

文章编号: 100020550(2005) 0420589207

柴达木盆地柴西南区碎屑岩储层形成的主控因素分析

马达德^{1,3} 寿建峰² 胡 勇³ 王少依² 徐 宁³

1(石油大学油气成藏机理教育部重点实验室 北京 102249)

2(中国石油杭州地质研究所 杭州 310023) 3(中国石油青海油田分公司 甘肃敦煌 736202)

摘 要 运用大量的岩矿分析测试资料系统地研究了柴达木盆地柴西南区碎屑岩储层性质的控制因素,指出沉积环境、岩石学特征、埋藏成岩史、异常高流体压力和盐湖水介质环境是控制储层成岩演化和储集性质的主要因素。该区广泛发育的三角洲平原和前缘的分流河道及滨湖砂坪微相砂岩是优质储层发育的基本条件。储层碎屑组分中的塑性颗粒含量和粒径是储层性质的重要控制因素;成岩作用是储层性质的决定性因素,其中压实作用对储层性质的影响最大,胶结作用仅在局部地区成为重要的控制因素,溶蚀作用的影响是比较有限的。而储层的压实作用主要受储层岩性、成岩胶结强度、埋藏史和地层流体压力等 4 个因素的控制。岩性是通过储层中塑性岩屑含量随粒径的变化以及不同粒级的储层具有不同的抗压性等两方面表现出来的,成岩期胶结物的发育可以使储层的压实作用明显减弱,埋藏史可以造成储层性质的较大差异,而高压地层流体压力可以有效地抑制压实作用的进行。

关键词 碎屑岩储层 主控因素 柴达木盆地

第一作者简介 马达德 男 1963 年出生 博士研究生 油气地质勘查

中图分类号 P618.130.2 TE122.2 文献标识码 A

1 前言

柴达木盆地西部南区(简称柴西南区)具有非常优越的石油地质条件,它紧邻盆地第三系红狮生油凹陷和茫崖生油凹陷,油源条件很丰富;区域上为大型的 S 型走滑)旋扭构造带,构造应力集中,有利于油气聚集;该区早期(E_3) N_1)构造活动较强,构造圈闭形成较早,而晚期构造活动又相对较弱,有利于油气保存。目前已发现的七个油田主要分布于柴西南区。该区是柴达木盆地西部地区碎屑岩储层相对发育的地区,分布于七个泉、红柳泉、尕斯、乌南及东柴山等地区近 $2 \times 10^5 \text{ km}^2$ 的区域,纵向上碎屑岩储层主要发育在下第三系渐新统下干柴沟组下段(E_3^1)、上第三系中新统上干柴沟组上段(N_1^2)和下油砂山组(N_2^1)。但该区碎屑岩储层的储集性质在时空上变化很大,成为影响油气勘探的一个重要因素。

前人对柴西南区做过零星的沉积、储层研究工作。雷卞军等^[1]研究了柴达木盆地油砂山油田下油砂山组砂岩的成岩作用和孔隙结构特征,同时指出下油砂山组砂岩以原生孔隙为主。窦齐丰等^[2]研究了红柳泉油田储层沉积相,提出该区沉积相为曲流河三

角洲沉积,沉积微相对储层物性控制作用明显。沈安江等研究了跃进地区 E_3^1 、 N_1 、 N_2^1 碎屑岩储层的基本特征。邵文斌等^[3]研究了柴达木盆地尕斯断陷古近系和新近系的沉积演化规律与储层的平面分布。党玉琪等^[4]、金振奎等^[5]等对古近系和新近系的沉积相以及相关储集体的基本特征作了分析。宋明水^[6]等从柴达木盆地咸水沉积环境讨论了盐湖盆地对储层的影响。以往这些研究侧重于柴西地区古近系及新近系沉积相的研究,或者侧重于局部地区储层特征的研究,而缺乏对柴西南区砂岩储层这一重要含油气储层的整体研究。本文利用该区 60 余口钻井的测井曲线、岩屑录井和岩芯(岩芯长约 5 000 m)资料以及大量的岩石铸体薄片、扫描电镜、孔、渗等岩矿测试资料研究了该区作为主要含油气层系的下干柴沟组下段、上干柴沟组上段和下油砂山组的砂岩储层特征,第一次从区域上系统地进行了砂岩储层形成主控因素的分析研究,指出了沉积环境、岩石学特征、埋藏成岩史、地层流体压力和盐湖水介质环境是储层性质的主要控制因素,从而有助于进一步地认识和预测柴西南区砂岩储层的区域发育规律。

2 储层控制因素

2.1 沉积环境是决定储层性质的基础

不同沉积环境下形成的碎屑储集岩岩性特征的较大差异使储层性质也存在明显差异。柴西南区下干柴沟组下段 (E_3^1) 主要为三角洲前缘和滨湖沉积, 发育滨湖砂坪、三角洲前缘水下分流河道和河口坝等储集体。表 1 列出了区内下干柴沟组下段典型沉积砂体的储层物性。从表 1 中可见, 排除胶结物的影响, 水下分流河道微相砂岩由于粒径较粗, 储层物性最好, 平均渗透率可达 $290 @10^{-3} \text{Lm}^2$; 砂坪微相的储层物性与岩石粒径密切相关, 细砂级储层物性最好, 平均渗透率大于 $100 @10^{-3} \text{Lm}^2$, 粉砂级储层在埋深小于约 3800m 的情况下孔隙度仍在 12% ~ 16% 之间, 但其渗透率小于 $10 @10^{-3} \text{Lm}^2$ 。

柴西南区上干柴沟组和下油砂山组 (N_1 、 N_2^1) 主要为三角洲平原、三角洲前缘及滨湖沉积, 发育三角洲平原分流河道、三角洲前缘水下分流河道与河口坝以及滨湖砂坪等储集体。表 2 列出了区内 N_1 - N_2^1 典型沉积微相砂体的储层物性, 同样可以看出, 在排除

胶结物影响的情况下, 平原分流河道和水下分流河道微相的储层物性最好, 其平均渗透率最高可达 $732 @10^{-3} \text{Lm}^2$; 砂坪微相的储层物性与岩石粒径密切相关, 细) 中砂岩的储层性质较好, 平均渗透率为 $340 @10^{-3} \text{Lm}^2$, 粉) 细砂岩储层的渗透率一般小于 $100 @10^{-3} \text{Lm}^2$, 而粉砂级储层的孔隙度为 12% ~ 18%, 渗透率小于 $10 @10^{-3} \text{Lm}^2$ 。河口坝微相的砂岩储层的岩性以粉砂岩和细砂岩为主, 储层物性与砂坪微相相似。

2.2 岩石学特征是储层性质的重要控制因素

砂岩储层的岩石学特征对储层性质有重要的控制作用。在柴西南区, 砂岩储层的碎屑组分和粒径对储层性质的控制作用更为明显。

2.2.1 砂岩碎屑成分对储层性质的影响

柴西南区第三系的储集砂岩主要为辫状河三角洲及滨湖沉积体系, 部分为冲积扇沉积。砂岩的成分成熟度较低, 富含火山岩、浅变质岩及陆源碳酸盐岩等各种岩屑, 其含量可达 40% ~ 60%。由于碎屑组分中的塑性颗粒组分的抗压性能较弱, 在埋藏成岩过程中, 这些塑性颗粒易发生塑性变形, 因而不利

表 1 研究区下干柴沟组下段不同沉积微相的储层物性对比

Table 1 Reservoir property comparison of different micro-lithofacies of E_3^1 in the study area

| 井号 | 深度 /m | 微相 | 岩性 | 孔隙度 /% | 渗透率 / ($@10^{-3} \text{Lm}^2$) | 胶结物含量 /% |
|-------|-----------|--------|----------|--------|----------------------------------|----------|
| 跃 110 | 3417~3465 | 砂坪 | 细砂岩为主 | 16.5 | 213.15 | 9.5 |
| 跃 110 | 3354~3417 | 砂坪 | 细砂岩 | 9.1 | 2.46 | 20 |
| 跃 24 | 3612~3686 | 砂坪 | 细砂岩 | 17.8 | 143.6 | 9.2 |
| 跃 24 | 3612~3686 | 砂坪 | 粉砂岩 | 16 | 6.9 | 4.8 |
| 跃 111 | 3324~3393 | 砂坪 | 细砂岩 | 18.3 | 116.3 | < 10 |
| 跃 111 | 3324~3393 | 砂坪 | 粉砂岩 | 15.3 | 8.3 | 3.10 |
| 跃 12 | 1787~1817 | 水下分流河道 | 细) 中) 粗砂 | 16.4 | 290.4 | 11 |
| 红 20 | 3274~3305 | 水下分流河道 | 粉) 中粗砂 | 3.01 | 0.2 | 18.8 |

表 2 研究区上干柴沟组和下油砂山组不同沉积微相的储层物性对比

Table 2 Reservoir property comparison of different micro-lithofacies of N_1 - N_2^1 in the study area

| 井号 | 深度 /m | 微相 | 岩性 | 孔隙度 /% | 渗透率 / ($@10^{-3} \text{Lm}^2$) | 胶结物含量 /% |
|--------|-------------|--------|----------|--------|----------------------------------|----------|
| 跃中 625 | 1761~1766 | 分流河道 | 中粗 - 砂砾岩 | 19.4 | 732.3 | < 10 |
| 跃 54 | 1667~1756 | 分流河道 | 中粗 - 砂砾岩 | 17.8 | 518.9 | / |
| 乌 5 | 1445~1600 | 砂坪 | 粉砂岩 | 11.46 | 1.56 | / |
| 跃 634 | 1753~1856 | 砂坪 | 粉砂岩 | 15.9 | 6.2 | 11 |
| 跃 62 | 1902~1937 | 分流河道 | 中粗) 砂砾岩 | 20 | 133.2 | / |
| 花 5242 | 896~911 | 水下分流河道 | 细) 中) 粗砂 | 20.6 | 251.3 | 5.0 |
| 花 5242 | 532~541 | 水下分流河道 | 细) 中) 粗砂 | 20.5 | 252 | 7.5 |
| 花南 322 | 657.3~659.5 | 砂坪 | 粉) 细砂 | 19.3 | 35.5 | < 10 |
| 花南 322 | 685.4~687.1 | 砂坪 | 细) 中砂 | 21.5 | 340.64 | / |
| 花南 322 | 674.6~677.0 | 水下分流河道 | 细) 中) 粗砂 | 18.8 | 616.2 | / |

于储层原生孔隙的保存。为了说明储层的塑性颗粒组分对储层性质的影响程度,对埋藏深度位于 3 300 ~ 3 500 m, 填隙物含量限于 0% ~ 10% 的尕斯地区下干柴沟组下段粉细砂岩和细砂岩储层进行塑性颗粒组分与储层性质的相关性分析,这里所指的塑性颗粒组分为火山岩、浅变质岩及陆源碳酸盐岩等岩屑颗粒。

从储层的塑性颗粒含量与砂岩孔隙度和渗透率之间的关系即可看出,随着储层中塑性颗粒含量的增加,储层的孔隙度和渗透率均明显减小,尤其是渗透率的下降幅度更大(图 1)。如储层塑性颗粒含量从 50% 增至 55% 时,储层孔隙度约下降 2 0%, 而渗透率下降了约 $70 \times 10^{-3} \text{Lm}^2$ 。

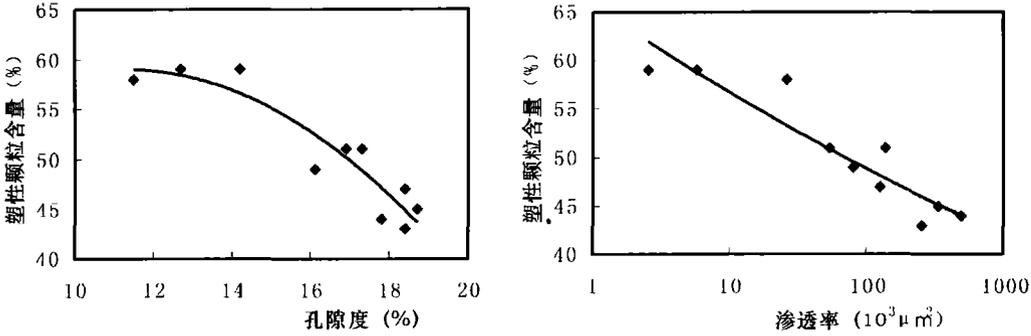


图 1 尕斯地区下干柴沟组下段储层塑性颗粒含量与孔隙度和渗透率的定量关系
Fig 1 Relation between the plastic grain content and the property of E_3 reservoir in Gasi area

2.2.2 砂岩粒径对储层性质的影响

储层的粒径大小对储层性质的影响主要反映在两个方面,一是粒径越细,碎屑组分中的岩屑含量越高(图 2),尤其是浅变质岩及陆源碳酸盐岩等塑性岩屑的含量也就越高。因而细粒级储层在埋藏成岩过程中更易于被压实,造成储层物性变差。同时储层的粒径越细,其抗压性能也随之降低;二是在相同的压实条件下,粗粒级储层的孔隙和喉道往往要大于细粒级储层,因而粗粒级的储层性质(尤其是渗透率)往往明显优于细粒级储层。统计结果表明,在埋藏深度、填隙物含量以及溶蚀量等基本相似的情况下,粉砂岩储层的平均孔隙度为 13.49%,渗透率平均为 $12 \times 10^{-3} \text{Lm}^2$;粉细砂岩的平均孔隙度为 14.4%,渗透率平均为 $39.9 \times 10^{-3} \text{Lm}^2$;细砂岩的平均孔隙度为 17.7%,渗透率平均为 $186.5 \times 10^{-3} \text{Lm}^2$;中细砂岩储层平均孔隙度为 17.8%,渗透率平均达 $492.5 \times 10^{-3} \text{Lm}^2$ 。从不同粒级储层的孔隙度与渗透率的相关分析表明,储层粒径与孔隙度及渗透率之间具有很好的正相关关系,平均而言,储层粒径每增加一个粒级,孔隙度约增加 3% ~ 4%,而渗透率可增加 $150 \times 10^{-3} \sim 300 \times 10^{-3} \text{Lm}^2$ 。

在储层孔隙度和深度关系图上,也可直观地反映出储层粒级对其物性的影响(图 3)。在限定其它条件下,相同埋藏深度的细砂岩储层的孔隙度比粉砂岩高 2% ~ 4%。

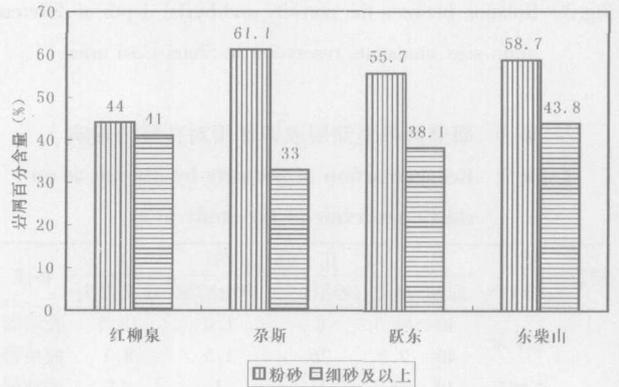


图 2 柴西南区下干柴沟组下段不同粒级储层的岩屑含量对比
Fig 2 Comparison of rock fragment contents for different grain size sandstone reservoirs in E_3 , southwest of Qaidam Basin

2.3 成岩作用对储层性质具有决定性的影响

2.3.1 压实作用是碎屑岩储层原生孔隙减少的主要原因

通过对大量铸体薄片的定量统计,在取得砂岩胶结减孔量和溶蚀增孔量的基础上,可计算出储层的压实减孔量。研究表明压实作用对砂岩储层的影响很大,通常使砂岩储层的孔隙度减少 10% ~ 28%,其中下干柴沟组下段储层由压实作用所损失的孔隙度平均为 8.2% ~ 27.8%,上干柴沟组和下油砂山组的压实减孔量平均为 9.5% ~ 24.9% (表 3)。

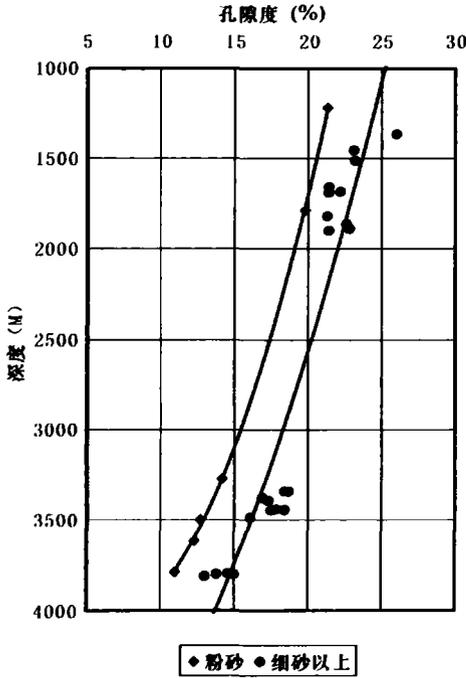


图 3 尕斯地区不同粒级的储层孔隙度随深度的变化

Fig 3 Relation between the porosity and burial depth of different grain size sandstone reservoirs in Shaxigasi area

表 3 研究区砂岩储层成岩作用对孔隙的影响

Table 3 Reconstruction of porosity by diagenesis on clastic reservoir in the study area

| 层位 | 地区 (井号) | 孔隙度 % | | | | 备注 | |
|-------|------------|-------|------|------|------|-----|-----|
| | | 原始 | 现今 | 胶结损失 | 溶蚀增加 | | |
| 下干柴沟组 | 七个泉 | 40 | 14.5 | 8 | 1.0 | 胶结弱 | |
| | | 40 | 7.3 | 26 | 1.5 | 胶结强 | |
| | 红柳泉 | 40 | 5 | 25 | 1 | 胶结强 | |
| | | 40 | 14 | 12 | 1.6 | 胶结弱 | |
| | 尕斯 | 40 | 15 | 13.7 | 1.7 | 胶结弱 | |
| | | 砂西 | 40 | 22.2 | 8 | 2.1 | 胶结弱 |
| | | 跃进东部 | 40 | 7.4 | 12.3 | 0.9 | 胶结弱 |
| 东柴山 | 40 | 4 | 10 | 1.8 | 胶结弱 | | |
| 下油砂山组 | 尕斯 | 40 | 17.7 | 5.7 | 1.8 | 胶结弱 | |
| | | 40 | 10.4 | 17.5 | 3.8 | 胶结强 | |
| | 花土沟 | 40 | 23 | 6.5 | 1.7 | 胶结弱 | |
| | | 40 | 10 | 21.3 | 0.8 | 胶结强 | |
| 上干柴沟组 | 乌南 | 40 | 13.5 | 8.3 | 1.6 | 胶结弱 | |
| | | 40 | 10.4 | 18.3 | 1.0 | 胶结强 | |
| | 绿草滩 | 40 | 9.5 | 7.4 | 1.8 | 胶结弱 | |
| | | 40 | 4.5 | 16 | 1.5 | 胶结强 | |

柴西南区储层的压实减孔量在空间上有一定的变化规律,东柴山地区的储层压实减孔量最大,跃进东部地区次之,砂西和尕斯地区较小,而七个泉和红柳泉地区的储层压实减孔量的变化较大(见表 3)。

对相同或相似的埋藏深度、填隙物含量和岩石粒径的情况下,东柴山地区的储层压实减孔量要显著偏大。

储层压实减孔量的大小主要受控于储层岩性、成岩胶结强度、埋藏史和地层流体压力等 4 个因素。在该区储层岩性的影响是通过储层中塑性岩屑含量随着粒径的变化而变化以及不同粒级的储层具有不同的抗压性等两方面表现出来的(见上所述)。由于该区储层的溶蚀量比较小,所以图 3 中储层孔隙度随深度的变化实际上反映了储层压实减孔量的变化,因而图 3 也说明了储层粒径对压实作用的影响。

成岩期(尤其是成岩早期)胶结物比较发育的储层,由于胶结物的支撑作用使得储层不易被压实,使储层保持较小的压实减孔量,如七个泉地区下干柴沟组下段钙质胶结发育的储层的压实减孔量仅 8.2%,而钙质胶结弱的储层的压实减孔量达 18.3%,二者之间相差为 10.3%,因此胶结物的支撑作用是造成该区储层压实减孔量变化较大的主要原因;红柳泉地区也有此现象(见表 3)。

储层所经历的埋藏史不同可以造成储层性质的较大差异。东柴山地区下干柴沟组下段储层的压实作用普遍强烈,造成储集性质很差,与尕斯等地区相同层位、埋藏深度和岩性的储层性质形成显著对比,东柴山地区目前下干柴沟组下段的埋藏深度小于 2500 m,其孔隙度一般小于 6.0%;而尕斯等地区目前下干柴沟组下段储层的埋深约 3300 m,其孔隙度在 12% ~ 18% 之间。其原因主要表现在两方面,一是东柴山地区下干柴沟组下段在地质历史中曾深埋过,从镜质体反射率推算该区曾经历过的最大埋深达 4500 m 左右;二是东柴山地区下干柴沟组下段沉积后的埋藏速度较快(该区下干柴沟组上段的沉积厚度达 1290 m, N_1 沉积厚度也有 800 m)。这种早期快速埋藏的埋藏方式加快了成岩压实作用的进行^[7,8]。而跃进地区第三纪一直处于稳定的沉降过程,目前的埋藏深度也是其最大的埋藏深度,并且下干柴沟组下段沉积后的埋藏速度较东柴山地区约小 1.0 倍(该区内下干柴沟组上段的沉积厚度约 600 m, N_1 沉积厚度约 400 m)。上述两个因素导致东柴山地区下干柴沟组下段储层成岩压实作用很强,碎屑颗粒之间呈线)凹凸接触,储层压实减孔量达 27.8%;而尕斯地区下干柴沟组下段储层的压实强度显著减弱,碎屑颗粒之间呈点)线)线接触,储层压实减孔量仅 13%。

狮子沟、砂西、尕斯和跃进等地区下干柴沟组下段储层中普遍发育地层流体高压(图 4),对储层孔隙

的保存较为有利。从图 4 可见, 尕斯地区下干柴沟组下段的地层流体压力系数在 1.55~1.90 之间, 其中跃 110 井的流体压力系数为 1.55, 往跃进地区逐渐变小, 跃东 110 井降为 1.35, 即前者的压力系数比后者高约 0.20。在消除埋藏深度、岩性、填隙物含量等影响因素的情况下, 跃 110 井的储层压实减孔量要比跃东 110 井小 20%。由此可以推算得到地层流体压力系数每增加 1.0 可保存约 7.9%~10% 的储层孔隙度。

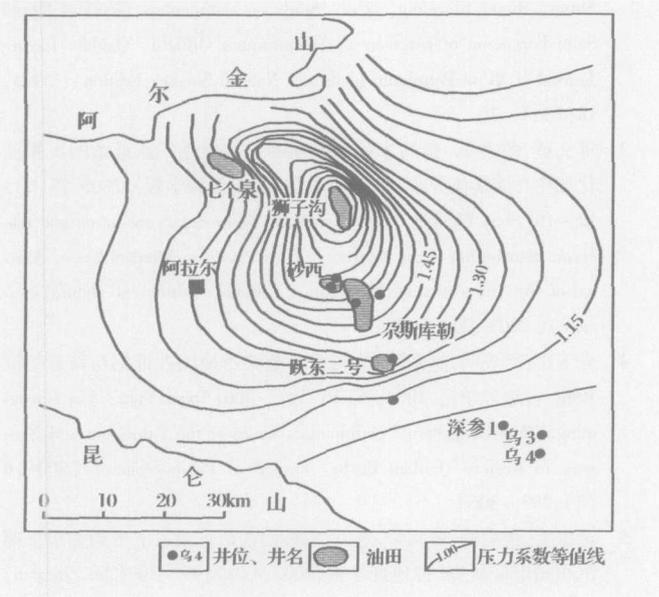


图 4 柴西南区下干柴沟组下段压力系数等值线图
Fig 4 Diagram of pressure coefficient isopach in E_3^1 Formation

2.3.2 胶结作用是局部地区碎屑岩储层性质变差的重要因素

柴西南区碎屑岩储层中的成岩自生矿物(主要为碳酸盐、硬石膏和沸石等)比较发育, 局部地区十分发育并导致储层孔隙的大量减少。图 5、6、7、8 是砂西和红柳泉地区储层胶结物含量与储集性质之间的相关图, 反映了成岩胶结作用对储集性质的影响, 即随着储层中胶结物含量的增加, 储层孔隙度和渗透率均明显下降。

据岩石铸体薄片的鉴定统计, 该区由胶结作用所减少的孔隙度在 6%~20% 之间, 局部地区可达 25%~39%。如红柳泉地区下干柴沟组下段储层的储集性质普遍很差, 其主要原因是储层的硬石膏胶结作用很强烈, 硬石膏含量一般在 19%~28% 之间, 导致储层孔隙度的大量减少; 而当储层的硬石膏胶结物含量降低时, 储层性质得到相应改善。

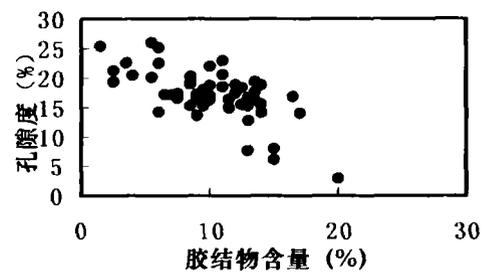


图 5 砂西地区上干柴沟组和下油砂山组储层胶结物含量与孔隙度相关图
Fig 5 The cement contents of the reservoirs and its relation to properties in N_1 N_2^1 of Shaxi area

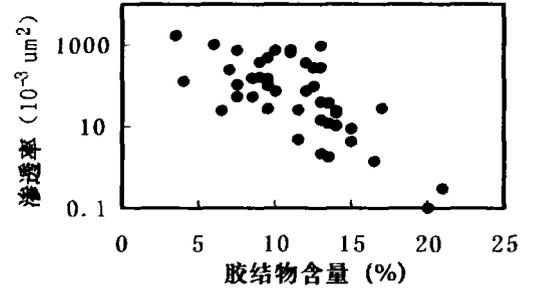


图 6 砂西地区上干柴沟组和下油砂山组储层胶结物含量与渗透率相关图
Fig 6 The cement contents of the reservoirs and its relation to permeability in N_1 N_2^1 of Shaxi area

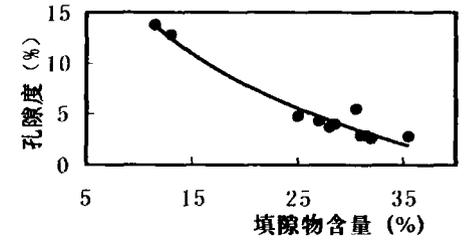


图 7 红柳泉地区下干柴沟组下段储层胶结物含量与孔隙度相关图
Fig 7 The cement contents of the reservoirs and its relation to properties in E_3^1 of Hongliuquan area

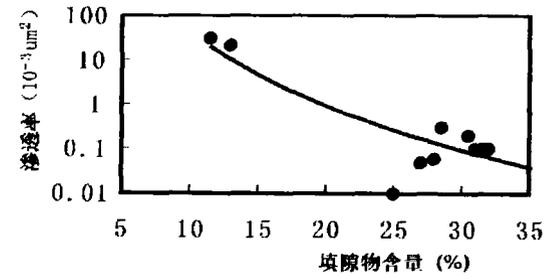


图 8 红柳泉地区下干柴沟组下段储层胶结物含量与渗透率相关图
Fig 8 The cement contents of the reservoirs and its relation to permeabilities in E_3^1 of Hongliuquan area

2.3.3 溶蚀作用对储层孔隙度的增加比较有限

据岩石铸体薄片的观察和统计表明,柴西南区砂岩储层中的溶蚀作用比较常见,被溶物质为长石、岩屑碎屑颗粒以及碳酸盐胶结物。长石和岩屑碎屑颗粒的溶蚀作用所增加的孔隙量比较有限,一般小于 2%;以碳酸盐类为主的胶结物的溶蚀作用分布不均,碳酸盐胶结发育层段(特别是泥晶碳酸盐胶结物发育的层段)的碳酸盐的溶蚀作用往往较强,溶蚀增加的孔隙量可达 3%~5%左右,如花土沟地区花南 62323 井深度为 1 148.16 m 的含灰岩屑粉)细砂岩的泥晶碳酸盐的溶蚀量达 3.5%。

3 结论

沉积环境是储层性质的基本控制因素,三角洲前缘水下分流河道微相的储层性质最好,砂坪微相的细砂级储层次之。岩石学特征是储层性质的重要控制因素,它主要反映在碎屑组分和粒径上。储层碎屑组分中的塑性颗粒组分的抗压性能相对弱,在埋藏成岩过程中易发生塑性变形,不利于储层粒间孔隙的保存;储层的粒径越细,其塑性岩屑含量越高、抗压性能越低,从而储层的压实作用也越强。

成岩作用是储层性质的决定性因素,其中压实作用对储层性质的影响最大,胶结作用仅在局部地区成为十分重要的控制因素,而溶蚀作用的影响是比较有限的。因此在该地区研究储层压实作用的控制因素显得比较重要,它主要受储层岩性、成岩胶结强度、埋藏成岩史和地层流体压力等 4 个因素的控制。储层岩性的影响是通过储层中塑性岩屑含量随着粒径的变化而变化以及不同粒级的储层具有不同的抗压性等两方面表现出来的;成岩期胶结物的发育可以使储层的压实作用明显减弱;经历不同埋藏成岩史的储层可以造成储层性质的较大差异;而高压地层流体压力可以有效地抑制储层的压实作用。

参考文献 (References)

- 雷卞军,刘怀波,张昌民,林克湘. 柴达木盆地油砂山油田下油砂山组砂岩成岩作用和孔隙结构. 江汉石油学院学报, 1995, 17(1): 8~15 [Lei Bianjun, Liu Huabo, Zhang Changmin, Lin Kexiang. Diagenesis and pore structure of Lower Youshashan sandstone in Youshashan Oilfield, Qaidam Basin. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 1995, 17(1): 8~15]
- 窦齐丰,彭仕宓,黄述旺,等. 柴达木盆地红柳泉油田储层沉积相研究. 西安石油学院学报, 2003, 18(1): 4~7 [Dou Qifeng, Peng Shimin, Huang Shuwang et al. Study on sedimentary facies of Upper Sand Formation of reservoir in Hongliuquan Oilfield, Qaidam Basin. Journal of Xi'an Petroleum Institute (Natural Science Edition), 2003, 18(1): 4~7]
- 邵文斌,寿建峰. 柴达木盆地尕斯断陷古近系)新近系的沉积演化规律与储集体分布. 石油大学学报(自然科学版), 2003, 27(6): 12~16 [Shao Wenbin, Shou Jianfeng. Sedimentary evolution and reservoir distribution of the Tertiary in Gasi Faultsag, Qaidam basin. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2003, 27(6): 12~16]
- 党玉琪,尹成明,赵东胜. 柴达木盆地柴西地区古近纪与新近纪沉积相. 古地学报, 2004, 6(3): 297~306 [Dang Yuqi, Yin Chengming, Zhao Dongsheng. Sedimentary facies of the Paleogene and Neogene in western Qaidam Basin. Journal of Palaeogeography, 2004, 6(3): 297~306]
- 金振奎,张响响,邹元荣,等. 青海砂西油田古近系下干柴沟组下部沉积相定量研究. 古地学报, 2002, 4(4): 99~107 [Jin Zhenkui, Zhang Xiangxiang, Zou Yuanrong. Quantitative study on sedimentary facies of the lower part of Xiganchaigou formation of Paleogene of Shaxi oilfield in Qaidam Basin. Journal of Palaeogeography, 2002, 4(4): 99~107]
- 宋明水,陈云林. 论(反转))咸水盆地的油气勘探. 油气地质与采收率, 2004, 11(6): 24~26 [Song Mingshui, Chen Yunlin. Discussion on oil & gas exploration of reversal saline basin. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(6): 24~26]
- 寿建峰,斯春松,朱国华,塔里木盆地库车坳陷下侏罗统砂岩储层性质的控制因素. 地质论评, 2001, 47(3): 272~276 [Shou Jianfeng, Si Chunsong, Zhu Guohua et al. Controlling factors of the properties of the Lower Jurassic sandstone reservoirs in the Kuqa Depression, Tarim Basin. Geological Review, 2001, 47(3): 272~276]

Analysis of the Main Controlling Factors on the Formation of Clastic Reservoirs in the Southwestern Area of the Qaidam Basin

MA Da2de^{1, 3} SHOU Jian2feng² HU Yong³ WANG Shao2yi² XU N ing³

1(Key Laboratory of Mechan ism of Petroleum Reservoir Formation of the Educa tional Departmen t
Petroleum University, Beijing 102249) 2(Hangzhou Institute of Petroleum Geology Hangzhou 310023)
3(Q inghai Branch of China Petroleum Corporation, Dunhuang Gansu 736202)

Abstract Based on a great deal of analytical data of rock and mineral discussed the controlling factors on clastic rock reservoir property in the southwest area of the Qaidam basin are the sedimentary environment lithological characteristics buried history unusual high fluid pressure salt lake environment were main factors deciding reservoir diagenetic evolution and reservoir property. The widely developed sandstones of the shore sand platform, the delta plain and delta front are a basic condition for the development of excellent reservoirs. The content and size of the plastic grains in the reservoir clasts are important factors controlling the reservoir property. Diageneses are a crucial factor of reservoir property in which consolidation heavily affected reservoir property cementation was only an important controlling factor influencing reservoir property in the partial area and the influence of dissolution was weak. Consolidation of reservoir is controlled by four factors, i.e., lithobgical characteristics strength of diagenetic cementation buried history and strata fluid pressure. Lithobgy was reflected by the change of the content of plastic rock clasts with grain size and different anti2pressure of reservoir with different grain size. Development of diagenetic cements weakened consolidation of reservoir; buried history differed reservoir property and high fluid pressure effectively restrained consolida2tion.

Key words clastic reservoir; main controlling factors; Qaidam basin