

牛庄洼陷西南部沙三中亚段浊积岩 储层成岩作用与物性演化

张少敏^{1,2}, 操应长^{1,2}, 王艳忠^{1,2}, 杨田^{1,2}, 王尉¹, 王思佳^{1,2}

(1. 中国石油大学地球科学与技术学院, 山东青岛 266580;

2. 海洋国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 山东青岛 266071)

摘要:通过岩心观察、薄片鉴定、图像分析、包裹体分析、碳氧同位素分析及物性测试等技术方法,结合埋藏史、有机质热演化史和油气成藏史,对东营凹陷牛庄洼陷西南部沙三中亚段浊积岩储层成岩作用与物性演化进行研究。结果表明:沙三中亚段浊积岩储层整体以中低孔—低渗特低渗为特征,经历了弱碱性—酸性—碱性—弱酸性的成岩环境演化过程;成岩作用类型多样,主要胶结溶解作用序列为早期菱铁矿胶结/早期方解石胶结→长石溶蚀/石英加大/自生高岭石沉淀→铁方解石、铁白云石胶结/少量石英溶蚀→少量长石溶蚀/石英加大/黄铁矿胶结,压实作用存在于整个埋藏过程中;物性演化与油气成藏史的匹配关系表明,沙三中亚段浊积岩常规储层与致密储层共存,其中致密储层分为“边致密边成藏型”和“先致密后成藏型”两种类型;常规储层主要位于中厚层砂岩的中部,对勘探最有利,其次为“边致密边成藏型”储层,主要存在于中厚层砂岩的顶部或底部,“先致密后成藏型”储层最不利,多为薄层砂岩。

关键词:成岩作用;成岩演化;物性演化;浊积岩;牛庄洼陷

中图分类号:TE 122.2 **文献标志码:**A

引用格式:张少敏,操应长,王艳忠,等.牛庄洼陷西南部沙三中亚段浊积岩储层成岩作用与物性演化[J].中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(2):1-11.

ZHANG Shaomin, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Diagenesis and physical properties evolution of turbidite reservoirs in E_3^z of Niuzhuang sag, Dongying Depression[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(2): 1-11.

Diagenesis and physical properties evolution of turbidite reservoirs in E_3^z of Niuzhuang sag, Dongying Depression

ZHANG Shaomin^{1,2}, CAO Yingchang^{1,2}, WANG Yanzhong^{1,2},
YANG Tian^{1,2}, WANG Wei¹, WANG Sijia^{1,2}

(1. School of Geosciences in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266071, China)

Abstract: A comprehensive analysis was conducted to evaluate the diagenesis and property evolution of E_3^z in Niuzhuang sag, by combining core observation, thin section identification, image analysis, fluid inclusion analysis, carbon and oxygen isotope analysis and physical property test. The burial, thermal and hydrocarbon charging history of the reservoirs were also taken into consideration. The results show that the turbidite reservoirs of E_3^z are characterized with low porosity and permeability, and may have experienced diagenetic environment changes through the sequence of weak alkaline, acidic, alkaline, and weak acidic conditions. With various diagenesis, the main dissolving-cementation sequence was: early siderite and cal-

收稿日期:2016-08-15

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05006-003);国家自然科学基金石油化工联合基金重点项目(U1262203);中央高校基本科研业务费专项(15CX06009A)

作者简介:张少敏(1989-),女,博士研究生,研究方向为沉积学与储层地质学。E-mail:zhangshaomin0813@126.com。

通讯作者:操应长(1969-),男,教授,博士,博士生导师,研究方向为沉积学、层序地层学及储层地质学等。E-mail:cyc8391680@163.com。

cite cementation; feldspar dissolution/quartz overgrowth/authigenic kaolinite precipitation; first hydrocarbon charging; ferro-calcite/ankerite cementation/quartz dissolution; second hydrocarbon charging; a small amount of feldspar dissolution/quartz overgrowth/pyrite cementation, and finally compaction existing throughout the whole burial history. According to the matching relation of reservoir physical properties and hydrocarbon accumulation, both conventional reservoirs and tight reservoirs coexisted in the turbidites, and the tight reservoirs could be further divided into two types, one became tight reservoirs during hydrocarbon accumulation and the other became tight before hydrocarbon accumulation. It is concluded that the best exploration targets are the conventional reservoirs followed by reservoirs becoming tight during hydrocarbon accumulation, and then the reservoirs becoming tight before hydrocarbon accumulation.

Keywords: diagenesis; diagenetic evolution; physical properties evolution; turbidite; Niuzhuang sag

浊积岩砂体在陆相湖盆中广泛分布,多包裹于烃源岩中,成藏条件优越,已成为现阶段隐蔽油藏勘探开发的重要领域^[1]。沉积作用控制砂体的空间展布和岩石特征,而成岩作用是储层形成和发育的必经过程,其类型和强度、演化过程直接影响着储层的物性演化规律,最终决定储层储集性能的优劣^[2-3]。东营凹陷牛庄洼陷西南部沙三中亚段发育多种浊积岩砂体,多被烃源岩包裹且埋藏较深(2500~3500 m),经历了复杂的成岩改造和储层物性演化过程,与浅层开放环境的砂体相比,具有一定特殊性。浊积岩储层成岩作用和物性演化过程的深入研究对浊积岩砂体岩性油气藏的勘探开发具有重要的意义。笔者综合运用各类分析测试手段,对东营凹陷牛庄洼陷西南部浊积岩成岩作用及物性演化过程进行研究,并分析储层物性演化与油气成藏的匹配关系。

1 区域地质概况

牛庄洼陷位于东营凹陷中部,面积约为 240 km²,北邻中央隆起带,南部以陈官庄—王家岗断裂带与东营凹陷南斜坡相接,西起梁家楼油田东翼,东至广利构造^[4](图 1)。研究区位于牛庄洼陷西南部,沙四段和沙三下亚段断裂活动较弱,在深湖—半深湖沉积背景下发育了厚层暗色泥岩和油页岩,为研究区主力烃源岩;沙三中亚段沉积时期,东营凹陷处于断裂活动鼎盛期,构造运动强烈,同时碎屑物质供应充足,东营三角洲快速向前推进,造成三角洲前缘斜坡角度过大而发生滑塌,在牛庄洼陷西南部形成大量滑塌浊积岩体。沙三上亚段沉积期,水体逐渐变浅,主要为河流—三角洲相砂泥互层沉积。牛庄洼陷目前已发现多个砂岩透镜体油藏,是油气勘探的主要对象^[4]。

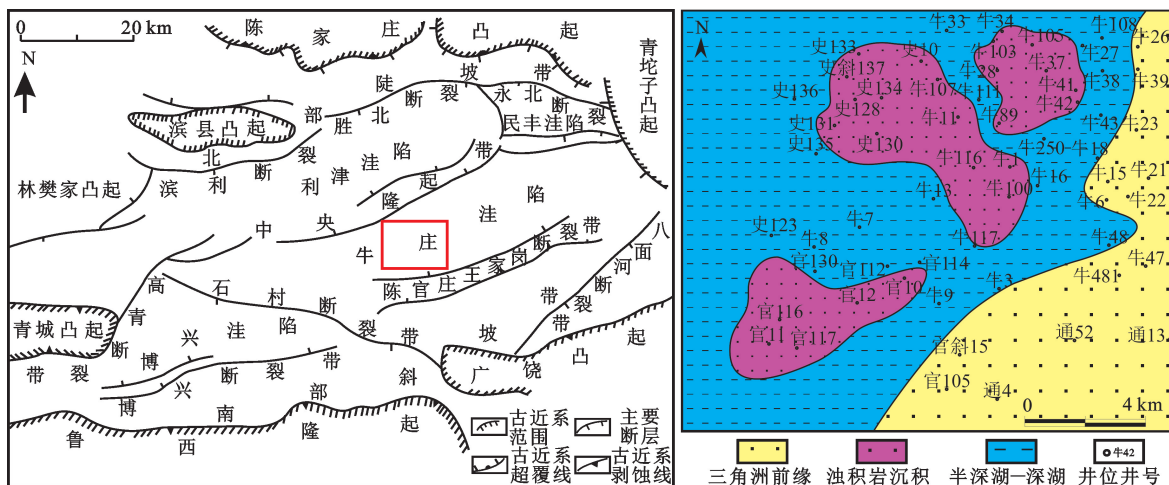


图 1 牛庄洼陷构造位置及沙三中亚段浊积岩平面展布图

Fig. 1 Tectonic setting and turbidites distribution of Es₃² in Niuzhuang sag

2 储集层基本特征

由于搬运距离、水动力条件、流体类型等不同,牛庄西南部沙三中亚段滑塌浊积体近源、中部和远源沉积物的沉积特征具有明显的差异(图 2)。近源沉积

物以含泥砾、泥岩撕裂屑等厚层块状砂岩为主,滑塌变形构造发育,岩性主要为中砂岩,分选、磨圆较差;滑塌中部发育中等厚度的块状砂岩、正递变砂岩及不完整鲍马序列,岩性主要为中细砂岩,分选中等;远源沉积以厚层泥岩夹薄层砂岩、粉砂岩沉积为主,发育

不完整鲍马序列,且泥质粉砂岩中变形构造发育。

通过研究区实测物性统计,浊积岩以中低孔—低渗特低渗储层为主,孔隙度分布范围 0.6% ~ 25.8%,其中孔隙度 10% ~ 15% (低孔) 储层占 23.04%,孔隙度 15% ~ 25% (中孔) 储层占 60.73%。渗透率分布范围 $(0.006 \sim 3645.67) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其中渗透率为 $(0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (超低渗) 的储层占 25.63%,渗透率为 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (特低渗) 储层占 40.09%,渗透率为 $(10 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (低渗) 储层占 25.57%,三者含量之和超过 80%。

研究区储层埋深主要分布在 2 600 ~ 3 400 m,不同沉积相带储层孔隙度分布差异明显(图 2),近源厚层块状砂体和中部中厚层砂体中部储层物性总体较好,孔隙度平均为 16.2%,随着埋深增加,孔隙度有减小趋势,但减小的速度较为缓慢;其次为滑塌中部中厚层砂体边部储层,孔隙度平均为 15.5%,随埋深增加,孔隙度减小较显著;远源薄层砂体在浅层物性已减小到较低水平,在研究层段范围内物性整体较差,随着深度的增加,孔隙度降低缓慢,平均为 7.6%,较难成为优质储层。

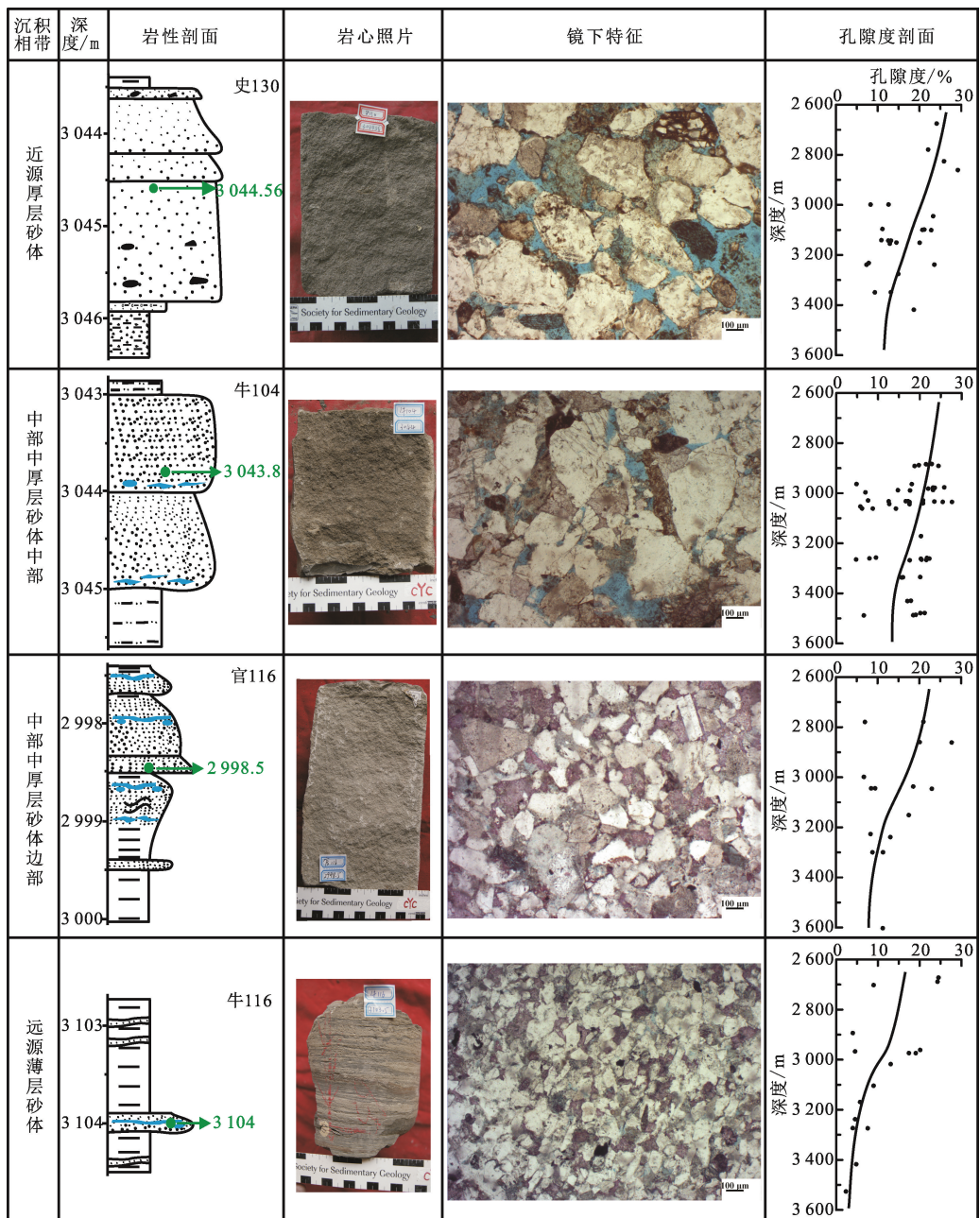


图 2 牛庄洼陷西南部沙三中亚段储层沉积特征及物性分布

Fig. 2 Sedimentary characters and petrophysical property of turbidite reservoirs of Es₃² in southwest Niuzhuang sag

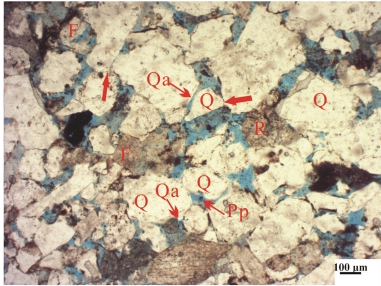
3 成岩作用类型及其对物性的影响

研究区浊积岩储层在埋藏过程中经历了复杂的成岩作用改造过程,主要包括压实作用、胶结作用、溶蚀作用及交代作用等。

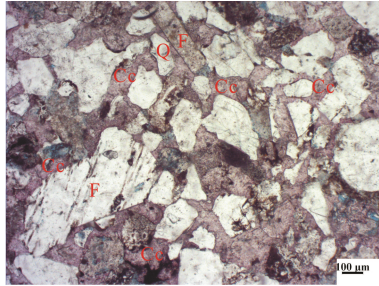
3.1 压实作用

研究区浊积岩储层整体压实作用中等,在中厚

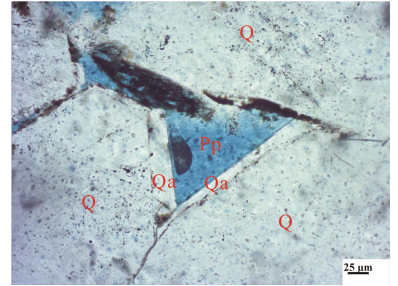
层砂体中,石英、长石等刚性颗粒含量较高,岩石抗压实能力较强,颗粒以点—线接触为主(图3(a));在薄层砂体中,泥质杂基含量高,抗压实能力较弱,颗粒以线接触为主,可见少量云母、岩屑等塑性颗粒压实变形以及长石等脆性矿物压裂破碎。



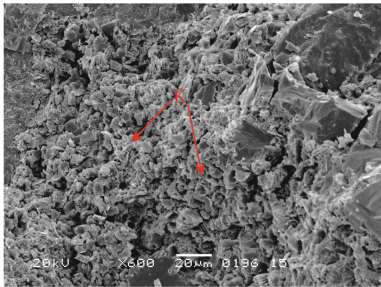
(a)牛42井, 3 258.6 m, 颗粒点—线接触



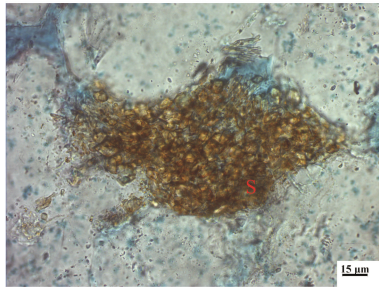
(b)牛42井, 3 260.2 m, 含铁方解石强胶结



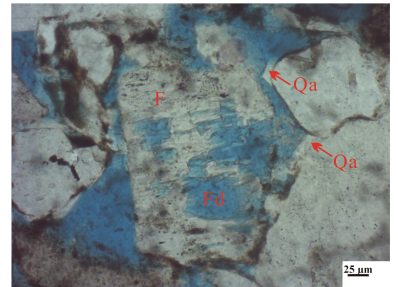
(c)牛42井, 3 261.9 m, 石英加大边, 原生孔隙



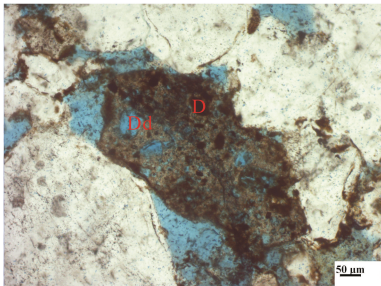
(d)牛42井, 3 272.9 m, 蠕虫状/书页状高岭石



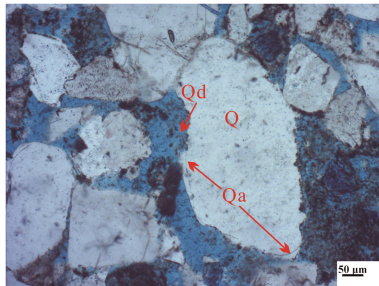
(e)牛116井, 3 099.4 m, 自生菱铁矿



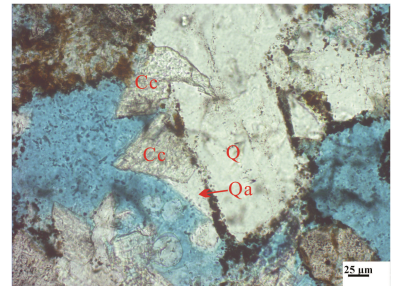
(f)官11井, 2 884.4 m, 长石溶蚀孔隙



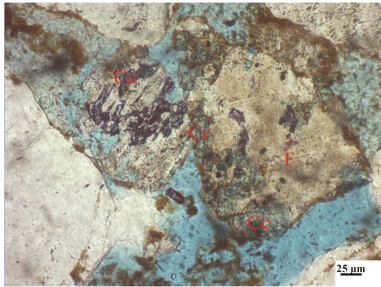
(g)史130井, 3 044.56 m, 岩屑溶蚀孔隙



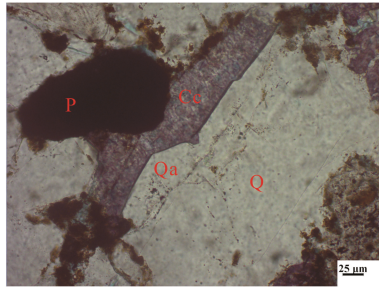
(h)牛42井, 3 261.1 m, 石英及加大边少量溶蚀



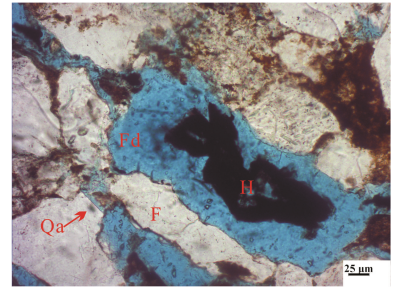
(i)史133井, 3 171.4 m, 碳酸盐交代石英加大边



(j)史130井, 3 044.56 m, 铁方解石/铁白云石充填长石溶蚀孔隙



(k)牛89井, 3 299.3 m, 铁方解石与石英加大边平直接触



(l)官10井, 2 778.8 m, 长石孔隙中残留烃

Q—石英; F—长石; D—岩屑; K—高岭石; S—菱铁矿; P—黄铁矿; H—残留烃类; Qa—石英加大边; Cc—碳酸盐胶结; Fd—长石溶孔; Pp—原生孔隙; Dd—岩屑溶孔; Qd—石英溶孔

图3 牛庄洼陷西南部沙三中亚段浊积岩储层成岩作用类型及特征

Fig. 3 Diagenesis characteristics of Es₃ turbidite in southwest Niuzhuang sag

3.2 胶结作用

研究区储层胶结作用普遍发育,主要包括碳酸盐胶结、硅质胶结、自生黏土矿物胶结和少量菱铁矿、黄铁矿胶结。

碳酸盐胶结物在研究区最为常见,以方解石、铁方解石和铁白云石为主(图3(b)),含量为0.5%~32.5%,平均8.25%,多为孔隙式胶结。研究区以砂泥互层的浊积岩沉积为特征,砂岩中碳酸盐胶结物具有明显的差异分布特征,碳酸盐胶结物含量由砂体边缘向砂体内部逐渐减少;在距砂泥接触面约0.5 m以内,碳酸盐胶结物含量高,一般大于10%;距砂泥接触面距离在0.5~1 m时,碳酸盐胶结物含量一般为3~10%;大于1 m时,胶结物含量小于

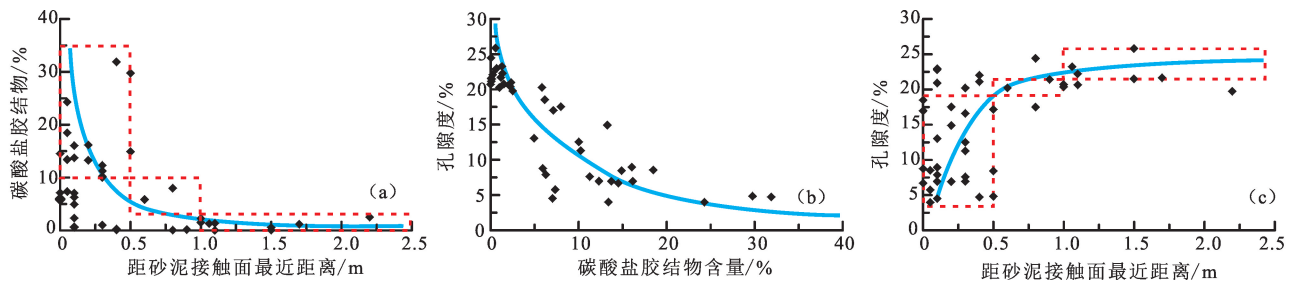
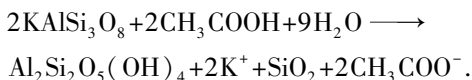


图4 牛庄洼陷西南部沙三中亚段浊积岩储层胶结物含量、孔隙度及距砂泥接触面距离的关系

Fig. 4 Relationship between carbonate cement content, porosity and distance to sandstone-mudstone contact surface in turbidite reservoirs of Es₃^z in Niuzhuang sag

研究区浊积岩储层中发育大量的自生高岭石,平均含量占自生黏土矿物的50.50%,常充填于长石溶蚀孔隙以及部分原生孔隙中,晶型发育良好,集合体呈书页状、蠕虫状(图3(d))。分布于泥岩中的相对孤立的浊积岩砂体,多处于半封闭系统中,酸性流体溶蚀长石形成自生高岭石和硅质胶结物,充填于长石溶蚀孔隙及附近的原生孔隙中。化学反应式为

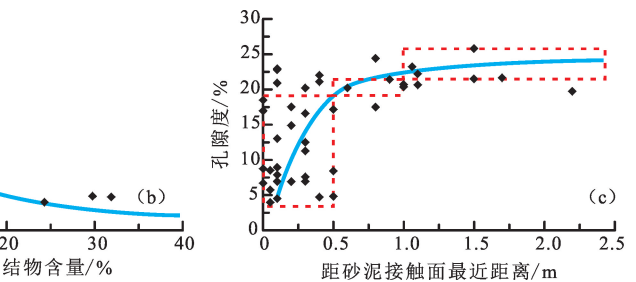


研究区硅质胶结物较发育,以石英加大边为主,石英加大边虽然占据了部分孔隙空间,但是在一定程度上增强了岩石的抗压能力,有利于剩余原生孔隙的保存(图3(c))。菱铁矿胶结物多以团块状集合体出现(图3(e)),黄铁矿常为团块状、莓球状,工区内这两种胶结物含量少但普遍存在。

3.3 溶蚀作用

研究区储层以长石、岩屑等的酸性溶蚀作用最为普遍(图3(f)、(g)),长石颗粒边缘发生不规则溶蚀或颗粒内部沿解理缝溶蚀形成粒内溶孔,岩屑发生选择性溶蚀。同时见少量石英及加大边发生碱性

溶蚀(图3(h))。利用显微镜和铸体薄片分析系统,采用人工圈绘与计算机图像分析相结合的方法,依据次生孔隙专指岩石在埋藏过程中形成的新孔隙的原则^[8],将原始粒间孔隙识别为原生孔隙,其周围颗粒溶蚀形成的新孔隙识别为溶蚀孔隙,对沙三中亚段浊积岩储层原生孔隙和溶蚀孔隙进行定量统计。结果表明溶蚀孔隙含量平均为50.73%,原生孔隙含量平均为49.27%,二者含量相当。在厚层砂体中部,胶结作用较弱,原生孔隙保存,有利于后期活动流体沿油源断层进入储层,溶蚀作用强烈,形成大量次生孔隙。在厚层砂体边缘和薄层砂体中,由于早期压实作用和胶结作用导致孔隙绝对含量较低,后期酸性流体对储层的溶蚀改造较弱,形成少量次生孔隙。



溶蚀(图3(h))。利用显微镜和铸体薄片分析系统,采用人工圈绘与计算机图像分析相结合的方法,依据次生孔隙专指岩石在埋藏过程中形成的新孔隙的原则^[8],将原始粒间孔隙识别为原生孔隙,其周围颗粒溶蚀形成的新孔隙识别为溶蚀孔隙,对沙三中亚段浊积岩储层原生孔隙和溶蚀孔隙进行定量统计。结果表明溶蚀孔隙含量平均为50.73%,原生孔隙含量平均为49.27%,二者含量相当。在厚层砂体中部,胶结作用较弱,原生孔隙保存,有利于后期活动流体沿油源断层进入储层,溶蚀作用强烈,形成大量次生孔隙。在厚层砂体边缘和薄层砂体中,由于早期压实作用和胶结作用导致孔隙绝对含量较低,后期酸性流体对储层的溶蚀改造较弱,形成少量次生孔隙。

3.4 交代作用

研究区沙三中亚段浊积岩储层中交代作用普遍,主要表现为碳酸盐胶结物对碎屑颗粒及其他胶结物的交代,如方解石、白云石交代长石、石英颗粒,铁方解石交代石英及其加大边(图3(i));不同期次碳酸盐胶结物之间的交代,如铁方解石、铁白云石交代早期方解石和白云石;少量黄铁矿对碎屑颗粒和

其他胶结物的交代(图3(k))。交代作用对储层孔隙的变化影响较小,但是自生矿物之间的交代现象常作为判断矿物形成先后的重要依据。

4 储层成岩演化特征

受沉积盆地中各种成岩流体及水-岩反应的影响,同一地区在盆地演化的不同阶段常具有不同的成岩环境^[5,9],成岩环境的演化控制着成岩演化过程。

4.1 储层胶结溶解序列

根据自生矿物的形态、溶解充填关系、交代切割关系以及包裹体测试等分析,确定了研究区沙三中亚段浊积岩储层的胶结溶解序列。

研究区自生菱铁矿胶结物主要形成于早期的碱性还原环境中,晶型较好,常呈团块状出现。长石等硅酸盐矿物在酸性成岩流体作用下发生溶蚀,形成高岭石,析出的硅质以石英胶结物的形式沉淀下

来^[10],可认为长石溶蚀、自生高岭石沉淀和石英加大为同期成岩作用。镜下薄片观察发现,铁方解石和铁白云石充填长石溶蚀孔隙(图3(i)、(j)),同时可见碳酸盐胶结物交代石英加大边以及石英次生加大边与碳酸盐边缘平直接触(图3(i)、(k))等现象,这些都表明长石溶蚀、石英加大早于碳酸盐胶结作用。长石溶蚀孔隙中见残留烃类,可推断油气充注晚于长石溶蚀作用(图3(l))。石英加大边中盐水包裹体均一温度分析表明(图5),均一温度分布范围为79.5~155℃,呈双峰分布特征。第一个峰值范围为95~115℃,该温度范围为有机质热演化生成大量有机酸的有利区^[11-12],酸性流体沿断层进入储层中,形成有利于长石溶蚀和石英加大的酸性环境;第二个峰值范围为130~150℃,此时为羧酸阴离子热脱羧产生CO₂的阶段^[13],CO₂进入孔隙流体形成碳酸,使储层为弱酸性。

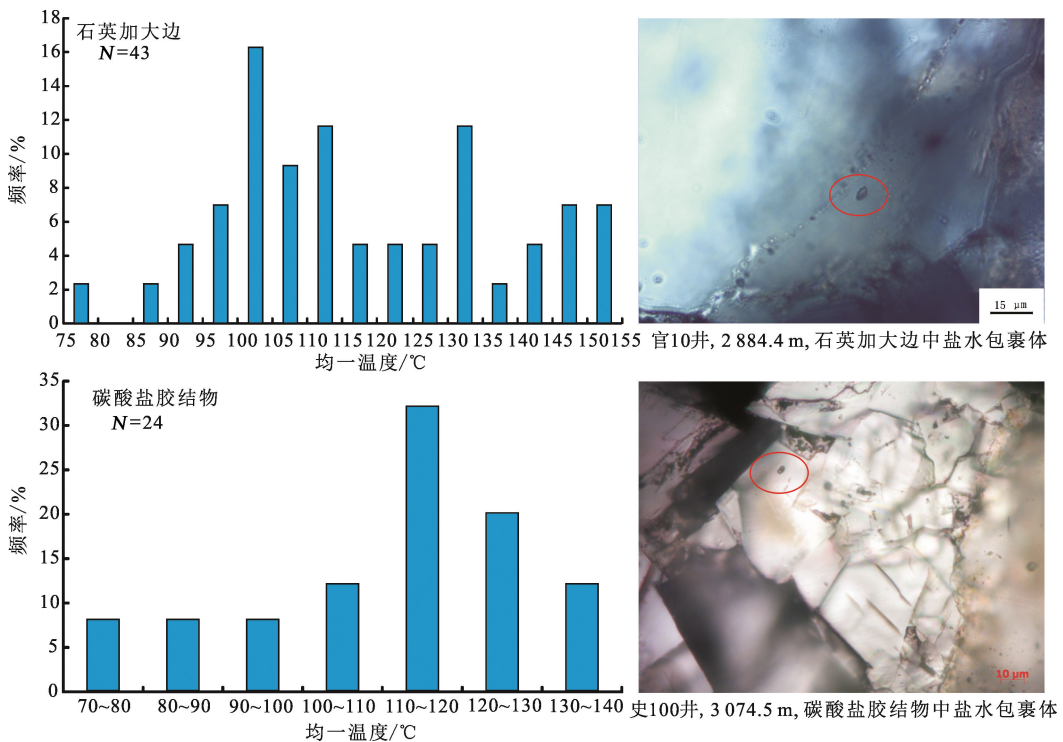


图5 沙中亚段浊积岩储层石英加大边和碳酸盐胶结物中盐水包裹体及其均一温度分布

Fig.5 Aqueous inclusions and distribution of their homogenization temperature in quartz overgrowths and carbonate cements of turbidite reservoirs in Es₃²

碳酸盐胶结物主要包括铁方解石、铁白云石和方解石,碳酸盐胶结物中盐水包裹体分析(图5),均一温度分布范围70~140℃,峰值在110~120℃,为铁方解石和铁白云石胶结的主要时期。利用氧同位素估算碳酸盐胶结物形成的温度(表1),基本与包裹体均一温度分布相对应。牛106井3069m和

牛18井3282.1m计算的碳酸盐胶结物形成温度约为70~80℃,这是因为晚期铁方解石交代早期方解石胶结物导致估算的温度较低。

综合分析认为,研究区储层经历的溶解胶结序列为:早期菱铁矿胶结/早期方解石胶结→长石溶蚀/石英加大/自生高岭石沉淀→铁方解石、铁白云

石胶结/少量石英溶蚀→少量长石溶蚀/石英加大/ 黄铁矿胶结,压实作用存在于整个埋藏过程。

表 1 沙三中亚段浊积岩储层中利用氧同位素计算碳酸盐胶结物的形成温度

Table 1 Forming temperatures of carbonate cements calculated by oxygen isotope of turbidite reservoirs in Es₃²

井号	井深 H/m	胶结物类型	碳同位素 δ ¹³ C _{PDB} /‰	氧同位素 δ ¹⁸ O _{PDB} /‰	温度 T/℃
牛 106 井	3069.0	方解石、铁方解石	1.2	-14.2	72.341 728 03
牛 18 井	3282.1	方解石、铁方解石	2.2	-15.2	80.006 629 85
牛 39 井	3282.0	铁白云石	2.6	-14.1	108.235 035 70
牛 43 井	3244.0	铁白云石	3.4	-14.1	108.235 035 70
牛 43 井	3253.0	铁白云石	2.5	-12.0	91.240 014 94
牛 11 井	3319.0	铁白云石	1.6	-15.1	117.210 029 20

注:表中 δ¹³C‰ 和 δ¹⁸O‰ 数据来自张雪芬^[14],方解石矿物温度计算公式 $1000\ln\alpha_{\text{方解石-水}} = 2.78 \times 10^6/T^2 - 2.89$ ^[15] 和白云石矿物温度计算公式 $1000\ln\alpha_{\text{白云石-水}} = 3.2 \times 10^6/T^2 - 1.5$ ^[16],其中碳酸盐-水的分馏系数 $1000\ln\alpha_{\text{碳酸盐-水}} = \delta^{18}\text{O}_{\text{碳酸盐(PDB)}} - \delta^{18}\text{O}_{\text{水(PDB)}}$, $\delta^{18}\text{O}_{\text{水(PDB)}} = -34.6$ 。

4.2 储层成岩作用演化

根据各溶解胶结作用发生的温度,结合研究区埋藏史、有机质热演化史及油气充注期次分析,研究区储层经历了弱碱性→酸性→碱性→弱酸性的成岩环境演化过程(图 6)。

根据油源对比分析,沙三中亚段浊积岩中原油主要来源于沙四上亚段和沙三下亚段烃源岩^[4]。

沙三中亚段于距今 42 Ma 开始沉积,至距今 38 Ma,沙三段和沙四上亚段烃源岩底界温度小于 75 ℃,处于未成熟阶段,此时,沙四段发育的厚层膏盐层主要发生压实排水作用^[13],富含碱金属离子的地层水进入沙三中亚段浊积岩储层中,使储层为碱性环境,发育少量菱铁矿和早期方解石胶结物。

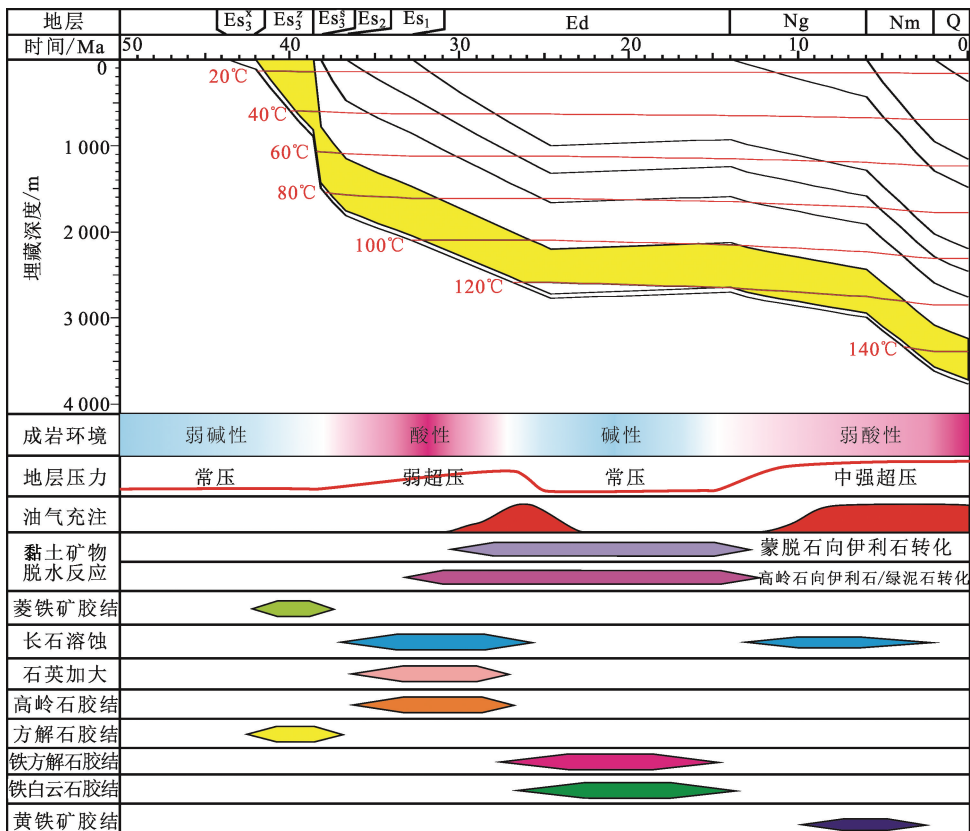


图 6 沙三中亚段浊积岩储层埋藏史及成岩环境演化

Fig. 6 Burial history and diagenetic environment evolution of turbidite reservoirs in Es₃² in Niuzhuang sag

石英加大边中包裹体均一温度主要分布在 95 ~ 115 ℃,对应埋藏史图,即距今约 27.3 Ma,沙三中亚段主要处于长石溶蚀、石英加大和高岭石沉淀的酸性

环境,该时期沙三下亚段和沙四上亚段烃源岩温度小于 120 ℃,是有机酸大量生成并保存的最佳温度^[17],烃源岩演化对储层酸性环境具有关键性的影响。该

阶段是长石等不稳定矿物发生溶蚀的最主要时期,同时也是石英加大边和高岭石形成的主要阶段。

根据碳酸盐胶结物中盐水包裹体均一温度众数范围为110~120℃分析,即距今27.3~14.8 Ma沙三中亚段储层以碱性环境为主。此时烃源岩地层温度大于120℃,超过了有机酸生成和有利保存的温度,有机酸开始脱羧分解,同时沙四段石膏进入大规模脱水时期,脱出大量碱性水,以及泥岩中蒙脱石向伊利石转化等过程产生的 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Ca^{2+} 等碱金属离子^[13],伴随着烃类通过低序次断层或裂缝等隐蔽输导体系进入储层^[18],储层成岩环境势必由酸性变为碱性,还原性增强,孔隙水中的 CO_2 与 Ca^{2+} 、 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 结合形成铁方解石、铁白云石胶结物。此温度范围与氧同位素估算的碳酸盐胶结物形成温度较吻合。

距今14.8 Ma以来,随着碳酸盐胶结物的形成,地层水中碱金属离子逐渐消耗,而羧酸阴离子脱羧产生的 CO_2 不断增多,进入孔隙水中形成碳酸,同时在原油热解过程中仍有少量有机酸产生^[11],共同控制储层为弱酸性环境,可见少量长石和碳酸盐胶结物的溶蚀以及石英两期加大的现象,与石英加大边中包裹体均一温度第二个峰值范围130~150℃对应。直到现今,成岩环境仍保持为弱酸性,以 $CaCl_2$ 型地层水为主。

通过烃类包裹体分析,认为东营凹陷沙三中亚段主要经历了三期油气成藏,第一期油气成藏发生在距今约27.5~24.6 Ma,第二期发生在距今约11.6~5.0 Ma;第三期发生在距今5.0~0.0 Ma^[19],由于二、三期油气成藏具有时间上的连续性,将其整体划分为第二期。即在长石溶蚀之后发生第一期油气充注,第二期油气充注发生在碳酸盐胶结作用之后,与晚期长石溶蚀作用近于同时。

5 储层物性演化

在储层胶结溶解序列和特征研究的基础上,以

表2 官116井2966.9 m细砂岩储层孔隙度演化恢复结果

Table 2 Results of recovery of physical property evolution of fine sandstones at 2966.9 m burial depth in well Guan116

成岩事件	开始时间 <i>t</i> /Ma	古埋深 <i>H</i> /m	胶结溶解 面孔率/%	胶结溶解 孔隙度/%	机械压实 校正量/%	实际孔 隙度/%
沉积初期	42	0	0	0	0	39.5
长石溶蚀	38	948	0.5	1.24	9.5	30
石英加大	38	948	0.3	0.82	9.5	30
碳酸盐胶结	27.3	1728	7.04	10.24	6.5	23.92
压实作用	14.8	1764	—	—	2.73	10.95
现今	0	2966.9	—	—	6.42	4.53(实测)

注:孔隙度与面孔率之间的函数关系 $y = 2.1585x^{0.7979}$, $R^2 = 0.8894$,其中 y 为孔隙度, x 为面孔率。

成岩演化序列约束下的地质历史时期孔隙度演化恢复方法为指导^[20],开展研究区储层物性演化研究。根据Beard等^[20]通过实验建立的利用Trask分选系数 S_0 求取砂岩原始孔隙度的经验公式 $\varphi_0 = 20.91 + 22.9/S_0$,计算储层的原始孔隙度;以铸体薄片及图像分析为基础,建立面孔率与孔隙度之间的函数关系;定量统计各胶结溶解作用对储层面孔率的贡献,进行胶结溶解序列约束下的孔隙度反演回剥;根据正常压实图版,对反演回剥孔隙度进行机械压实和热压实校正,结合各关键胶结溶解作用发生时间,确定地质历史时期碎屑岩储层实际孔隙度演化过程。

以官116井2966.9 m细砂岩为例进行储层孔隙度演化研究。该点位于滑塌浊积岩体中部中厚层砂岩的上部,距今约42 Ma沙三中亚段地层开始沉积,原始孔隙度为39.5%,为高孔隙度储层,物性好;在埋藏初期,主要受压实作用的影响,到距今38 Ma时,机械压实损失孔隙9.5%,孔隙度减小到30%;随后逐渐变为酸性环境,压实作用继续进行,损失孔隙度6.5%,同时长石溶蚀增加孔隙度1.24%,石英加大损失孔隙度0.82%,到距今27.3 Ma时,孔隙度为23.92%,为中孔隙度储层;之后,储层逐渐转为碱性环境,碳酸盐胶结损失孔隙度10.24%,压实作用损失孔隙度2.73%,物性继续变差,到距今14.8 Ma时,储层实际孔隙度为10.95%,为低孔隙度储层;此后随着压实作用持续进行,压实损失孔隙度6.42%,最终孔隙度减小到4.53%(实测),形成致密储层(表2,图7)。可见,样品中压实作用是储层孔隙度变差的主要原因,而晚期碳酸盐胶结作用是储层达到致密的决定因素。结合油气成藏史,该类储层在第一期油气成藏时并未达到致密,而孔隙度在第二期油气成藏过程中减小到致密程度,即储层经历了“边致密边成藏”的过程。

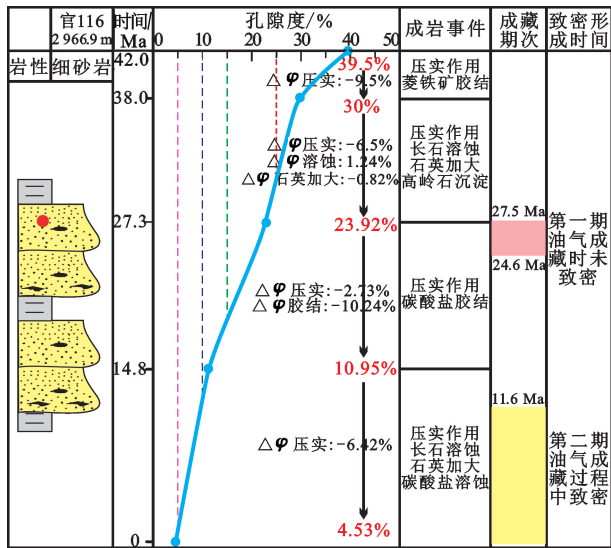


图 7 官 116 井 2966.9 m 储层孔隙度演化与油气成藏的关系

Fig. 7 Matching relationship between physical property evolution and hydrocarbon accumulation of well Guan116 at 2966.9 m burial depth

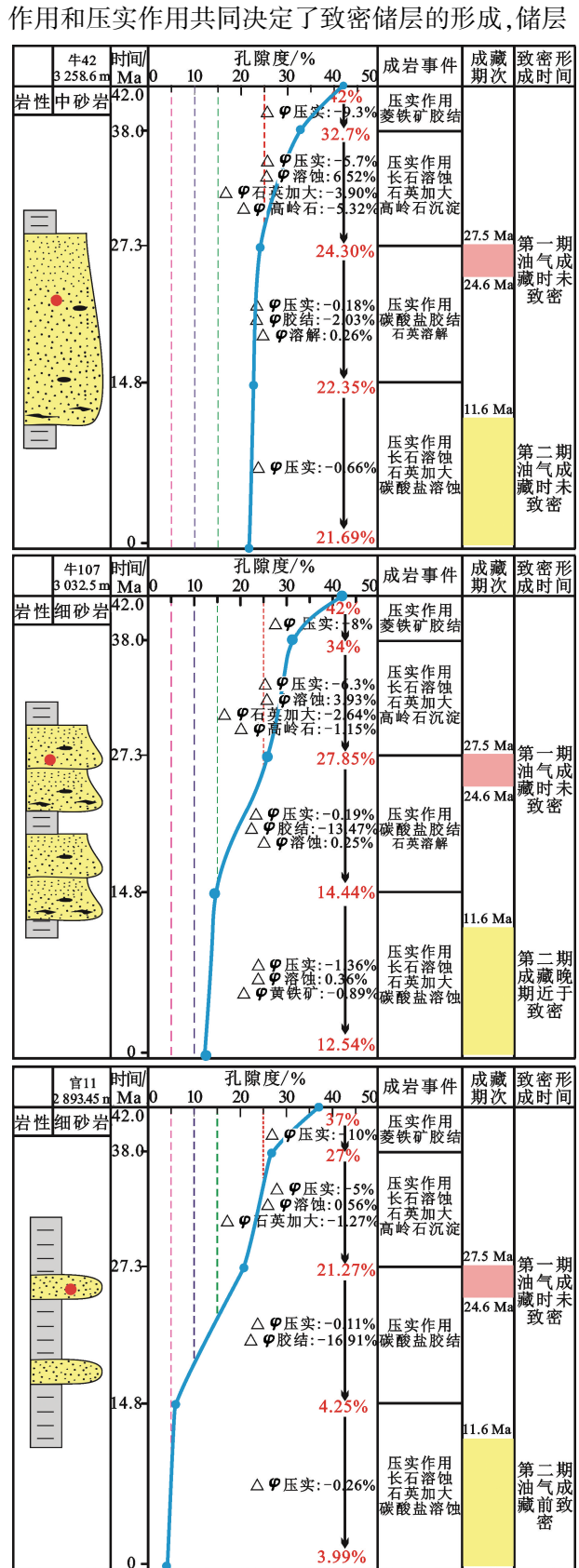


图 8 牛庄洼陷西南部沙三中亚段储层孔隙度演化分析

Fig. 8 Porosity evolution analysis of turbidite reservoirs of Es₃² in southwest Niuzhuang sag

针对研究区浊积岩不同沉积相带,另选取近源厚层砂岩中部、距泥岩较远的牛 42 井 3 258.6 m、中厚层砂岩中部的牛 107 井 3 032.5 m 和远源薄层杂基较少的砂岩官 11 井 2 893.45 m 样品,采用上述孔隙度恢复方法,对其成岩作用演化约束下的地质历史时期孔隙度演化进行分析,建立了不同相带、不同岩性浊积岩储层孔隙度演化模式,更加直观地分析物性演化史与成藏史之间的匹配关系(图 8)。其中,牛 42 井 3 258.6 m 样品在两期油气成藏期都未达到致密;牛 107 井 3 032.5 m 样品在第一期油气成藏时储层未致密,经过后期的压实和胶结作用,在第二期成藏晚期近于致密;官 11 井 2 893.45 m 样品在第一期油气成藏时储层也未达致密,由于后期强烈的压实和胶结作用,在第二期油气成藏前就达到致密程度。

根据不同沉积相带、不同岩性以及成岩作用差异分析,结合油气成藏史,将浊积岩储层分为三种成因类型的储层,这三种类型的储层在第一期油气成藏时,孔隙度较高,均未达到致密(图 8):

(1)“边致密边成藏型”储层,该类储层主要为滑塌浊积岩体中部的中厚层砂岩顶部或底部(如官 116 井 2 966.9 m),压实作用较强,岩性以中砂岩、细砂岩为主,压实作用是储层物性减小的主要原因,而碳酸盐胶结作用是储层致密的决定因素,储层在第二期油气充注过程中达到致密。滑塌浊积岩体中部的中厚层砂岩中部(如牛 107 井 3 032.5 m),压实作用中等,胶结作用是孔隙度损失的主要因素,胶结

在第二期油气充注晚期近于致密。储集空间以次生孔隙为主,少量压实和胶结剩余粒间原生孔隙,具有较好的勘探潜力。

(2)“先致密后成藏型”储层,该类储层主要为滑塌浊积岩体远源薄层砂岩(如官11井2 893.45 m),与湖相泥岩互层,粒度细,以细砂岩和粉砂岩为主,早期压实作用和碳酸盐胶结作用均较强,对于泥质杂基含量相对较少的砂岩中,碳酸盐胶结是造成储层致密的决定性因素,在第二期油气充注之前,储层已达到致密,油气主要依靠超压充注,储集空间为少量胶结剩余的次生溶蚀孔隙,勘探潜力有限。

(3)常规储层,该类储层主要位于滑塌浊积岩体近源和中部的中厚层砂岩的中部(如牛42井3 258.6 m),距离泥岩较远,储层现今孔隙度仍大于20%,物性好,压实作用是储层孔隙度损失的主要因素,但是总体上压实作用较弱,原生孔隙得以保存,后期成岩流体进入储层,长石等溶蚀作用增加孔隙度明显,胶结作用损失孔隙度少,至今未致密,储集空间以原生孔隙和次生孔隙都比较发育为特点。油气充注时,砂体物性和连通性较好,充注动力以浮力为主,最终形成勘探最有利的储层。

6 结 论

(1)东营凹陷牛庄西南部沙三中亚段浊积岩储层以岩屑质长石砂岩为主,岩石类型以细砂岩和粉砂岩为主,少量中粗砂岩,以中低孔—低渗特低渗储层为主,孔渗相关性较好。

(2)东营凹陷牛庄西南部沙三中亚段浊积岩储层经历了弱碱性—酸性—碱性—弱酸性的成岩环境演化过程,成岩过程复杂,成岩作用类型多样,主要溶解胶结作用序列为:早期菱铁矿胶结/早期方解石胶结→长石溶蚀/石英加大/自生高岭石沉淀→铁方解石、铁白云石胶结/少量石英溶蚀→少量长石溶蚀/石英加大/少量黄铁矿胶结,压实作用存在于整个埋藏过程。

(3)东营凹陷牛庄西南部沙三中亚段浊积岩常规储层与致密储层共存,其中致密储层分为“边致密边成藏型”储层和“先致密后成藏型”储层两种类型。常规储层常位于中厚层砂岩的中部,对勘探最有利;其次为“边致密边成藏型”储层,主要存在于中厚层砂岩的顶部或底部;“先致密后成藏型”储层最不利,多为薄层砂岩。

参考文献:

[1] 郭佳,邓宏文,王红亮. 松南西斜坡三角洲前缘—滑塌

浊积岩沉积相及展布规律[J]. 地球科学——中国地质大学学报,2011,36(6):1095-1104.

GUO Jia, DENG Hongwen, WANG Hongliang. Sedimentary facies and distribution of delta front-fluxo turbidite in the western slope of South Songliao Basin[J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2011, 36(6):1095-1104.

[2] 周磊,操应长,葱克来,等. 廊固凹陷河西务构造带沙四段低渗储层特征及其成因机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(3):8-16.

ZHOU Lei, CAO Yingchang, XI Kelai, et al. Characteristics and genetic mechanism of low-permeability reservoirs of the 4th member of Shahejie formation in Hexiwu structural zone of Langgu sag[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(3): 8-16.

[3] 操应长,杨田,王健,等. 东营凹陷南坡沙四上亚段滩坝砂岩有效储层成因[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(6):1-9.

CAO Yingchang, YANG Tian, WANG Jian, et al. Genesis of effective reservoirs of beach-bar sandstone in upper part of the fourth member of Shahejie formation in the southern slope of Dongying sag[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(6): 1-9.

[4] 王建伟,宋书君,王新征,等. 东营凹陷牛庄洼陷砂岩透镜体的成藏机理[J]. 石油学报,2007,28(5):39-44.

WANG Jianwei, SONG Shujun, WANG Xinzhen, et al. Petroleum accumulation mechanism of lens-type sandstone in Niuzhuang Subsag of Dongying Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(5): 39-44.

[5] 王健,操应长,高永进,等. 东营凹陷古近系红层储层成岩作用特征及形成机制[J]. 石油学报,2013,34(2):283-292.

WANG Jian, CAO Yingchang, GAO Yongjin, et al. Diagenetic characteristics and formation mechanism of Paleogene red-bed reservoirs in Dongying sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(2): 283-292.

[6] 孙海涛,钟大康,刘洛夫,等. 沾化凹陷沙河街组砂岩透镜体表面与内部碳酸盐胶结作用的差异及其成因[J]. 石油学报,2010,31(2):246-252.

SUN Haitao, ZHONG Dakang, LIU Luofu, et al. Carbonate cementation difference and its origin between exterior and interior surfaces of lenticular sandbody in Shahejie Formation of Zhanhua Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 246-252.

[7] 漆滨汶,林春明,邱桂强,等. 东营凹陷古近系沙河街

- 组砂岩透镜体钙质结壳形成机理及其对油气成藏的影响[J]. 古地理学报,2006,8(4):519-530.
- QI Binwen, LIN Chunming, QIU Guiqiang, et al. Formation mechanism of calcareous incrustation in lenticular sandbody of the Shahejie Formation of Paleogene and its influence on hydrocarbon accumulation in Dongying Sag [J]. *Journal of Paleogeography*,2006,8(4):519-530.
- [8] 王艳忠,操应长,葱克来. 次生孔隙发育带的概念及石油地质意义新认识[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2013,43(3):659-668.
- WANG Yanzhong, CAO Yingchang, XI Kelai. New view on the concept of secondary pore developing zones and its significance of petroleum geology[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*,2013,43(3):659-668.
- [9] 周瑶琪,周振柱,陈勇,等. 东营凹陷民丰地区深部储层成岩环境变化研究[J]. 地学前缘,2011,18(2):268-276.
- ZHOU Yaoqi, ZHOU Zhenzhu, CHEN Yong, et al. Research on diagenetic environmental changes of deep reservoir in Minfeng Area, Dongying Sag [J]. *Earth Science Frontiers*,2011,18(2):268-276.
- [10] 朱如凯,邹才能,张翥,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 (Ser D): Earth Science*,2009,39(3):327-339.
- [11] SURDAM R C,BOESE S W,CROSSEY L J. The chemistry of secondary porosity [J]. *AAPG Memoir*,1984,37:127-151.
- [12] CROSSEY L J,FROST B R,SURDAM R C. Secondary porosity in laumontite-bearing sandstones: part 2. aspects of porosity modification [J]. *AAPG Memoir*,1984, M37:225-237.
- [13] 王艳忠. 东营凹陷北带古近系次生孔隙发育带成因机制及演化模式[D]. 青岛:中国石油大学,2010.
- WANG Yanzhong. Genetic mechanism and evolution model of secondary pore development zone of Paleogene in the North Zone in Dongying Depression [D]. Qingdao: China University of Petroleum,2010.
- [14] 张雪芬. 东营凹陷南部沙河街组砂—泥岩协同成岩作用及其石油地质意义[D]. 南京:南京大学,2012.
- ZHANG Xuefen. Synergistic diagenesis of argillaceous source rocks and sandstones of Shahejie Formation in southern Dongying Depression and their petroleum geological significance [D]. Nanjing: Nanjing University,2012.
- [15] O'NEIL J R,CLAYTON R N,MAYEDA T K. Oxygen isotope fractionation in divalent metal carbonates [J]. *The Journal of Chemical Physics*,1969,51(12):5547-5558.
- [16] MATTHEWS A, KATZ A. Oxygen isotope fractionation during the dolomitization of calcium carbonate [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*,1977,41:1431-1438.
- [17] SURDAM R C,CROSSEY L J,HAGEN E S. Organic-inorganic and sandstone diagenesis [J]. *AAPG Bulletin*,1989,73(1):1-23.
- [18] 郝雪峰. 古油势和低序次断层与砂岩透镜体圈闭含油性的关系:以东营凹陷牛庄洼陷沙三段中亚段为例[J]. 油气地质与采收率,2012,19(3):6-10.
- HAO Xuefeng. Relationship between paleo-fluid potential and sub-seismic faults and hydrocarbon saturation in lenticular sand body traps: case of lithological reservoirs in Niuzhuang sag, Dongying depression [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*,2012,19(3):6-10.
- [19] 蔡李梅,陈红汉,李纯泉,等. 济阳拗陷东营凹陷沙三中亚段流体包裹体古流体势场恢复[J]. 石油与天然气地质,2009,30(1):19-25.
- CAI Limei, CHEN Honghan, Li Chunquan, et al. Reconstruction of the paleo-fluid potential field of Es3 in the Dongying Sag of the Jiyang Depression with systematic fluid inclusion analysis [J]. *Oil and Gas Geology*,2009,30(1):19-25.
- [20] 葱克来,操应长,王艳忠,等. 低渗透储集层成岩作用与孔渗演化:以准噶尔盆地中部1区侏罗系三工河组为例[J]. 石油勘探与开发,2015,42(4):434-443.
- XI Kelai, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Diagenesis and porosity-permeability evolution of low permeability reservoirs: a case study of Jurassic Sangonghe Formation in Block 1, central Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*,2015,42(4):434-443.

(编辑 徐会永)