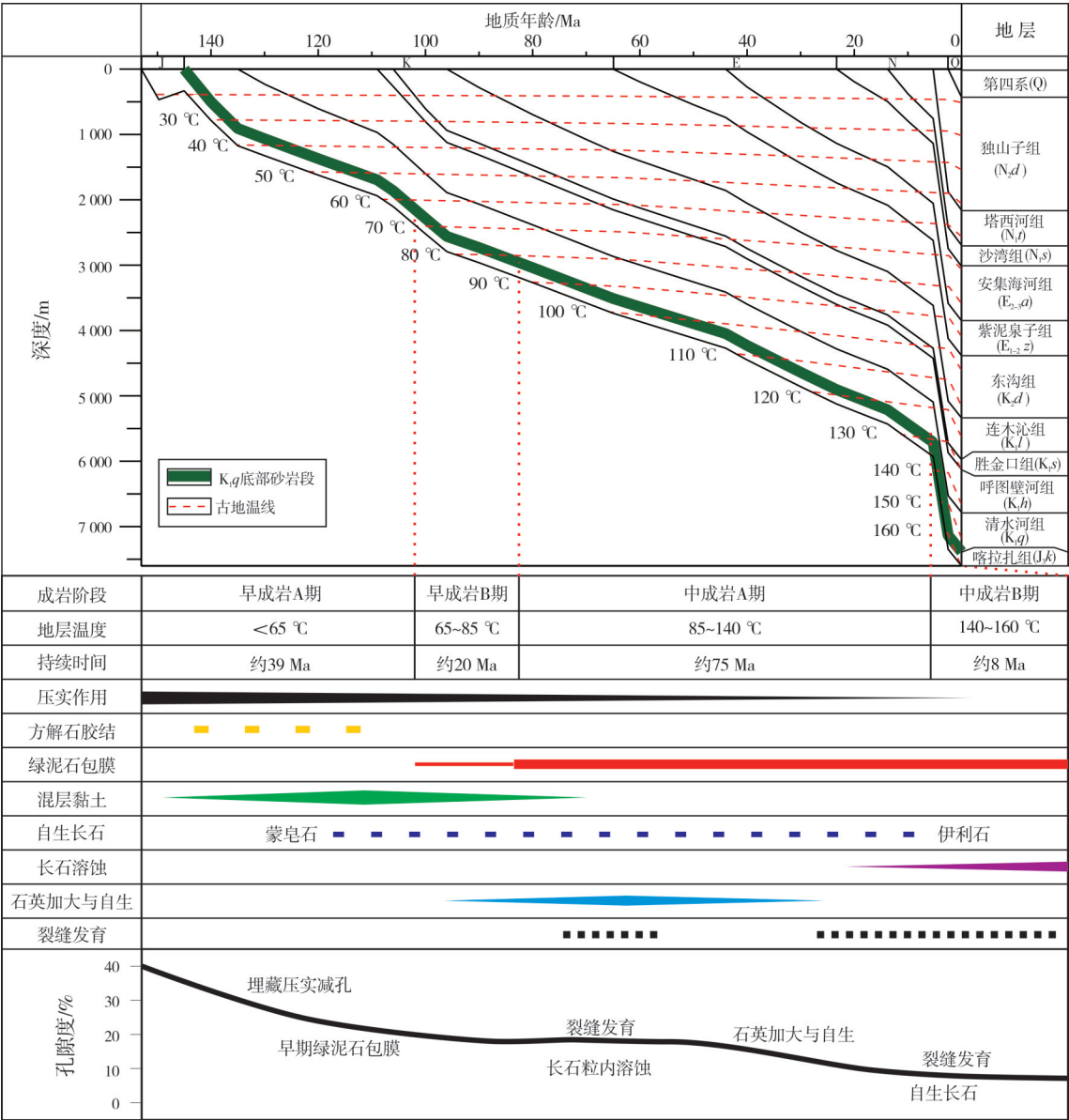


图7 准噶尔盆地南缘HT1井清水河组砂岩成岩演化序列
Fig. 7 Diagenesis sequence of the sandstone of Qingshuihe Formation of Well HT1 in the southern margin of Junggar Basin

4 相对优质储层主控因素

准噶尔盆地南缘中段HT1井清水河组超深层砂岩储层岩心孔隙度最高为10%,核磁孔隙度最高为12%,获得高产气流,说明该套砂岩储层是一套相对优质储层。前人研究结果表明^[14],超深层优质储层的形成往往与前陆盆地背景下早期长期浅埋藏、晚期快速深埋的埋藏方式有关。但以HT1井为代表的南缘中段清水河组超深层储层的埋藏方式并非前陆盆地常见的晚期深埋型,而是渐进埋藏型,说明清水河组超深层相对优质储层的发育存在

其他有利控制因素。

4.1 远源沉积体系砂岩的成熟度较高

依据准噶尔盆地南缘白垩系沉积前古地貌可知,清水河组沉积时期南缘具有南陡北缓的古地貌特征,结合钻井资料和露头资料,认为清水河期发育南北双向物源,其中南部为短轴扇三角洲沉积,北部为长轴辫状河三角洲沉积。HT1井所处的呼图壁背斜位于北部长轴物源体系的东北部辫状河三角洲前缘沉积区,该区形成的砂岩成分成熟度和结构成熟度均高于南部物源。由前文2.1所述可知,

北部物源体系清水河组底部砂岩储层长英质颗粒平均含量为55.6%,颗粒以次棱—次圆状为主,砂岩粒度分布集中,以中—细砂岩为主,平均杂基含量仅为2.6%。有利的成分成熟度和结构成熟度因素使得该储层在沉积时期具备了较高的原始孔隙度,为后期优质砂岩储层的形成奠定了基础。

4.2 低地温梯度使砂岩的热压实效应明显变弱

对超深层碎屑岩储层而言,压实作用是减孔的主要因素。传统埋藏成岩理论主要考虑静岩压实作用,即认为由上覆岩柱的有效应力或沉积物本身质量所产生的重力是导致碎屑颗粒间孔隙体积减小的主要原因。近年来相关研究及物理模拟实验结果表明:砂岩的压实速率与地温梯度密切相关,且呈正相关关系,即砂岩压实速率随地温梯度降低而减小。因此,在地温梯度较低的盆地,砂岩孔隙度衰减较缓慢,亦即埋深较大的砂岩仍可形成有效储层^[24-25]。

准噶尔盆地为典型的低地温梯度盆地^[26]。据前人对准噶尔盆地南缘冲断带古地温梯度的研究^[27],侏罗纪末南缘地温梯度约为2.6℃/100m,白垩纪末南缘地温梯度约为2.4℃/100m。由HT1井实测地温数据计算的现今的地温梯度仅为2.25℃/100m。由此可见,准噶尔盆地南缘自侏罗纪末开始,始终处于较低地温梯度的环境中,持续的低地温环境为超深层砂岩储层粒间孔的保存提供了有利的条件。

4.3 深层—超深层异常高压有利于粒间孔保存

地层异常高压的成因多样,如不均衡压实作用、黏土矿物转化、有机质裂解、构造挤压等。不均衡压实(欠压实)成因的超压多形成于中浅层,与快速埋藏过程相关;流体膨胀、化学压实成因超压多形成于中深层,可随烃源岩生烃/黏土矿物转化作用一同持续发育;构造挤压作用形成的地层超压多形成于强构造挤压作用区^[28]。声波时差测井资料是研究地下地层压力的重要手段,利用泥岩声波时差随深度变化的规律,可以判断沉积地层的孔隙度特征,进而反映出地下地层压力特征^[29]。由南缘中段HT1井泥岩声波时差与深度关系图(图8)可知:南缘中段存在多套地层压力系统,新近系塔西河组、古近系安集海河组及白垩系吐谷

鲁群—侏罗系分别发育3套超压带。地层压力实测数据表明,清水河组底部砂岩段的地层压力系数高达2.0。

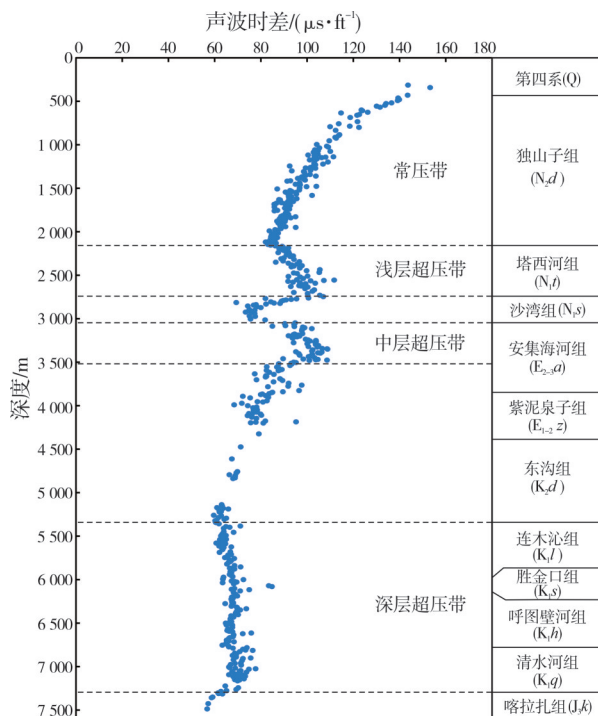


图8 准噶尔盆地南缘HT1井泥岩声波时差与深度关系图
Fig. 8 Relationship between interval transit time and burial depth of the mudstone of Well HT1 in the southern margin of Junggar Basin

利用泥岩的垂向有效应力—声波速度交会图版和密度—声波速度交会图版可以对储层超压成因进行有效判别(图9),其中,垂向有效应力=上覆地层压力—地层流体压力(据Terzaghi模型^[30])。从HT1井不同层系的垂向有效应力—声波速度落点的分布规律(图9a)可以看出,新近系塔西河组、古近系安集海河组的超压泥岩地层均位于正常压实泥岩的垂向有效应力—声波速度变化趋势内,表明南缘中段中浅层发育的流体超压属于泥岩不均衡压实,为流体未充分排出成因;而深层白垩系超压地层泥岩普遍偏离正常压实趋势线,表现为在声波速度不变或略有降低的背景下,垂向有效应力出现显著降低,表明存在流体膨胀、化学压实等超压成因机制。基于泥岩密度—声波速度交会图(图9b),可以发现白垩系泥岩密度并未出现明显增加,不存在泥岩化学压实过程中蒙皂石—伊利石大量转化导致的密度显著增大现象,因此可以认为南缘中段深层超压主要为下组合泥岩内部流体膨胀形成。南缘中段烃源岩生烃模拟结果显示,下侏罗统烃源岩

在距今 100 Ma 时镜质组反射率已达到 0.5%, 进入了生油门限, 此时清水河组储层埋深仅 2 500 m; 下侏罗统烃源岩在距今 40 Ma 时镜质组反射率已达到 1.2%, 进入了热裂解生油气阶段, 此时清水河组埋

深约 4 500 m, 热压实模拟的储层孔隙度仍可达 15%。在强流体超压环境下, 岩石骨架颗粒受到的有效应力明显降低, 储层压实作用减弱, 因而原生粒间孔的保存效果增强。

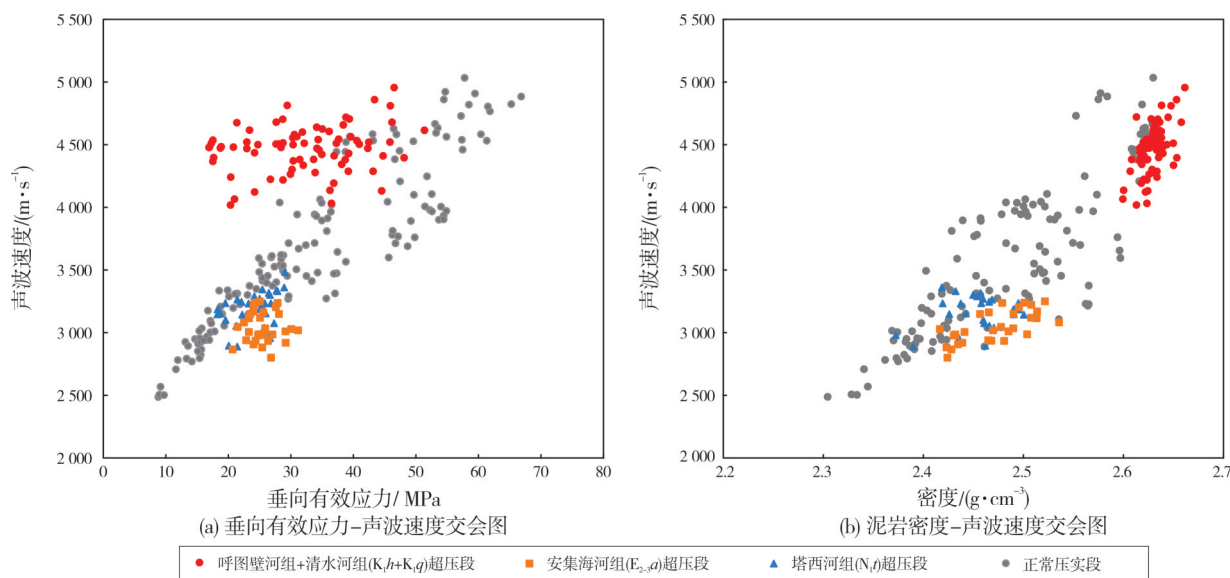


图9 准噶尔盆地南缘HT1井超压成因判别交会图

Fig. 9 Crossplots to distinguish the origin the overpressure of Well HT1 in the southern margin of Junggar Basin

4.4 裂缝改善了砂岩储层的渗流能力,有利于油气充注成藏

裂缝可以改善超深层砂岩储层的渗流能力。据前人对塔里木盆地库车坳陷克深2区块超深层砂岩储层的研究发现,与无裂缝的储层相比,裂缝发育的储层能有效提高渗透率2~3个数量级^[31]。

实测数据显示HT1井清水河组最大水平主应力方向为NNE—SSW,成像测井分析认为清水河组发育两组不同走向的裂缝,分别为NEE—SWW和NNW—SEE,前文述及的张开缝和半充填裂缝多为NEE—SWW走向,与主应力呈锐夹角。对半充填裂缝的宏观和微观特征研究后认为,裂缝形成时间相对较早。微观特征显示半充填裂缝内的胶结物主要为自生石英和黏土矿物,且自生石英晶形较好,在裂缝内可成搭桥状,说明胶结物在裂缝内生长时间较长。构造裂缝多发育于盆地强构造演化期内,基于准噶尔盆地南缘构造演化特征^[32],推断部分半充填裂缝形成于白垩纪末,早期裂缝可以为储层流体的流通(促进成岩作用)及后期油气的充注提供通道。喜马拉雅期的构造运动

最为强烈^[33],呼图壁背斜在近南北向挤压应力作用下,又形成部分张裂缝,张性裂缝的形成时间与侏罗系油气大量生成的时间接近,可为油气的大规模充注提供通道。

5 结 论

(1)准噶尔盆地南缘中段白垩系清水河组底部发育一套中细粒长石岩屑砂岩,砂岩成分成熟度中等,结构成熟度中等—高,孔隙度多介于6%~12%,主要储集空间类型为残余粒间孔,内部发育张开缝和半充填裂缝。

(2)南缘中段清水河组砂岩储层成岩作用类型主要有压实作用、胶结作用和溶蚀作用,总体表现为中等—强压实、中等胶结和弱溶蚀的特征,现今处于中成岩B期。

(3)南缘中段清水河组超深层优质砂岩储层的形成受控于四大因素:远源沉积体系形成的成熟度较高的砂岩是优质储层形成的基础;较低的地温梯度减弱了砂岩热压实作用;侏罗系—白垩系压力系统内的异常高压增强了原生孔隙的保存效果;构造裂缝提高了砂岩储层的渗流能力。

参考文献

- [1] 中华人民共和国国土资源部. 石油天然气储量计算规范: DZ/T 0217—2005[S]. 北京: 中国标准出版社, 2005.
Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. Regulation of petroleum reserves estimation: DZ/T 0217—2005[S]. Beijing: Standards Press of China, 2005.
- [2] 贾承造, 庞雄奇. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1457–1469.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories [J]. Acta petrolei sinica, 2015, 36(12): 1457–1469.
- [3] 李阳, 薛兆杰, 程喆, 等. 中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 45–57.
LI Yang, XUE Zhaojie, CHENG Zhe, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China [J]. China petroleum exploration, 2020, 25(1): 45–57.
- [4] 何登发, 马永生, 刘波, 等. 中国含油气盆地深层勘探的主要进展与科学问题[J]. 地学前缘, 2019, 26(1): 1–12.
HE Dengfa, MA Yongsheng, LIU Bo, et al. Main advances and key issues for deep-seated exploration in petroliferous basins in China [J]. Earth science frontiers, 2019, 26(1): 1–12.
- [5] 孙龙德, 邹才能, 朱如凯, 等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641–649.
SUN Longde, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China [J]. Petroleum exploration and development, 2013, 40(6): 641–649.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 王招明, 李勇, 谢会文, 等. 库车前陆盆地超深层大油气田形成的地质认识[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(1): 37–43.
WANG Zhaoming, LI Yong, XIE Huiwen, et al. Geological understanding on the formation of large-scale ultra-deep oil-gas field in Kuqa Foreland Basin [J]. China petroleum exploration, 2016, 21(1): 37–43.
- [9] 张荣虎, 杨海军, 王俊鹏, 等. 库车坳陷超深层低孔致密砂岩储层形成机制与油气勘探意义[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1057–1069.
ZHANG Ronghu, YANG Haijun, WANG Junpeng, et al. The formation mechanism and exploration significance of ultra-deep, low-porosity and tight sandstone reservoirs in Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. Acta petrolei sinica, 2014, 35(6): 1057–1069.
- [10] 张惠良, 张荣虎, 杨海军, 等. 超深层裂缝-孔隙型致密砂岩储集层表征与评价: 以库车前陆盆地克拉苏构造带白垩系巴什基奇克组为例[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(2): 158–167.
ZHANG Huiliang, ZHANG Ronghu, YANG Haijun, et al. Characterization and evaluation of ultra-deep fracture-pore tight sandstone reservoirs: a case study of Cretaceous Bashijike Formation in Kelasu tectonic zone in Kuqa Foreland Basin, Tarim, NW China [J]. Petroleum exploration and development, 2014, 41(2): 158–167.
- [11] 王珂, 张惠良, 张荣虎, 等. 超深层致密砂岩储层构造裂缝特征及影响因素: 以塔里木盆地克深2气田为例[J]. 石油学报, 2016, 37(6): 715–727, 742.
WANG Ke, ZHANG Huiliang, ZHANG Ronghu, et al. Characteristics and influencing factors of ultra-deep tight sandstone reservoir structural fracture: a case study of Keshen-2 Gas Field, Tarim Basin [J]. Acta petrolei sinica, 2016, 37(6): 715–727, 742.
- [12] 何海清, 支东明, 雷德文, 等. 准噶尔盆地南缘高泉背斜战略突破与下组合勘探领域评价[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 137–146.
HE Haiqing, ZHI Dongming, LEI Dewen, et al. Strategic breakthrough in Gaoquan anticline and exploration assessment on lower assemblage in the southern margin of Junggar Basin [J]. China petroleum exploration, 2019, 24(2): 137–146.
- [13] 杜金虎, 支东明, 李建忠, 等. 准噶尔盆地南缘高探1井重大发现及下组合勘探前景展望[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 205–215.
DU Jinhui, ZHI Dongming, LI Jianzhong, et al. Major breakthrough of Well Gaotan 1 and exploration prospects of lower assemblage in southern margin of Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(2): 205–215.
- [14] 司学强, 袁波, 郭华军, 等. 准噶尔盆地南缘清水河组储集层特征及其主控因素[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(1): 38–45.
SI Xueqiang, YUAN Bo, GUO Huajun, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of Cretaceous Qingshuihe Formation in the southern margin of Junggar Basin [J]. Xinjiang petroleum geology, 2020, 41(1): 38–45.
- [15] 雷德文, 张健, 陈能贵, 等. 准噶尔盆地南缘下组合成藏条件与大油气田勘探前景[J]. 天然气工业, 2012, 32(2): 16–22.

- LEI Dewen, ZHANG Jian, CHEN Nenggui, et al. Conditions for gas pooling in the lower assemblage in the southern margin of the Junggar Basin and the exploration prospect of large hydrocarbon fields [J]. *Natural gas industry*, 2012, 32(2): 16–22.
- [16] 邵雨. 准噶尔盆地南缘深层下组合侏罗系油气成藏研究[J]. *高校地质学报*, 2013, 19(1): 86–94.
- SHAO Yu. Hydrocarbon accumulation of the Jurassic Deeply-buried lower assemblage in the southern Junggar Basin [J]. *Geological journal of China universities*, 2013, 19(1): 86–94.
- [17] 国家能源局. 油气储层评价方法: SY/T 6285—2011[S]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- National Energy Administration. Evaluating methods of oil and gas reservoirs: SY/T 6285—2011 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [18] 王珂, 张荣虎, 曾庆鲁, 等. 库车坳陷博孜—大北地区下白垩统深层—超深层储层特征及成因机制[J]. *中国矿业大学学报*, 2022, 51(2): 311–328.
- WANG Ke, ZHANG Ronghu, ZENG Qinglu, et al. Characteristics and formation mechanism of Lower Cretaceous deep and ultra-deep reservoir in Bozi-Dabei Area, Kuqa Depression [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2022, 51(2): 311–328.
- [19] 丁文龙, 王兴华, 胡秋嘉, 等. 致密砂岩储层裂缝研究进展[J]. *地球科学进展*, 2015, 30(7): 737–750.
- DING Wenlong, WANG Xinghua, HU Qiuji, et al. Progress in tight sandstone reservoir fractures research [J]. *Advances in earth science*, 2015, 30(7): 737–750.
- [20] 王珂, 张荣虎, 戴俊生, 等. 低渗透储层裂缝研究进展[J]. *地球科学与环境学报*, 2015, 37(2): 44–58.
- WANG Ke, ZHANG Ronghu, DAI Junsheng, et al. Review on low-permeability reservoir fracture [J]. *Journal of earth sciences and environment*, 2015, 37(2): 44–58.
- [21] 张凤奇, 刘伟, 鲁雪松, 等. 喜马拉雅晚期构造应力场及其与油气分布的关系: 以准噶尔盆地南缘为例[J]. *断块油气田*, 2021, 28(4): 433–439.
- ZHANG Fengqi, LIU Wei, LU Xuesong, et al. Late Himalayan tectonic stress field and its relationship with hydrocarbon distribution: a case study of southern margin of Junggar Basin [J]. *Fault-block oil and gas field*, 2021, 28(4): 433–439.
- [22] 司学强, 张金亮, 杨子成. 博兴洼陷沙四上亚段滩坝砂岩成岩作用及其与储层质量的关系[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2008, 32(2): 6–11.
- SI Xueqiang, ZHANG Jinliang, YANG Zicheng. Relation between beach bar sandstones diagenesis and reservoir quality in the upper Es⁴ of the Palaeogene in Boxing Sag [J]. *Journal of China University of Petroleum (edition of natural science)*, 2008, 32(2): 6–11.
- [23] 国家经济贸易委员会. 碎屑岩成岩阶段划分: SY/T 5477—2003[S]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
- State Economic and Trade Commission. The division of diagenetic stages in clastic rocks: SY/T 5477—2003 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [24] 寿建峰, 张惠良, 沈扬, 等. 中国油气盆地砂岩储层的成岩压实机制分析[J]. *岩石学报*, 2006, 22(8): 2165–2170.
- SHOU Jianfeng, ZHANG Huiliang, SHEN Yang, et al. Diagenetic mechanisms of sandstone reservoirs in China oil and gas-bearing basins [J]. *Acta petrologica sinica*, 2006, 22(8): 2165–2170.
- [25] 罗静兰, 何敏, 庞雄, 等. 珠江口盆地南部热演化事件与高地温梯度的成岩响应及其对油气勘探的启示[J]. *石油学报*, 2019, 40(增刊1): 90–104.
- LUO Jinglan, HE Min, PANG Xiong, et al. Diagenetic response on thermal evolution events and high geothermal gradients in the southern Pear River Mouth Basin and its enlightenment to hydrocarbon exploration [J]. *Acta petrolei sinica*, 2019, 40(S1): 90–104.
- [26] 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(增1): 11–18.
- ZHONG Dakang, ZHU Xiaomin, WANG Hongjun. Analysis on the characteristics and formation mechanism of high quality clastic reservoirs in China [J]. *Science in China (Series D)*, 2008, 38(S1): 11–18.
- [27] 邱楠生, 杨海波, 王绪龙. 准噶尔盆地构造—热演化特征[J]. *地质科学*, 2002, 37(4): 423–429.
- QIU Nansheng, YANG Haibo, WANG Xulong. Tectono-thermal evolution in the Junggar Basin [J]. *Chinese journal of geology*, 2002, 37(4): 423–429.
- [28] 徐国盛, 匡建超, 李建林, 等. 天山北侧前陆盆地异常高压成因研究[J]. *成都理工学院学报*, 2000, 27(3): 255–262.
- XU Guosheng, KUANG Jianchao, LI Jianlin, et al. Research on the genesis of abnormal high pressure in the foreland basin to the north of Tianshan [J]. *Journal of Chengdu University of Technology*, 2000, 27(3): 255–262.
- [29] 李铁军. 准噶尔盆地南缘异常高压及其成因机制初探[J]. *地质科学*, 2004, 39(2): 234–244.
- LI Tiejun. Overpressure and its generation in south edge of the Junggar Basin [J]. *Chinese journal of geology*, 2004, 39(2): 234–244.
- [30] TERZAGHI K. *Erdbaumechanik auf bodenphysikalischer Grundlage* [M]. Leipzig: Deuticke, 1925.
- [31] 冯建伟, 赵力彬, 王焰东. 库车坳陷克深气田超深层致密储层产能控制因素[J]. *石油学报*, 2020, 41(4): 478–488.
- FENG Jianwei, ZHAO Libin, WANG Yandong. Controlling factors for productivity of ultra-deep tight reservoirs in Keshen Gas Field, Kuqa Depression [J]. *Acta petrolei sinica*,

- 2020, 41(4): 478–488.
- [32] 陈书平, 漆家福, 于福生, 等. 准噶尔盆地南缘构造变形特征及其主控因素[J]. 地质学报, 2007, 81(2): 151–157.
- CHEN Shuping, QI Jiafu, YU Fusheng, et al. Deformation characteristics in the southern margin of the Junggar Basin and their controlling factors [J]. *Acta geologica sinica*, 2007, 81(2): 151–157.
- [33] 朱明, 汪新, 肖立新. 准噶尔盆地南缘构造特征与演化[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(1): 9–17.
- ZHU Ming, WANG Xin, XIAO Lixin. Structural characteristics and evolution in the southern margin of Junggar Basin [J]. *Xinjiang petroleum geology*, 2020, 41(1): 9–17.

编辑:董庸

The characteristics and main controlling factors of ultra-deep sandstone reservoir in the middle part of the southern margin of Junggar Basin

GUO Huajun, SI Xueqiang, YUAN Bo, PENG Bo, JI Dongsheng, CHEN Xiguang

Abstract: In the southern margin of Junggar Basin, multiple rows of thrust faults and anticlines are widely developed under the tectonic stress during the Himalayan period, and three reservoir-seal assemblages including the upper, middle and lower are developed vertically, among which the lower assemblage with multiple sets of Jurassic–Cretaceous reservoir is the most important successor for oil and gas exploration. The Lower Cretaceous Qingshuihe Formation has two provenance systems from south and north respectively, and the braid-delta sandbodies in the north provenance system is widely distributed. High-production gas flow was obtained in Qingshuihe Formation of Well HT1, which not only indicates the great exploration potential, but also confirms a set of high-quality ultra-deep reservoir (the depth is more than 7 000 m). Based on the regional geological data, this paper analyzes the rock minerals, physical property and pore structure of the sandstone in Qingshuihe Formation in detail by means of thin section observation, pore permeability analysis, mercury injection analysis, field emission scanning electron microscope observation, laser confocal microscopy, and other analysis and testing methods. The diagenetic evolution sequence of the reservoir is established by the former result combined with burial history. The studies show that the reservoir rock type of Qingshuihe Formation in the middle part of the southern margin is mainly feldspathic litharenite sandstone with high texture maturity, which has moderate cement content. The reservoir space is dominated by primary pores and fractures. The reservoir is in middle diagenetic stage B. Based on the comprehensive analysis, the formation of relatively high-quality reservoir of Qingshuihe Formation is controlled by four factors: (1) sandstone with high texture maturity from distal provenance is the foundation to form high-quality reservoir; (2) thermal compaction effect in sandstone is relieved by low geothermal gradient; (3) overpressure controlled by fluid expansion reduces the loss of pore-space during compaction; (4) fractures improve the seepage capability of the sandstone reservoir. This research provides an important geological example for the exploration of ultra-deep clastic reservoirs in continental basins.

Key words: ultra-deep reservoir; relatively high-quality reservoir; reservoir controlling factor; Cretaceous; southern margin; Junggar Basin

GUO Huajun, First author: MSc, Senior Engineer, mainly engaged in sedimentology and reservoir geology of clastic rock. Add: PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, No. 920 Xixi Rd., Hangzhou, Zhejiang 310023, China