

doi: 10.19388/j.zgdzdc.2025.109

引用格式: 张涛. 巨厚碳酸盐岩储集体特征及主控因素——以扎格罗斯盆地山前褶皱带 T 油田为例[J]. 中国地质调查, 2025, 12(2): 30–40. (Zhang T. Characteristics and controls of super-thick carbonate reservoirs: A case study of piedmont fold zone in T oilfield of Zagros Basin[J]. Geological Survey of China, 2025, 12(2): 30–40.)

巨厚碳酸盐岩储集体特征及主控因素——以扎格罗斯盆地山前褶皱带 T 油田为例

张涛

(中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 102206)

摘要: 扎格罗斯山前带 T 油田白垩系发育厚达 800 m 的碳酸盐岩储集体, 由于受多种因素联合控制, 呈现出较强的非均质性, 严重制约着油藏精细表征和开发方案的制定。基于对地震属性、岩心、测井、试井、裂缝建模等多方面资料的综合研究, 明确了 Shiranish 组和 Kometan 组主要发育裂缝型储集体, Qamchuqa 组白云岩发育晶间溶孔、小溶洞和裂缝, 是研究区储集体最发育的层段, 整体表现为明显的层控、断控和构造部位控制特征。提出了 T 油田储集体发育的主要控制因素: ①白云岩晶间溶孔(洞)与准同生白云岩化作用、岩溶作用、浅滩相、热液云化作用有密切的成因联系; ②褶皱与断裂作用是裂缝发育的根本原因, 裂缝发育程度主要受岩性、泥质含量和基质孔隙度等因素控制; ③裂缝与基质孔隙的叠加发育程度及其纵向和平面连通差异是导致储层强非均质性的关键因素。上述认识为油田井位部署和开发方案的编制提供了重要参考依据。

关键词: 巨厚碳酸盐岩; 储集体; 发育特征; 控制因素; T 油田; 扎格罗斯盆地

中图分类号: P618.1

文献标志码: A

文章编号: 2095-8706(2025)02-0030-11

0 引言

中东波斯湾盆地海相碳酸盐岩领域储量占总储量的 85% 以上^[1], 位于扎格罗斯盆地山前褶皱带的库尔德地区常规油气剩余可采储量巨大, 主要分布在新近系、古近系、白垩系、侏罗系和三叠系, 目前已发现的油气几乎全部赋存于新近纪褶皱形成的背斜圈闭中^[2]。储层类型主要为生物丘、礁滩相孔隙型、白云石晶间溶孔、裂缝型及其复合型, 具有多种成因储层复合、裂缝发育、厚度大的特点。白垩系 3 套沉积层系储集体通过裂缝的叠加形成巨厚碳酸盐岩, 储集类型变化和连通差异形成强非均质性, 导致储集体表征困难。针对复杂碳酸盐岩储层成因模式, 前人提出了构造、层序、沉积-成岩环境控制初始基质孔隙发育, 构造-压力耦合控制裂缝发育, 流体-岩石作用控制深部溶蚀等多方面控储因

素^[3-7]; 针对研究区碳酸盐岩储层特征、成因及评价方面开展过一定的研究^[8-13], 但多是单类型、单因素和单层系的精细描述和分析, 缺乏对整个巨厚储集体发育控制因素的完整剖析。本文以扎格罗斯盆地山前带白垩系巨厚碳酸盐岩储层为例, 通过对 T 油田白垩系 3 套层系碳酸盐岩储层岩石学特征、储集空间类型、裂缝发育特征及成因机制开展综合研究, 总结其发育主控因素, 丰富和完善碳酸盐岩储集体的发育模式, 为该领域更广阔的油气选区评价及油藏描述提供借鉴。

1 地质概况

扎格罗斯盆地位于阿拉伯板块东北缘, 在前寒武纪阿拉伯板块结晶基底克拉通化后下沉接受沉积^[14], 其构造演化漫长却十分简单, 古生代至晚白垩世一直处于被动陆缘环境, 沉积了巨厚碎屑岩和

收稿日期: 2025-02-11; 修订日期: 2025-03-13。

基金项目: 中国科学院 A 类战略性先导科技专项“深层油气勘探目标评价与优选(编号: XDA14010406)”资助。

作者简介: 张涛(1973—), 男, 高级工程师, 主要从事碳酸盐岩沉积储层研究工作。Email: zhangtao1973_syky@sinopec.com。

碳酸盐岩交互沉积的地层^[15]。从白垩纪的阿尔布阶到坎藩阶是被动陆缘向前陆盆地转化阶段,发生过两次构造抬升,形成两期规模较大的不整合面(图 1(左))^[16]。在古近纪渐新世时阿拉伯板块与亚欧板块发生碰撞和汇聚,褶皱作用和逆冲作用造就了现今长条形平行展布的扎格罗斯褶皱-逆冲推覆带^[12]。T 油田位于叠瓦状褶皱带与简单褶皱带之间的过渡区,表现为一个两翼不对称的 NW—SE 走向的背斜褶皱。背斜长 27 km,宽 11 km,呈同心椭圆状^[17]。背斜两侧被断层封堵且上部稳定

分布蒸发岩,使得 T 油田具备形成背斜构造圈闭的有利条件。

2 地层发育特征

T 油田白垩系主要发育有 3 套储集层,厚度大,自上而下依次为: Shiranish 组厚度为 226 ~ 385 m,分为 7 个亚段; Kometan 组厚度为 90 ~ 110 m; Qamchuqa 组厚度为 240 ~ 300 m,分为 6 个亚段。3 套地层总厚度可达 800 m(图 1(右))。

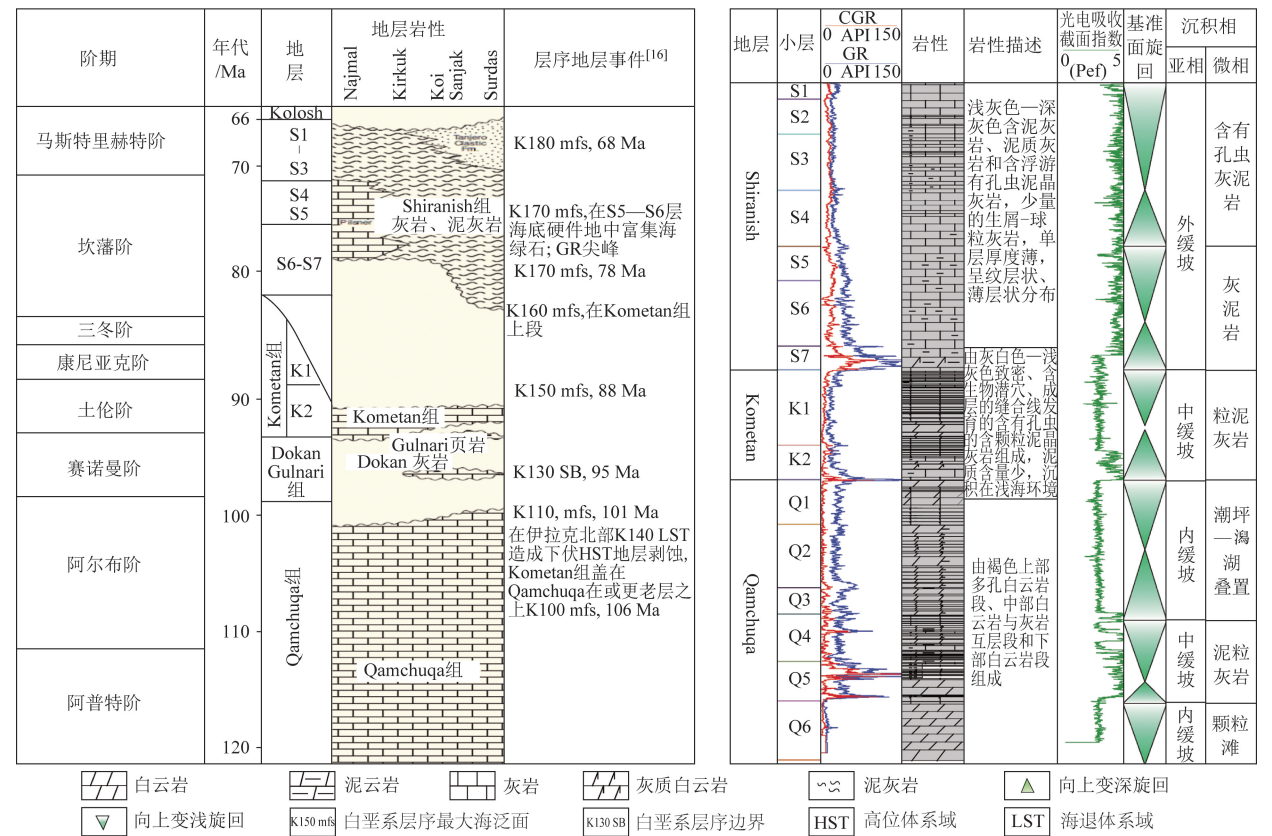


图 1 扎格罗斯盆地东北部年代地层格架和层序事件(左)及地层柱状图(右)

Fig.1 Chronostratigraphic framework and sequence events (left), stratigraphic column diagram (right) in the northeastern Zagros Basin

Shiranish 组整体(S1—S7)为深灰色—灰色含泥灰岩、泥质灰岩和含浮游有孔虫泥晶灰岩,少量生屑-球粒灰岩,单层厚度薄,为纹层—薄层级,浮游有孔虫大量发育(图 2(a)),指示沉积环境为外缓坡沉积。局部见重力流沉积,表现为细—中粒生屑灰岩,由多种生物碎屑颗粒和似球粒组成,局部伴有海绿石颗粒(图 2(b)),多数颗粒被磨蚀,为浅水高能环境下形成,这表明在该重力流的上方存在比半远洋-远洋背景浅得多的沉积物源区。测井曲线显示 GR 值自下而上逐渐降低,反映水体深度

逐渐变浅,结合野外剖面资料,Shiranish 组下段(S4—S7)颜色为深灰色,泥质含量高,主要为外缓坡下部沉积;Shiranish 组上段(S1—S3),为深灰色—灰色,泥质含量略有降低,反映沉积水体变浅,主要为外缓坡上部沉积。

Kometan 组包括 K1、K2 两段,两段岩性整体较为一致,均为浮游有孔虫泥灰岩、浮游有孔虫粒泥灰岩和泥晶灰岩,有孔虫的腔室大多由方解石胶结(图 2(c)),个别被黄铁矿充填,岩心上见倾斜-水平状生物潜穴,其代表的沉积环境与 Shiranish 组

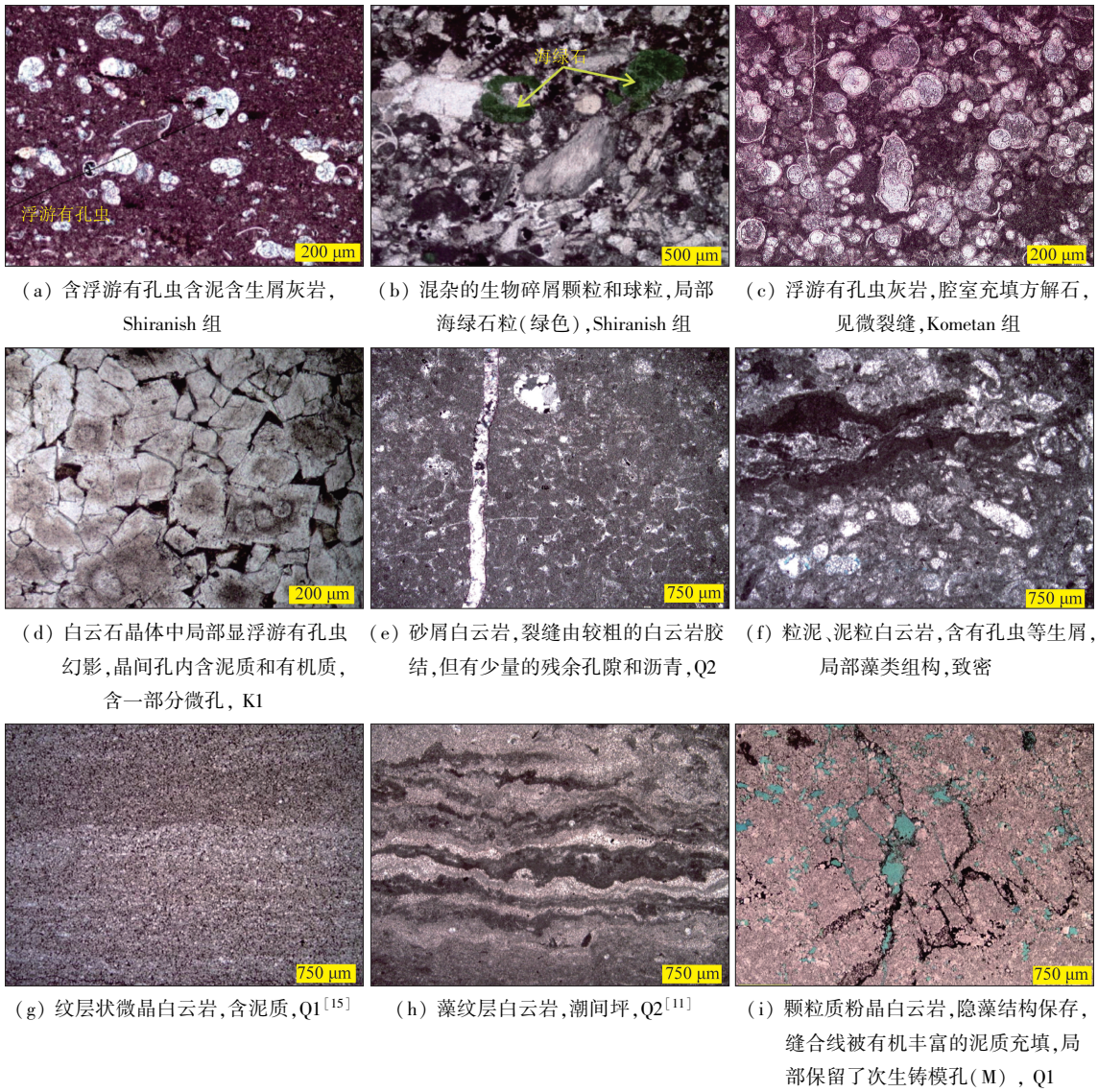


图 2 T 油田白垩系碳酸盐岩石学特征

Fig. 2 Petrological characteristics of Cretaceous carbonate rocks in T oilfield

较为一致,为中-外缓坡沉积。测井资料显示,Kometan 组与 Shiranish 组显著不同在于 Kometan 组 GR 值较低,反映其岩性较纯。Kometan 组沉积期,扎格斯盆地虽已经由被动大陆边缘盆地过渡为前陆盆地^[18],但 Kometan 期扎格斯盆地挤压作用不强,陆源细粒沉积物少,整体为较纯灰岩沉积;Kometan 组局部发育白云岩,多见鞍状白云石,为热液白云化作用形成^[12]。鞍状白云石内可见浮游有孔虫残留(图 2(d)),反映白云岩原始沉积环境与灰岩相同,为外缓坡沉积。

Qamchuqa 组岩性多变,主体包括灰岩和白云岩两大岩类。白云岩包括晶粒云岩、砂屑云岩和微生物云岩 3 类(图 2(e),(f),(g),(h))。按照晶

体大小,分为泥粉晶云岩、粉细晶云岩和中-粗晶云岩。泥粉晶云岩主要分布于 Q1—Q3,腹足类、介形虫等广盐度生物较为常见,局部发育藻纹层白云岩(图 2(h)),反映其水体盐度异常,为潮坪或局限潟湖沉积,另见底栖有孔虫等生物,代表了潟湖环境,纹层状微生物岩则代表了典型潮间带沉积,所以 Q1—Q3 整体为潮坪-潟湖互层沉积。灰岩、泥质灰岩和灰质云岩主要分布于 Q4 和 Q5,岩性以泥粒灰岩-粒泥灰岩为主,古生物类型包括粟孔虫和小圆片虫等窄盐度小型有孔虫,反映其为中缓坡沉积。Q6 整体为颗粒云岩,厚壳蛤是典型的颗粒类型,反映其沉积环境为生屑滩^[11,19],对应于三级层序高位域。

连井剖面上显示3套地层井间曲线特征相似,薄片资料显示各层岩相在横向上变化不大,但也存在差异。由于在 Shiranish 组沉积期发育同沉积断层,形成垒堑结构(图1(左)),处于地垒上的地层发育S1—S6(如T-04井),而处于

地堑中的地层则多出S7层,且泥质含量高,为高GR段。研究区内 Kometan 组沉积环境变化不大,但由于该层受到热液白云岩化作用改造,部分地区发育白云岩。Qamchuqa 组各小层岩性横向上变化不大(图3)。

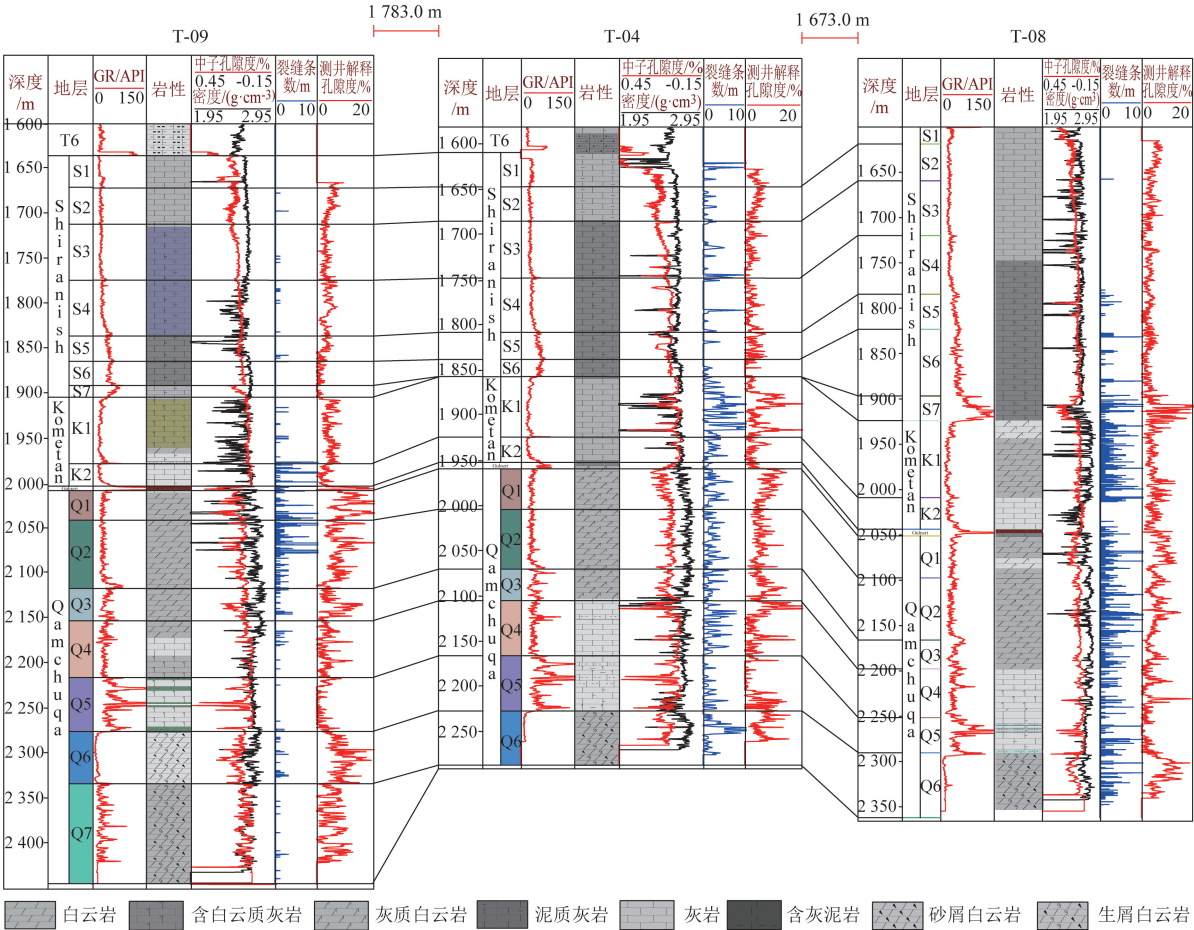


图3 T油田白垩系小层对比、岩性、基质孔隙度及裂缝密度连井剖面

Fig.3 Cross – well diagram of Cretaceous sub – layers, lithology, matrix porosity, and fracture density in T oilfield

3 储集体特征

通过现有资料综合分析,认为 Shiranish 组和 Kometan 组为含泥灰岩和灰岩,岩石致密,裂缝是其主要储集空间类型;Qamchuqa 组上部 and 下部发育晶间溶孔,裂缝和基质孔隙都发育。Kometan 组和 Qamchuqa 组部分层段受热液白云化作用的改造,岩性和物性上有所变化。

3.1 溶蚀孔隙(洞)

孔隙主要包括铸模孔、晶间溶孔和粒间孔隙(图4(a),(b),(c)),Q1—Q3 段多以铸模孔和白云岩晶间(溶)孔为主。粉晶白云岩中白云石呈自形,晶间孔发育,见斑片状伊利石,局部呈片状附着于白云岩

表面,晶间孔隙连接良好(图4(d)),个别菱形白云石的晶间孔见沥青(图4(e))。孔隙度为3.57%~21.6%,渗透率范围较大,为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 106 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;局部层段孔隙度可达14%~20%,主要发育在Qamchuqa 组上部,厚度40 m。小溶洞发育在在Q1 层上部和Q6 层的生屑白云岩段,直径一般为0.4~2 cm,形状不规则,顺层分布(图4(f),(g)),厚壳蛤生屑云岩中发育溶蚀孔洞,充填鞍形白云石和硬石膏,鞍形白云石间发育晶间孔,内充填钻井液颗粒(图4(h)),鞍状白云石胶结物中出现大量开放性微裂缝,沥青充填小溶洞(图4(i))。孔喉类型以微型孔喉和中型孔喉为主,微型孔喉主要分布于泥晶云岩和细晶白云岩中,中型孔喉在细晶—中晶—粗晶及颗粒白云岩都发育。

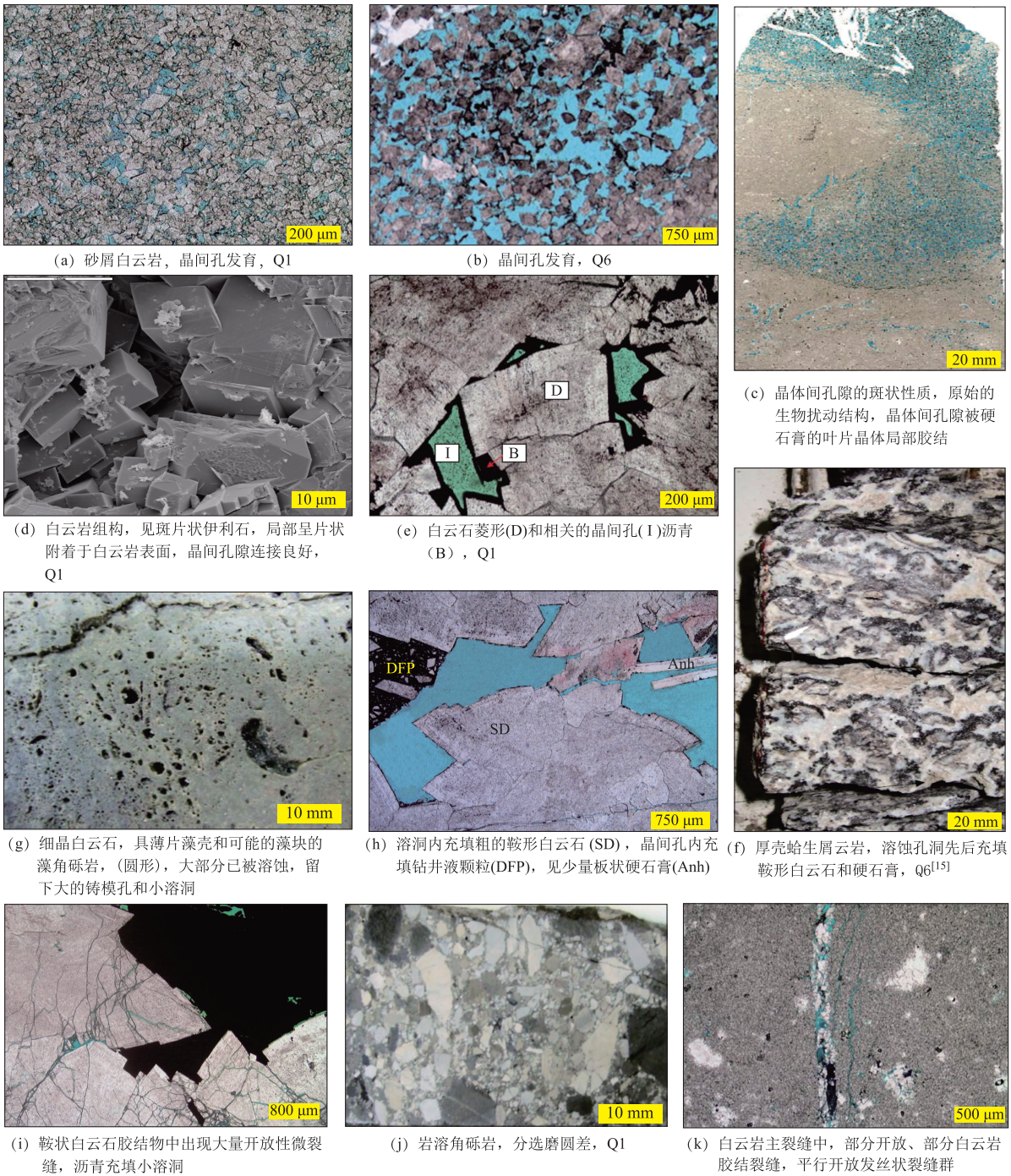


图4 T油田白垩系碳酸盐岩储集空间类型

Fig.4 Types of reservoir spaces in Cretaceous carbonate rocks in T oilfield

利用岩心、测井解释、叠前弹性参数与叠后波阻抗反演结果综合预测基质孔隙度的空间分布特征(图5),其中Q1—Q3和部分钻井Q6段基质孔隙度发育,Shiranish和Kometan组基质孔隙度不发育,Kometan组局部地区受热液白云岩化作用改造而造成物性改善,但孔隙度提升不大,且分布局限。

3.2 分级裂缝特征

主要发育两个方向的裂缝,一组主要表现为贯穿储层的断裂及相关裂缝系,是与背斜轴部平行的NW—SE向纵向缝(走向缝);另一组是垂直于背斜轴向的横向缝(倾向缝),走向为NE—SW向,多为张开缝。裂缝主要以垂直缝(75°~90°)为主,特别是背斜核部均发育垂直的张开缝;纵向裂缝向

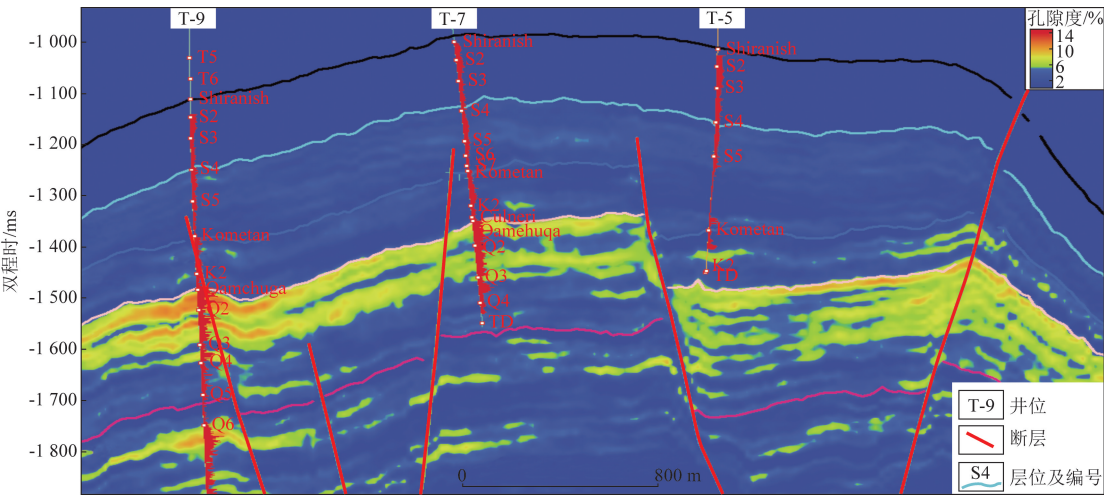


图 5 叠前弹性参数反演结果预测孔隙度井剖面 (曲线为测井解释基质孔隙度)

Fig. 5 Pre – stack elastic parameter inversion results predicting porosity along well – to – well section (Curves represent the log – interpreted matrix porosity)

背斜翼部逐渐过渡为高角度斜交缝(45° ~ 75°)和低角度斜交缝(15° ~ 45°),水平缝(0° ~ 15°)的发育在构造缝当中相对较弱(图 6)。小级别裂缝通常以高角度层间缝的形式存在,间隔从几厘米到几

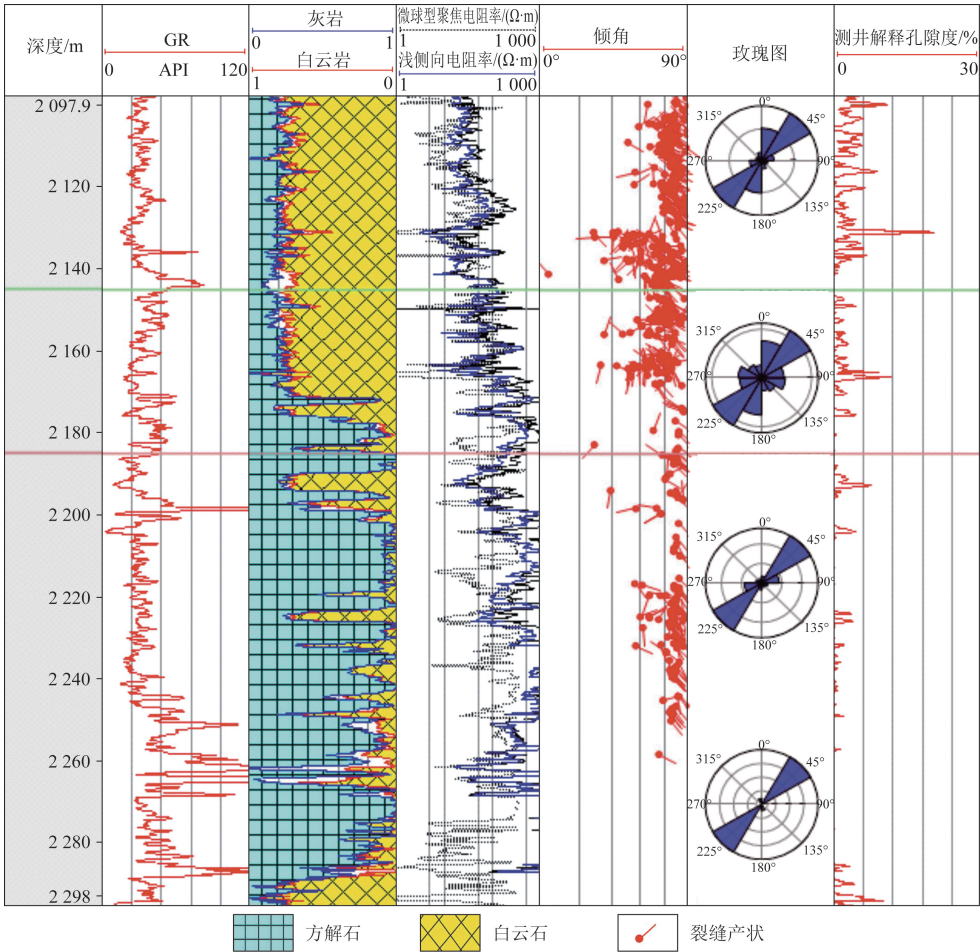


图 6 裂缝走向图成像测井

Fig. 6 Fracture orientation map from well – imaging – logging

米不等(图 4(d)),大级别裂缝主要是通过裂缝带与断层体现,间隔从数百米到几千米不等,与区域构造应力有关,通常切穿整个油藏,并以断裂(破碎)带的形式存在,是最主要的流体纵向运移通道。

从各井不同层段的裂缝密度统计可以看出(图 7),Shiranish 组含泥灰岩的裂缝密度要低于 Kometan 组纯灰岩及 Qamchuqa 组白云岩,而 Qamchuqa 组的裂缝密度最高,纵向上由于岩性及单层厚度的不同,裂缝的密度差异较大。在钻井泥浆漏失量

上,钻入 Shiranish 组时,泥浆漏失速度最慢,Kometan 组泥浆漏失速度加快,Qamchuqa 组泥浆漏失速度最快,从而也证实了这 3 个组段中裂缝发育程度的差异性。从试油产量上看,Shiranish 组由于基质非常致密,裂缝是其唯一储渗空间,油井产能低或没有产能,酸化后日产量 2 000 桶以下,且压力下降快;Kometan 组测试产量普遍在 10 000 桶/d 以上;Qamchuqa 组上部(Q1—Q3)测试产量可到 7 200 ~ 14 000 桶/d。

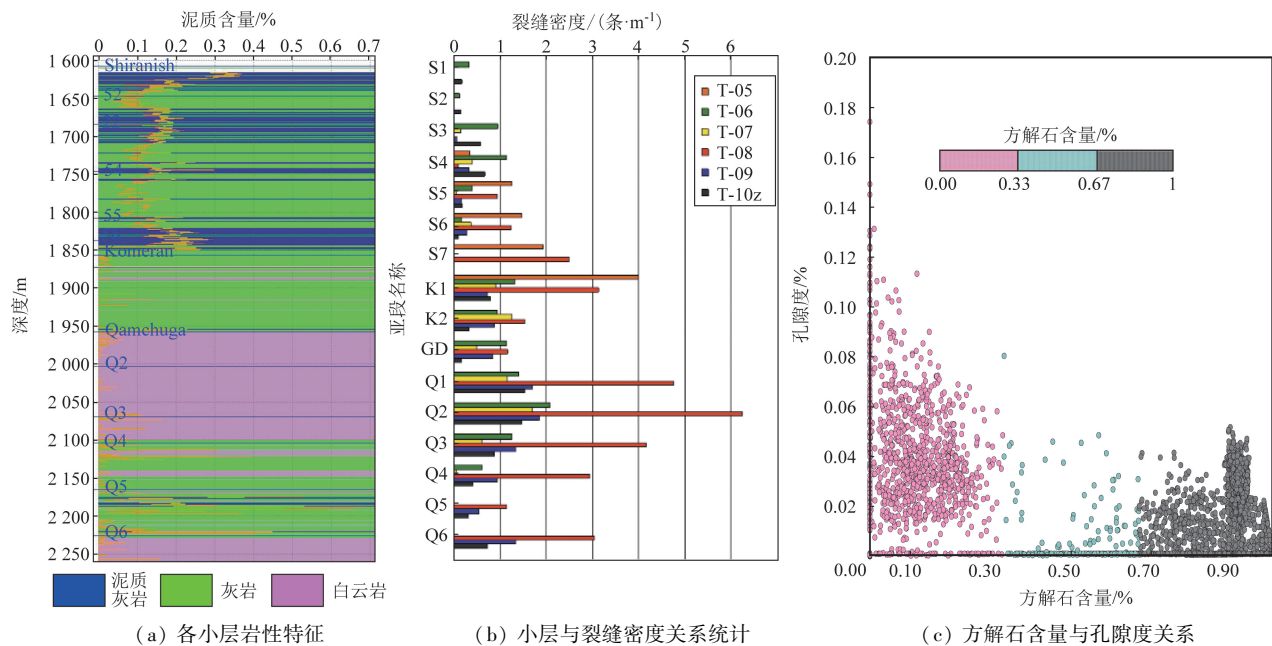


Fig. 7 The relationship between lithology and reservoir Characteristics

4 储集体形成主控因素

研究区白垩系巨厚碳酸盐岩储集体的形成受沉积、成岩、构造活动、流体作用等多因素综合影响。溶蚀孔隙的发育与沉积相、准同生白云岩化、岩溶和热液云化作用有密切的成因联系,裂缝和基质孔隙的叠加发育程度及其纵、横向连通性差异导致了储层的强非均质性。

4.1 沉积相控储作用

沉积相是控制储层发育的基础和首要控制因素,研究区面积较小,横向沉积相变小,纵向上的沉积相变化是主要因素。Shiranish 组和 Kometan 组主要为含泥灰岩、灰岩,沉积于较深水中缓坡—外缓坡沉积环境,岩石致密。Qamchuqa 组的 Q1—Q3 段由灰色—浅褐色粉—细晶白云岩组成,局部为粒

泥白云岩,见生物潜穴和扰动构造,局部发育浅滩相生物碎屑白云岩,为内缓坡浅滩—潟湖—潮坪组合,物性普遍较好,基质孔隙度为 4% ~ 12%。Q4—Q5 段为中缓坡粒泥灰岩微相,测井解释孔隙度 0% ~ 4%,平均孔隙度仅为 1.4%,物性最差;Q6 段在本区全部钻井均显示为中粗晶白云岩,晶粒大小 300 ~ 800 μm ,见厚壳蛤幻影(图 4(f)),主要组分为厚壳蛤生物碎屑和球粒,反映内缓坡浅滩相沉积环境。Q6 段颗粒滩主要由易溶蚀的文石质厚壳蛤生物碎屑组成,受海平面升降影响,经历早期大气水溶蚀改造,形成良好的初始孔渗系统^[20-21],这是晚期再接受埋藏期流体改造的基础。

4.2 准同生白云岩化作用

Qamchuqa 组岩性为局限潟湖和相邻浅滩带生物碎屑回流渗透白云岩化作用形成的白云岩,发生在准同生期—浅埋藏期,表现为白云石为泥—粉晶

级、含少量泥质,伴生矿物为结核状/板状石膏,见底栖有孔虫,镜下见纹层状结构等^[11],岩心及薄片上均可看到白云岩缝合线发育,缝合线被有机丰富的泥质充填,颗粒质粉晶白云岩的隐藻结构保存完好(图2(g),(h))。Weyl 于 1960 年提出白云岩化作用可以提高孔隙度^[22],理论上,文石和方解石的摩尔体积比白云石大 8% 和 13%,白云岩化在没有压实和过度改造情况下可以使孔隙度提高,为后期进一步改造奠定了基础,同时,白云岩的抗压性也有利于孔隙保存。从 T 油田钻井上看,基质孔隙均发育于白云岩段,而灰岩段较为致密(图3,图7(c))。

4.3 岩溶作用

从区域上看出,Qamchuqa 组与上覆 Dokan 组和 Gulnari 组存在沉积间断^[9],间断时间为 5 ~ 10 Ma(图1(a)),Qamchuqa 组顶部发现的岩溶角砾岩指示岩溶作用的存在(图4(j)),T-16 井 2 042.1 m 处角砾岩堆积,分选磨圆差。风化壳岩溶可形成地表残积层和表层之下大小不等的溶蚀空间,主要表现为小溶洞(大于 2 mm)发育(图4(g))。地表残积层与上覆盖层间可成为油气的储渗空间和通道,但白云岩体表生成岩裸露期古风化壳的规模远小于石灰岩体,最主要原因是白云岩可溶性较石灰岩小,同样组构的白云岩的物理力学强度亦较石灰岩小。白云岩体本身的岩性和组构、层理类型、泥质含量、构造裂隙的发育程度等都会影响裸露期古风化壳的规模。Qamchuqa 组白云岩基质孔隙发育段主要集中于该组顶部 0 ~ 50 m 段(图3),主要是晶间溶孔及小溶洞。

4.4 热液白云岩化作用局部改善储集性

热液白云岩作用对储集体改造主要体现在两个方面。一是随着灰岩被改造为白云岩,适度的热液云化改造对基质孔隙有改善作用。Kometan 组灰岩经热液白云岩化作用改造后会残存部分晶间孔(图4(e)),测井上表现为 T-04 井 K1 亚段基质孔隙度较高(图3),T-08 井 K1 亚段也是全部被白云岩化,但基质孔隙发育段相对于 T-04 井较低,原因是 T-08 井的 Kometan 组更靠近主生长断层,基质被过度白云岩化,孔隙多被充填^[13],这种情况下热液改造对储层的形成起到破坏作用。在 Q6 生屑滩层,虽然远离不整合面,不受岩溶作用影响小,但仍发育溶蚀孔洞(图4(f))。推测该段遭受热液改造形成小溶洞,主要证据是溶蚀孔洞先后充填巨晶鞍形白云石和叶片状硬石膏和天青石,残余孔隙

内见钻井液颗粒(图4(h))。二是热液白云岩化作用将原来灰岩改造成白云岩,由于白云岩的脆性高于灰岩,导致裂缝发育密度的改变。如 T-08 的 Kometan 组白云岩层段的裂缝密度高于未热液白云岩化作用的灰岩段(T-09 井)的裂缝密度,同时微裂缝也较为发育。

4.5 构造破裂作用

对产能有贡献的主要为晚期褶皱变形作用所形成的构造裂缝,其形成完全受构造作用力的影响,分布规律性较好。T 油田的裂缝是在板块碰撞和后期的褶皱、逆冲作用过程中形成的,裂缝密度受褶皱、断层、岩性、层厚等多方面共同影响^[18]。

(1)构造部位。对现有岩心、成像测井裂缝数据进行统计显示,裂缝密度最多的层段是 Qamchuqa 组,其次是 Kometan 组和 Shiranish 组。裂缝发育密度随深度逐渐变大(图7(b)),一是与断层相关,从 Shiranish 组下部断层开始变多,且断裂带附近应力扰动活跃,通常是裂缝发育带,裂缝的密度与断层的数量呈正比;背斜轴部发育与之平行的 NW-SE 向纵向缝(走向缝),其与先存断裂再活动及后期变形有关^[10]。二是与褶皱作用相关,褶皱形成过程中轴部发育纵张缝,侧翼段产生共轭剪切缝,成像测井统计本区主要发育与区域主应力方向平行的 NE 向裂缝,其原因与褶皱变形程度有关^[23-24],而研究区东北部 Bina Bawi 背斜露头区发育两组裂缝^[25],且裂缝密度更大,褶皱变形强度大于本工区。

(2)岩性和泥质含量。通过对灰岩和白云岩的裂缝密度统计,可以看出白云岩层段的裂缝密度大,而灰岩的裂缝密度小,如图8所示,总体上白云岩层段的裂缝密度是灰岩裂缝密度的 3 ~ 10 倍,泥质灰岩最差,主要是白云岩的脆性相对较高。部分井 Kometan 组的裂缝密度较高,主要原因是局部区域 Kometan 组的灰岩经过热液白云岩化作用所致(图8中 K1、K2)。Shiranish 组与 Qamchuqa 组及 Kometan 组相比裂缝最不发育(图7(b),图8),主要原因是该组泥质含量较高,泥质不仅可以弱化岩层的脆性,同时也将充填部分张开缝。

(3)基质孔隙发育程度。针对 Qamchuqa 组白云岩储层,部分钻井 Q1—Q3 段基质孔隙发育,统计表明基质孔隙度越大,裂缝密度越小,Q6 段溶蚀孔洞发育的岩石较高孔岩石具有更多的裂缝密度,主要因为孔隙结构不同引起岩石的脆性的改变,从而造成裂缝密度的差异^[26]。

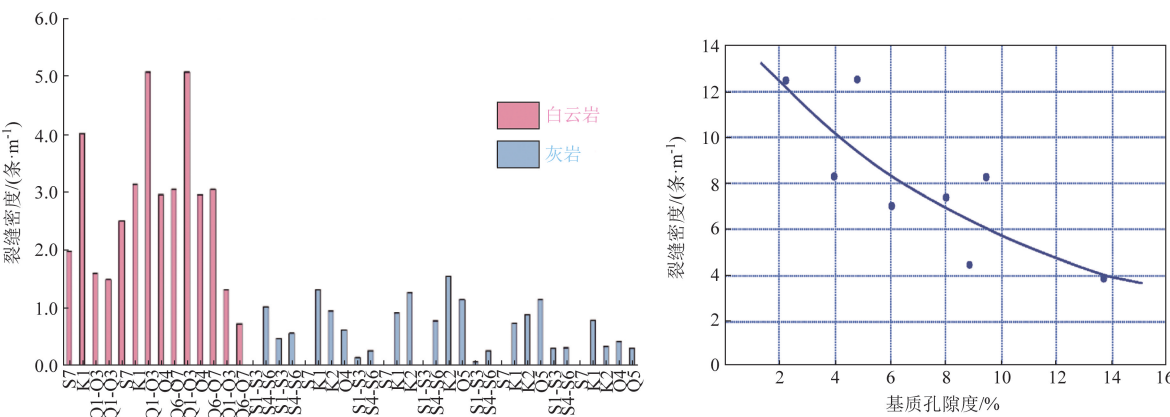


图 8 不同岩性对应裂缝密度(左)^[17]与基质孔隙度与裂缝密度交会图(右)
Fig.8 Fracture density corresponding to different lithologies (left)^[17] and the cross - plot of matrix porosity versus fracture density (right)

通过裂缝统计描述及控制因素分析,建立裂缝发育的概念模型,再利用离散型裂缝建模方法把代表大小级别的裂缝的岩心观察、成像测井、地震裂缝检测等各方面的数据整合起来,生成具有空间分布(走向、倾向、坐标)和参数(长度、开度、孔隙度、渗透率)的属性体(图 9(左)),从而表征小级别弥散性裂缝和确定性裂缝带的空间发育程度和非均质性特征。图 9(右)体现了 3 层的裂缝的纵向分布,Qamchuqa 和 Kometan 组裂缝孔隙度相对均匀,Shiranish 组裂缝主要分布在裂缝带附近,弥散性小裂缝发育较弱。

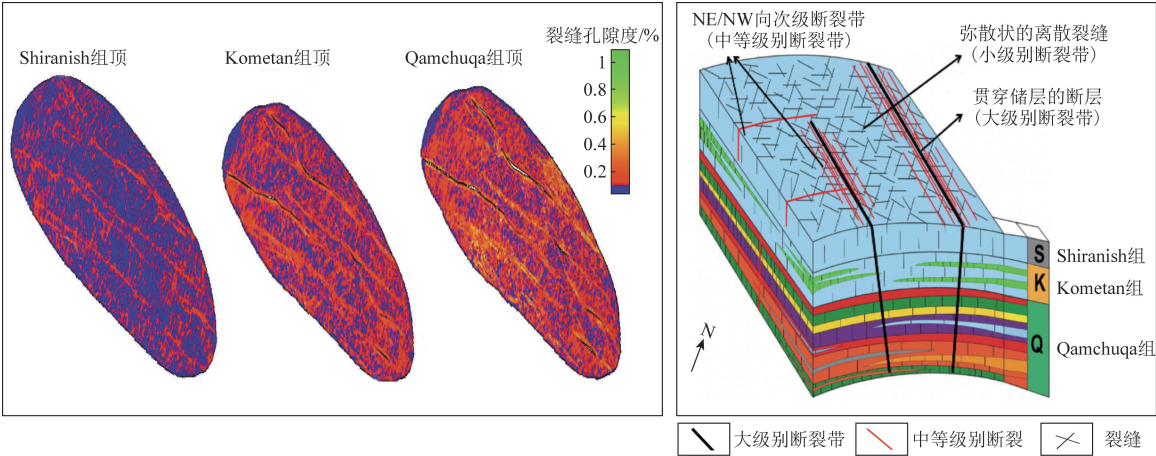


图 9 Shiranish 组 Kometan 组及 Qamchuqa 组裂缝孔隙度图(左)和裂缝概念模型(右)
Fig.9 Fracture porosity diagram of Shiranish, Kometan, and Qamchuqa Formations (left) and conceptual model of fractures (right)

5 结论

(1)扎格斯盆地山前褶皱带 T 油田白垩系巨厚碳酸盐岩沉积是储层发育的基础,主要储集空间类型为晶间溶孔、小溶洞和不同级别裂缝的组合,纵向上 Shiranish 组和 Kometan 组主要发育裂缝型储集体; Qamchuqa 组层状白云岩主要发育晶间溶孔、小溶洞和裂缝,储集体最为发育。

(2)T 油田白垩系碳酸盐岩储集体的形成受沉

积、成岩、构造活动、流体作用等多因素综合影响。浅滩相是粒间溶孔发育的物质基础,准同生白云岩化和岩溶作用是白云岩晶间溶孔(洞)发育的关键。热液白云岩化作用具有两面性,一方面改善了局部地区和层段基质孔隙,另一方面可以充填已有空隙,主要取决于初始孔渗性和改造强度。

(3)裂缝的发育程度主要受构造作用(褶皱与断裂)、岩性、泥质含量和基质孔隙发育程度等多方面影响,由此决定了纵向上裂缝发育程度的差异。裂缝和基质孔隙的叠加发育程度及其纵、横向连通

联合控制了巨厚碳酸盐岩储集体的形成。

参考文献(References):

- [1] 童晓光,张光亚,王兆明,等. 全球油气资源潜力与分布[J]. 石油勘探与开发,2018,45(4):727-736.
Tong X G, Zhang G Y, Wang Z M, et al. Distribution and potential of global oil and gas resources[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 727-736.
- [2] 赫鹏飞,周航辉,贾随良. 伊拉克库尔德地区油气藏类型及分布特征[J]. 石油地质与工程,2018,32(5):6-11.
He P F, Zhou H H, Jia S L. Oil and gas reservoir types in Kurdistan region of Iraq and its distribution characteristics[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2018, 32(5): 6-11.
- [3] 马永生,蔡勋育,赵培荣,等. 深层超深层碳酸盐岩优质储层发育机理和“三元控储”模式——以四川普光气田为例[J]. 地质学报,2010,84(8):1087-1094.
Ma Y S, Cai X Y, Zhao P R, et al. Formation mechanism of deep-buried carbonate reservoir and its model of three-element controlling reservoir: A case study from the Puguang oilfield in Sichuan[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(8): 1087-1094.
- [4] 何治亮,张军涛,丁茜,等. 深层—超深层优质碳酸盐岩储层形成控制因素[J]. 石油与天然气地质,2017,38(4):633-644,763.
He Z L, Zhang J T, Ding Q, et al. Factors controlling the formation of high-quality deep to ultra-deep carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(4): 633-644, 763.
- [5] 何治亮,高志前,张军涛,等. 层序界面类型及其对优质碳酸盐岩储层形成与分布的控制[J]. 石油与天然气地质,2014,35(6):853-859.
He Z L, Gao Z Q, Zhang J T, et al. Types of sequence boundaries and their control over formation and distribution of quality carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 853-859.
- [6] 马永生,何登发,蔡勋育,等. 中国海相碳酸盐岩的分布及油气地质基础问题[J]. 岩石学报,2017,33(4):1007-1020.
Ma Y S, He D F, Cai X Y, et al. Distribution and fundamental science questions for petroleum geology of marine carbonate in China[J]. Acta Petrologica Sinica, 2017, 33(4): 1007-1020.
- [7] 沈安江,陈娅娜,蒙绍兴,等. 中国海相碳酸盐岩储层研究进展及油气勘探意义[J]. 海相油气地质,2019,24(4):1-14.
Shen A J, Chen Y N, Meng S X, et al. The research progress of marine carbonate reservoirs in China and its significance for oil and gas exploration[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(4): 1-14.
- [8] 刘航宇,田中元,刘波,等. 中东地区巨厚强非均质碳酸盐岩储层分类与预测——以伊拉克 W 油田中白垩统 Mishrif 组为例[J]. 石油学报,2019,40(6):677-691.
Liu H Y, Tian Z Y, Liu B, et al. Classification and prediction of giant thick strongly heterogeneous carbonate reservoirs in the Middle East area: A case study of Mid-Cretaceous Mishrif Formation in the W oilfield of Iraq[J]. Acta Petroli Sinica, 2019, 40(6): 677-691.
- [9] Al-Qayim B, Rashid F. Reservoir characteristics of the Albian upper Qamchuqa formation carbonates, Taq Taq oilfield, Kurdistan, Iraq[J]. Journal of Petroleum Geology, 2012, 35(4): 317-341.
- [10] Garland C R, Abalioglu I, Akca L. Appraisal and development of the Taq Taq field, Kurdistan region, Iraq[J]. Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series, 2010, 7: 801-810.
- [11] 张德民,段太忠,郝雁,等. 扎格罗斯盆地白垩统 Qamchuqa 组白云岩储层形成机理[J]. 石油学报,2016,37(S1):121-130.
Zhang D M, Duan T Z, Hao Y, et al. Formation mechanism of dolomite reservoir in the lower Cretaceous Qamchuqa formation, Zagros basin[J]. Acta Petroli Sinica, 2016, 37(S1): 121-130.
- [12] 张涛,苏玉山,余刚,等. 热液白云岩发育模式——以扎格罗斯盆地白垩系 A 油田为例[J]. 石油与天然气地质,2015,36(3):393-401.
Zhang T, Su Y S, She G, et al. A study on the genetic model of hydrothermal dolomitization in Taq Taq oilfield, Kurdistan region, Iraq-taking oilfield A in the Cretaceous in Zagros basin as an example[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 393-401.
- [13] 张涛,余刚,李苗,等. A 油田白垩系碳酸盐岩裂缝型储层综合预测技术研究[J]. 石油物探,2015,54(6):770-779.
Zhang T, She G, Li M, et al. Multi-disciplinary integration prediction of fractured carbonate reservoir in A oilfield, Zagros basin[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2015, 54(6): 770-779.
- [14] 王剑,赵汝敏,谢楠,等. 扎格罗斯前陆盆地构造样式与油气成藏规律[J]. 海洋地质与第四纪地质,2016,36(2):143-151.
Wang J, Zhao R M, Xie N, et al. Structural style of Zagros foreland basin and its bearing on oil and gas accumulation[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2016, 36(2): 143-151.
- [15] Setudehnia A. The Mesozoic sequence in south-west Iran and adjacent areas[J]. Journal of Petroleum Geology, 1978, 1(1): 3-42.
- [16] Sharland, P. R., R. Archer, D. M. Casey, et al., Arabian Plate Sequence Stratigraphy[M]: Bahrain, Gulf Petrolink, GeoArabia Special Publication 2001: 372-373.
- [17] 仲米虹,吴晓丹,仲米剑,等. 扎格罗斯盆地油气成藏特征及分布规律[J]. 地质与勘探,2019,55(6):1528-1539.
Zhong M H, Wu X D, Zhong M J, et al. Hydrocarbon accumulation features and distribution of oil and gas in the Zagros basin[J]. Geology and Exploration, 2019, 55(6): 1528-1539.
- [18] Reif D, Decker K, Grasemann B, et al. Fracture patterns in the Zagros fold-and-thrust belt, Kurdistan Region of Iraq[J]. Tectonophysics, 2012, 576-577: 46-62.
- [19] Al-Qayim B, Rashid F. Reservoir characteristics of the Albian upper Qamchuqa formation carbonates, Taq Taq oilfield, Kurdistan, Iraq[J]. Journal of Petroleum Geology, 2012, 35(4): 317-341.

[20] Weyl P K. Porosity through dolomitization: conservation – of – mass requirements [J]. Journal of Sedimentary Research, 1960, 30(1) :85 – 90.

[21] 李洁梅,吴军来,陈赞. 巴西桑托斯盆地湖相微生物碳酸盐岩储层内幕刻画及定量表征方法 [J]. 中国地质调查, 2023, 10(2) :19 – 27.

Li J M, Wu J L, Chen Z. Internal characterization and quantitative characterization of lacustrine microbial carbonate reservoirs in Santos basin of Brazil [J]. Geological Survey of China, 2023, 10(2) :19 – 27.

[22] Garland C R, Abalioglu I, Akca L. Appraisal and development of the Taq Taq field, Kurdistan region, Iraq [J]. Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series, 2010, 7: 801 – 810.

[23] 贺永忠,陈厚国,谢渊,等. 上扬子东南缘寒武系碳酸盐岩台缘滩的发现与油气地质意义——以贵州石阡—岑巩为例 [J]. 中国地质调查, 2015, 2(5) :38 – 44.

He Y Z, Chen H G, Xie Y, et al. Discovery of Cambrian carbonate platform margin shoal in the southeastern margin of upper Yangtze platform and its geological significance – example from Shiqian · Cengong area of Guizhou Province [J]. 中国地质调查, 2015, 2(5) :38 – 44.

[24] 袁士义,宋新民,冉启全. 裂缝性油藏开发技术 [M]. 北京:石油工业出版社, 2004:3 – 5.

Yuan S Y, Song X M, Ran Q Q. Development Technique on Fractured Reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004:3 – 5.

[25] Awdal A H, Braathen A, Wennberg O P, et al. The characteristics of fracture networks in the Shiranish formation of the Bina Bawi Anticline; comparison with the Taq Taq Field, Zagros, Kurdistan, NE Iraq [J]. Petroleum Geoscience, 2013, 19(2) :139 – 155.

[26] Stephenson B J, Koopman A, Hillgartner H, et al. Structural and stratigraphic controls on fold – related fracturing in the Zagros Mountains, Iran: implications for reservoir development [J]. Fractured Reservoirs, 2007, 270(1) :1 – 21.

Characteristics and controls of super – thick carbonate reservoirs: A case study of piedmont fold zone in T oilfield of Zagros Basin

ZHANG Tao

(Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China)

Abstract: The Cretaceous carbonate reservoirs with the thickness of more than 800 m were developed in piedmont fold zone in T oilfield of Zagros Basin. Due to a variety of controlling factors, these reservoirs show strong heterogeneities, which seriously restricts fine characterization of reservoirs and the development plan. The mainly developed fractured reservoirs in Shiranish and Kometan Formation were clarified on the basis of seismic attributes, core, well logging, well testing, fracture modeling and other data. The dolostones in Qamqucha Formation have intercrystalline dissolved pores, vugs and fractures, which are the most developed reservoir units in this area. As a whole, the three formations show obvious characteristics of strata – controlled, fault – controlled and structural position control. The main causes of reservoir development in this oilfield were proposed. ① The intercrystalline dissolution pores (vugs) of dolostones were closely related to penecontemporaneous dolomitization, karstification, shoal facies and hydrothermal alteration. ② The folding and faulting were the fundamental causes of fracture development in this area, and the degree of fracture development was mainly affected by lithology, shale content and structural position. ③ The degree of fracture development superimposed matrix pores and the difference of vertical and plane connectivity were the key factors of strong heterogeneity in this oilfield. These understandings could provide the basis for well placement and development formulation.

Keywords: super – thick carbonate; reservoir; development characteristic; control factor; T oilfield; Zagros Basin

(责任编辑: 常艳)