

伊朗西南部上白垩统 Sarvak 组储层特征及主控因素

杜洋^{1,2} 郑淑芬² 龚勋² 陈秋实² 汪娟² 辛军² 陈杰²

(1.西南石油大学地球科学与技术学院 成都 610000;2.川庆钻探工程公司地质勘探开发研究院 成都 610051)

摘要 运用取芯,薄片,电镜扫描及三维地震等资料,对位于扎格罗斯盆地盆缘当前热点开发区的伊朗 A 油田上白垩统 Sarvak 组储层特征及主控因素进行研究。研究表明,Sarvak 组储层岩性以富含厚壳蛤、有孔虫、钙化藻和浮游有孔虫等生屑颗粒的灰岩和白垩灰岩为主。储层受岩溶作用影响明显,储集空间以生屑铸模孔,灰泥溶蚀孔群,溶孔,溶洞为主。结合压汞,孔渗关系,岩性等因素在层内综合划分出孔洞—孔隙型,裂缝—孔隙型,孔隙型和致密非储层四类。最有利储层为孔洞—孔隙型,岩性主要为富厚壳蛤碎屑灰岩,次有利储层为裂缝—孔隙型和孔隙型,岩性主要为富有孔虫碎屑白垩灰岩。储层主控因素为层内三级层序边界,古地貌隆起和岩石破裂作用。三级层序边界控制有利储层垂向位置,古地貌隆起控制储层性质平面分布,岩石破裂作用影响储层整体含油性。基于以上认识提出勘探开发建议:对层内三级界面的识别和明确原沉积期古隆起位置为确定油田垂向优先开发层位及平面有利开发区域的关键。距层序界面较远,厚度较大的白垩储层受岩石破裂作用影响较大,纵横向分布发育不稳定,储量计算应考虑对纵向不同类别储层进行分类评价。

关键词 伊朗 扎格罗斯盆地 Sarvak 岩溶作用 储层主控因素 勘探开发建议

第一作者简介 杜洋 男 博士 工程师 中东地区碳酸盐储层地质及油气成藏研究 E-mail:157762166@qq.com

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

0 引言

中东扎格罗斯前陆盆地为世界油气资源最丰富地区之一,主体位于伊朗西南部。该国早期勘探开发集中于近扎格罗斯造山带以北西—南东向为主的扎格罗斯走向背斜圈闭油田内(图 1a),受扎格罗斯构造运动强推覆作用影响,这些油田新生代地层多发育大规模高角度裂缝,使得白垩系以上地层垂向连为一体,主力层以中新统 Asmari 裂缝灰岩储层为主,白垩系储层为次要开发层系^[1-3]。随着勘探深入,目前开发热点区逐渐西移至勘探程度低,地理位于两伊边界,构造位于前陆盆地与阿拉伯地台过渡带内^[3],我国当前中东海外合作项目也多位于该区^[1-6]。与前述扎格罗斯走向油田不同,该区存在大量南北向阿拉伯走向油田,地层受构造活动影响较小,古近系地层作为有效盖层封堵油气向上运移,主力层以白垩系内储层为主^[1-13],其中上白垩统 Sarvak 层(以下简称 S 层或 S 油藏)目前探明储量仅次于 Asmari 层,为伊朗第二重要含油层系^[8-9],同时其重要性随热点区转移而

愈发凸显。

该层目前国内报道较少,国外学者自将 S 层划分为富含瓣鳃,有孔虫,厚壳蛤高能浅海沉积及陆架盆地半深海泥晶灰岩两相组合后^[10-12],富厚壳蛤生物层及 S 层顶部区域构造不整合对储层的建设性成岩改造为形成优质储层的基本认识^[7-19,22-24,26-27]。近年来对 S 储层研究成果主要以 Hajikazemi^[14-15]、Rahimpour 和 Mehrabi^[16-18]等为代表,研究认为 S 层内三级层序界面处存在同沉积岩溶储层及深部发育调整混合成因白云储层,地层内部同样具有优质储层发育潜力。这些成果所研究对象多为伊朗西南部 Dezful 湾内的扎格罗斯走向油田,对两伊边界区油田研究报道较少。本研究区 A 油田位于伊朗西南部两伊边界,属南北向阿拉伯走向构造,为近年发现的拥有较大储量的巨型油田^[4],主力层为上白垩统 Sarvak 组。本文以该层作为研究对象,利用岩芯,薄片,扫描电镜,XRD,三维地震等资料对其储层特征和主控因素进行研究,分析与其他油田 S 层储层特征之间差异性并提出勘探开发建议,望对未来我国该区海外合作项

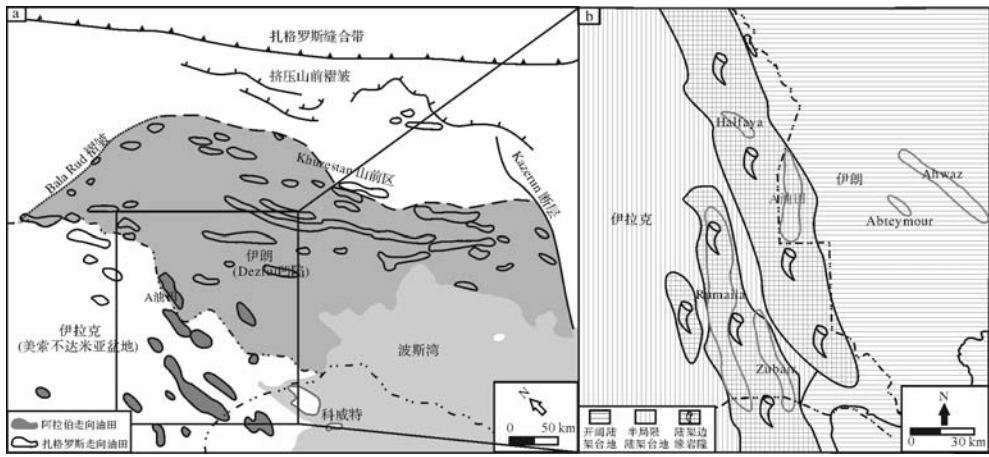


图1 伊朗 A 油田区域地理位置图(a),两伊边界上白垩统森诺曼阶古地理图(据文献[19],有修改)

Fig.1 The geographical location map of Azadegan oilfield, Iran (a); The paleogeography map of Cenomanian upper Cretaceous in Iran-Iraq area (b)

目前期选择及后期勘探开发提供参考。

1 地质背景

1.1 沉积构造背景

S 层沉积于上白垩统森诺曼至土伦阶^[10-12], 该时期油田所处的阿拉伯地台位于赤道附近, 古气候炎热潮湿多雨, 具丰富大气降水^[20-21], 整体构造格局为陆架缓斜坡。上白垩统森诺曼阶发生的阿尔卑斯构造运动使得阿拉伯板块向亚欧板块发生东北向俯冲, 并导致新特提斯洋收缩, 板块由被动大陆边缘演变为活动大陆边缘时期^[22], 此时区域活跃挤压构造背景引发前寒武系霍尔姆兹岩盐地层活动上拱隆起^[7, 11, 22-24], 伊拉克东南, 伊朗西南及 Dezful 海湾区域开始形成古地貌隆起, 并最终演化为南北向(阿拉伯走向)背斜圈闭。同期伊拉克西南和伊朗西部受构造隆升差异性影响形成 Najaf 和 Balambo-Garau 两个陆架盆地^[8, 12, 14, 17, 24-25]。研究区位于靠近伊朗 Balambo-Garau 盆地的陆架边缘岩隆发育区, 东部为向深水盆地过渡的开阔陆架, 西部为半局限潟湖沉积环境(图 1b)。

1.2 层序界面识别划分

本区 S 层垂向下部和阿尔滨阶 Kazhidumi 致密灰岩层整合相接, 顶部与 Lafan 组平行不整合相接^[11-12, 26-27], 层内下部为深海致密泥灰岩沉积, 上部为富含各类生物碎屑灰岩, 储层集中于上部。根据岩相分布, 测井, 地震等资料, 结合油田区域地质背景及国内沉积相划分原则, 将 S 层划分为 6 个三级旋回和三类沉积亚相, 以 SQ-5 为例, 由下至上经历陆内盆

地, 开阔台地, 厚壳蛤礁演化过程, 表征为快速海侵后海平面缓慢下降, 水深变浅, 水动力增强的沉积环境变化过程, SQ-6 为不完整旋回, 顶部为构造活动引起的区域不整合面, 此外另识别出两个具不整合特征三级层序边界, 分别作为 SQ-4 和 SQ-5 的划分依据(图 2)。

SQ-6 顶部界面为 S 层与 Lafan 组分界面, 为上白垩统土伦阶中期构造活动引起的中东地区地震可追踪区域不整合面^[11-12, 26-27], 命名为 M-T 边界(中土伦阶不整合)。界面之下为 S 层陆内次盆泥晶灰岩, 界面之上为 Lafan 组泥页岩。测井曲线界面特征为自然伽马值呈刀锋状突起, 低声波, 低电阻。地震剖面界面反射能量稳定、连续性好、波形稳定。Sar-1 层岩芯可见溶缝溶沟, 角砾垮塌等喀斯特岩溶现象(图 3f)。

SQ-5 顶部为海平面下降所引起的三级局部不整合面, 区域在位于古地貌较高区域油田可见, 命名为 C-T 边界(森诺曼至土伦阶不整合)。Hajikazem^[14]和 Mehrabi^[16]在油田东部如 Abteymur 油田识别出该界面, 而 Ahwaz 油田则没有(油田位置见图 1)。本油田该界面电性为伽马刀锋状突起, 声波降低, 井径扩大, 钻井见钻速加快和井壁垮塌, 岩芯松散且收获率低(图 3a)。不整合面下部岩相为潮坪致密泥晶灰岩(图 3e), 上部为障壁岛风成搬运沉积和古土壤层^[4]。不整合面之下 Sar-3 层岩芯见喀斯特岩溶孔洞(图 3d), 溶沟, 角砾垮塌, 薄片见钙化根(图 3b), 渗滤砂(图 3c), 窗格构造(图 3e)等指示暴露环境成岩现象。

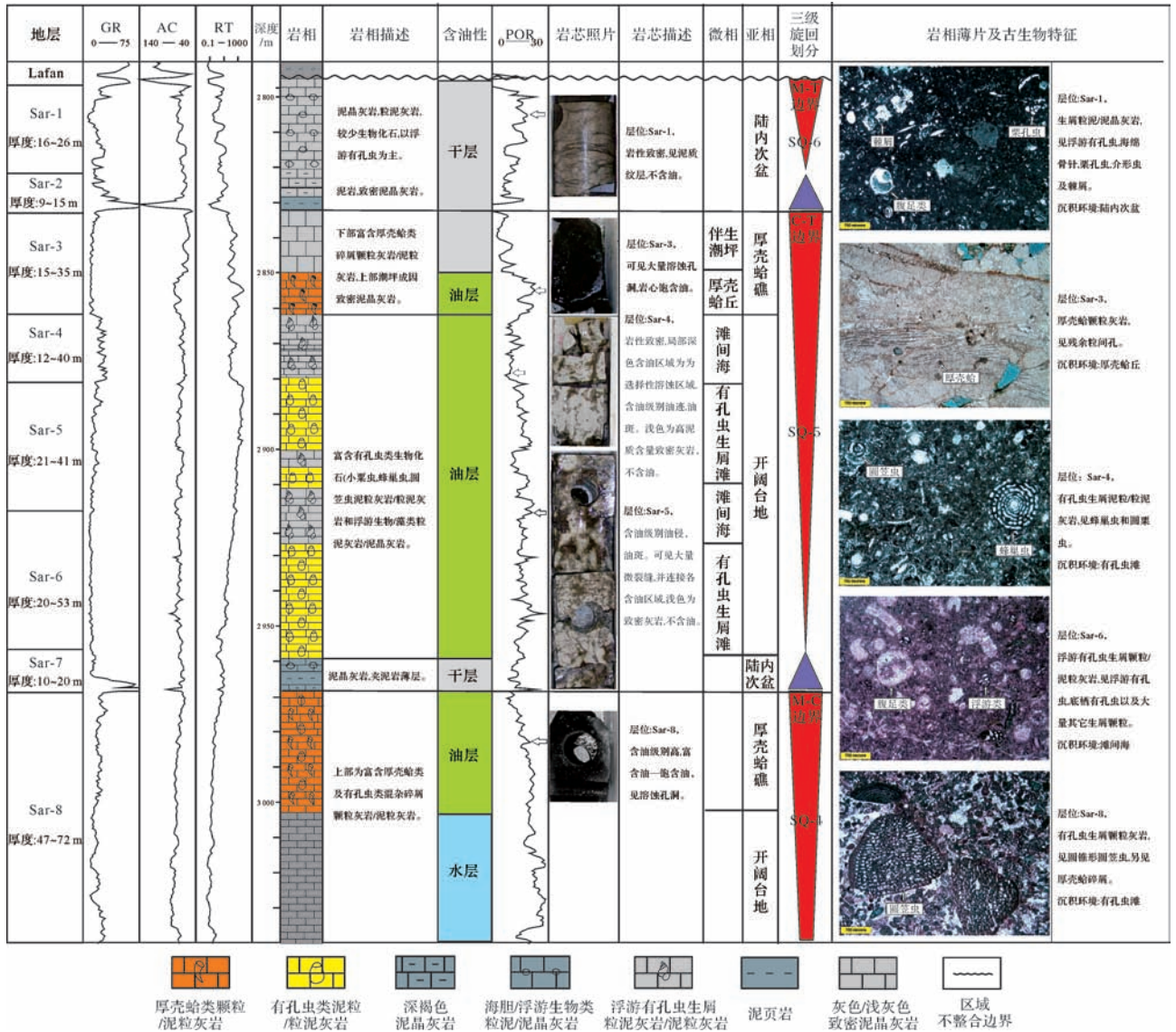


图 2 伊朗 Azadegan 油田 Sarvak 层上部含油层系地层综合柱状示意图

Fig.2 The synthesized formation histogram of Sarvak Formation of the Azadegan oilfield in Iran

SQ-4 顶部也为海平面下降所形成的三级层序边界, 伊朗西南部大部分油田可追踪对比, 命名为 M-C 边界^[14-18] (中森诺曼边界), 识别依据: 测井见类似 C-T 边界伽马刀锋状突起, 声波降低, 井径扩大, 钻井钻速加快及井壁垮塌等疑似不整合面现象特征, 薄片见厚壳蛤生物碎屑表明沉积环境已相对较浅, 同时见与大气水溶蚀有关的组构选择和非组构选择性溶蚀孔 (图 4b)。

1.3 层序内地层特征

根据开发需要进一步将 S 层划分为 12 个小层, 含油层主要为 SQ-4 中 Sar-8 层和 SQ-5 中 Sar-3, 4, 5, 6 层。垂向各小层岩性, 物性及含油性差异较大。岩

芯薄片及 XRD 分析表明 S 层岩性以石灰岩为主, 含少量白云岩和陆源碎屑。岩石骨架颗粒以各类生屑为主, 包括厚壳蛤, 珊瑚, 底栖有孔虫 (圆笠虫、粟孔虫、蜂巢虫)、腹足、棘皮、钙化藻和浮游有孔虫。胶结物以方解石为主, 以包壳状、纤状等厚微晶方解石环边, 孔隙内等粒晶簇镶嵌早期胶结和粒状粗晶晚期胶结为主, 见少量白云石及黄铁矿。

就纵向各层而言: Sar-3 层岩性以富厚壳蛤碎屑灰岩为主, Sar-8 层以富有孔虫和厚壳蛤碎屑灰岩为主, 该两层含油性好, 含油级别为饱含油和富含油; Sar-4, 5, 6 三小层可整体大类化表征为代表台内生屑滩有孔虫类白垩灰岩和代表台内滩间海浮游生物类

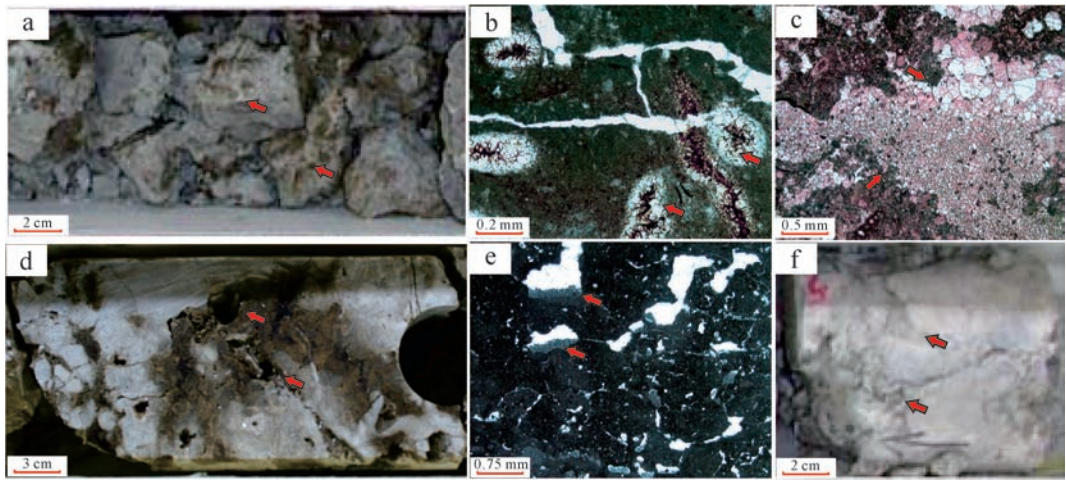


图3 伊朗 A 油田 Sarvak 层层序界面示意岩芯薄片图

a. Sar-2, 岩芯照片, 暴露古土壤层, 岩芯破碎, 收获率低, 见黄绿色黏土矿物, 部分见铝土矿; b. Sar-3 上, 薄片, 钙化根, 见有机质结核及方解石胶结晕, 形成于炎热暴露环境; c. Sar-3 底部, 示顶底构造, 下部细粒方解石晶体由早期充填孔隙渗流砂新生变形而成, 上部后期胶结粗晶方解石颗粒, 表明渗流砂随大气水渗流充填溶蚀空洞, 一定程度指示潜水面; d. Sar-3 下, 岩芯照片, 喀斯特岩溶溶洞; e. 窗格构造泥晶灰岩, 窗格孔见示顶底构造, 表明早期受渗滤砂充填, 指示暴露环境; f. Sar-1, 岩芯照片, 溶蚀角砾垮塌现象, 岩芯破碎, 见大量溶缝溶沟被后期充填现象。

Fig.3 The coring and section pics indicate the sequence boundary of Sarvak in A oilfield, Iran

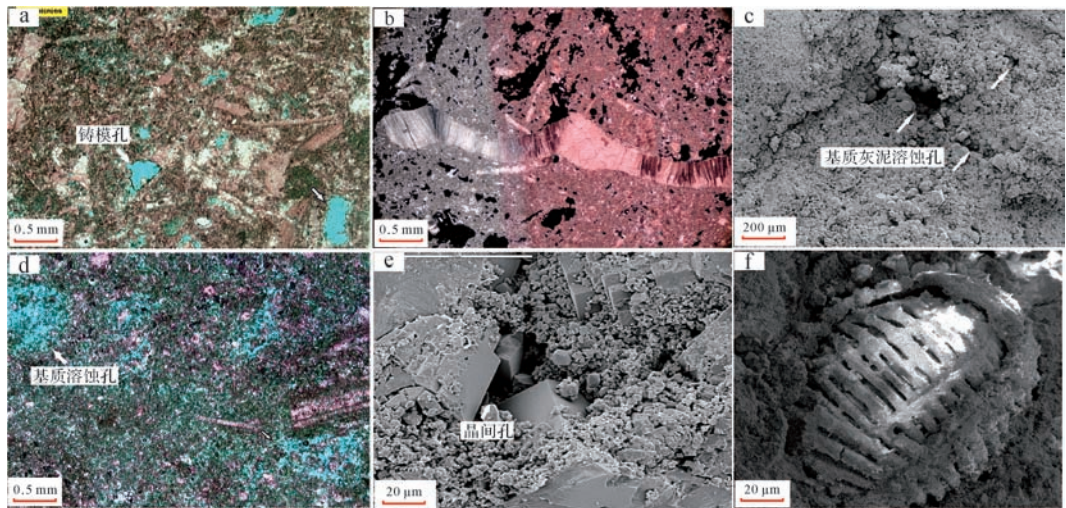


图4 伊朗 A 油田 Sarvak 层孔隙特征薄片示意图

a. Sar-3, 薄片照片, 组构选择性溶蚀生屑铸模孔; b. Sar-8, 薄片照片, 非组构选择性溶孔; c. Sar-4, 电镜扫描, 灰泥基质溶蚀孔; d. Sar-5, 薄片照片, 大规模灰泥基质溶蚀微孔网络; e. Sar-6, 电镜扫描照片, 白云石晶粒晶间孔; f. Sar-5, 扫描电镜, 生物体腔孔。

Fig.4 The pore characteristics of the Sarvak in A oilfield, Iran

白垩灰岩两类, 两者交替出现, 无明显分布规律, 储层非均质性强, 表明该沉积期沉积环境海平面上下震荡频繁。岩芯含油性明显较 Sar-3, 8 两层要差, 同时层内差异性也较大, 可划分为白色“陶瓷”状不含油致密白垩灰岩和“碎蛋壳”状含油白垩灰岩, 含油级别为油渍, 油斑和不同程度油侵。Sar-1, 2 及 Sar-7 为相对沉积环境较深的陆架开阔海/陆内次盆沉积, 岩性致密, 岩芯见泥纹层, 多不含油或含油性较差, 为非储

层(图2)。

2 储层特征及分类

2.1 孔隙特征

本区储层受岩溶作用影响明显, 有效孔隙类型以与溶蚀作用有关孔隙为主, 如生屑铸模孔, 非组构选择性溶孔溶洞, 灰泥基质溶蚀孔等, 另见晶间孔, 粒内孔及微裂缝。本区微裂缝对储层性质及含油性影响较

大,在后文储层主控因素内详述。

2.1.1 溶蚀类孔隙

铸模孔主要分布于颗粒支撑岩相内,由易溶生物骨屑如厚壳蛤等受大气水溶蚀而成,孔隙内多伴随海底方解石胶结环边,连通性相对较差(图 4a)。溶孔和溶洞均为非组构选择性溶蚀孔隙,由地层经浅埋藏岩石固结成岩后再次受岩溶作用对颗粒边缘、胶结物和灰泥杂基进行溶解形成,形状呈不规则分布,孔径大小不一,多出现于层序边界附近颗粒支撑岩相内(图 3d、图 4b)。本区富灰泥白垩层内可见灰泥基质被溶蚀所形成的不规则几何形态溶蚀微孔网络(强白垩作用)^[6,28],这些孔隙既包括沉积物中高镁方解石新生变形中形成的晶间孔,也有早期与大气水有关次生溶蚀孔(图 4c、d),对本区白垩类储层储集性能提升具有重要影响。

2.1.2 晶间孔

晶间孔出现于白云化储层中,由颗粒云化过程中收缩而成,出现于 S 层下部以灰泥支撑岩相储层内,本区白云岩储层较少,多为厚度 1 米左右的薄层,具岩溶特征储层不发育该类孔隙(图 4e)。

2.1.3 粒内孔

粒内孔分布普遍,原生粒内孔主要为生屑骨架搭置形成的残余孔隙以及各类生物体腔孔,由于这类孔隙易被后期胶结充填及大气水溶蚀,相对难以保存及识别(图 4f)。

2.2 物性及孔隙结构

本区 S 层孔隙度分布介于 0.9%~40.1%,平均 12.5%,渗透率分布介于 $0.001 \times 10^{-3} \sim 432 \times 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $13.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为中—高孔低渗储层。孔渗关系较差,无明显线性关系,宽线性分布表示储

层受岩溶作用影响,发育多类孔径不一性质不同基质孔隙,部分样品低孔高渗特征表明受微裂缝影响(图 5a)。压汞曲线大部分表现较为规则、圆滑,反映以基质孔隙为主要储集空间,部分曲线双孔介质响应特征明显,反映局部层段孔隙类型包括微裂缝与基质孔隙两类(图 5b、c)。

2.3 储层分类

综合曲线典型形态,孔渗关系,岩性及含油性特征将储层大致划分为四类(图 5、图 6a、b),储层井间对比也基于以下分类进行:

a 类:毛管曲线排驱压力极低,无平台,表明微裂缝发育。孔隙以基质溶蚀孔,粒内孔和晶间孔为主。喉道分布呈典型双峰两相介质特征,具纳米—微喉($0.5 \sim 1 \mu\text{m}$)和细喉($2 \sim 10 \mu\text{m}$)两类,基质孔隙以微喉为主,细喉为微裂缝,储集空间以基质溶蚀类+晶间孔为主,高渗透率主要受微裂缝影响。孔渗关系差,孔隙度分布介于 5%~15%,平均 9.1%,渗透率介于 $2.3 \times 10^{-3} \sim 102 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。多出现以灰泥支撑的滩间海浮游生物白垩灰岩内,垂向发育于 Sar-4、5、6 层,为裂缝—孔隙型,含油程度多为受裂缝影响的网状油渍,油斑。

b 类:毛管曲线形态偏粗态,无平台,排驱压力和中值压力较低,表明孔隙以大孔为主但分选不均,类型多样,以溶洞,溶孔,生屑铸模孔为主。喉道分布为单峰,以细—中喉为主($10 \sim 100 \mu\text{m}$)。孔隙度分布介于 18%~37%,平均 27.5%,渗透率介于 $8 \times 10^{-3} \sim 475 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $116 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为本区最好储层类型,多出现于颗粒支撑,灰泥含量较少的浅水高能沉积内,垂向分布于距层序边界较近的 Sar-3 和 Sar-8 层内,为孔洞孔隙型储层,含油程度为富含油—饱含油。

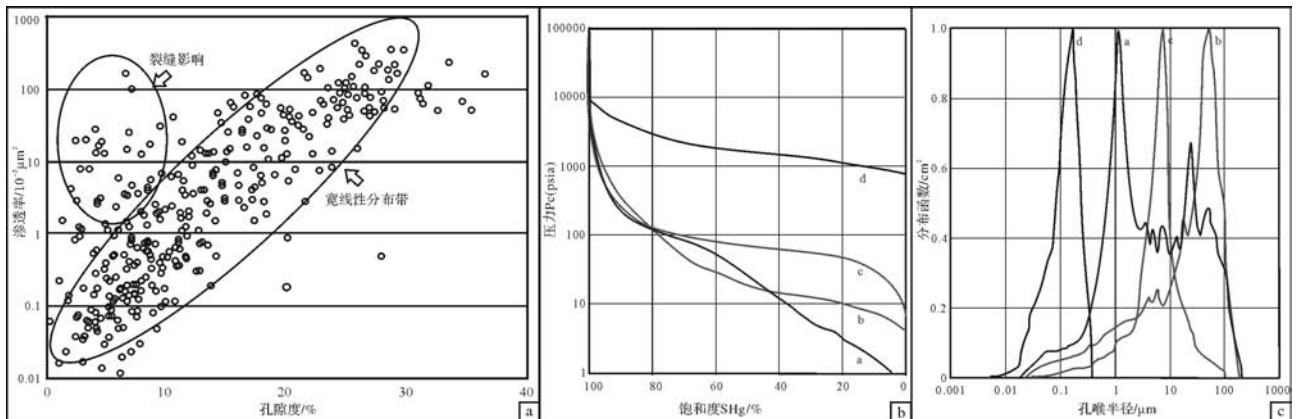


图 5 伊朗 A 油田 Sarvak 层孔渗关系图(a),毛管压力曲线特征(b)和孔喉半径分布特征(c)

Fig.5 The por-per relationship cross-plot (a), the typical capillary pressure curve (b) and the radius of the pore-throat distribution character (c) of the Sarvak in A oilfield, Iran

c类:毛管曲线偏细态,具较明显平台,排驱压力和中值压力相对较高,孔隙类型相对单一,以铸模孔,灰泥溶蚀孔为主。喉道分布单峰,以微—细喉为主(2~10 μm)。孔渗关系较好,孔隙度分布介于12%~28%,平均17.3%,渗透率介于 $1 \times 10^{-3} \sim 103 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $17 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。多出现于以颗粒支撑为主,无微裂缝发育的有孔虫泥粒/粒泥灰岩内,垂向位于Sar-4,5,6层内,部分高孔层段与强白垩化作用有关,为孔隙型储层,含油性为油斑或不同程度油侵。

d类:毛管曲线具明显平台,排驱压力和中值压力极高,多出现于以灰泥支撑,缺少生屑骨架支撑的粒泥/泥晶灰岩内。孔隙类型单一,以原生基质孔为主,喉道分布为单峰,以纳米级(0.01~0.1 μm)为主,偶有微裂缝发育。孔隙度分布介于0.1%~5%,平均3.8%,渗透率介于 $0.002 \times 10^{-3} \sim 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,垂向主要出现于Sar-3上部潮坪致密粒泥/泥晶灰岩及Sar-7陆架开阔海/盆地粒泥/泥晶灰岩内,基本不含油,为致密层,不含油。

3 储层主控因素

3.1 层序边界控制有利储层垂向分布

本区含油性较好层系(Sar-3,8层)储层孔隙类型以铸模孔,溶孔和溶洞为主,受岩溶作用控制明显,而富含厚壳蛤生屑类灰岩由于其生物骨架由文石组成,受多期岩溶作用影响可形成大规模溶蚀孔隙^[4,8-21],为最有利储层类型。因此有利岩相和岩溶作用两者共同控制本区最有利储层,而这两者均与层序边界有关,位于层序边界附近(图6a,b),原因:①厚壳蛤作为造礁生物,其生物礁建隆生长繁殖需强水动力,充足阳光等浅水环境,主体发育期位于海退旋回上部^[19,22-24];②层序边界形成不整合暴露环境在炎热潮湿古气候条件下进一步对先期沉积地层进行溶蚀改造,提高储层性质,两者缺一不可。层序内地层中也识别出部分富含厚壳蛤生屑灰岩,在缺乏建设性岩溶作用改造情况下,与台地类沉积储层性质并无明显差异(图6c)。

本区C-T边界下地层见角砾垮塌,古土壤,渗流砂,非组构选择溶孔,溶洞,溶沟等相对成熟喀斯特岩溶特征,与邻油田该界面下储层显示的同沉积岩溶微喀斯特特征具有差异。分析认为C-T边界处发生受礁滩体沉积时高频层序旋回向上变浅以及礁滩体沉积后三级层序暴露淋滤有关的同生—准同生连续复合岩溶^[29]。

本区C-T边界下厚壳蛤礁发育期(Sar-3下)形成厚壳蛤碎屑礁滩体^[4](图7a),此时礁滩体地层岩体尚未完全固结,受大气水或混合水影响发生组构选择性溶蚀形成大量厚壳蛤类生屑铸模孔。此时岩溶作用伴随上部潮坪沉积同期进行(Sar-3上),为同沉积岩溶(图7b)。薄片可见大量铸模孔内存在“残缺”浅埋藏早期棱柱状早期胶结物和胶结环边(图4a)^[4],表明铸模孔形成后经历过短暂浅埋藏。本区位于陆架边缘岩隆区,生物礁垂向加积堆砌连同构造地层缓慢隆起共同作用导致区域内古地貌高差加大,潮坪成因灰岩短暂沉积后随海平面下降地层抬升出水面,形成类似浅海内长期出露海平面上的岛状大气成岩透镜体的准同生(局部)岩溶。此时富厚壳蛤碎屑礁滩体岩块呈半固结—固结状态,溶蚀作用伴随地表剥蚀共同进行。层序边界处地层受剥蚀风化形成古土壤,上部潮坪灰岩渗滤带形成溶沟溶缝,下部径流岩溶带以原同生岩溶形成高孔层为基础再次发生非组构选择性溶蚀作用经历二次建设性成岩改造,形成具溶孔溶洞高孔层(图7c)。

本区S层顶部M-T边界下地层为非储层,平均厚度仅20余米,与邻油田平均60~100 m地层厚度相差较大^[14,16-18,28]。由于本区位于台缘古地貌高部位,SQ-6地层沉积后构造抬升转化为不整合面高部位,在M-T边界受长期层间风化壳岩溶影响发生“侵蚀夷平”,上部浅水高能沉积被剥蚀殆尽,仅残留下部陆内开阔海/次盆半深水沉积(图7d)。薄片分析M-T边界下Sar-1层岩相为陆内次盆致密灰岩沉积(图2),与邻区Abteymour油田该层序内地层底部岩相可较好对比^[18]。该岩相灰泥含量高,生屑颗粒少,岩溶基础差,表生岩溶渗流带形成的溶洞,溶沟等空间发生垮塌充填等机械成岩作用(图3f),形成“过成熟喀斯特地层^[17]”,储集性大幅下降,未能形成有效储层。

3.2 古地貌隆起控制有利储层平面展布

古地貌隆起对本区储层性质平面展布具有控制作用,体现在两方面,一为控制沉积环境(水深)及厚壳蛤生物礁分布;二为控制区域不整合暴露区域及时间,即岩溶作用影响范围和强度。目前中东两伊边界区厚壳蛤建隆受古隆起控制发育已成基本共识^[13,19,22-24],礁体在生长过程中受海平面快速下降影响,在浪基面附近受强水流破坏再沉积形成分布广,厚度薄,以古岩隆构造脊为中心向边部低部位厚度缓慢变薄的楔状富厚壳蛤碎屑连续地层^[19,22]。本区富

厚壳蛤碎屑 Sar-3 层也符合该特征,储层形态沿古隆起中心至边部,由北至南,由高至低,分布稳定但呈缓慢减薄状(图 8),同时岩相也由高部位低灰泥含量颗粒灰岩逐渐演变为边部高灰泥含量泥粒/粒泥灰岩^[4]。前已述该类储层受岩相和岩溶作用共同控制,古地貌越高,厚壳蛤碎屑含量越高,岩溶作用越强,储层性质越好,位于古地貌不同区域井 Sar-3 层储层性质对比也证实该观点(图 6d)。而对于灰泥含

量高,以有孔虫颗粒/泥粒白垩灰岩为主要储层的 Sar-4,5,6 层而言,一方面沉积环境控制生屑颗粒和灰泥组分之间比例,水深越浅,生屑颗粒含量越多,泥质含量越低,反之亦然;另一方面古地貌高部位(古隆起)也同时可表征为早期地层形变区,易发育微裂缝。储层井间对比表明:原古地貌高部位北部储层性质明显较南部低部位区域要好,往南储层整体泥质含量增加,物性变差,深水沉积致密灰岩厚度增加(图 8)。

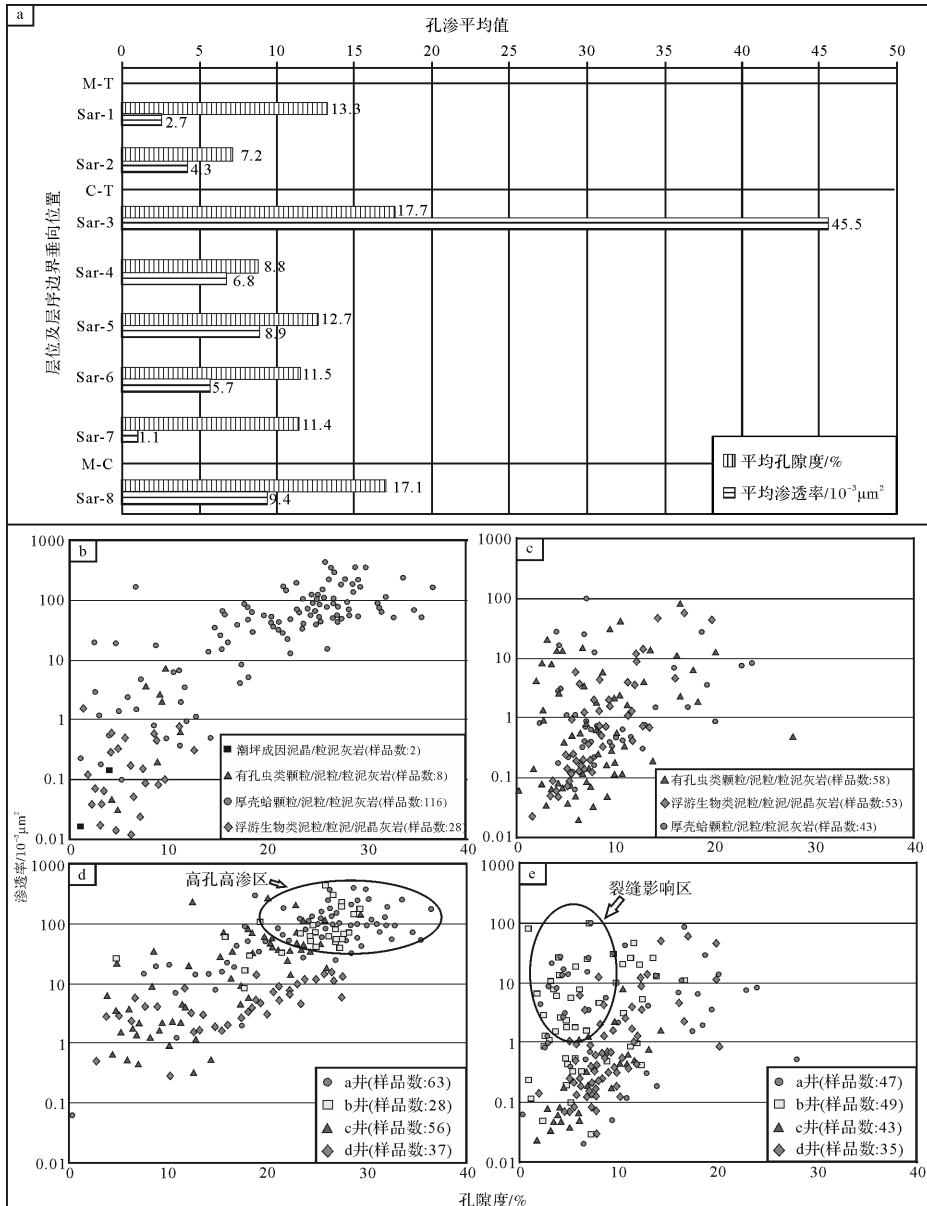


图 6 伊朗 A 油田 Sarvak 层垂向层间物性分布(a)和不同分类孔渗关系交会图(b,c,d,e) b.距 C-T 不整合面 30 m 内不同岩相孔渗分布图;c.距 C-T 不整合面 30 m 外不同岩相孔渗分布图;d.不同区域井 Sar-3 层孔渗分布图;e.不同区域井 Sar-4,5,6 层孔渗分布图,图中取芯井 a,b 位于古地貌高点,c,d 位于古地貌低点,平面位置见图 8b,d。

Fig.6 The vertical petro-property distribution (a) and por-per relationship cross-plot in different classification (b,c,d,e) of the Sarvak in A oilfield, Iran

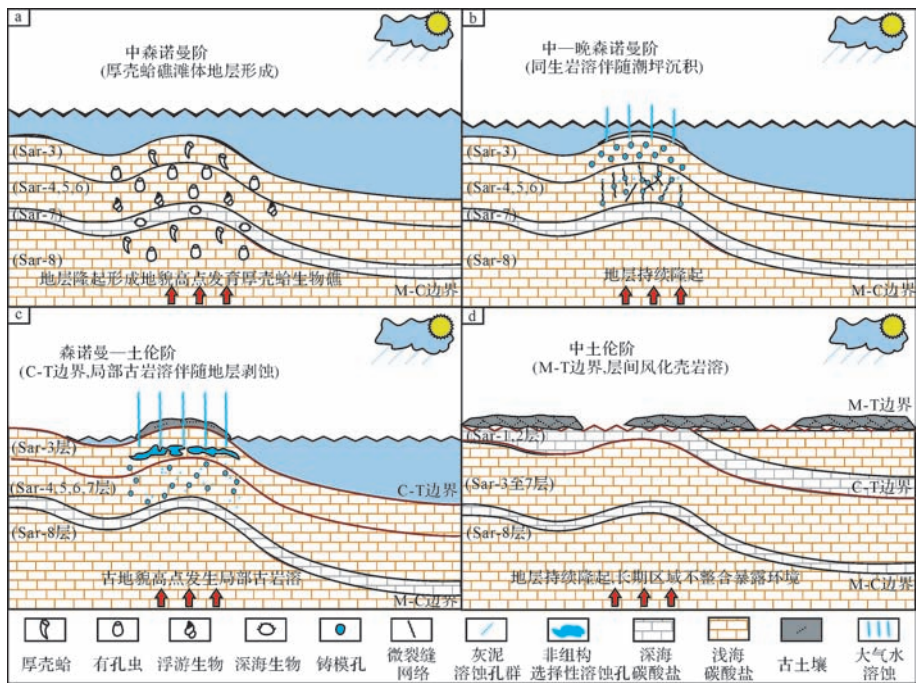


图7 伊朗A油田 Sarvak层森诺曼至土伦阶层序内储层演化示意图

Fig.7 The schematic diagram of the Sarvak reservoir evolution from Cenomanian to Turonian in A oilfield, Iran

3.3 岩石破裂作用控制白垩储层性质及含油性

本区层序内地层虽层间含油级别差异较大,但仍为一整体块状油藏^[1,4](图2),与邻油田尤其东部扎格罗斯走向油田S层含油层垂向分布受控层序边界,层序内上部油层下部致密层间互分布,具多个油水界面的层状油藏有所不同^[14,16,18,28]。前人认为盆缘区相对远离造山带,地层受扎格罗斯运动影响弱,层内虽发育一定微裂缝,但延伸短,间距大,张开程度低,较少密集成带,难以对储层性质造成较大影响^[18,28]。本区为阿拉伯走向油田,受控早期阿尔卑斯构造运动产生的强构造压力场自上白垩统起开始形成宽缓背斜(古地貌隆起,图8b),在此后较长地质历史时期内受挤压应力作用发生变形,从宽缓背斜压缩演变为狭长轴背斜(图8c)。晚期受扎格罗斯构造运动影响,油田圈闭发生构造反转,早期古圈闭急剧缩小,南部大幅抬升形成新次生圈闭^[1](图8d)。因此本区受构造应力影响所导致的岩石破裂作用对储层的改造为一漫长地质历史过程,微裂缝的形成具多期性。这些微裂缝对 Sar-4,5,6层白垩储层物性及含油性影响较大,并导致本区S油藏性质和其他油田不同。

岩芯观察微裂缝发育层段垂向集中于灰泥含量高,岩性相对致密的 Sar-4,5,6层内,以受压实压溶作用产生水平缝合线及构造作用产生的垂直及近垂

直微裂缝为主,组合形成微裂缝网络(图2)。部分被胶结充填(图9a,c,e),充填物主要为黏土和方解石。部分开启或半开启,开启缝面光滑,见切割方解石胶结物及渗流砂,指示其形成时期较晚(图9b,c)。部分微裂缝受溶蚀作用影响形成溶扩缝,被胶结物全充填或部分充填(图9c,e),裂缝内方解石胶结物染色显示为无铁或弱铁^[4],指示为浅埋藏早期胶结物,表明这类裂缝形成时期早并受溶蚀改造,形成于同生或准同生期。

前述 Sar-4,5,6层储层主体有效孔隙类型为灰泥溶孔群,生屑铸模孔等。对远离层序边界储层岩芯含油性较好油斑区取样薄片分析同样可见大量与大气水溶蚀相关的生屑铸模孔(图9d)。由于本油田古圈闭形成地层形变和S层沉积同期发生,同时层序边界发生过溶蚀强度较强的准同生岩溶,早期形成微裂缝可作为流体垂向运移通道诱导大气水进入地层深部并沿缝及围岩进行溶蚀,形成溶缝及灰泥溶蚀孔,如果围岩富含可溶性生屑则能溶蚀为铸模孔群,形成局部高孔区大幅提升储层储集能力。后期埋藏成岩过程中部分溶缝和孔隙被胶结充填,晚期圈闭二次大幅调整导致岩石破裂作用再次增强并形成微裂缝,这些晚期开启裂缝虽不提升储层储集性,但可增加岩体渗透性,目前本区低孔高渗储层多受这些裂缝所影

响。由于 S 层成藏和圈闭二次调整时间耦合关系较好^[7],这些晚期微裂缝网络同时作为油气疏导通道诱导烃类流体进入储层早期形成孔隙内,形成致密灰岩岩体内受裂缝控制的零星,斑状或连片网状分布含油特征,岩芯则表现为不同级别油侵,油斑,油渍,岩

石“破碎”程度越高,含油性越好现象(图 2、图 9a, b)。就力学角度而言,早期古圈闭脊部,后期构造变形转折端等应力集中区为易发生岩石破裂区域。平面上位于原古隆起(地层形变区) a, b 井储层性质受微裂缝影响明显较非这类区域的 c, d 井更大(图

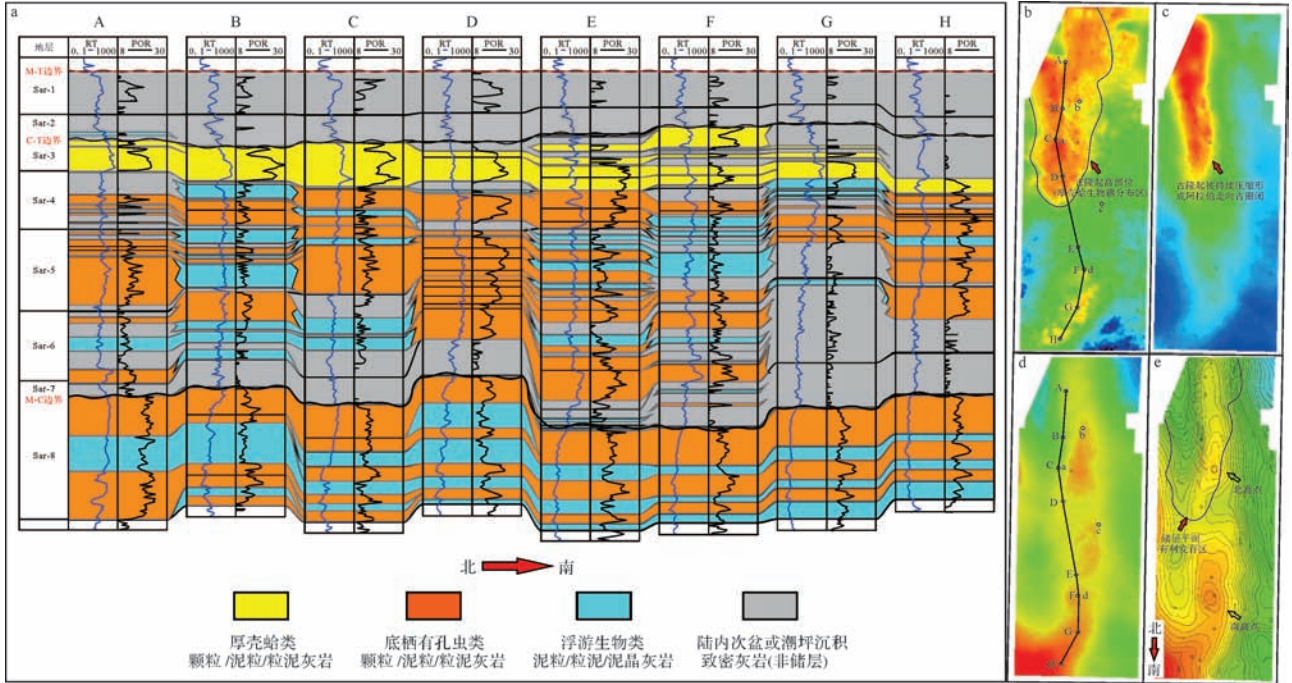


图 8 伊朗 A 油田 Sarvak 层南北向储层对比图(a), Sarvak 沉积期古地貌,约 96 Ma 之前(b), Sarvak 新近系中新世时古构造形态,约 6 Ma 之前(c); Sarvak 层现今构造(d, 图中小写字母为图 7 取芯井平面分布位置), Sarvak 层现今构造平面图(e)

Fig.8 The reservoir correlation of Sarvak along north to south in A oilfield, Iran (a), The Sarvak palaeogeomorphology map of the Cenomanian of upper Cretaceous, before 96 Ma (b); The Sarvak palaeogeomorphology map of the Miocene, before 6 Ma (c); The Sarvak current structure map (d, e)

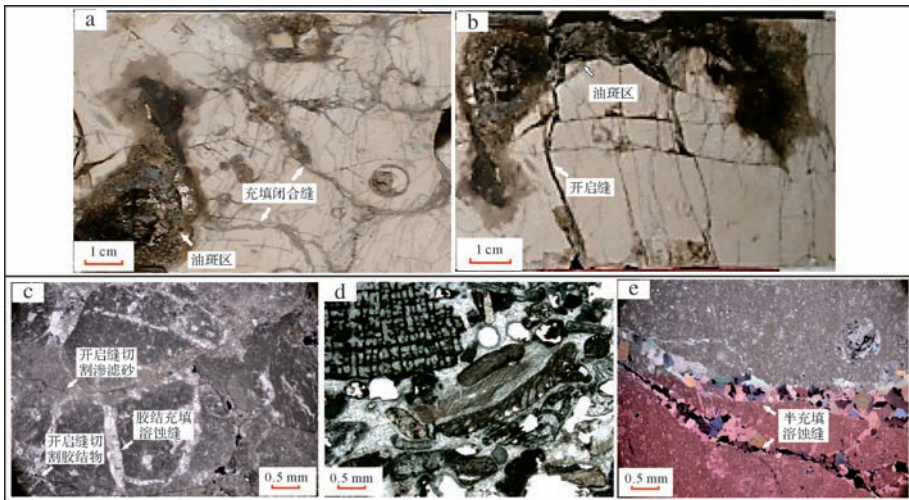


图 9 伊朗 A 油田 Sarvak 层微裂缝特征岩芯薄片示意图

a. Sar-5, 岩芯照片, 含油性呈油斑状, 与被泥质充填早期裂缝及晚期开启性裂缝相连; b. Sar-6, 含油呈油斑状, 油渍状相连成带, 见开启晚期微裂缝, 缝面光滑; c. Sar-4, 薄片照片, 多次次形成微裂缝; d. Sar-5, 薄片照片, 油斑区取样, 垂向距 C-T 边界 70 m, 见与大气水有关的生屑铸模孔; e. Sar-5, 半充填早期溶蚀扩大缝。

Fig.9 The micro-fracture characteristics of the Sarvak in A oilfield, Iran

7e)。从早期探井生产动态来看,位于构造应力相对集中区域,生产层位为 Sar-4,5,6 层的单井生产能力也明显优于其他区域井。

4 结论及建议

4.1 结论

本区 Sarvak 组储层岩性以富含厚壳蛤、有孔虫、钙化藻和浮游有孔虫等生屑的颗粒灰岩和白垩灰岩为主,整体受多期岩溶作用影响明显,储集空间以铸模孔,溶孔,溶洞,基质灰泥溶孔和微裂缝为主。根据孔渗关系及孔隙结构特征可划分出孔洞孔隙型,裂缝孔隙型,孔隙型和致密非储层四类,最有利储层为孔洞—孔隙型,岩性主要为富厚壳蛤碎屑颗粒灰岩,次要储层为裂缝—孔隙型和孔隙型,岩性主要为富有孔虫碎屑白垩灰岩。储层主控因素为层内三级层序界面,古地貌隆起和岩石破裂作用。层内层序界面控制最有利储层垂向位置,古地貌隆起控制储层性质平面分布,岩石破裂作用则控制层序内的厚度较大的白垩类储层整体性质及含油性。

4.2 建议

根据本区与邻油田 S 层之间差异性,结合目前储层特征及主控因素认识提出勘探开发建议:

(1) 由于陆架边缘岩隆带位于古地貌高点,S 层顶部层序地层剥蚀严重,优质储层不位于层顶部中东区域不整合面之下,而主要受控于层内三级层序界面,垂向最有利储层为层序顶部的富厚壳蛤碎屑灰岩层。对开发而言,对这些边界识别对垂向优先开发层位选择具有重要意义。

(2) 前人研究认为中东两伊地区阿拉伯走向油田由于其古隆起(早期圈闭)形成与储层沉积为同一地质时期。S 层内优质储层富厚壳蛤生物层等厚线分布与油田构造形态一致,构造高部位脊部区为储层有利发育区,该认识在本研究区西部的 Rumaila 和 Zubair 油田获得证实^[19,30]。前述本区圈闭受阿尔卑斯和扎格罗斯两期构造运动影响,经历了早期隆起,缓慢挤压成型,晚期二次调整构造反转变化过程,原始地貌高部位(古圈闭位置)和现今构造已完全不匹配,为经过“改造”的阿拉伯走向油田。因此,本区有利储层平面分布不受现今构造控制,而主要位于现今北构造高点中西部区域原始地貌高部位区域内(图 9e)。Sepehr^[25]曾分析认为扎格罗斯构造运动所引起的板块推覆应力目前传递至油田所处的盆缘区并持续向西南向进行当中,部分该区内早期圈闭受此影

响发生二次调整变形。对盆缘区油田而言,明确油田是否发生过构造二次变形及明确原始地貌特征为确定平面有利优先勘探开发的关键。

(3) 巨厚油层和宽广含油面区为中东地区油田储量巨大原因之一。本区 Sar-4,5,6 地层厚度介于 80~110 m 之间,计算储量占油田总储量比例较大。而对这类白垩储层而言,岩石破裂作用强弱对其油层厚度,孔隙度,含油饱和度等具有较大影响。而岩石破裂作用受多种因素控制影响,微裂缝分布范围,强弱程度在区域内具有较大不确定性,这类储层的平面分布稳定性,含油性与紧邻层序边界的 Sar-3 和 Sar-8 层不能相提并论,在钻井较少的油田评价早期难以对其十分精确的评价。因此,前期对纵向不同层系储量进行分类评价和风险预估对项目评价选择,开发指标设定具有重要的意义。

参考文献 (References)

- 杜洋,衣英杰,辛军,等. 伊朗 SA 油田 Sarvak 油藏大幅度倾斜油水界面成因探讨[J]. 石油实验地质, 2015, 37(2): 187-193. [Du Yang, Yi Yingjie, Xin Jun, et al. Genesis of large-amplitude tilting oil-water contact in Sarvak Formation in South Azadegan Oilfield, Iran[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(2): 187-193.]
- 张震,李浩武,段宏臻,等. 扎格罗斯盆地新生界 Asmari-Gachsaran 成藏组合地质特征及成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(2): 190-199. [Zhang Zhen, Li Haowu, Duan Hongzhen, et al. Geological characteristics and hydrocarbon accumulation model of the Cenozoic Asmari-Gachsaran play, Zagros Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 190-199.]
- 段海岗,周长迁,张庆春,等. 中东油气富集成藏组合特征及其勘探领域[J]. 地学前缘, 2014, 21(3): 118-126. [Duan Haigang, Zhou Changqian, Zhang Qingchun, et al. The plays character of the abundant hydrocarbon area in the Middle East and their exploration potential[J]. Earth Science Frontiers, 2014, 21(3): 118-216.]
- 杜洋,辛军,陈杰,等. 基于储层结构的厚壳蛤建隆沉积模式——以伊朗 SA 油田为例[J]. 沉积学报, 2015, 33(6): [Du Yang, Xin Jun, Chen Jie, et al. The Rudist-buildup depositional model based on reservoir architecture—example from the Sarvak reservoir of the SA oil field, Iran[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(6):]
- 刘辉,郭睿,董俊昌,等. 伊朗南阿扎德甘油田 Sarvak 油藏产能评价及影响因素[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 585-590. [Liu Hui, Guo Rui, Dong Junchang, et al. Productivity evaluation and influential factor analysis for Sarvak reservoir in South Azadegan oil field, Iran[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 585-590.]
- 徐德军,张文才,杜秀娟,等. 伊朗扎格罗斯盆地白垩质灰岩储层特征及开发建议[J]. 石油实验地质, 2010, 32(1): 15-18. [Xu Dejun, Zhang Wencai, Du Xiujian, et al. Reservoir characteristics and development suggestion of chalky limestone in the Zagros Basin, Iran[J].

- Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(1): 15-18.]
- 7 Bordenave M L, Hegre J A. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful embayment, Zagros foldbelt, Iran[J]. Journal of Petroleum Geology, 2005, 28(4): 339-368.
 - 8 Beiranvand B, Ahmadi A, Sharafodin M. Mapping and classifying flow units in the upper part of the mid-Cretaceous Sarvak formation (Western Dezful Embayment, SW Iran) based on a determination of reservoir types[J]. Journal of Petroleum Geology, 2007, 30(4): 357-373.
 - 9 Ghabeshavi A, Vaziri-Moghaddam H, Taheri A, et al. Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2010, 37(3): 275-285.
 - 10 James G A, Wynd J G. Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area[J]. AAPG Bulletin, 1965, 49(12): 2182-2245.
 - 11 Murriss R J. Middle East: Stratigraphic evolution and oil habitat[J]. AAPG Bulletin, 1980, 64(5): 597-618.
 - 12 Motiei H. Geology of Iran: Stratigraphy of Zagros[M]. Tehran: Geological Survey of Iran Publication (in Farsi), 1994.
 - 13 Alsharhan A S. Facies variations, diagenesis, and exploration potential of the Cretaceous rudist-bearing carbonates of the Arabian Gulf [J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(4): 531-550.
 - 14 Hajikazemi E, Al-Aasm I S, Coniglio M. Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian-Turonian upper Sarvak formation, southwestern Iran [J]. Geological Society, London, Special Publications, 2010, 330(1): 253-272.
 - 15 Hajikazemi E, Al-Aasm I S, Coniglio M. Chemostratigraphy of Cenomanian-Turonian carbonates of the Sarvak Formation, Southern Iran [J]. Journal of Petroleum Geology, 2012, 35(2): 187-206.
 - 16 Mehrabi H, Rahimpour-Bonab H. Paleoclimate and tectonic controls on the depositional and diagenetic history of the Cenomanian-early Turonian carbonate reservoirs, Dezful Embayment, SW Iran[J]. Facies, 2014, 60(1): 147-167.
 - 17 Rahimpour-Bonab H, Mehrabi H, Enayati-Bidgoli A H, et al. Coupled imprints of tropical climate and recurring emersions on reservoir evolution of a mid-Cretaceous carbonate ramp, Zagros Basin, southwest Iran[J]. Cretaceous Research, 2012, 37: 15-34.
 - 18 Rahimpour-Bonab H, Mehrabi H, Navidtalab A, et al. Flow unit distribution and reservoir modelling in Cretaceous carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour oilfield, Dezful Embayment, SW Iran[J]. Journal of Petroleum Geology, 2012, 35(3): 213-236.
 - 19 Sadooni F N. The nature and origin of Upper Cretaceous basin-margin rudist buildups of the Mesopotamian Basin, southern Iraq, with consideration of possible hydrocarbon stratigraphic entrapment[J]. Cretaceous Research, 2005, 26(2): 213-224.
 - 20 Hay W W. Evolving ideas about the Cretaceous climate and ocean circulation[J]. Cretaceous Research, 2008, 29(5/6): 725-753.
 - 21 Heydari E. Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran [J]. Tectonophysics, 2008, 451(1/2/3/4): 56-70.
 - 22 Aqrabi A A M, Thehni G A, Sherwani G H, et al. Mid-Cretaceous rudist-bearing carbonates of the Mishrif Formation: an important reservoir Sequence in the Mesopotamian basin, Iraq[J]. Journal of Petroleum Geology, 1998, 21(1): 57-82.
 - 23 Al-Dabbas M, Al-Jassim J, Al-Jumaily S. Depositional environments and porosity distribution in regressive limestone reservoirs of the Mishrif Formation, Southern Iraq[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2010, 3(1): 67-78.
 - 24 Alsharhan A S, Nairn A E M. Carbonate platform models of Arabian Cretaceous reservoirs [M].// Simo J A T, Scott R W, Masse J P. Cretaceous Carbonate Platforms. American Association of Petroleum, 1993: 173-184.
 - 25 Sepehr M, Cosgrove J W. Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran[J]. Marine and Petroleum Geology, 2004, 21(7): 829-843.
 - 26 Setudehnia A. The Mesozoic succession in S. W. Iran and adjacent areas[J]. Journal of Petroleum Geology, 1978, 1(1): 3-42.
 - 27 Taghavi A A, Mørk A, Emadi M A. Sequence stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehloran Field, southwest Iran [J]. Petroleum Geoscience, 2006, 12(2): 115-126.
 - 28 吴熙纯,王权锋, Sun Shaoqing. 碳酸盐岩白垩状结构成岩环境及成因[J]. 古地理学报, 2010, 12(1): 1-16. [Wu Xichun, Wang Quanfeng, Sun Shaoqing. Chalky texture diagenetic environments and genesis of carbonate rocks[J]. Journal of Palaeogeography, 2010, 12(1): 1-16.]
 - 29 张宝民,刘静江. 中国岩溶储集层分类与特征及相关的理论问题[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 12-29. [Zhang Baomin, Liu Jingjiang. Classification and characteristics of karst reservoirs in China and related theories [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 12-29.]
 - 30 Gaddo J Z H. The Mishrif formation palaeoenvironment in the Rumaila/Tuba/Zubair region of S. Iraq[J]. Journal of the Geological Society of Iraq, 1971, 4: 1-12.

Characteristics and Main Controlling Factor of the Upper Cretaceous Sarvak Reservoir, SouthWest Iran

DU Yang^{1,2} ZHENG ShuFen² GONG Xun² CHEN QiuShi²
WANG Juan² XIN Jun² CHEN Jie²

(1. Southwest Petroleum Universtiy, Chengdu 610000, China;

2. Geology and Exploration Research Institute of CCDC, CNPC, Chengdu 610051, China)

Abstract: This paper studys on the characteristics and main controlling factors of the upper Cretaceous Sarvak reservoir by the coring, section, SEM, well logging and 3D seismic data. The study area is the Azadegan oilfield of the SouthWest, Iran and which situated in the “hot zone” of the Zagros foreland basin nowadays. The main lithology of the Sarvak is the limestone and chalk limestone which is abundant of the rudist, foraminifer debris. The reservoir is influenced by the multi-stage of the karstification effect and the effect reservoir space is the moldic pore, cavern, vug, and mud matrix dissolved pore. According to the MISC, por-per relationship and lithology, we divided the reservoir into four types that are vug-pore, fracture-pore, matrix pore and non-reservoir. The optimum is the vug-pore and the mainly is the rudist bearing reservoir, and the secondary reservoir is the fracture-pore and the matrix pore reservoir, and mainly is the foraminifer bearing chalk limestone. The reservoir main controlling factor are the 3rd Squence boundary, palaeogeomorphology of the depositional time and rock fracturing by the multi-stage tectonic activities. The Squence boundary control the vertical position of optimum reservoir, the palaeogeomorphology control the lateral reservoir quality distribution, and the rock fracturing control the oiliness property of the chalky limestone. According to these findings, we propose the development suggestions as below: Clearing the 3rd squence boundary of inner formation and the paleo-high of depositional time is the critical factors to select the favorable vertical develop zone and lateral develop area. The reservoir quality and oiliness of the thick chalk limestone is influenced by the rock fracturing, and is more unstable compare with the reservoir zone near the sequence boundary. So, at the early stage of the field development, we should consider the grading evaluation criteria in the reserves calculation.

Key words: Iran; Zagros Basin; Sarvak; Karsitfication; reservoir controlling factor; development suggestion