



致密砂岩储层成因类型与致密化过程差异性——以高邮凹陷阜一段为例
于雯泉

引用本文:

于雯泉. 致密砂岩储层成因类型与致密化过程差异性——以高邮凹陷阜一段为例[J]. 沉积学报, 2023, 41(4): 1271-1280.
YU WenQuan. Genetic Type Analysis of Tight Sandstone Reservoirs: A case study of the First member of the Funing Formation in Gaoyou Sag, China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2023, 41(4): 1271-1280.

相似文章推荐 (请使用火狐或IE浏览器查看文章)

Similar articles recommended (Please use Firefox or IE to view the article)

鄂尔多斯盆地红河油田延长组储层致密化与石油成藏的关系

The Relationship between Reservoir Densification and Petroleum Accumulation of the Yanchang Formation in the Honghe Oilfield, Ordos Basin

沉积学报. 2020, 38(3): 620-634 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2019.086>

鄂尔多斯盆地镇泾地区长8致密储层成藏期临界物性厘定

Determination of Lower Limits of Critical Properties of Chang 8 Tight Sandstone Reservoirs, Zhenjing Block, Ordos Basin

沉积学报. 2020, 38(1): 231-243 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2019.012>

鄂尔多斯盆地镇泾地区长8段储层非均质性及其结构模式

Heterogeneity and Structural Pattern of Chang 8 Reservoir in Zhenjing Area, Ordos Basin

沉积学报. 2020, 38(5): 1088-1098 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2020.039>

致密砂岩储层致密化与成藏史耦合关系研究——以鄂尔多斯南部镇原—泾川地区延长组长8油层组为例

The Coupling Relationship of Reservoir Densification History and Hydrocarbon Emplacement in Tight Sandstone Reservoir: A case study of the Chang 8 Oil Member, Yanchang Formation, southern Ordos Basin

沉积学报. 2018, 36(2): 401-414 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2018.029>

鄂尔多斯盆地新安边地区长7致密油特征及控制因素

Characteristics & Controlling Factors of Chang 7 Tight Oil in Xin'anbian Area, Ordos Basin

沉积学报. 2015, 33(3): 625-632 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2015.03.021>

文章编号: 1000-0550(2023)04-1271-10

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2021.158

致密砂岩储层成因类型与致密化过程差异性 ——以高邮凹陷阜一段为例

于雯泉

中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏扬州 225009

摘要 通过微观薄片图像、CT扫描与流动性分析等手段,对高邮凹陷阜一段致密砂岩储层开展了成因类型的分析,按形成的主要因素将其分为原生型与次生型两大类。由于埋藏过程与成藏条件的不同,高邮凹陷不同地区存在两种致密化过程。北斜坡内坡带为先成藏后致密型油藏,储层主要发育次生型,其特点为在垛二段时期发生致密化,但随后大规模排烃导致的强烈溶蚀作用解除了致密化,盐城组末期再次深埋的影响导致成藏后储层再次致密化,造成油藏储层具有相对较高孔隙度,且含油饱和度较高,但孔喉的连通性较差,孔隙中赋存烃类流体的流动性不佳,这类油藏需要大规模储层改造才能获得较好产能。南部断阶带为先致密后成藏型油藏,主要发育原生型储层,其在垛二段时期发生致密化,之后的成藏阶段溶蚀作用并不强烈,油藏的含油饱和度不高,但因为后期成岩作用影响较弱,孔喉连通性较好,流体可动性较佳,经适当储层改造后能够获得稳定的持续产能。

关键词 致密砂岩;成因类型;致密化过程;阜一段;高邮凹陷

第一作者简介 于雯泉,男,1977年出生,博士,油气地质学、沉积学,E-mail: yuwq.jsyt@sinopec.com

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

致密砂岩储层与常规砂岩储层相比具有特殊的微观特征^[1-3],其孔隙较小且喉道狭窄而复杂,成因也较为复杂。国内外诸多学者按照成因、岩性等因素进行了分类研究^[4-6]。笔者通过对苏北盆地高邮凹陷阜宁组一段(E_1f_1)致密砂岩进行分析,认为致密砂岩储层成因类型可以归纳为沉积时期粒度较细而主导的原生成因和成岩时期压实、胶结等作用主导的次生成因两大类型,又可以进一步细分为四种小类^[7]。另外,近年来国内外的众多学者将目光越来越多地集中到砂岩的致密化过程及其与油气成藏的耦合关系上,通过分析砂岩的沉积、成岩特征,结合埋藏史与成藏期,探讨砂岩致密化过程及其与烃类注入的相关关系。例如在不少盆地中的研究均提出研究对象多属于“先致密后成藏”类型,并且该种类型的油气藏含烃饱和度往往较低^[5,8-10],也有少量油藏是“先成藏后致密”类型^[11-12]。这些研究更多的是从致密化与成藏期的关系来分析的,且多为一种类型的讨论,

同一地区往往缺乏两种类型的量化对比,对两种类型油藏的储层差异也缺乏深入的探讨。本文以高邮凹陷 E_1f_1 致密砂岩储层为研究对象,通过分析其致密化过程中孔隙演化、孔喉结构及油藏特征,探讨致密砂岩的致密化过程与成藏差异性。

1 地质概况

高邮凹陷 E_1f_1 是苏北盆地重要的勘探领域之一,超过半数的钻井数据表明该层段在斜坡带的中内坡及南部断阶带部分地区为致密砂岩^[13]。这些致密砂岩主要分布在高邮凹陷的深凹带、北斜坡沙花瓦中内坡、车逻地区和南部断阶带的低台阶地区,其中在北斜坡中内坡到车逻一带,主要分布在埋深大于2 800 m的范围内(图1)。 E_1f_1 沉积时期,高邮凹陷是一个多物源多水系的汇水盆地,分为北部的浅水三角洲和南部的扇三角洲,岩性主要为长石砂岩和长石岩屑砂岩,分选中等—偏差,磨圆中等,多呈次圆状—一次棱角状,结构成熟度差^[14-15]。

收稿日期:2021-02-22;修回日期:2021-11-23;录用日期:2021-12-24;网络出版日期:2021-12-24

基金项目:中国石化重大科技项目(ZDP17010),中国石化科技项目(P21034-4,P19027-2,P18060-4)[**Foundation:** Major Scientific and Technological Projects of SINOPEC, No. ZDP17010; Scientific and Technological Projects of SINOPEC, No. P21034-4, P19027-2, P18060-4]

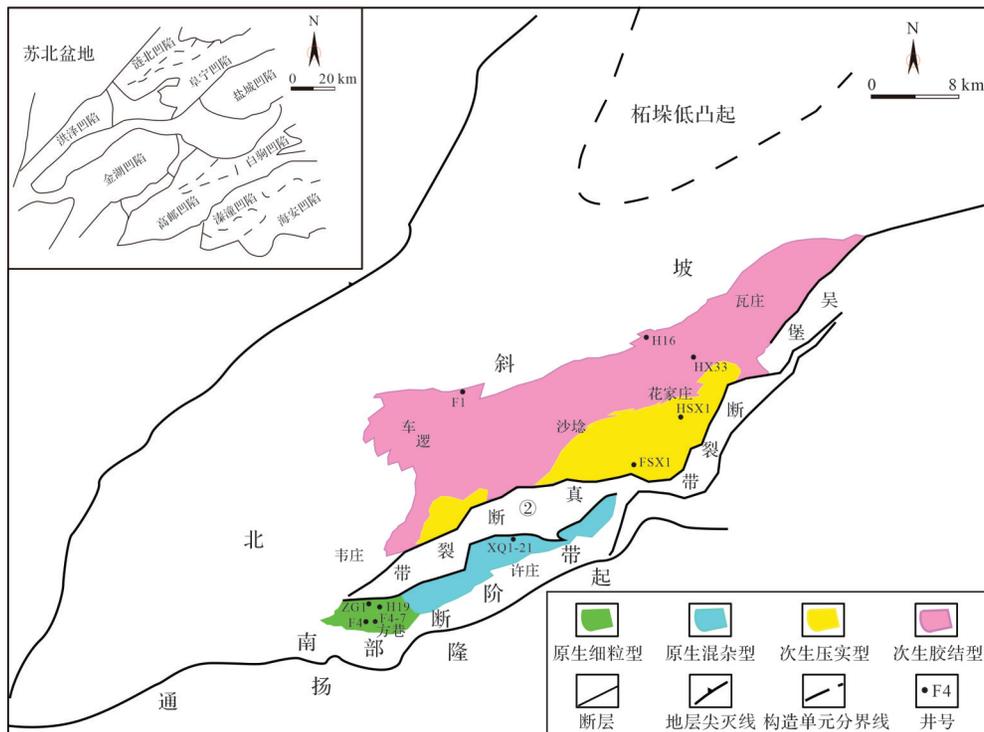


图1 高邮凹陷阜一段(E_1f_1)致密砂岩分布图(据文献[7]修改)

Fig.1 Distribution of the tight sandstone in E_1f_1 , Gaoyou Sag (modified from reference [7])

2 储层特征与成因类型

高邮凹陷 E_1f_1 的埋深较大,埋藏时间较长,成岩作用十分显著,尤其是在北斜坡的中内坡地区,现今的埋深一般大于成藏期(三垛组(E_{2s})沉积末期)的埋深,压实与胶结作用明显,碎屑间多见线一凹凸接触,也存在点一线接触,粒间主要为方解石、铁方解石及铁白云石的胶结,另外溶蚀孔隙相对较多,但多受到后期的压实与胶结作用的影响,溶蚀孔连通性较差。而在南部断阶带,现今的埋深较浅,但是压实作用依然十分强烈,表明其最大古埋深远大于现今埋深^[16-18],碎屑间以点一线接触为主,黏土含量较高,粒间多见方解石、铁方解石胶结,原生孔隙有一定保留,连通性较好,但是总体数量相对较少。关于高邮凹陷阜一段的成岩特征可参见文献[7,13]。

就成因而言,高邮凹陷 E_1f_1 致密砂岩储层的形成主要有两大类型:原生型和次生型,分别主要受沉积作用与成岩作用的控制。原生型是指由于沉积砂体的粒度或分选而导致砂体本身物性较低,随着埋藏过程而逐渐致密化的致密砂岩。其受到沉积作用的影响较大,可以再细分为细粒型与混杂型。次生型

则是指沉积砂体原物性较高,但由于后期的成岩改造而导致致密化的致密砂岩,可以细分为压实型与胶结型^[7]。

原生细粒型是指由于沉积粒度较细而导致致密化的致密砂岩。当致密砂岩的粒度小于0.05 mm时,其受到原生沉积作用的影响更大。在高邮凹陷南部断阶带的方巷地区砂岩粒度较细,粒间多呈点一线接触,有一定的方解石胶结(10%~15%),存在一定的原生粒间孔,也发育一些粒内溶孔和晶间微孔(图2a)。

原生混杂型是指由于沉积分选较差而导致后期易致密化的致密砂岩,主要是由于泥质含量较多,或砂、砾、泥混杂,其多为重力流混杂沉积,泥质含量多大于5%。其原始物性相对较差,经过压实与胶结作用后更易致密化,多在高邮凹陷南部断阶带的许庄地区发育。粒间多呈点一线接触,杂基较多,见少量方解石胶结,储集空间以残余原生粒间孔、粒间溶孔和微裂缝为主(图2b)。

次生胶结型是指由于胶结作用强烈而导致致密化的致密砂岩。这类致密砂岩往往压实作用一般而胶结作用十分强烈,多发育在北斜坡的车逻—沙埝—花庄—瓦庄的中坡带,往往有多期碳酸盐胶结,碳

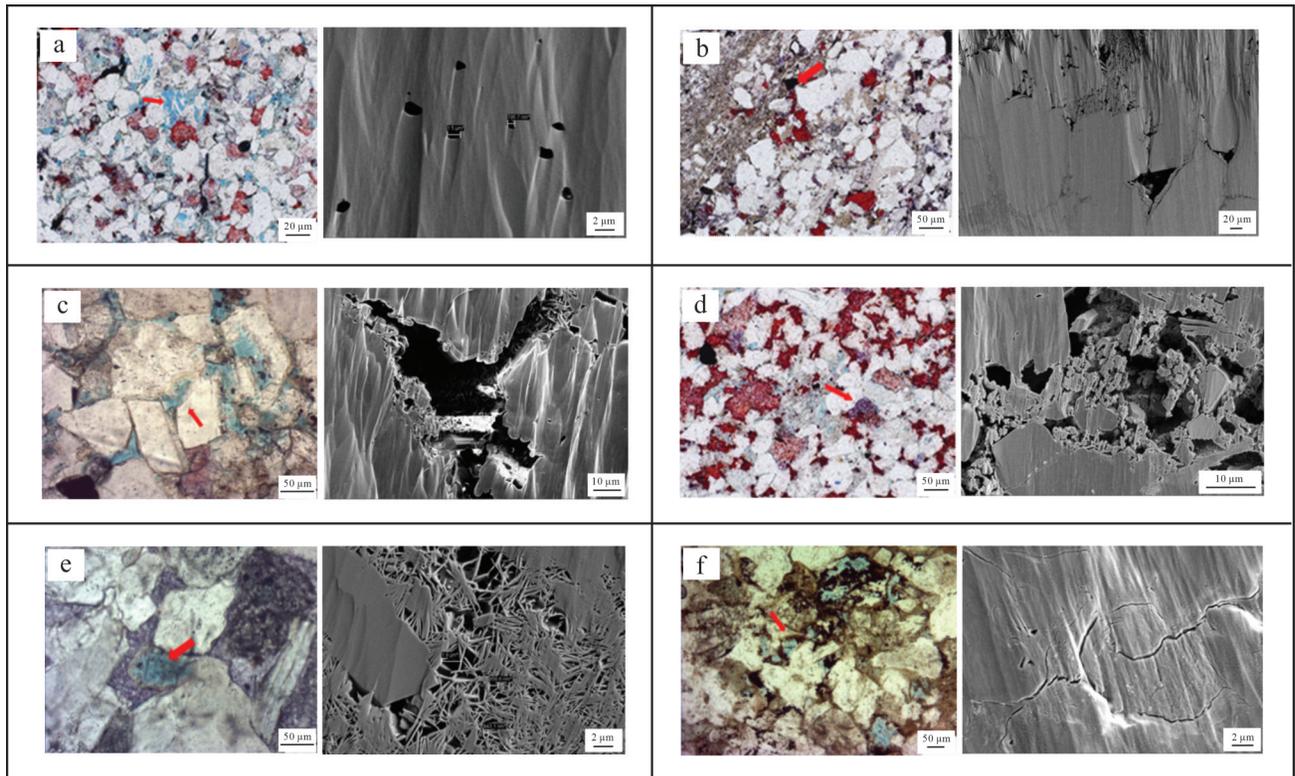


图2 高邮凹陷阜一段(E_1f_1)致密砂岩储层成因类型微观特征

(a)F4-7井,2 153.97 m,镜下(20×20)及电镜照片($2\ \mu\text{m}$),点—线接触,粒度细,方解石中等胶结,发育粒间孔,粒内溶孔(箭头);(b)XQ1-21井,2 736.3 m,镜下(10×10)及电镜照片($20\ \mu\text{m}$),点—线接触,粒度不均,泥质较多,方解石中等胶结(箭头),粒间孔;(c)F1井,2 484.6 m,镜下(10×10)及电镜照片($10\ \mu\text{m}$),点—线接触,部分铁方解石胶结,粒间溶孔(箭头)、粒内溶孔;(d)H16井,2 915.53 m,(10×10)及电镜照片($10\ \mu\text{m}$),点—线接触,方解石、铁方解石(箭头)强烈胶结,粒间溶孔;(e)FSX1井,3 557.7 m,镜下(10×10)及电镜照片($2\ \mu\text{m}$),线—凹凸接触,铁方解石(箭头)胶结,粒内孔隙+黏土矿物晶间微孔;(f)HSX1井,3 823.5 m,镜下(10×10)及电镜照片($2\ \mu\text{m}$),线—凹凸接触,方解石胶结,粒间溶孔(箭头),颗粒破碎微裂缝

Fig.2 Micro characteristics of genetic type of tight sandstone reservoir in E_1f_1 of Gaoyou Sag

酸盐含量多大于15%,甚至高达30%,常见铁方解石或铁白云石,粒间多呈点—线接触,储集空间以粒间溶孔、粒内溶孔和晶间微孔为主(图2c,d)。

次生压实型是指由于压实作用强烈而导致致密化的致密砂岩。这类致密砂岩往往发育在沙埕—花庄的内坡带这一埋深较大的区域,其压实作用十分强烈,碳酸盐含量多小于15%,粒间多呈线—凹凸接触,储集空间以粒内溶孔和晶间微孔为主,可见矿物颗粒破碎微裂缝(图2e,f)。

高邮凹陷 E_1f_1 致密砂岩储层孔隙演化过程中由于上覆盐城组沉积时期发生构造掀斜,导致沉降中心发生迁移。因此,不同地区受到的成岩作用不同,整体上表现为晚期胶结作用强烈,而局部压实作用明显加强。另外,南部断阶带地区虽然现今埋深较浅,但是古埋深较大^[13,19],且发育南部物源的扇三角洲沉积体系。因此,高邮凹陷 E_1f_1 致密砂岩储层在不同地区分布四种成因类型^[7]。

3 储层致密化过程

从高邮凹陷 E_1f_1 埋深来看,致密砂岩分布区的差距较大,南部断阶带地区的埋深比北斜坡内坡地区浅1 000 m以上,这一方面说明两个地区的埋藏史存在巨大差异,另一方面则表明两个地区储层的致密化过程存在差异。以资料较为丰富的发育次生压实型储层的内坡地区和发育原生细粒型储层的方巷地区为例,分析两者的差异。

3.1 北斜坡内坡地区(次生压实型)

高邮凹陷内坡带 E_1f_1 现今的埋深相对较大(3 200~4 500 m),主要发育次生压实型储层(图2e,f),其储层经历过复杂的埋藏过程,致密化过程也较为复杂。在砂体沉积后,由于处于凹陷的中心部位,阜宁组沉积时期该地区沉降较快,至戴南组(E_2d)沉积时期,埋深超过2 000 m,温度超过了80 ℃,此时的储层由于受到压实作用的影响,物性迅速下降,孔隙度减少了约20%。在随后的戴南组至三垛组二段

(E_2s_2)沉积时期,高邮凹陷进入了断陷阶段,该地区的埋深继续加大,埋深超过3 500 m,温度超过了140 °C,此时除了压实作用外,碳酸盐胶结作用增强,导致储层的孔隙度急剧下降到10%以下,砂岩已经进入早期的致密阶段。而在 E_2s_2 沉积末期整个苏北盆地都遭受了一次大规模的抬升剥蚀,各地区的剥蚀程度有所不同,高邮凹陷内斜坡地区剥蚀相对较轻,其剥蚀量为500~800 m^[20-22],而由于该地区处于生烃中心,在该时期(E_2s_2 沉积末期)伴随生烃而出的大量酸性流体对储层的溶蚀作用十分强烈,孔隙度增

加达到了10%以上,解除了早期致密化,使得 E_1f_1 砂岩又重新成为良好的储集体(原来孔隙度约6%的储层经溶蚀作用孔隙度增至16%以上)。进入盐城组(N_y)沉积时期,盆地再次整体坳陷,该地区埋藏深度增加了1 200~1 400 m,导致现今埋深超过了 E_2s_2 沉积末期埋深,最高温度甚至达到了160 °C, E_1f_1 储层再次受到压实作用与胶结作用的影响,尤其是压实作用十分明显,成岩减孔率超过11%^[13],导致砂岩再次致密化,例如FSX1井的一些储层孔隙度仅仅只有2%~5%(图3)。

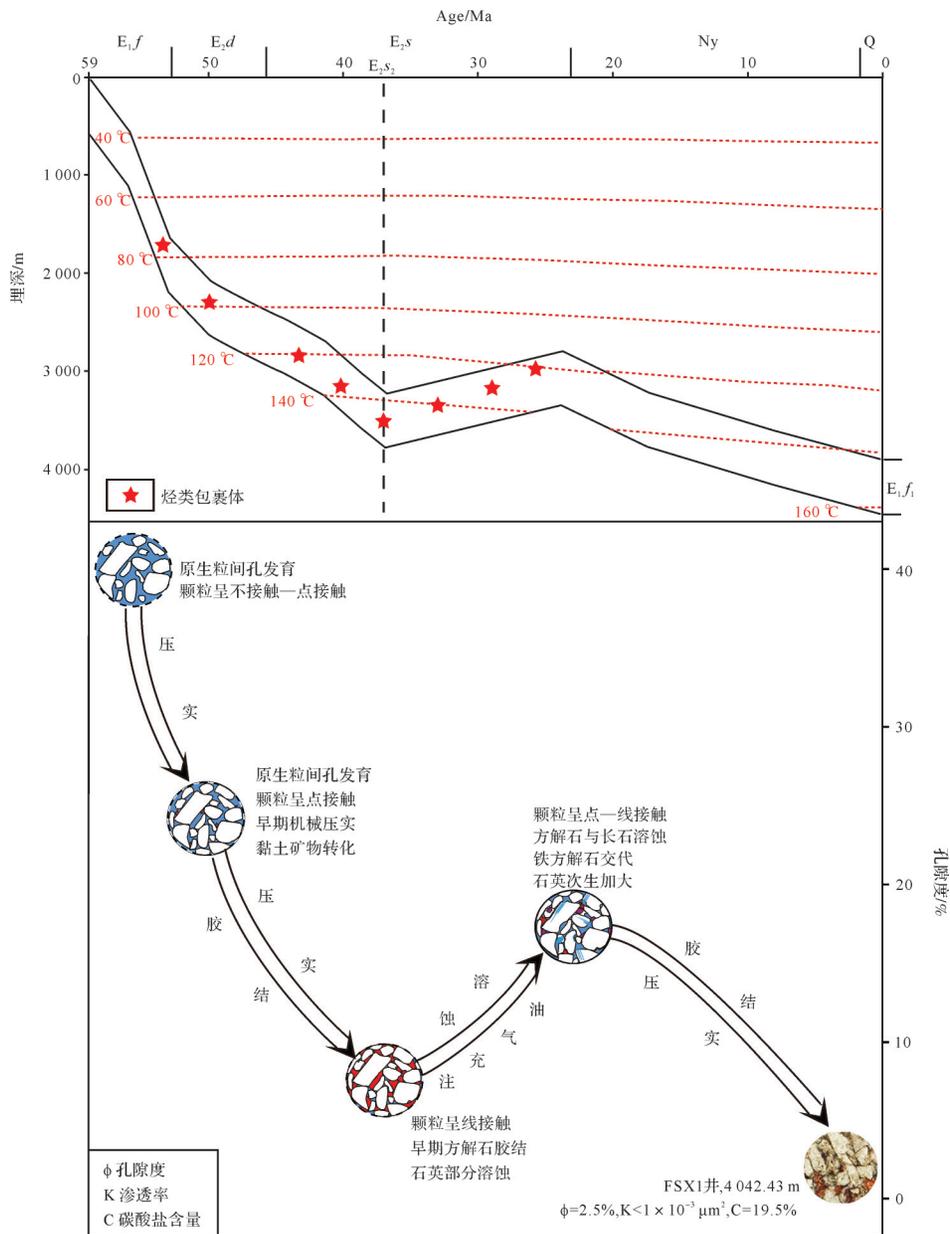


图3 高邮凹陷北斜坡内坡地区阜一段(E_1f_1)储层致密化过程图

Fig.3 Reservoir densification process of E_1f_1 in inner slope of Gaoyou Sag

3.2 南部断阶带方巷地区(原生细粒型)

高邮凹陷南部断阶带方巷地区 E_1f_1 现今的埋深相对较小(约2 000 m),主要发育原生细粒型储层(图2b),其储层经历过的埋藏与致密化过程与内坡带截然不同。该地区由于处于凹陷的边缘部位,阜宁组沉积时期沉降相对较慢,至 E_2s 沉积早期,埋深仅超过2 000 m,但较细的粒度导致储层易受早期压实的影响,孔隙度减少了约21%^[13]。在随后至 E_2s_2 沉积时期,该地区的埋深超过了3 000 m,温度超过了120 °C,此时除了压实作用外,碳酸盐胶结作用增强,导致储层的孔隙度急剧下降到10%以下,砂岩进入

致密阶段。在 E_2s_2 沉积末期,该地区剥蚀相对较强,其剥蚀量为500~1 500 m^[20-22],但该地区因为处于烃源灶边缘,酸性流体带来的溶蚀作用弱于内坡带地区,孔隙度增加量略小(增加5%~8%),部分的致密砂岩得到了一定的改造,物性有所转好(但总体而言仍为致密)。进入 N_y 沉积时期,该地区埋藏深度仅增加了500~1 000 m,导致现今埋深小于最大古埋深,现今温度也小于古温度,仅发生了一些晚期的胶结交代作用,储层物性有一定幅度的降低,但变化不大,仍保持致密状态,例如 ZG1 井的砂体孔隙度约为9%(图4)。

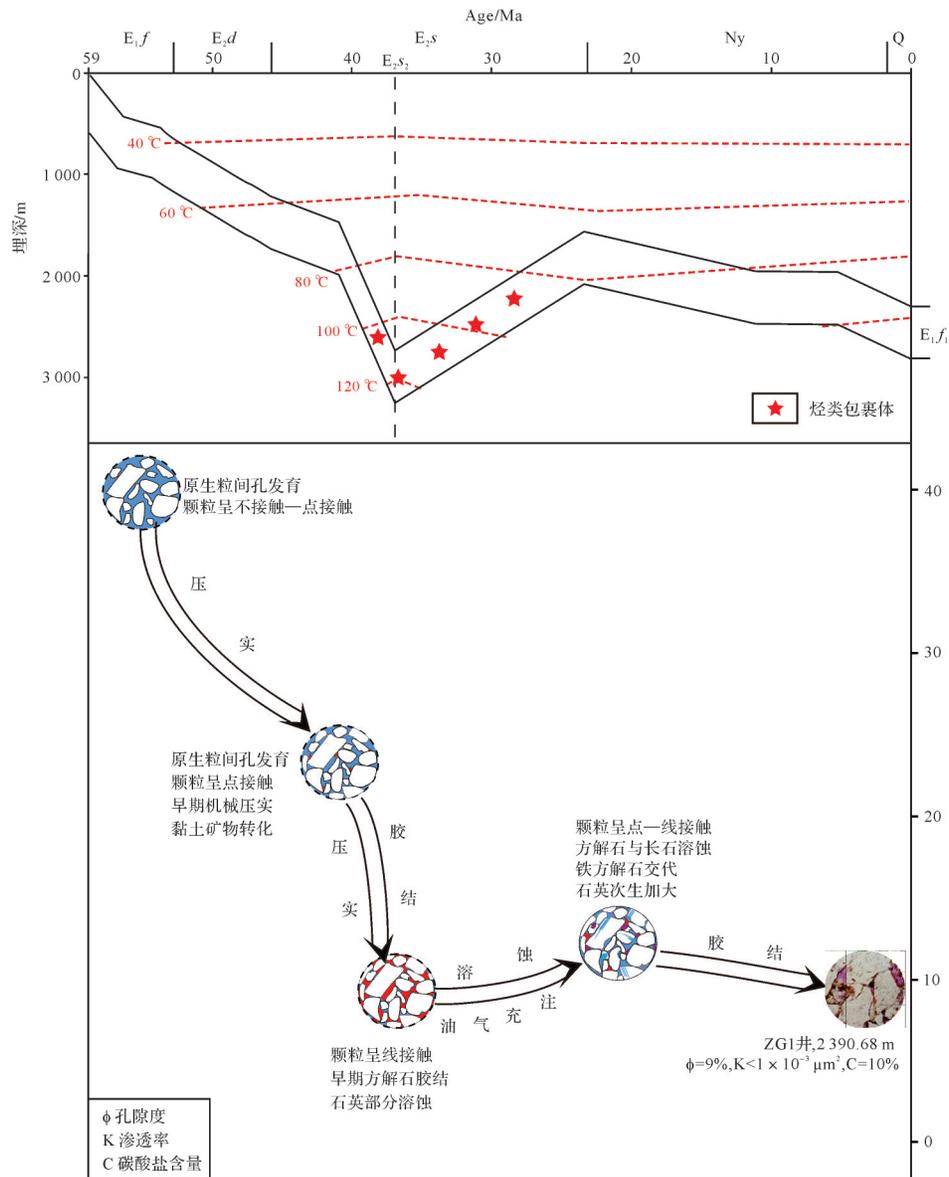


图4 高邮凹陷方巷地区阜一段(E_1f_1)储层致密化过程图

Fig.4 Reservoir densification process of E_1f_1 in Fangxiang area of Gaoyou Sag

4 油气成藏过程

高邮凹陷北斜坡内坡带与南部断阶带的方巷地区所处构造部位不同,源储关系不同,其构造演化过程也不同,导致其油气成藏的过程也有所差异。

4.1 北斜坡内坡地区

该地区由于位于高邮凹陷的中心地带,处于成熟烃源灶范围内,并且早期埋深较大,进入生烃门限较早。因此,在戴南组早期, E_{1f_1} 上覆的烃源岩阜二段(E_{1f_2})就已经进入浅熟阶段,有一定量的烃类排出进入 E_{1f_1} 储层。在储层包裹体检查中发现该地区有烃类包裹体的均一温度介于 $70\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 80\text{ }^{\circ}\text{C}$,但是数量很少,表明虽有早期成藏,但量较小,该时期不是主要成藏期。烃类包裹体的主峰介于 $100\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 120\text{ }^{\circ}\text{C}$,甚至在 $140\text{ }^{\circ}\text{C}$ 也有数据(图5a),表明该地区的主要成藏期在 E_{2s} 沉积时期,尤其是以 E_{2s_2} 沉积末期为主。此时也正是该地区的储层初次致密化之后,随着 E_{1f_1} 埋深超过 $3\ 000\text{ m}$,其上覆烃源岩也进入大规模生烃阶段,而随后的大型构造抬升运动也导致烃类及伴生的酸性不断排出,对 E_{1f_1} 储层进行溶蚀改造,使得其孔隙度增大从而解除致密,油气进入其中聚集成藏。进入盐城组沉积时期后,该地区持续沉降,埋深与温度最终均超过了 E_{2s_2} 末期,此时油藏中的烃类流体虽然对储层有一定的保护^[23],但是后期的压实与深部热液影响所增强的胶结作用,却使得油藏中的储层再次发生致密,包裹体证据也表明这一特点,存在超过 $160\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的盐水包裹体,指示晚期依然发生了强烈的成岩作用^[24]。同时,还存在高温致使局部地区的原油发生裂解仅剩沥青残留的现象。例如FSX1块油藏中就存在占据了超过8%储层体积的沥青^[13,19],这一情况导致储层物性更差,再次致密化。从而导

致该地区具有典型的“先成藏后致密”特征(早期致密化被溶蚀作用解除),造成该地区油藏含油饱和度较高,部分储层物性较好,但是孔隙的连通性却较差,产能较低。然而,如果储层位于成藏期时的酸性流体运移至通道附近,喉道就能够受到较强的酸性溶蚀作用,使初次致密化的储层物性得到大幅改善。如果成藏,油气对后期再次压实与胶结的致密化过程具有较强的抵抗能力,从而能够保有一定的孔喉连通性(例如HX33井的部分储层存在较好的储层物性,孔隙度可达16.5%,具有一定的孔喉连通性,地层压力系数也较高,压裂后达到工业产能)。

4.2 南部断阶带方巷地区

该地区由于位于高邮凹陷的南部边缘地带,处于成熟烃源灶范围之外,其油气来自于北部的深凹,因此其主要接受的是在烃源岩进入大规模排烃运聚后的烃类。其烃类包裹体的均一温度介于 $90\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 120\text{ }^{\circ}\text{C}$ (图5b),这时已经进入 E_{2s_2} 末期,此时的储层已经遭受强烈的压实与胶结作用而致密化(表明大规模方解石胶结的方解石脉盐水包裹体均一温度峰值介于 $80\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 100\text{ }^{\circ}\text{C}$)。随着来自深凹区烃源岩成熟时排出的酸性流体,对部分物性相对较好的储层产生了一定的溶蚀作用,导致该地区的部分储层发育少量的次生孔缝,能够成为油气储集体(由于粒度较细,早期致密化严重,溶蚀改造后的储层物性依然不高)。油气聚集成藏后,该地区由于后期的埋藏深度较小,并未超过 E_{2s_2} 末期,仅发育少量的晚期胶结作用,储层物性变化不大,尤其是孔喉连通性得以保存,基本保持了成藏期的特征。该地区具有典型的“先致密后成藏”特征,造成油藏的油气饱和度偏低,且物性较差,但是有效孔隙的连通性较好,油藏通过普通压裂就可以获得较好的产能,例如F4块多口开发井压裂后产能一直很稳定。

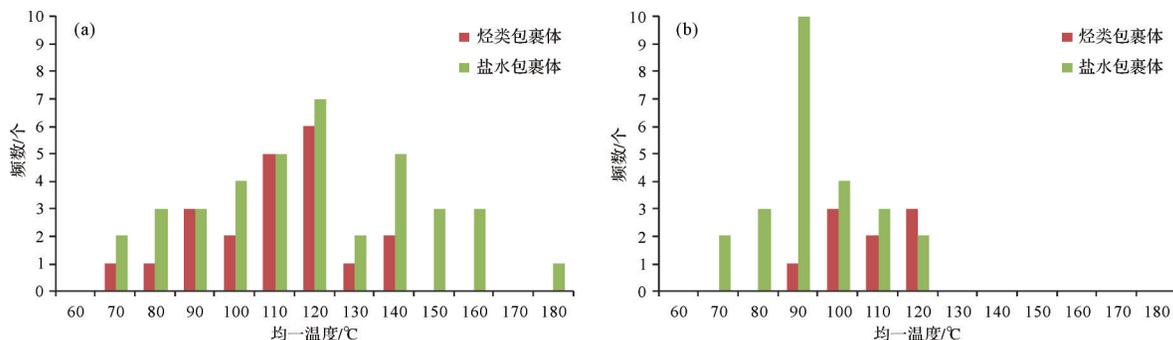


图5 高邮凹陷阜一段(E_{1f_1})储层包裹体均一温度频率图

(a)内坡带(HX33、HSX1、FSX1井);(b)方巷—竹墩地区(F4、H19、ZG1、XQ1-21井)

Fig.5 Homogeneous temperature frequency of inclusions in E_{1f_1} , Gaoyou Sag

5 讨论

根据形成的主要因素可以将致密砂岩储层分为原生型与次生型两大类,原生型受沉积物自身粒度、分选等因素影响较大,次生型受后期成岩作用改造较强。这并不是认为原生型不受成岩作用的影响或次生型跟沉积物粒度等无关,而是指在致密化中何种因素占据相对主导地位。原生型致密砂岩储层可再细分为细粒型与混杂型。其区别在于细粒型是由于沉积物粒度细(多为粉砂级)导致储层致密,而混杂型则是由于分选差(砂、砾、泥混杂)导致储层致密,这表明细粒型多发育在前缘席状砂或滩砂等相带,而混杂型则易在重力流沉积体中发育,当然后期的成岩作用也会加速加强其致密化过程。值得讨论的是,原生型致密砂岩实际上依然受到后期成岩作用的影响(笔者认为几乎所有的致密砂岩都是在成岩作用的影响之下形成的),正是由于其更多地受沉积作用的控制而造成早期物性较差,后期更易致密化的特点,从而与次生型有所区别。次生型致密砂岩储层可再细分为压实型与胶结型。这两种成岩过程往往是相伴而生的,只是由于两者的发育程度不同而分为两类。就高邮凹陷 E_1f_1 致密砂岩储层而言,压实型主要是发育在埋深大于3 500 m的内坡区,这里的温度与压力都很高,碳酸盐胶结也较为强烈,但是压实作用明显超过了胶结作用对储层的影响,粒间孔隙保留得更少。其他学者研究认为,自生黏土矿物形成的包壳是储层致密化的一个重要因素(或过程),而高邮凹陷 E_1f_1 储层中自生黏土矿物相对较少,埋深较大的地区还有一定量的绿泥石,但基本没有形成包壳。因此,本文没有关于自生黏土矿物的分类,但其实自生黏土矿物也可以认为是一种胶结,其他地区的这种致密砂岩储层是可以划分为次生胶结型。

内坡带的“先成藏后致密型”油藏储层的渗透性较差,从主流喉道半径的数据就可以明显看出(表1),且其排驱压力也普遍高于方巷—许庄地区的“先致密后成藏型”油藏储层,甚至超过了一个数量级,毛管中值压力也是如此;两者的孔隙度相差不大(内坡带埋深较大的FSX1油藏孔隙度较小),孔隙半径均值基本相当,但是孔喉体积比却远小于“先致密后成藏型”油藏,这表明“先成藏后致密型”油藏储层中的喉道遭受了后期致密化过程的破坏,而且其破坏

表1 高邮凹陷阜一段(E_1f_1)油藏差异性分析表

Table 1 Analysis of reservoir differentiation in E_1f_1 , Gaoyou Sag

类型	构造单元	油藏区块	埋藏深度/m	含油饱和度/%	孔隙度/%	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	地层压力系数	毛管压力中值/MPa	主流喉道半径/ μm	孔隙半径均值/ μm	总孔喉体积比	平均配位数	总孔隙度/%	总喉道度/%	恒压采收率/%	排驱压力/MPa
先成藏 后致密	北斜坡 中内坡	H16	2 500	95(变质带)	17.4	0.26	1.025	12.06	0.082	158.13	0.03	0.03	0.77	37.51	39.71	2.92
		HX33	3 250	65	10.0	0.07	1.356	10.70	0.102	156.00	0.07	0.03	2.97	41.05	43.99	3.13
		HSX1	3 750	67	10.4	0.12	1.092	7.95	0.563	133.55	0.02	0.03	2.93	41.33	42.26	1.55
先致密 后成藏	南部 断裂带	FSX1	3 850	浙青	2.5	0.05	0.989	12.96	0.050	142.67	0.07	0.02	0.73	35.16	35.88	2.94
		F4	2 050	53.1	14.2	1.22	1.040	1.12	0.776	146.35	0.95	0.10	34.08	35.75	69.83	0.48
		XQ1-21	2 250	51	16.8	3.91	0.988	0.96	1.383	150.71	0.79	0.11	38.30	48.57	86.87	0.32

性超过了赋存烃类流体支撑性。“先致密后成藏型”油藏储层其孔喉是在致密化后受到伴随烃类的酸性流体溶蚀而来的,这些晚生的孔隙与喉道虽然数量不多,但基本未受到致密化破坏,因而具有较好的孔喉连通性能,这从平均配位数上也可以看出。从进汞数据也可以看出,“先成藏后致密型”油藏储层的孔隙进汞较差,说明其有效的连通孔隙相对较少。

同时这两种演化过程也导致了油藏含油性的差别,“先成藏后致密型”油藏由于成藏期在最终致密化之前,储层物性较好,烃类充满程度高,后期致密化后,烃类依然在孔隙中得到保存,因此其含油饱和度较高,但是由于孔喉的连通性较差,流体的可动性较低。例如HSX1井4 280.3 m处 E_1f_1 储层物性虽然较好($\Phi=15.28\%$, $K=1.15\times 10^{-3}$ μm),但是可动流体仅有37.15%^[7],而且其排驱压力也较高,产液能力相对较差;而南部断阶带中的“先致密后成藏型”油藏,由于在成藏期前储层物性就较差,且油气充注能力弱于内坡带,其整体上的含油饱和度相对较低,但是由于受后期成岩作用影响相对较弱,孔喉的连通性较好,其中蕴含的流体可动性也较好,例如方巷地区的F4井 E_1f_1 油藏其2 050 m储层物性虽然较差,但是可动流体达63.74%,且其排驱压力较低,表明其在经过改造后具有较好的产液能力。

苏北盆地高邮凹陷内坡带与南部断阶带 E_1f_1 ,由于埋藏演化史与所处构造单元的不同而导致其储层致密化与成藏过程存在差异性,其中内坡带为先成藏后致密型油藏,南部断阶带为先致密后成藏型油藏。内坡带的先成藏后致密型油藏主要受到后期再次深埋的影响而导致成藏后再次致密化(其早期的致密化在受到强烈溶蚀后基本解除,这与鄂尔多斯南部延长组长8油层组的“先成藏后致密”过程有明显区别^[12,25]),从而造成油藏储层虽然保有一定的孔隙,但是喉道较细且连通性较差,储层的排替压力较高,产液能力弱。不过由于其在成藏期时位于生烃中心,油气的注入动力十足,形成的次生孔隙较多,油气充注相对饱满,虽然后期的致密化导致很多含油孔隙的连通性不佳,但是较高的含油饱和度与较多的非连通孔隙都表明这类油藏赋存着大量的原油。虽然可动性不佳,但是储层改造工程技术有所提升后就能够获得较高的总产量。南部断阶带的先致密后成藏型油藏要接受北部烃源灶的外来油气,其在致密化后储层受到的溶蚀作用相对较弱(其储

层本身由于粒度较细或泥质含量较高而物性较差),形成的次生孔喉不如内坡带储层(并未完全解除储层的致密化特点),但是其后期由于再次埋藏较浅,成岩减孔作用相对较弱,并没有对已经成藏的储层造成实质性损伤,所以其基本保留了成藏期时的储层物性,储层的孔喉连通性较好,烃类流体的可动性更佳,压裂后往往可以获得稳定的持续产能。两种致密化与成藏过程类型的致密砂岩油藏表现出了截然相反的储层物性与油藏属性的差异,这是由于其埋藏过程与成藏条件而导致的,进而影响到其产液能力与对储层改造工艺要求上的差异,这在后期产能建设上是需要特别注意的。

6 结论

(1) 苏北盆地高邮凹陷阜一段致密砂岩储层从形成的主要因素上可分为原生型与次生型两大类四小类,并存在先成藏后致密与先致密后成藏两种致密化过程。

(2) 高邮凹陷北斜坡内坡带为先成藏后致密型油藏,在储层类型上主要发育次生型,其喉道遭受了后期致密化过程的破坏,且破坏性超过了赋存烃类流体支撑性。然而其油气充注相对饱满,较高的含油饱和度与较多的非连通孔隙都表明这类油藏赋存着大量的原油,储层改造工程技术有所提升后就能够获得较高的总产量。

(3) 高邮凹陷南部断裂带为先致密后成藏型油藏,主要发育原生型储层,油藏的含油饱和度相对不高,但后期成岩减孔作用相对较弱,基本保留了成藏期时的储层物性,烃类流体的可动性更佳,压裂后往往可以获得稳定的持续产能。

参考文献(References)

- [1] 贾承造,邹才能,李建忠,等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350. [Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.]
- [2] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望:以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187. [Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica,

- 2012, 33(2): 173-187.]
- [3] 朱如凯,邹才能,张翔,等. 致密砂岩气藏储层成岩流体演化与致密成因机理:以四川盆地上三叠统须家河组为例[J]. 中国科学(D辑):地球科学,2009,39(3):327-339. [Zhu Rukai, Zou Caineng, Zhang Nai, et al. Diagenetic fluids evolution and genetic mechanism of tight sandstone gas reservoirs in Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin, China[J]. Science China (Seri. D): Earth Sciences, 2009, 39(3): 327-339.]
- [4] Byrnes A P. Reservoir characteristics of low-permeability sandstones in the Rocky Mountains[J]. Mountain Geologist, 1997, 34(1): 39-51.
- [5] 王猛,唐洪明,刘枢,等. 砂岩差异致密化成因及其对储层质量的影响:以鄂尔多斯盆地苏里格气田东区上古生界二叠系为例[J]. 中国矿业大学学报,2017,46(6):1282-1300. [Wang Meng, Tang Hongming, Liu Shu, et al. Formation mechanism of differential sandstone densification modes and its impact on reservoir quality: A case study of Upper Paleozoic Permian in eastern part of Sulige gas field, Ordos Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2017, 46(6): 1282-1300.]
- [6] 孙丽娜,张明峰,吴陈君,等. 不同成因类型致密砂岩气成藏过程及机理研究进展[J]. 沉积学报,2015,33(5):1013-1022. [Sun Lina, Zhang Mingfeng, Wu Chenjun, et al. A review of the accumulation process and formation mechanism about different genetic types of tight-gas sandstone reservoir[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(5): 1013-1022.]
- [7] 于雯泉. 致密砂岩储层成因类型分析:以苏北盆地高邮凹陷阜一段为例[J]. 复杂油气藏,2018,11(4):1-6. [Yu Wenquan. Analysis of genetic type analysis of tight sandstone reservoirs: A case study of the First member of Funing Formation in Gaoyou Sag[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2018, 11(4): 1-6.]
- [8] 钟韬,李键,曹冰,等. 西湖凹陷花港组储层致密化及其与油气成藏的关系[J]. 海洋地质前沿,2018,34(1):20-27. [Zhong Tao, Li Jian, Cao Bing, et al. Densification timing of reservoir and its bearing on hydrocarbon accumulation in the Huangang Formation of Xihu Sag [J]. Marine Geology Frontiers, 2018, 34(1): 20-27.]
- [9] 李剑,姜晓华,王秀芹,等. 裂谷盆地致密砂岩气成藏机制与富集规律:以松辽盆地与渤海湾盆地为例[J]. 石油与天然气地质,2017,38(6):1005-1018. [Li Jian, Jiang Xiaohua, Wang Xiujin, et al. Mechanisms for gas accumulation and enrichment in tight sandstone reservoir in rift basins: Cases from the Songliao Basin and the Bohai Bay[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1005-1018.]
- [10] 南红丽,蔡李梅,叶素娟,等. 川西坳陷沙溪庙组储集层致密化与天然气成藏耦合关系[J]. 新疆石油地质,2018,39(4):439-445. [Nan Hongli, Cai Limei, Ye Sujuan, et al. Coupling relationship between reservoir densification and natural gas accumulation in Shaximiao Formation in western Sichuan Depression [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(4): 439-445.]
- [11] 屈雪峰,周晓峰,刘丽丽,等. 鄂尔多斯盆地古峰庄—麻黄山地区长 8_2 低渗透砂岩致密化过程分析[J]. 天然气地球科学,2018,29(3):337-348. [Qu Xuefeng, Zhou Xiaofeng, Liu Lili, et al. Densification process of Chang 8_2 ultra-low permeability sandstone, Gufengzhuang-Mahuangshan area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(3): 337-348.]
- [12] 陈贺贺,朱筱敏,陈纯芳,等. 致密砂岩储层致密化与成藏史耦合关系研究:以鄂尔多斯南部镇原—泾川地区延长组长8油层组为例[J]. 沉积学报,2018,36(2):401-414. [Chen Hehe, Zhu Xiaomin, Chen Chunfang, et al. The coupling relationship of reservoir densification history and hydrocarbon emplacement in tight sandstone reservoir: A case study of the Chang 8 oil member, Yanchang Formation, southern Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2018, 36(2): 401-414.]
- [13] 于雯泉,王路,陆梅娟. 高邮凹陷阜一段致密砂岩孔隙演化差异分析[J]. 复杂油气藏,2017,10(1):9-16. [Yu Wenquan, Wang Lu, Lu Meijuan. Differences analysis for porosity evolution of tight sandstone in the First member of Funing Formation in Gaoyou Sag[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2017, 10(1): 9-16.]
- [14] 朱平,毛凤鸣,李亚辉. 复杂断块油藏形成机理和成藏模式[M]. 北京:石油工业出版社,2008:3-15,27-60. [Zhu Ping, Mao Fengming, Li Yahui. Formation mechanism and formation model of complex fault block reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 3-15, 27-60.]
- [15] 纪友亮,王艳艳,刘玉瑞,等. 高邮凹陷阜一段差异成岩作用及成因[J]. 同济大学学报(自然科学版),2014,42(3):474-479. [Ji Youliang, Wang Yanyan, Liu Yurui, et al. Differential diagenesis and its genetic analysis of 1st member of Funing Formation in Gaoyou Depression[J]. Journal of Tongji University (Natural Science), 2014, 42(3): 474-479.]
- [16] 宋秋花,宋全友,陈刚强,等. 高邮凹陷北斜坡阜宁组储层成岩作用特征[J]. 断块油气田,2009,16(5):20-22. [Song Qiuha, Song Quanyou, Chen Gangqiang, et al. Diagenetic characteristics of Funing Formation reservoir in northern slope of Gaoyou Depression[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(5): 20-22.]
- [17] 吴思仪,司马立强,袁龙,等. 高邮凹陷阜一段低渗透储层特征及成因分析[J]. 岩性油气藏,2014,26(2):47-53. [Wu Siyi, Sima Liqiang, Yuan Long, et al. Characteristics and genesis of low permeability reservoir of the First member of Fuyi Formation in Gaoyou Sag [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(2): 47-53.]
- [18] 傅强,陈海洲. 苏北盆地高邮凹陷古近系阜宁组储层成岩相特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2008,35(3):225-231. [Fu Qiang, Chen Haizhou. Reservoir diagenetic facies characteristics of Paleogene Funing Formation in the Gaoyou Sag of Subei Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2008, 35(3): 225-231.]
- [19] 陆梅娟,于雯泉,王路,等. 高邮凹陷阜一段含油砂岩成岩作

- 用特征[J]. 复杂油气藏, 2013, 6(4): 11-15. [Lu Meijuan, Yu Wenquan, Wang Lu, et al. Diagenetic character of oil-bearing sandstone in the First member of Funing Formation in Gaoyou Sag [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2013, 6(4): 11-15.]
- [20] 能源, 杨桥, 张克鑫, 等. 苏北盆地高邮凹陷晚白垩世—新生代构造沉降史分析与构造演化[J]. 沉积与特提斯地质, 2009, 29(2): 25-32. [Neng Yuan, Yang Qiao, Zhang Kexin, et al. Tectonic subsidence and evolution of the Gaoyou Depression in northern Jiangsu Basin during the Late Cretaceous to the Cenozoic [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2009, 29(2): 25-32.]
- [21] 杨立干, 陆英, 陈平原. 高邮凹陷上下第三系之间地层剥蚀量的研究[J]. 江汉石油学院学报, 2003, 25(增刊2): 33-34. [Yang Ligan, Lu Ying, Chen Pingyuan. Analysis of denudation rate between Early and Late Tertiary systems of Gaoyou Depression [J]. *Journal of Jiangnan Petroleum Institute*, 2003, 25(Suppl. B): 33-34.]
- [22] 徐田武, 王英民, 魏水建, 等. 苏北盆地始新统三垛运动剥蚀厚度恢复[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2008, 30(6): 56-60. [Xu Tianwu, Wang Yingmin, Wei Shuijian, et al. Restoration of denudation thickness of Eocene Sanduo movement in Subei Basin [J]. *Journal of Oil and Gas Technology (Journal of Jiangnan Petroleum Institute)*, 2008, 30(6): 56-60.]
- [23] 郭小文, 刘可禹, 宋岩, 等. 库车前陆盆地大北地区砂岩储层致密化与油气充注的关系[J]. 地球科学, 2016, 41(3): 394-402. [Guo Xiaowen, Liu Keyu, Song Yan, et al. Relationship between tight sandstone reservoir formation and petroleum charge in Dabei area of Kuqa Foreland Basin [J]. *Earth Science*, 2016, 41(3): 394-402.]
- [24] 戴祉平, 陈勇, 于雯泉. 高邮凹陷阜宁组一段储层成岩环境演化的流体包裹体证据[J]. 山东科技大学学报(自然科学版), 2013, 32(5): 53-60. [Dai Zhiping, Chen Yong, Yu Wenquan. Evolution of diagenesis environment of the 1st member Funing Formation in Gaoyou Sag: Evidence from fluid inclusions [J]. *Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science)*, 2013, 32(5): 53-60.]
- [25] 史兵兵, 常象春, 尹伟, 等. 鄂尔多斯盆地镇泾地区长8致密储层成藏期临界物性厘定[J]. 沉积学报, 2020, 38(1): 231-243. [Shi Bingbing, Chang Xiangchun, Yin Wei, et al. Determination of lower limits of critical properties of Chang 8 tight sandstone reservoirs, Zhenjing block, Ordos Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2020, 38(1): 231-243.]

Genetic Type Analysis of Tight Sandstone Reservoirs: A case study of the First member of the Funing Formation in Gaoyou Sag, China

YU WenQuan

Exploration and Development Research Institute of Jiangsu Oilfield, SINOPEC, Yangzhou, Jiangsu 225009, China

Abstract: The genetic types of tight sandstone reservoirs in the First member of the Funing Formation in the Gaoyou Sag were analyzed using micro thin-sections, CT scanning and fluidity analysis. Primary and secondary types of formation were evident. Due to the different burial processes and reservoir-forming conditions, two densification processes took place in different areas of the Gaoyou Depression. In the inner northern slope zone, reservoirs formed initially and were then compacted. The secondary type of reservoir mainly developed within these reservoirs. This is evident as densification in the Second member of the Sanduo Formation, where the densification was modified by strong dissolution caused by large-scale hydrocarbon expulsion. The influence of re-burial at the end of the Yancheng Formation led to re-densification of the reservoir after it had formed, resulting in relatively high reservoir porosity. The oil saturation is high, but the poor connectivity of the pore throats results in poor permeability. This type of reservoir needs large-scale reservoir reconstruction to improve productivity. In the southern fault zone, sediments were first compacted and then the primary type of reservoir developed. This was densified in the Second member of the Sanduo Formation, and dissolution was less evident in the later stage of reservoir formation. The oil saturation is therefore relatively low, but the weak later diagenesis produced good pore throat connectivity and fluid mobility. Stable and sustainable production capacity can be obtained after appropriate reservoir reconstruction.

Key words: tight sandstone; genetic type; densification process; First member of Funing Formation; Gaoyou Sag