

塔北隆起深层碎屑岩优质储层形成主控因素

杨海军¹⁾, 刘永福¹⁾, 苏洲^{1,2)}, 韩剑发¹⁾

1) 中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 新疆库尔勒, 841000;
2) 长江大学地球物理与石油资源学院, 武汉, 430100

内容提要:近几年,在塔里木盆地塔北隆起深层碎屑岩储层中发现了一定规模的油气资源,研究深层优质储层形成主控因素及分布,一直是本区深层油气勘探的关键问题。本文应用岩芯观察、粒度分析、普通薄片、铸体薄片、阴极发光薄片等技术方法,通过对塔北隆起英买力地区深层白垩系巴西改组优质储层特征的研究,结果表明巴西改组具有沉积水动力强、杂基含量少、砂岩压实不充分、胶结物主要为方解石胶结物及溶蚀作用发育等特点。在沉积条件和成岩条件对深层储层物性发育控制作用分析的基础上,认为形成现今深层优质储层的原因主要有三个方面:①好的原始沉积条件为深层优质储层发育提供基础;②压实作用不充分保存了较高的粒间体积百分比(IGV),为深层高孔隙储层发育提供条件,而压实不充分的原因是早期发育的胶结物抵御了一部分上覆垂向有效应力和深埋时间短;③大量方解石胶结物的溶蚀对深层优质储层形成具有重要作用。

关键词:塔北隆起;白垩系巴西改组;粒间体积百分比(IGV);深层优质储层;主控因素

从塔里木盆地近年的勘探成果来看,埋深大于4500 m 的深层油、气储量发现量正逐年上升(贾承造等,2015; 孙冬胜等,2017),塔里木盆地深层油气田勘探经验表明寻找优质储层一直是塔里木盆地深层油气勘探的关键问题(张光亚等,2015; 庞雄奇等,2015; 沈卫兵等,2018),而研究深层优质储层形成主控因素,是优质储层评价和预测的重要手段。目前,塔北隆起英买力地区白垩系巴西改组储层在埋深达到5000 m 左右时,储层孔隙度最大能达到25.5%,英买468井孔隙度平均值达到20%以上,储层物性较好。但是巴西改组储层中不发育异常高压、颗粒包衣、早期烃类充注等大家公认的深层保孔机制(Schmidt et al., 1977; Gluyas et al., 1997; Bloch et al., 2002; 李会军等,2004; 朱如凯等,2007; 钟大康等,2008; Ehrenberg et al., 2009; Ajdukiewicz et al., 2010; Taylor et al., 2010; Maast et al., 2011; 远光辉等,2015),巴西改组发育深层优质储层的控制因素还不清楚,严重制约着塔北地区白垩系巴西改组油气勘探进程。因此,本文在前人对塔北隆起深层碎屑岩沉积体系研究认识的基础上,选择英买力地区白垩系巴西改组碎屑岩储层作

为研究对象,应用岩芯观察、粒度分析、普通薄片观察、铸体薄片观察、阴极发光薄片观察、古埋藏史—热史恢复等技术手段,明确塔北隆起深层碎屑岩优质储层形成主控因素,这对塔北隆起深层碎屑岩油气勘探开发具有重要意义。

1 区域地质背景

塔北隆起位于塔里木盆地北部,总体呈北东向展布(图1),北侧与库车坳陷相接,东起库尔勒,西至喀拉玉儿滚—柯吐尔断裂一线,东西长480 km,南北宽70~110 km,面积约 3.6×10^4 km²。塔北隆起为古生代克拉通残余古隆起,具有基底隆起特征,之后经历了加里东期的继承性发展,海西早期的强烈隆升。在晚古生代的海西晚期运动后,隆起基本定型,中生代仍保持隆起状态。白垩纪开始,库车前陆盆地向南扩展,塔北隆起逐渐演变成北倾的低缓斜坡(吕修祥等,2007; 杨文采等,2015)。

英买力地区位于塔北隆起西侧,包括英买力低凸起北部和轮台凸起西部(图1)。区内白垩系仅残留白垩统地层,该套地层下与侏罗系不整合接触,上与古近系不整合接触。下白垩统整体为一套碎屑

注:本文为国家重大专项课题“大型地层油气藏形成主控因素与有利区带评价”(编号:2017ZX05001-001)和中国石油股份公司重大专项“缝洞型碳酸盐岩油气藏效益开发关键技术研究与应用”(编号:2018E-1806)的成果。

收稿日期:2019-07-02; 改回日期:2019-12-11; 责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2020.01.011

作者简介:杨海军,男,1970年生,博士,教授级高级工程师,主要从事油气综合勘探与石油地质研究,Email:yhjun701205@163.com。

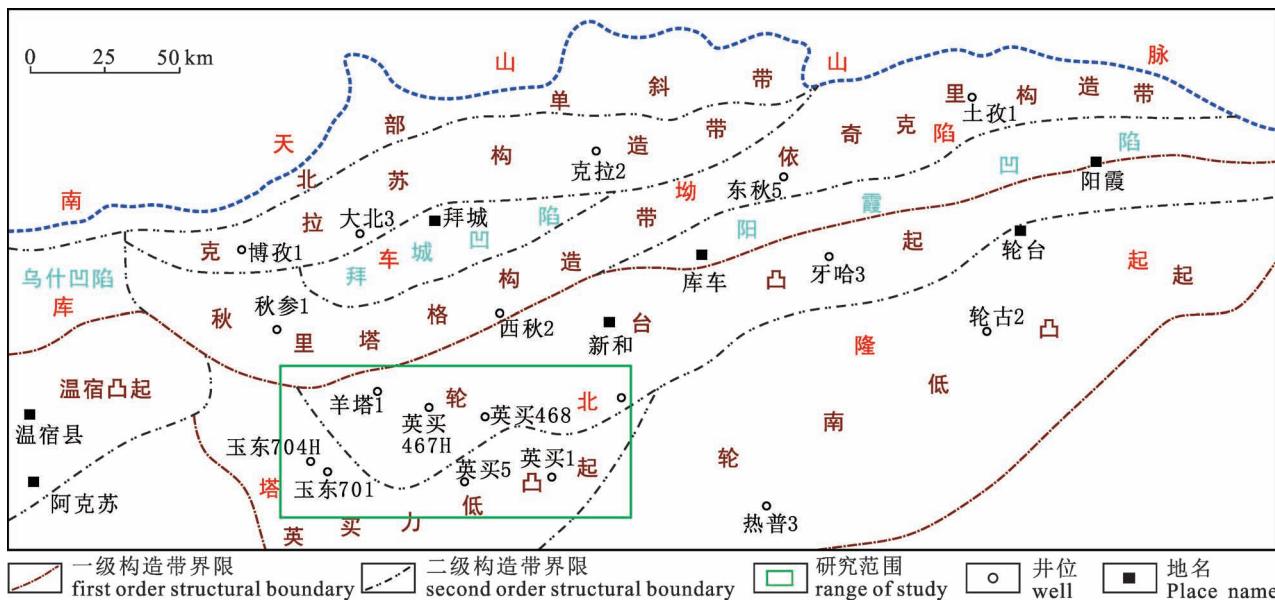


图1 塔里木盆地塔北隆起构造单元划分及英买力地区范围图

Fig. 1 The map of Yingmaili area scope and division of tectonic units in Tabei Uplift of Tarim Basin

岩沉积体系,包括卡普沙良群与巴什基奇组。工区内卡普沙良群自下而上包括亚格列木组、舒善河组、巴西改组。英买力地区巴西改组地层厚度不大,厚度主要分布在30~49.32 m,巴西改组顶面现今整体为一向北倾斜的低缓斜坡,构造较平缓。现今巴西改组埋深在4850~5200 m,目前埋深既是地质历史最大埋深。

2 英买力地区巴西改组储层特征

2.1 巴西改组沉积特征

从过玉东704H—玉东701—英买467H—英买468井沉积相剖面图来看,英买力地区白垩系巴西改组物源总体来源东部(图2),从岩芯观察来看,英买力地区,巴西改组砂体主要为辫状河三角洲前缘水下分支流河道,发育少量河口坝砂体(刘勇等,2007)。在英买力地区,巴西改组水下分支流河道岩性主要为厚层一块状褐色中细砂岩、细砂岩,局部发育含砾粗砂岩,岩芯上最发育的层理类型是平行层理(图2b,d),说明砂体沉积时水动力条件强。另外,部分钻井见较多河道冲刷现象,主要表现为两种样式,一是冲刷面(图2a),二是砂岩中含较多泥砾沉积(图2c),泥砾多呈棱角状,长轴方向平行层面,这是河道冲刷河道两侧,引起垮塌形成的。

2.2 巴西改组储层岩石学特征

通过对英买力地区巴西改组大量岩石薄片观

察,巴西改组水下分支流河道储层均为长石岩屑砂岩(图3),长石含量在15%~27%,石英含量41%~50%,岩屑含量在29%~38%。砂岩中杂基含量较少,介于0.8%~5%,杂基成分主要为泥质;胶结物主要为方解石胶结,局部颗粒表面发育铁质胶结物,胶结物含量在0~24.1%。

2.3 巴西改组储层物性特征

巴西改组储层孔隙主要为粒间孔隙,通过对英买力地区巴西改组取芯资料较全钻井物性统计显示(图4、表1),英买468井砂岩孔隙度在9.4%~25.2%,其中孔隙度介于16%~26%的频数达到94.6%,平均孔隙度为20.4%;英买467H井砂岩孔隙度在3.7%~24.4%,其中孔隙度介于16%~26%的频数达到87.5%,平均孔隙度为19.1%;玉东701井砂岩孔隙度在2.6%~25.5%,其中孔隙度介于16%~26%的频数为62.9%,平均孔隙度为16.0%;玉东704H井砂岩孔隙度在3.3%~20.6%,其中孔隙度介于16%~26%的频数为29.2%,平均孔隙度为12.5%。从英买468—英买467H—玉东701—玉东704H井沉积剖面图来看(图2),越靠近物源方向,砂岩的物性越好,越靠近沉积水体方向,物性变差。

3 英买力地区巴西改组储层成岩作用特征

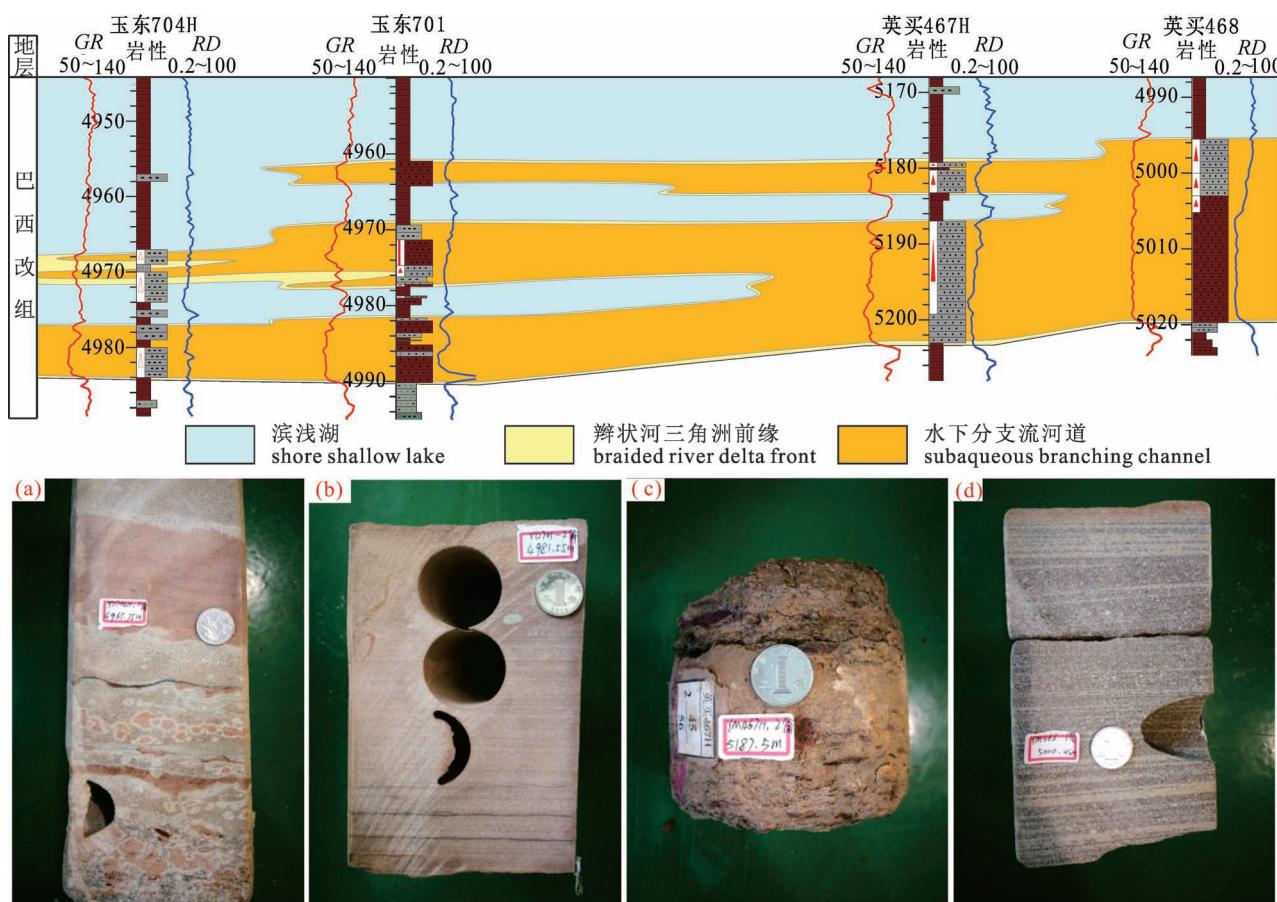


图2 塔里木盆地塔北隆起玉东704H—玉东701—英买467H—英买468井沉积相剖面及典型岩芯照片

Fig. 2 The sedimentary facies profile of Yudong704h—Yudong701—Yingmai467H—Yingmai468 wells and the typical photographs of cores in Tabei Uplift, Tarim Basin

(a) 玉东704H井,井深4965.75 m,白垩系巴西改组,冲刷面,水下分支流河道;(b)玉东701井,井深4981.55 m,巴西改组,平行层理,水下分支流河道;(c)英买467H井,井深5187.5 m,巴西改组,泥砾,水下分支流河道;(d)英买468井,井深5000.45 m,巴西改组,平行层理,水下分支流河道

(a) The Yudong704H well, well depth 4965.75 m, the Cretaceous Baxigai Formation, erosional basal surface, subaqueous branching channel; (b) The Yudong701 well, well depth 4981.55 m, the Baxigai Formation, parallel bedding, subaqueous branching channel; (c) the Yingmai467H well, well depth 5187.5 m, the Baxigai Formation, boulder clay, subaqueous branching channel; (d) the Yingmai468 well, well depth 5000.45 m, the Baxigai Formation, parallel bedding, subaqueous branching channel

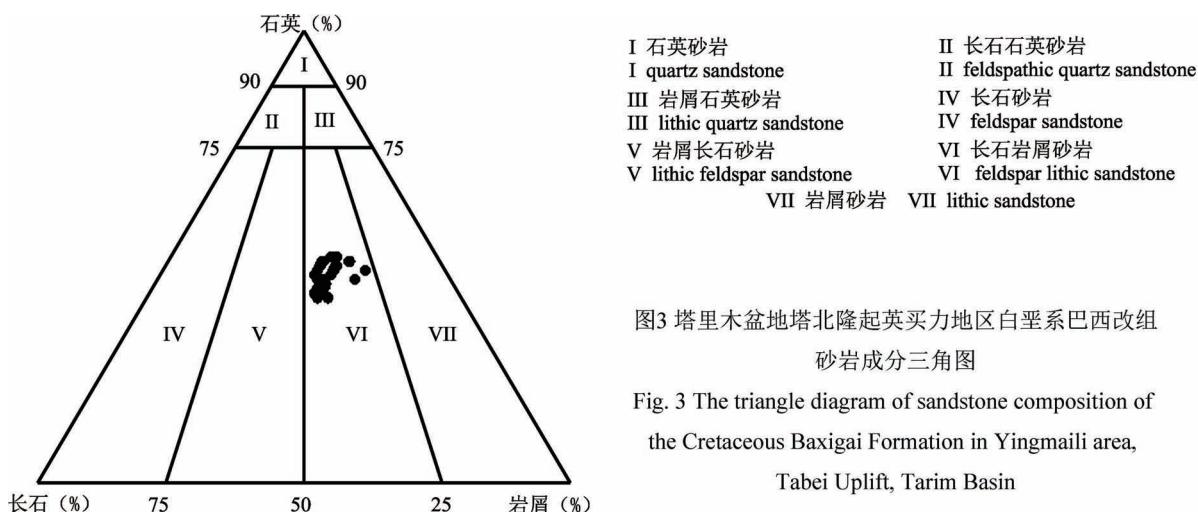


图3 塔里木盆地塔北隆起英买力地区白垩系巴西改组砂岩成分三角图

Fig. 3 The triangle diagram of sandstone composition of the Cretaceous Baxigai Formation in Yingmaili area, Tabei Uplift, Tarim Basin

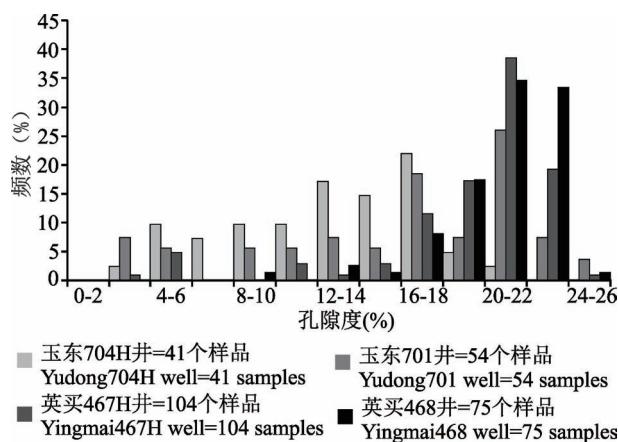


图 4 塔里木盆地塔北隆起英买力地区各单井
白垩系巴西改组储层孔隙度统计直方图

Fig. 4 The statistical histogram of porosity of the Cretaceous Baxigai Formation in every wells in Yingmaili area, Tabei Uplift, Tarim Basin

3.1 压实作用

压实作用是由于上覆沉积物厚度的增加,引起沉积物孔隙度降低的重要成岩作用类型,是埋藏过程中使粒间体积百分比($IVG = 100\% - \text{骨架颗粒体积含量} / (\text{杂基体积含量} + \text{孔隙度} + \text{胶结物体积含量})$)降低的成岩作用。一般随着压实程度的增强,随粒

间体积百分比的降低,颗粒之间的接触样式由点接触到线接触,再由线接触变为缝合线接触。通过对英买力地区巴西改组储层薄片观察,巴西改组储层颗粒之间的接触方式多为点—线接触,发育少量的缝合线接触样式(图 5g)。另外,在胶结物含量较多的样品中,颗粒之间点—线接触为主,颗粒在胶结物中呈漂浮状(图 5b,c,d),而在胶结物含量较少的样品中,颗粒之间线接触较为主(图 5e)。总体来看巴西改组储层现今压实程度较弱,且胶结物的发育对压实具有抑制作用。

3.2 胶结作用

胶结物是在埋藏过程中,充填在粒间孔隙中的

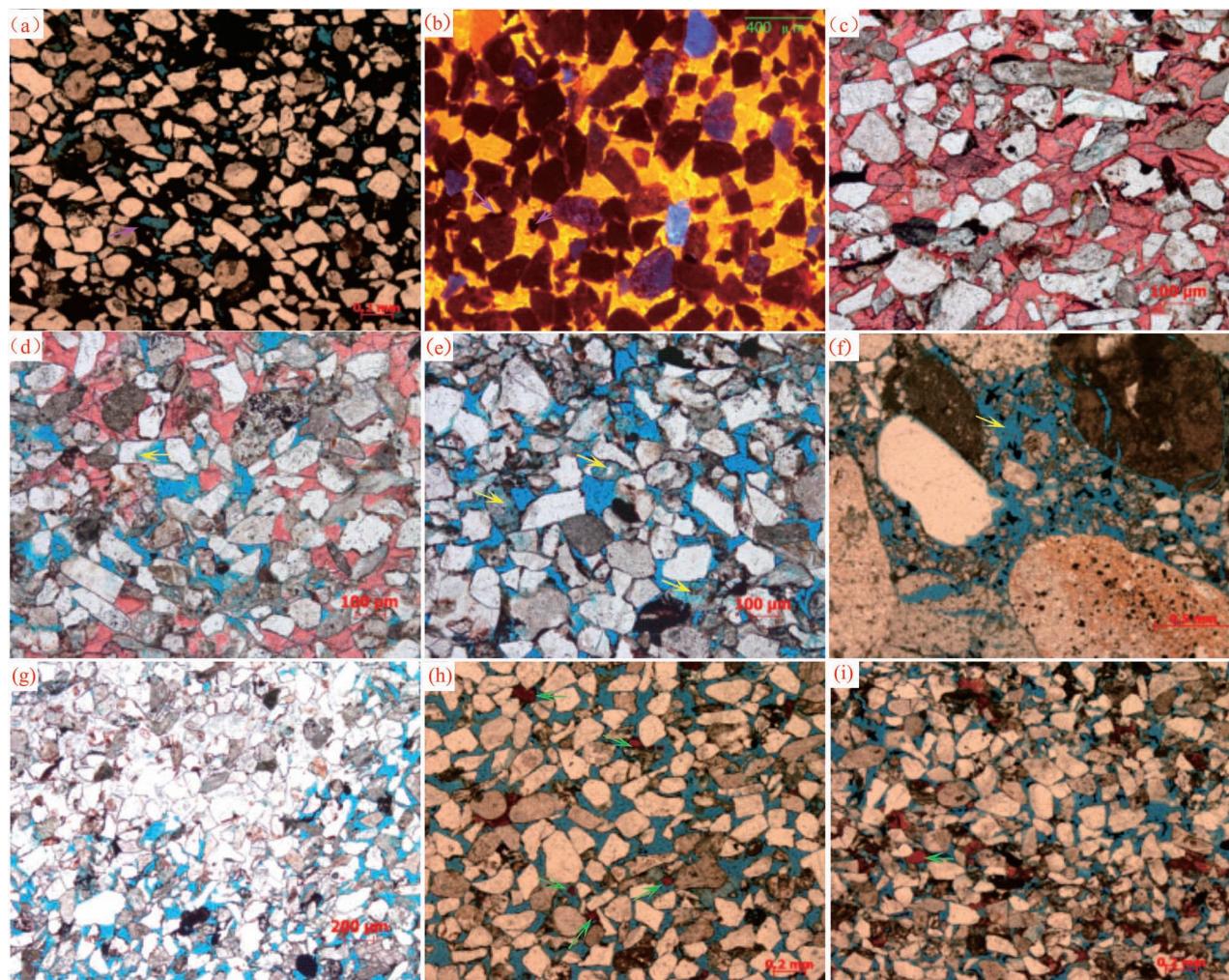


图5 塔里木盆地塔北隆起英买力地区白垩系巴西改组典型铸体和阴极发光薄片照片
Fig. 5 The typical photographs of cast slice and cathode luminescence slice of the Cretaceous Baxigai Formation in Yingmaili area, Tabei Uplift, Tarim Basin

(a) 英买 467H 井, 5183.68 m, 孔隙度为 21.83%, 骨架颗粒表面铁质薄膜发育(粉色箭头), 颗粒之间被铁质胶结物充填; (b) 英买 467H, 5177.43 m, 孔隙度为 4.46%, 骨架颗粒表面铁质发育(粉色箭头), 图中方解石发橘黄色光, 长石发天蓝色光, 铁质不发光; (c) 玉东 701 井, 4983.06 m, 孔隙度为 4.21%, 颗粒间被方解石胶结物充填; (d) 玉东 701 井, 4979.98 m, 孔隙度为 14.96%, 颗粒间溶蚀孔隙发育, 颗粒间胶结物为方解石, 部分颗粒边缘发生溶蚀作用, 颗粒边缘具有蚕食现象(黄色箭头); (e) 玉东 701 井, 4981 m, 孔隙度为 18.39%, 部分颗粒发育粒内溶孔(黄色箭头); (f) 英买 467H 井, 5178.8 m, 孔隙度为 10.46%, 岩屑溶蚀作用发育(黄色箭头); (g) 玉东 701 井, 4981.93 m, 孔隙度为 11.93%, 差异压实作用明显, 压实作用较强部位, 颗粒多为线—凹凸接触, 压实作用较弱部位, 颗粒多为点—一线接触; (h) 英买 467H 井, 5191.93 m, 孔隙度为 22.91%, 孔隙多为粒间溶蚀孔隙, 孔隙中残留方解石胶结物, 部分呈悬浮状分布于孔隙中(绿色箭头); (i) 英买 467H 井, 5197.35 m, 孔隙度为 17.84%, 孔隙多为粒间溶蚀孔隙, 孔隙中残留方解石胶结物, 部分呈悬浮状分布于孔隙中(绿色箭头)

(a) Yingmai467H well, 5183.68 m, the porosity was 21.83%, and iron thin film was developed on the surface of the skeleton particles (pink arrow), and the particles were filled with iron cement; (b) Yingmai467H well, 5177.43 m, the porosity was 4.46%, iron development on the surface of the skeleton particles (pink arrow), calcite has orange color, feldspar has sky blue color, and iron does not emit light in the figure; (c) Yudong701 well, 4983.06m, the porosity was 4.21%, the intergranular space is filled with calcite cement; (d) Yudong701 well, 4979.98m, the porosity was 14.96%, intergranular dissolution pores are developed, and the cement between particles is calcite, partial dissolution occurs at the edges of particles, and the edges of particles are nibbled (yellow arrow); (e) Yudong701 well, 4981m, the porosity was 18.39%, some particles develop intragastular pores (yellow arrow); (f) Yingmai467H well, 5178.8 m, the porosity was 10.46%, development of cuttings dissolution (yellow arrow); (g) Yudong701 well, 4981.93m, the porosity was 11.93%, the difference in compaction was obvious, and most of the particles in the strong part of compaction were in line—convex contact, while most of the particles in the weak part were in point—line contact; (h) Yingmai467H well, 5191.93 m, the porosity was 22.91%, most of the pores are intergranular dissolution pores, in which calcite cement remains, and some of them are suspended in the pores (green arrow); (i) Yingmai467H well, 5197.35m, the porosity was 17.84%, most of the pores are intergranular dissolution pores, in which calcite cement remains, and some of them are suspended in the pores (green arrow)

表1 塔里木盆地塔北隆起英买力地区各单井白垩系巴西改组储层物性统计表

Table 1 The statistical table of physical properties of the Cretaceous Baxigai Formation in every wells in Yingmaili area, Tabei Uplift, Tarim Basin

井号	深度范围(m)	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)
玉东 704H	4965.63~4980.64	3.3~20.6 12.5(41)	0.07~174.0 12.1(41)
玉东 701	4968.1~4983.38	2.6~25.5 16.0(54)	0.06~729 93.34(54)
英买 467H	5174.7~5197.47	3.7~24.4 19.1(104)	0.198~4440 372.76(103)
英买 468	4994.37~5017.9	9.4~25.2 20.4(75)	8.69~1080 372.11(71)

注: 表中分子代表物性数据最小值~最大值, 分母代表均值(样品个数)。

自生矿物, 由于胶结物充填在颗粒孔隙之间, 它往往对孔隙及喉道大小产生重要影响。由于塔里木盆地地温梯度较低(王良书等, 2003), 英买力地区的胶结作用相对简单, 根据镜下观察, 英买力地区巴西改组储层主要经历两期胶结作用。第一期胶结物主要形成于埋藏早期(图6), 胶结物主要为颗粒表面发育的铁质薄膜(图5a、b), 这种胶结物分布局限, 仅

在部分薄片中见到。第二期胶结物主要形成于缓慢埋藏阶段(图6), 英买力地区巴西改组沉积埋藏之后, 经历长达100 Ma的浅埋, 成岩阶段长期处于早成岩阶段A期, 在这个阶段, 孔隙间沉淀大量的方解石胶结物, 从而引起原生粒间孔隙的降低。从方解石胶结物含量与孔隙度之间的关系来看, 方解石胶结物的发育降低了孔隙度(图7), 另外, 通过对英买467H和玉东701井均是辫状河三角洲水下分支流河道砂体的铸体薄片的观察, 孔隙度在2%~6%的样品均具有大量方解石胶结物充填(图5b、c)。

3.3 溶蚀作用

英买力地区巴西改组储层溶蚀作用发育, 对深层巴西改组优质储层的发育起到积极作用。从前人对塔北巴西改组油气来源及成藏期次来看(朱光有等, 2013; 张雪等, 2018), 由于北部库车坳陷新近纪以来的迅速沉降, 在5~3 Ma时, 三叠系湖相源岩进入大量生排烃阶段, 含有大量H⁺离子和有机酸根离子的酸性流体向塔北隆起运移, 使巴西改组储层发生较大规模溶蚀作用, 结合理藏史模拟结果来看(图6), 英买力地区巴西改组溶蚀作用主要发生在快速深埋阶段。从溶蚀作用发生矿物来看, 巴西改组储层溶蚀作用主要有方解石溶蚀作用、长石溶蚀作用和岩屑溶解作用, 以方解石溶蚀作用为主。其中, 长石和岩屑溶蚀作用, 既有粒缘溶蚀作用(图

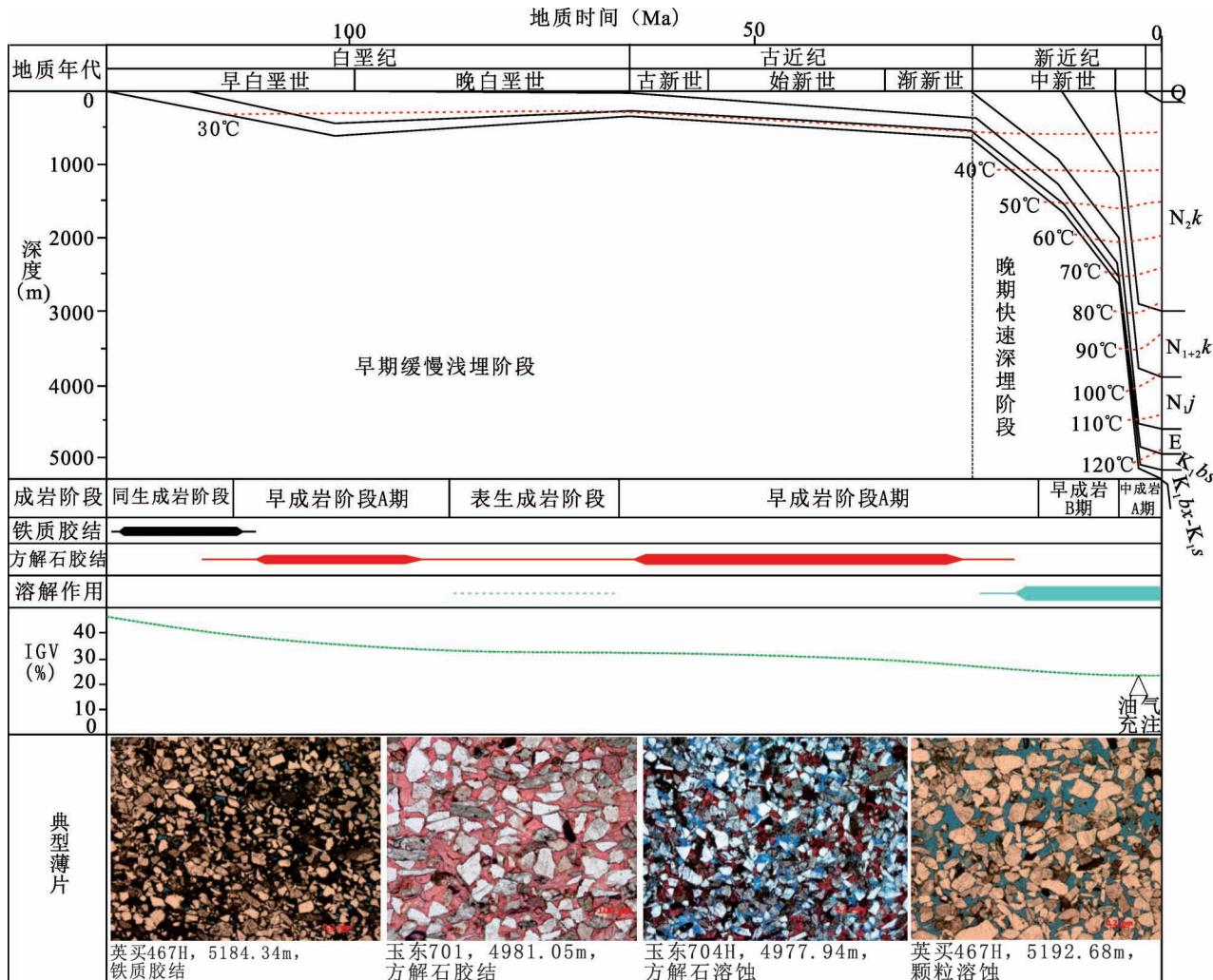


图 6 塔里木盆地塔北隆起英买力地区白垩系巴西改组储层成岩作用及粒间体积百分比演化模式图
(图中油气充注时间据朱光有等, 2013)

Fig. 6 The pattern diagram of diagenesis and intergranular volume evolution of the Cretaceous Baxigai Formation in Yingmaili area, Tabi Uplift, Tarim Basin (The filling time of oil and gas in the figure comes from the literature Zhu Guangyou et al., 2013&.)

5d,f), 又有粒内溶蚀作用(图 5e)。方解石溶蚀作用发育差异性较大,有些样品孔隙基本被方解石充填,方解石基本未被溶蚀(图 5b,c);有些样品方解石被大量溶蚀,产生大量溶蚀孔隙,部分方解石在孔隙中呈漂浮状(图 5h,i)。

4 塔北隆起深层优质碎屑岩储层形成主控因素

通过对英买力地区巴西改组储层沉积特征及成岩作用的研究,认为塔北隆起深层碎屑岩储层发育较高孔隙度的原因主要有以下三个方面,一是原始沉积条件是深层优质碎屑岩储层发育的基础,二是

压实不充分保存较高的粒间体积百分比(IGV)是塔北隆起深层碎屑岩优质储层形成的关键,三是方解石胶结物的大量溶蚀对深层优质储层形成具有重要作用。

4.1 原始沉积条件是深层优质储层发育的基础

原始沉积水动力较强条件下形成的砂体,杂基含量较少,颗粒分选较好,在后期成岩过程中,原生孔隙保存较好,为深层优质储层的发育提供基础。在英买 468 井和英买 467H 井附近(图 2),沉积砂体为辫状河三角洲前缘水下分支流河道沉积,水动力较强,杂基含量少,颗粒较粗。而玉东 704H 井处于辫状河三角洲前缘的末端,沉积物粒度相对近物源

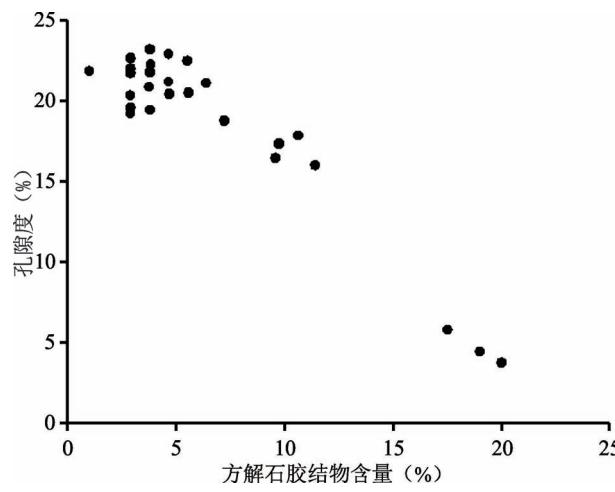


图 7 塔里木盆地塔北隆起英买力地区方解石胶结物含量与孔隙度关系图

Fig. 7 The relationship diagram between calcite cement content and porosity in Yingmaili area, Tabei Uplift, Tarim Basin

区较细,水动力条件相对近物源区较弱。因此从统计的各单井孔隙度分布直方图来看,自玉东 704H 至英买 468 方向,距离物源区越近,高孔隙优质储层越发有,孔隙度分布区间也越窄(图 4)。

4.2 压实作用不充分是塔北隆起深层碎屑岩优质储层形成的关键

Bloch 和 Taylor 等认为在杂质含量较少时(Bloch et al., 2002; Taylor et al., 2010),粒间体积百分比(IGV)大小决定着岩石孔隙度大小的上限,且 IGV 能够反映压实程度的强弱,其大小与压实程度强弱呈反相关关系。因此,笔者选择玉东 701 井和英买 467H 井粒径介于 0.3~0.1 mm、杂质含量少(<5%)的典型样品,进行统计,发现这些样品的 IGV 主要分布在 22%~26%(图 8),这与图 4 中统计的巴西改组储层孔隙度均没有大于 26% 的结果相符,证明粒间体积百分比的大小决定着储层孔隙度能够达到的上限。

在对粒间体积百分比观察统计过程中,发现含大量方解石胶结物样品具有相对高的粒间体积百分比(IGV),而方解石含量较低的样品却具有相对较低的粒间体积百分比(IGV)(图 8a),这与前述认为方解石胶结物大量发育的区域颗粒以点一线接触为主相符,这说明方解石胶结物的充填对压实作用具有一定的抑制作用。

另外,笔者结合巴西改组埋藏史模拟,估测了目前巴西改组保留 22%~26% 的最大孔隙度对应的古

埋深及地质时代。估测方法是:首先,通过砂岩粒度分析数据,应用 Beard 总结的初始孔隙度计算公式(Beard et al., 1973),计算了工区巴西改组的初始孔隙度大小,结果显示巴西改组初始孔隙度在 46% 左右。其次,应用 Athy 的机械压实减孔模型进行计算(Athy et al., 1930),结果显示在古埋深介于 1600~2100 m 时,巴西改组储层剩余最大孔隙度就已达到 22%~26% (等效于 IGV)。最后,根据图 6 埋藏史模拟成果,取计算的最大埋深,地质时代对应于康村组沉积期($N_{1-2}k$),而康村组之后沉积的近 3000 m 的沉积物,对巴西改组储层粒间体积百分比(IGV)影响不大。也即是在康村组($N_{1-2}k$)之后地层沉积过程中,巴西改组储层没有得到充分的压实。

根据前面对巴西改组储层沉积特征及成岩作用的研究,笔者认为英买力地区巴西改组储层未充分压实的原因有两个方面。一是长期浅埋阶段颗粒之间方解石胶结物充填,使颗粒呈点接触,胶结物承载了上覆增加的垂向有效应力,抑制了压实作用。二是深埋藏时间短,早期长时间浅埋使骨架颗粒的排列和接触样式定型,后期短时间深埋没有充分改变原有骨架颗粒的排列和接触样式(杨香华等,1996;刘震等,2007)。

综上所述,目前塔北隆起英买力地区深层巴西改组储层还保存较高的粒间体积百分比(IGV),这与其现今埋深不对应,具有压实不充分的特征。由于巴西改组压实不充分,而保存较高的粒间体积百分比及孔隙发育上限,才使其在深层具备发育高孔隙的条件,因此压实作用不充分是塔北隆起深层碎屑岩优质储层形成的关键。

4.3 方解石溶蚀作用是巴西改组形成高孔隙的重要作用

压实作用具有不可逆性,部分胶结物结晶溶蚀具有可逆性。所以巴西改组储层在保存较高粒间体积百分比(IGV)的条件下,当储层进入快速深埋阶段时,由于流体成分及温度的变化,使巴西改组储层中早期形成的胶结物发生较大规模溶蚀,从而使深层巴西改组储层发育较高孔隙。从图 8 中不同铸体薄片来看,薄片上均具有方解石溶蚀现象,方解石胶结物呈悬浮状,且方解石含量越少,往往孔隙度越大。另外,通过对 57 个铸体薄片溶蚀孔面孔率与总孔隙面孔率的统计,发现溶蚀孔面孔率占总面孔率的 5%~69%,说明深部溶蚀作用对巴西改组深层优质储层的形成具有重要意义。

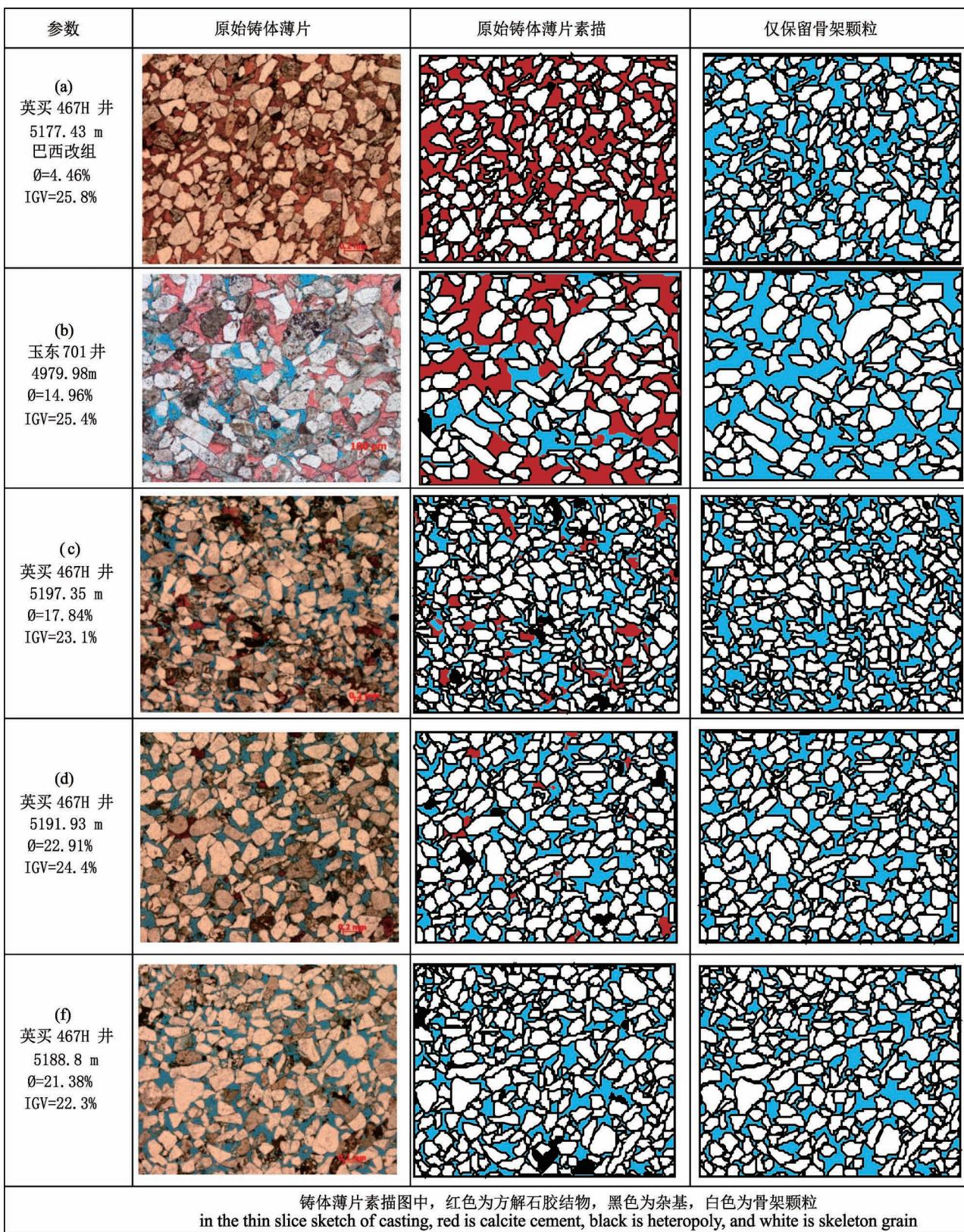


图 8 塔里木盆地塔北隆起英买力地区不同方解石含量样品孔隙度和粒间体积百分比对比图

Fig. 8 The comparison diagram of porosity and intergranular volume of samples with different calcite contents in Yingmaili area, Tabei Uplift, Tarim Basin

5 结论

(1) 塔北隆起英买力地区白垩系巴西改组原始沉积水动力强,杂基含量少,为长石岩屑砂岩。在深层状态下,巴西改组目前保存较好的孔隙度,最大达25.5%,英买468井孔隙度平均值达到20%以上,为深层优质储层。

(2) 目前塔北地区巴西改组砂岩压实不充分,胶结物主要为方解石胶结物,溶蚀作用发育。其中胶结物的发育具有双重作用,一方面大量方解石胶结物的发育抵御了上覆垂有效应力,减缓了压实,保存了较高的粒间体积百分比,为深层优质储层发育奠定基础;一方面大量方解石胶结物的发育降低了孔隙度含量,破坏了储层物性。另外巴西改组砂岩压实不充分的原因为早期发育的胶结物抵御了一部分上覆垂向有效应力和深埋时间短。

(3) 塔北地区深层优质储层发育的控制因素有三个方面,一是原始沉积条件好,这是优质储层发育的基础;二是压实作用不充分,保存较高的粒间体积百分比(IGV),这是塔北隆起深层碎屑岩优质储层形成的关键;三是大量方解石胶结物的溶蚀是巴西改组深层优质储层形成的重要作用。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

贾承造, 庞雄奇. 2015. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向. 石油学报, 36(12): 1457~1469.

李会军, 吴泰然, 吴波, 朱雷, 郭光立. 2004. 中国优质碎屑岩深层储层控制因素综述. 地质科技情报, 23(4): 76~82.

吕修祥, 周新源, 李建交, 王清华, 杨宁. 2007. 塔里木盆地塔北碳酸盐岩油气成藏特点. 地质学报, 81(8): 1057~1064.

刘勇, 王振宇, 马青. 2007. 英买力地区白垩系沉积特征及沉积相类型. 新疆石油地质, 28(1): 20~24.

刘震, 邵新军, 金博, 李鹤永, 许晓明, 梁全胜. 2007. 压实过程中埋深和时间对碎屑岩孔隙度演化的共同影响. 现代地质, 21(1): 125~132.

庞雄奇, 汪文洋, 汪英勋, 武鲁亚. 2015. 含油气盆地深层与中浅层油气成藏条件和特征差异性比较. 石油学报, 36(10): 1167~1187.

孙冬胜, 李双建, 云金表, 孙宜朴, 孙润轩. 2017. 中国海相克拉通盆地古隆起的活动性与油气分布. 地质学报, 91(7): 1589~1603.

沈卫兵, 庞雄奇, 陈践发, 王阳洋, 张科, 贾颖超, 罗广平. 2018. 塔里木盆地塔中II区奥陶系油气差异性分布及其主控因素分析. 地质论评, 64(4): 913~926.

王良书, 李成, 刘绍文, 李华, 徐鸣洁, 王勤, 葛锐, 贾承造, 魏国齐. 2003. 塔里木盆地北缘库车前陆盆地地温梯度分布特征. 地球物理学报, 46(3): 403~407.

远光辉, 操应长, 贾珍臻, 王艳忠, 杨田. 2015. 含油气盆地中深层碎屑岩储层异常高孔带研究进展. 天然气地球科学, 26(1): 28~42.

杨香华, 叶加仁, 孙永传. 1996. 深部高孔渗碎屑岩储层的发育条件及其研究现状. 地质科技情报, 15(2): 57~62.

杨文采, 张罗磊, 徐义贤, 于常青, 于鹏, 张秉政, 杨波. 2015. 塔里木盆地的三维电阻率结构. 地质学报, 89(12): 2203~2212.

钟大康, 朱筱敏, 王红军. 2008. 中国深层优质碎屑岩储层特征与形成机理分析. 中国科学D辑: 地球科学, 38(增刊1): 11~18.

朱如凯, 郭红莉, 高志勇, 韩丹, 张丽娟, 孙玉善, 程明. 2007. 塔里木盆地北部地区古近系—白垩系储层质量影响因素探讨. 地质论评, 53(5): 624~630.

朱光有, 杨海军, 张斌, 苏劲, 张超, 刘永福, 卢玉红. 2013. 油气超长距离运移. 岩石学报, 29(9): 3192~3212.

张雪, 庞雄奇, 王招明, 姜福杰, 姜航, 张坤. 2018. 油气分布门限理论的应用—以塔里木盆地为例. 地质论评, 64(3): 685~700.

张光亚, 马锋, 梁英波, 赵喆, 秦雁群, 刘小兵, 张可宝, 客伟利. 2015. 全球深层油气勘探领域及理论技术研究. 石油学报, 36(9): 1156~1166.

Athy L F. 1930. Density, porosity and compaction of sedimentary rocks. AAPG Bulletin, 14(1): 1~24.

Ajdukiewicz J M, Nicholson P H, Esch W L. 2010. Prediction of deep reservoir quality using early diagenetic process models in the Jurassic Norphlet Formation, Gulf of Mexico. AAPG Bulletin, 94(8): 1189~1227.

Beard D C, Weyl P K. 1973. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. AAPG Bulletin, 57(2): 349~369.

Bloch S, Lander R H, Bonnell L. 2002. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: origin and predictability. AAPG Bulletin, 86(2): 301~328.

Ehrenberg S N, Nadeau P H, Steen Ø. 2009. Petroleum reservoir porosity versus depth: Influence of geological age. AAPG Bulletin, 93(10): 1281~1296.

Gulyas J, Cade C A. 1997. Prediction of porosity in compacted sands, in reservoir quality prediction in sandstones and carbonates. AAPG Memoir, 69: 19~28.

Li Huijun, Wu Tairan, Wu Bo, Zhu Lei, Guo Guangli. 2004&. Distribution and controlling factors of high quality calstic deeply buried reservoirs in China. Geological Science and Technology Information, 23(4): 76~82.

Jia Chengzao, Pang Xiongqi. 2015&. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories. Acta Petrolei Sinica, 36(12): 1457~1469.

Lü Xiuxiang, Zhou Xinyuan, Li Jianjiao, Wang Qinghua, Yang Ning. 2007&. Hydrocarbon accumulation characteristics of the carbonate rock in the northern uplift of the Tarim Basin. Acta Geologica Sinica, 81(8): 1057~1064.

Liu Yong, WANG Zhenyu, MA Qing. 2007&. Characteristics and types of sedimentary facies of cretaceous in Yingmaili area. Xinjiang Petroleum Geology, 28(1): 20~24.

Liu Zhen, Shao Xinjun, Jin Bo, Li Heyong, Xu Xiaoming, Liang Quansheng. 2007&. Co-effect of depth and burial time on the evolution of porosity for calasic rocks during the stage of compaction. Geoscience, 21(1): 125~132.

Maast T E, Jahren J, Bjørlykke K. 2011. Diagenetic controls on

- reservoir quality in Middle to Upper Jurassic sandstones in the South Viking Graben, North Sea. AAPG Bulletin, 95(11) : 1937~1958.
- Pang Xiongqi, Wang Wenyang, Wang Yingxun, Wu Luya. 2015&. Comparison of otherness on hydrocarbon accumulation conditions and characteristics between deep and middle—shallow in petroliferous basins. Acta Perolei Sinica, 36(10) : 1167~1187.
- Sun Dongsheng, Li Shuangjian, Yun Jinbiao, Sun Yipu, Sun Runxuan. 2017&. The activities of Paleo-uplifts and distribution of oil and gas in marine Craton basins, China. Acta Geologica Sinica, 91(7) : 1589~1603.
- Shen Weibing, Pang Xiongqi, Chen Jianfa, Wang Yangyang, Zhang Ke, Jia Yingchao, Luo Guangping. 2018&. Differential hydrocarbon distribution and its key controlling factor, Tazhong II Area, NW China. Geological Review, 64(3) : 685~700.
- Schmidt V, McDonald D A. 1977. The role of secondary porosity in sandstone diagenesis. AAPG Bulletin, 61(8) : 1390~1391.
- Taylor T R, Giles M R, Hathon L A, Duggs T N, Branunsdorf N R, Birbiglia G V, Kittridge M G, Macaulay C I, Espejo I S. 2010. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: models, myths, and reality. AAPG Bulletin, 94(8) : 1093~1132.
- Wang Liangshu, Li Cheng, Liu Shaowen, Li Hua, Xu Mingjie, Wang Qin, Ge Rui, Jia Chengzao, Wei Guoqi. 2003&. Geotemperature gradient distribution of Kuqa Foreland Basin, North of Tarim, China. Chinese Journal of Geophysics, 46(3) : 403~407.
- Yuan Guanghui, Cao Yingchang, Jia Zhenzhen, Yang Yanzhong, Yang Tian. 2015&. Research progress on anomalously high porosity zones in deeply buried clastic reservoirs in petroliferous basin. Natural Gas Geoscience, 26(1) : 28~42.
- Yang Xianghua, Ye Jiaren, Sun Yongchuan. 1996&. Studies on development conditions of high-quality clastic reservoirs in great depths. Geological Science and Technology Information, 15(2) : 57~62.
- Yang Wencai, Zhang Luolei, Xu Yixian, Yu Changqing, Yu Peng, Zhang Binzheng, Yang Bo. 2015&. Three dimensional electrical resistivity structures of the Tarim Basin. Acta Geologica Sinica, 89(12) : 2203~2212.
- Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Wang Hongjun. 2008&. Characteristics and genetic mechanism of deep buried clastic reservoir in China. Science in China(Series D: Earth Sciences), 28(SI) : 11~18.
- Zhu Rukai, Guo Hongli, Gao Zhiyong, Han Dan, Zhang Lijuan, Sun Yushan, Cheng Ming. 2007&. Probe into influence factors to the physical properties of the Cretaceous and Eogene reservoir in northern Tarim Basin. Geological Review, 53(5) : 624~630.
- Zhu Gangyou, Yang Haijun, Zhang Bin, Su Jin, Zhang Chao, Liu Yongfu, Lu Yuhong. 2013&. Ultra-long distance migration of hydrocarbon. Acta Petrologica Sinica, 29(9) : 3192~3212.
- Zhang Xue, Pang Xiongqi, Wang Zhaoming, Jiang Fujie, Jiang Hang, Zhang Kun. 2018&. Application of the oil and gas distribution threshold model in predicting hydrocarbon reservoir distribution—a case study for the Tarim Basin. Geological Review, 64(3) : 685~700.
- Zhang Guangya, Ma Feng, Liang Yingbo, Zhao Zhe, Qin Yanqun, Liu Xiaobing, Zhang Kebao, Ke Weili. 2015&. Domain and theory—technology progress of global deep oil & gas exploration. Acta Perolei Sinica, 36(9) : 1156~1166.

The main controlling factors for the formation of high quality clastic reservoirs in deeply buried strata of Tabei Uplift

YANG Haijun¹⁾, LIU Yongfu¹⁾, SU Zhou^{1,2)}, HAN Jianfa¹⁾

1) Research Institution of Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang, 841000;

2) College of Geophysics and Oil Resources, Yangtze University, Wuhan, Hubei, 430100

Objectives: In recent years, a lot of oil and gas resources have been discovered in the deep clastic reservoir of Tabei Uplift in Tarim Basin. The study on the main controlling factors and distribution of the formation of deep quality reservoirs has been a key issue in the exploration of deep oil and gas.

Mothods: In this paper, The main techniques used include core observation, particle size analysis, common thin section, cast thin section, cathode luminescence thin section, and the characteristics of deep Baxigai formation in Yingmaili area of Tabei Uplift were studied.

Rusults: The results show that the Baxigai formation has the characteristics of strong sedimentary hydrodynamic force, less heterogenous base content, insufficient sandstone compaction, and the cementation mainly calcite cementation and dissolution development.

Conclusions: On basis of analyzing the control action of sedimentary and diagenetic conditions for property of deeply buried clastic reservoirs, it is believed that there are three main reasons for the formation of high quality deeply buried reservoirs. First, good sedimentary conditions provide a foundation for high quality deep reservoir. Secondary, because the compaction is not insufficient, let the deep reservoirs have high intergranular volume (IGV), and it provides conditions for deep reservoirs to form high porosity. The reasons of insufficient compaction

are that the cement formed in the early stage can resist the vertical effective stress and short buried time. Third, the dissolution of a large amount of calcite cement plays an important role in the formation of high quality deep reservoirs.

Keywords: Tabei Uplift; Baxigai formation; intergranular volume(IGV); high quality deep reservoirs; main controlling factors

Acknowledgements: The research is supported by the National Major Special Project “Evaluation of main controlling factors and favorable zones for formation of large stratigraphic reservoirs” (No. 2017ZX05001-001) and the Major Project of China Petroleum Corporation “Development and Application of Key Technologies for Fracture Cavity Carbonate Oil and Gas Reservoir Benefit Development” (No. 2018E-1806)

First author: YANG Haijun, male, born in 1970, Doctor, Professor-level senior engineer, mainly engaged in oil and gas integrated exploration and petroleum geology research; Email:yhjun701205@163.com

Manuscript received on: 2019-07-02; Accepted on: 2019-12-11; Edited by: LIU Zhiqiang

Doi: 10.16509/j.georeview.2020.01.011

(上接第 168 页)

中国与地质学有较密切关系的“WAJCI-Q1 期刊”:	岩石力学与工程学报 Journal of Geographical Sciences 天然气地球科学 石油勘探与开发 岩石学报 石油学报 地理学报 地质学报 煤炭学报 地球科学 天然气工业 中国科学院院刊 地质论评 生态学报 地理研究 International Journal of Mining Science and Technology 石油勘探与开发 Journal of Environmental Sciences 第四纪研究 地理科学 石油与天然气地质 中国石油勘探 中国矿业大学学报 石油勘探与开发	Petroleum Science Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering 特种油气藏 地质通报 岩性油气藏 Geoscience Frontiers 石油实验地质	Materials 石油物探 大庆石油地质与开发 采矿与安全工程学报 Applied Geophysics 大地构造与成矿学 东北石油大学学报 岩土工程学报 中国沙漠 自然资源学报 Chinese Geographical Science Journal of Central South University 岩石矿物学杂志 地球化学 Journal of Palaeogeography 兰州大学学报(自然科学版) 河海大学学报(自然科学版) 同济大学学报(自然科学版) 干旱区资源与环境 Acta Geochimica 石油钻探技术 资源科学 International Journal of Coal Science & Mining Engineering
	中国与地质学有较密切关系的“WAJCI-Q2 期刊”: 科学通报 石油勘探与开发 地理科学进展 Acta Geologica Sinica (English Edition) 地质与勘探 中国地质 沉积学报 Petroleum 山东科技大学学报(自然科学版) Frontiers of Environmental Science & Engineering 中南大学学报(自然科学版) 北京大学学报(自然科学版) 环境科学 International Journal of Minerals Metallurgy and		

据:“<http://live.oaokms.cnki.net/Journals18/confAcad>”的有关文件整理。

ZHANG Yuxu: The Q1 and Q2 periodicals of China closely related to geology based on the world academic journals clout index (WAJCI)