

准噶尔盆地车排子北部地区沙湾组碳酸盐胶结物差异性分布控制因素

赵晓东¹, 杨少春²⁾, 鞠小玉³⁾, 陈刚强¹⁾, 许涛¹⁾Pre-pub. on line: www.
geojournals.cn/georev

- 1) 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院, 新疆克拉玛依, 834000;
2) 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东青岛, 266580;
3) 中国石油大学(北京)克拉玛依校区文理学院, 新疆克拉玛依, 834000

内容提要:通过铸体薄片、AxioVision 图像分析、岩芯常规分析、地层水测试等方法,在明确了碳酸盐胶结物类型的基础上,采用多方法进行了碳酸盐胶结物含量的测定,探讨了准噶尔盆地车排子地区北部沙湾组碳酸盐胶结物差异性分布控制因素,并揭示了其对储层物性、油水分布的影响。研究表明,车北地区沙湾组储层中发育大量的早期碳酸盐胶结物,不均匀充填部分原生粒间孔,具有强烈的非均质性;在岩芯常规测定碳酸盐胶结物含量的基础上,利用多次数、多视域的 AxioVision 图像分析补充测定了碳酸盐胶结物含量,与岩芯常规测定结果对比相对误差-0.14,弥补了数据点的不足。碳酸盐胶结物含量平面上具有“北高南低”的差异性分布特征,胶结物形成于封闭性好、水体交替停滞的还原环境中,地层水 Ca^{2+} 含量的差异决定了碳酸盐胶结物分布的差异,而地层水 Ca^{2+} 含量的差异主要受古地貌控制,古高地水体较浅易富集 Ca^{2+} 是 CaCO_3 沉淀的良好场所,沉积微相在局部井区起到一定的控制作用。碳酸盐胶结物差异性导致研究区储层物性具有“双峰值”特征,并造成了高黏超稠油油藏复杂的油水分布关系。

关键词:准噶尔盆地;车排子地区;新近系沙湾组;碳酸盐胶结物;差异性分布;地层水 Ca^{2+}

碳酸盐胶结物是储层成岩过程中胶结形成的一种自生矿物(Jos et al., 1986; 钟大康等, 2007), 碳酸盐胶结物的含量、发育的程度对储层的物性、含油性等有着明显的影响(Perri et al., 2008; 马永生等, 2010; 孙海涛等, 2010; Li et al., 2014)。有学者在碳酸盐胶结物的形成机理、富集规律、对储层质量的影响等方面开展了较为深入的研究。Jansa 等(1990)认为邻近常压系统的超压系统以及泻压带有利于碳酸盐的胶结;王琪等(2010)认为中晚期碳酸盐胶结物形成主要因为长石类颗粒溶解提供了 Ca^{2+} ; 孙思敏和罗家群(2007)认为碳酸盐胶结物的富集与泥岩压实作用、有机质成熟期的酸性孔隙水溶解作用有关;孙致学等(2010)认为碳酸盐胶结物会堵塞孔隙并在局部形成致密钙质层;闫灿灿等(2018)进一步研究了碳酸盐胶结作用对储层孔隙的定量损失;Ren 等(2019)在研究柴达木盆地北缘下侏罗统砂岩储层时认为碳酸盐胶结受层序界面控制,层序界面处由于成熟烃源岩酸性流体等流入导

致碳酸盐胶结物溶蚀从而改善储层质量;姜平等(2020)认为碳酸盐胶结物受断裂带分布及热流体活动影响,碳酸盐胶结物在断裂带比在凹陷中心更为发育。研究成果丰富,但对于碳酸盐胶结物分布控制的地质因素的相关研究报道较少。

准噶尔盆地车排子地区北部(以下简称车北地区)沙湾组油水分布复杂(赵晓东等, 2014; 商丰凯等, 2020),其控制油水分布的主要原因是碳酸盐胶结物分布的差异性;有学者已经注意到碳酸盐胶结物的含量可能与地层水中的 Ca^{2+} 含量有关(朱子涵等, 2011; 刘四兵等, 2014; 温雅茹等, 2015; 沈臻欢等, 2018),后仅开展了利用地层水中的 Ca^{2+} 计算碳酸盐胶结物的含量等工作,但对于控制碳酸盐胶结物分布根本的地质因素尚未开展研究。其次,碳酸盐胶结物含量的合理测定也是面临的主要问题之一,碳酸盐胶结物的含量一般是通过岩芯常规分析利用岩石碳酸盐含量测定仪获取,但这种方法受控于岩芯样品有限而获取的数据量不足(Bunch,

注:本文为中国石油大学(北京)克拉玛依校区科研启动基金项目(编号:XQZX20200011、XQZX20180030)和新疆维吾尔自治区高校科研计划青年教师科研启动基金项目(编号:XJEDU2018Y059)的成果。

收稿日期:2020-11-11;改回日期:2021-02-01;网络首发:2021-03-20;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2021.03.061

作者简介:赵晓东,男,1983年生,博士,讲师,主要从事油气地质的教学与研究工作;Email: zhaoxiaodong1984_1@126.com。



2018), 在一定程度上影响了碳酸盐胶结物平面分布的研究。将染色的岩石薄片放置于常规电子显微镜和扫描电镜通常也用来测定胶结物含量(王婷, 2018), 该方法虽然可以对碳酸盐胶结物数据点进行补充, 但获取的数据受个人经验等影响较大, 测定效果较差。因此, 本论文在碳酸盐胶结物含量岩芯测定的基础上, 通过 AxioVision 图像分析进行碳酸盐胶结物含量补充测定, 弥补了岩芯测定数据点的不足, 揭示出研究区碳酸盐胶结物含量与地层水

Ca^{2+} 的关系, 探讨了地层水 Ca^{2+} 差异分布的控制因素, 阐明了控制碳酸盐胶结物分布的地质因素, 进一步明确了碳酸盐胶结物对储层物性、油水分布的影响, 该认识为该类油藏的勘探开发提供了研究实例和参考依据。

1 地质背景

准噶尔盆地发育 6 个次一级构造单元(伍致中, 1994; 蔡忠贤等, 2000; 陈业全等, 2004; 隋风贵,

2015; 陈建平等, 2016; 图 1a), 车排子凸起位于准噶尔盆地的西部隆起区, 为近东南倾单斜(庄新明, 2009; 图 1b)。车北地区位于车排子凸起的北部, 其西北部为扎伊尔山, 东部为红车断裂带(沈扬等, 2010; 张善文等, 2013; 图 1b), 面积约 219 km^2 。由于车北地区继承性古凸起的发育导致该地区缺失二叠系~侏罗系, 白垩系、新近系直接超覆沉积在石炭系基岩的上部, 新近系沙湾组在研究区分布广泛, 根据岩性、沉积厚度等特征将新近系沙湾组自下而上分为 3 段: 沙一段($N_1 s_1$)、沙二段($N_1 s_2$) 和沙三段($N_1 s_3$), 其中 $N_1 s_1$ 厚度 90~140 m, 岩性以厚层浅灰色砾状砂岩、灰色砂砾

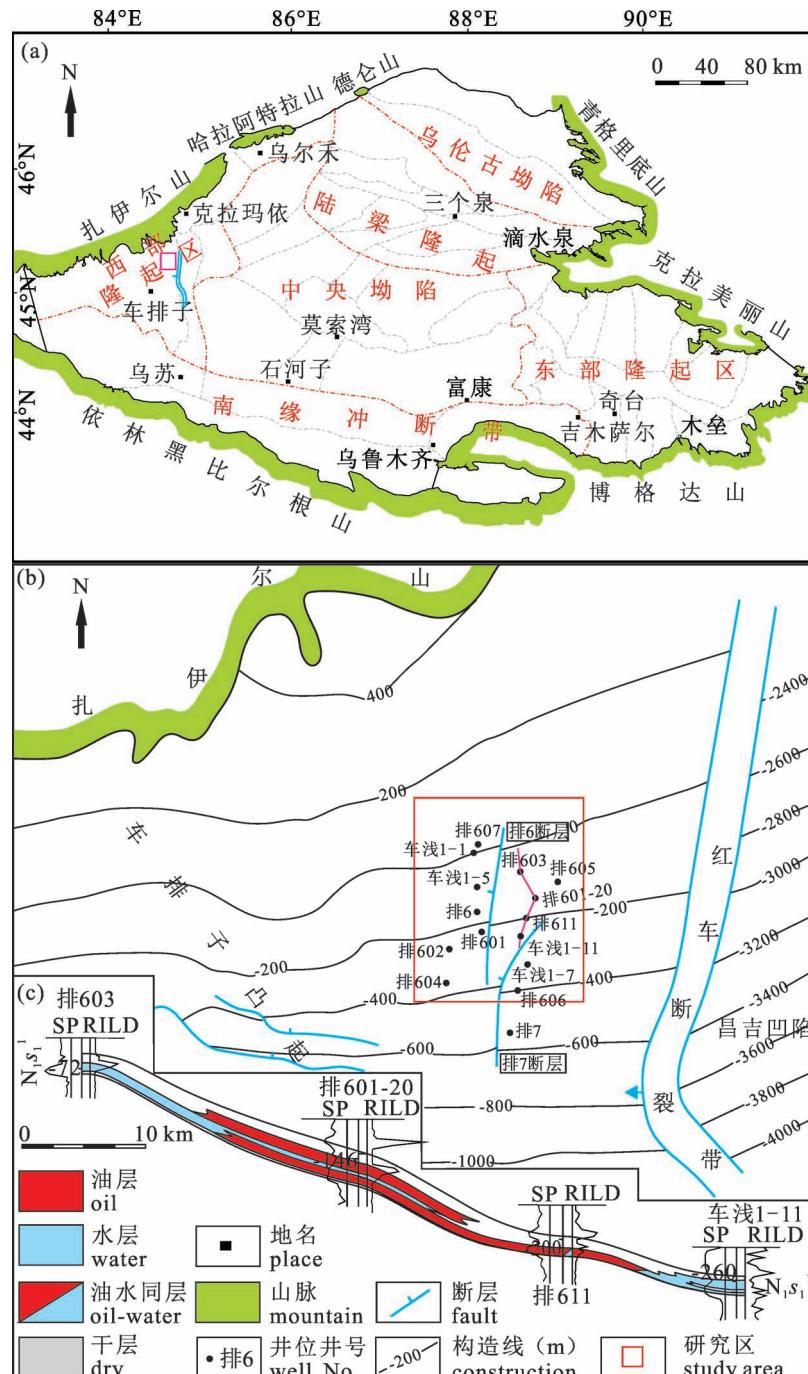


图 1 准噶尔盆地车排子北部地区综合地质图

Fig. 1 Comprehensive geological map of northern Chepaizi (NCPZ) area, Junggar Basin

(a) 准噶尔盆地位置图和车北地区位置图, 车北地区位于准噶尔盆地西部隆起区; (b) 车北地区 $N_1 s_1$ 构造图和主要井位分布图, 研究区为近东南倾的单斜构造; (c) 车北地区近南北向油藏剖面图, 油藏位于同一套储层的中部, 油水关系复杂。

(a) Locations of the Junggar Basin and the NCPZ area. NCPZ area is located at the Western uplift of Junggar basin. (b) Sketch of the NCPZ area and main wells and faults. The structure of study area is a monocline with a nearly southeast dip. (c) Reservoirs cross section profile across the research area from North to South. The oil—water relationship is complex, and the same set of connected reservoirs is located in the central part of the structure

岩、灰色含砾细砂岩夹薄层灰色、灰绿色泥岩为主,砂体较发育; N_1s_2 厚度为 70~170 m, 岩性为红色泥岩夹红色泥质粉砂岩、灰色细砂岩及含砾细砂岩; N_1s_3 厚度为 60~120 m, 主要以厚层棕红色泥岩、厚层棕红色粉砂质泥岩夹薄层棕红色泥质粉砂岩为主。 N_1s_1 由下而上又分为 3 个砂层组 ($N_1s_1^1$ 、 $N_1s_1^2$ 、 $N_1s_1^3$), $N_1s_1^1$ 砂体发育, 大部分地区厚度约 5~10 m, 含油性好; $N_1s_1^2$ 为厚层块状泥岩, 属于水进体系域的湖相沉积环境; $N_1s_1^3$ 为砂泥互层, 含油性差(董臣强等, 2007; 张莉, 2015); $N_1s_1^1$ 是该区主要的含油层, 为本次研究的主要目的层。 $N_1s_1^1$ 构造为近东南倾的单斜, 西北部高向东南方向变低, 西北缘部分区域高于平均海平面(图 1b)。在构造的中部和东南部发育两条高陡、近直立的正断层, 分别为排 6、排 7 断层(图 1b), 该两条断层为油藏的聚集成藏提供了油气运移的通道(罗劲等, 2008; 王振奇等, 2008; 沈扬等, 2010)。研究区古地势高差较大, 主要发育扇三角洲前缘(北物源)、辫状河三角洲前缘(西南物源), 局部发育滩坝相沉积, 岩性主要为砂砾岩、含砾砂岩等粗碎屑岩, 夹有薄层浅灰色粉细砂岩(杨

少春等, 2011; 杨恺等, 2012; 宋璠等, 2013)。车北地区沙湾组原油为高黏超稠油, 平均原油密度 0.9751 g/cm³, 50 摄氏度地面原油平均黏度为 5307.3 mPa · s(赵晓东等, 2014), 研究区油水关系复杂, 同一套连通储层, 油藏位于构造的中部位(图 1c), 油藏埋藏浅, 海拔深度在 -50~ -400 m, 为浅层高黏超稠油油藏(赵晓东等, 2014)。

2 碳酸盐胶结物类型

通过 13 口井 25 个样品的染色薄片观察, 车北地区 $N_1s_1^1$ 储层中的胶结物主要为碳酸盐胶结物, 含量占总胶结物的 90% 以上, 成分主要为泥晶方解石, 泥晶、细晶和鳞片状结构, 呈连晶状胶结碎屑, 碎屑颗粒之间常呈点接触, 甚至不接触(图 2a), 使碎屑颗粒“漂浮”于胶结物中(图 2b), 碎屑颗粒未见到明显的压裂纹(图 2c、图 2d), 粒间体积大(图 2e), 碎屑颗粒未遭受压实改造, 表明研究区碳酸盐胶结物形成时间较早主要为早期碳酸盐胶结物, 在成岩早期直接沉淀形成于沉积物孔隙水中, 此类胶结物类型在我国西部浅层稠油油藏中较为常见。碳

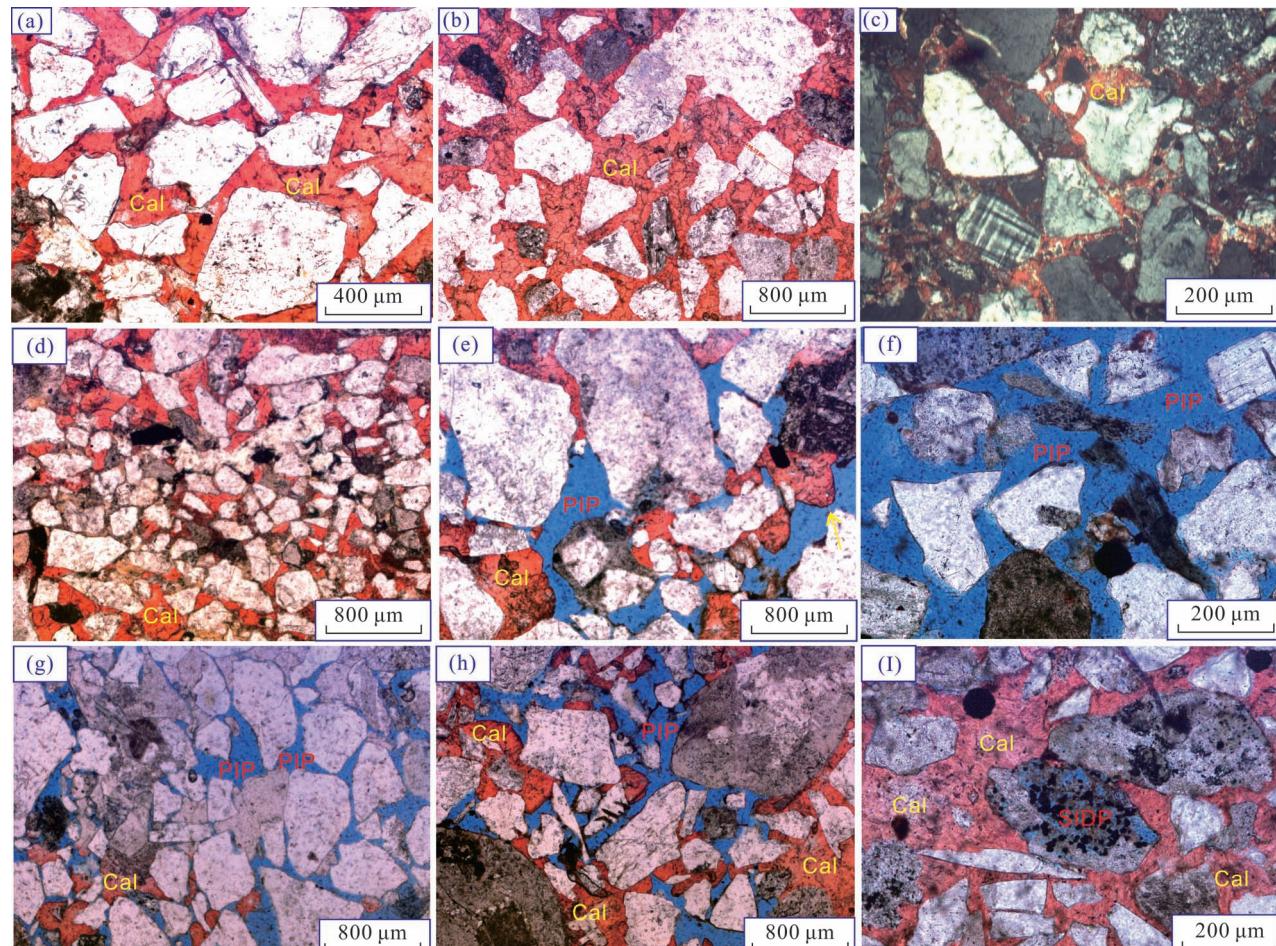


图 2 准噶尔盆地车北地区 $N_1s_1^1$ 碳酸盐胶结物镜下特征

Fig. 2 Characters of carbonate cements under thin section of $N_1s_1^1$ in NCPZ area, Junggar Basin

(a) 排 601-21 井, 490.5 m, 碳酸盐胶结强烈, 颗粒之间点接触、不接触, 单偏光; (b) 排 601-平 192 井, 602.2 m, 碳酸盐胶结强烈, 碎屑颗粒“漂浮”在胶结物中, 单偏光; (c) 排 601-4 井, 510 m, 碎屑颗粒未见到明显的压裂纹, 正交偏光; (d) 排 611 井, 491 m, 碎屑颗粒未见到明显的压裂纹, 单偏光。 (e) 排 607 井, 277.4 m, 缩颈状喉道和片状、弯片状喉道, 连通性好, 铸体薄片, 单偏光; (f) 排 602 井, 526.1 m, 不含碳酸盐胶结物, 原生残余粒间孔发育好, 铸体薄片, 单偏光; (g) 排 611 井, 491 m, 仅在薄片西南部发育碳酸盐胶结物, 原生残余粒间孔发育较好, 铸体薄片, 单偏光; (h) 排 607 井, 277.4 m, 原生粒间孔被碳酸盐胶结物充填, 原生残余粒间孔发育中等, 铸体薄片, 单偏光; (i) 排 602 井, 526.1 m, 碳酸盐胶结强烈, 原生粒间孔基本被碳酸盐胶结物充填, 原生残余粒间孔发育差, 见次生粒内溶蚀孔, 铸体薄片, 单偏光。 PIP—原生孔隙; SIDP—次生孔隙; Cal—碳酸盐胶结物

(a) The Well P602-1, 490.5 m, with strong carbonate cementation, point contact and non-contact between particles, single polarized light; (b) the Well P601-p192, 602.2 m, with strong carbonate cementation, particles “float” in the cement, single polarized light; (c) the Well P601-4, 510 m, No obvious crush cracks are seen in the debris particles, cross polarized light; (d) the Well P611, 491 m, No obvious crush cracks are seen in the debris particles, single polarized; (e) the Well P607, 277.4 m, Constricted throat and flaky and curved throat, good connectivity, casting thin section, single polarized; (f) the Well P602, 526.1 m, without carbonate cements, with well-developed primary residual intergranular pores, casting thin sections, single polarized; (g) the Well P611, 491 m, with well-developed primary residual intergranular pores, carbonate cements developed only in the southwest of thin section, casting thin section, single polarized; (h) the Well P607, 277.4 m, with primary intergranular pores filled by carbonate cements, with moderately developed primary residual intergranular pores, casting thin section, single polarized; (i) the Well P602, 526.1 m, with strong carbonate cementation, the primary residual intergranular pores are basically filled by carbonate cements, the primary residual intergranular pores are poorly developed, only the secondary intergranular dissolution pores are seen, casting thin section, single polarized. PIP—primary pore; SIDP—secondary dissolution pore; Cal—carbonate cements

酸盐胶结物主要赋存在储层的孔隙中, 镜下特征显示碳酸盐胶结物充填孔隙程度差异较大(图 2f—i), 为不均匀充填原生粒间孔, 具有强烈的非均质性。通过铸体薄片观察, 研究区主要发育原生残余粒间孔(图 2f—h), 占总孔隙的 95%以上, 其未被充填的粒间孔多呈三角形或多边形, 孔隙边缘整齐平直, 少见次生粒内溶蚀孔(图 2i)。

3 碳酸盐胶结物的测定与平面分布

3.1 碳酸盐胶结物的测定

车北地区沙湾组储层碳酸盐胶结物分布不均, 具有较强的非均质性, 定量测定碳酸盐胶结物含量对研究区储层物性、含油性研究具有重要的意义。岩芯常规分析方法是一种常规的测定方法, 在研究区共选取了 10 口井的 120 个岩芯样品通过岩石碳酸盐含量测定仪进行了含量数据测定, 检测环境室温 20℃、湿度 60%, 测定工作在中国石化胜利油田地质研究院完成。该方法受控于岩芯样品导致获取的数据量有限, 因此, 为了增加更多的分析数据点, 在有限的 10 口井岩芯常规分析测定的基础上, 利用 AxioVision 图像分析, 对研究区 13 口井取芯井 20 张染色的岩石薄片进行碳酸盐胶结物含量补充测定。测量原理是利用图像分析软件的增殖法, 通过一遍一遍的扫描薄片, 标记具有相同性质的像点, 直到将全部区域找全为止, 由绿色点所圈定的红色区域面积

为碳酸盐胶结物所占面积, 碳酸盐胶结物所占面积与整个视域的面积比计为碳酸盐胶结物含量。对每张铸体薄片, 开展多次数、多视域的碳酸盐胶结物含量测定, 然后通过算术平均计算该铸体薄片的碳酸盐胶结物平均含量, 该含量为该样品碳酸盐胶结物含量。需要说明的是, 同一口井同一套储层若取多个样品, 则该储层的碳酸盐胶结物含量为多个样品的平均值; 若该储层只有一个样品, 则取该样品的碳酸盐胶结物含量近似代表该储层的碳酸盐胶结物含量。图 3a~e 为排 611 井 487 m 碳酸盐胶结物含量的测定过程, 分不同视域共测定 5 次, 则该样品碳酸盐胶结物含量为 28.89%; 图 3f~i 为排 602 井 526.1 m 碳酸盐胶结物含量测定过程, 分不同视域共测定 4 次, 则该样品碳酸盐胶结物含量为 16.76%。表 1 为研究区 13 口井 20 个样品的 AxioVision 图像分析测定结果。

碳酸盐胶结物含量具有一定的差异性, 以排 601-平 1 井和排 611 井为例, 排 601-平 1 井碳酸盐胶结物含量较低, 一共分 6 个视域测定, 含量 3.4%~10.51%, 平均值为 6.74%; 排 611 井碳酸盐胶结物含量较高, 一共分 5 个视域测定, 含量 26.85%~31.54%, 平均值 28.89%(表 1), 碳酸盐胶结物含量的差异显示着储层具有强烈的非均质性。为了验证 AxioVision 图像分析测定结果的准确性, 选取了 4 口井同时开展了碳酸盐胶结物的岩芯常规测定和

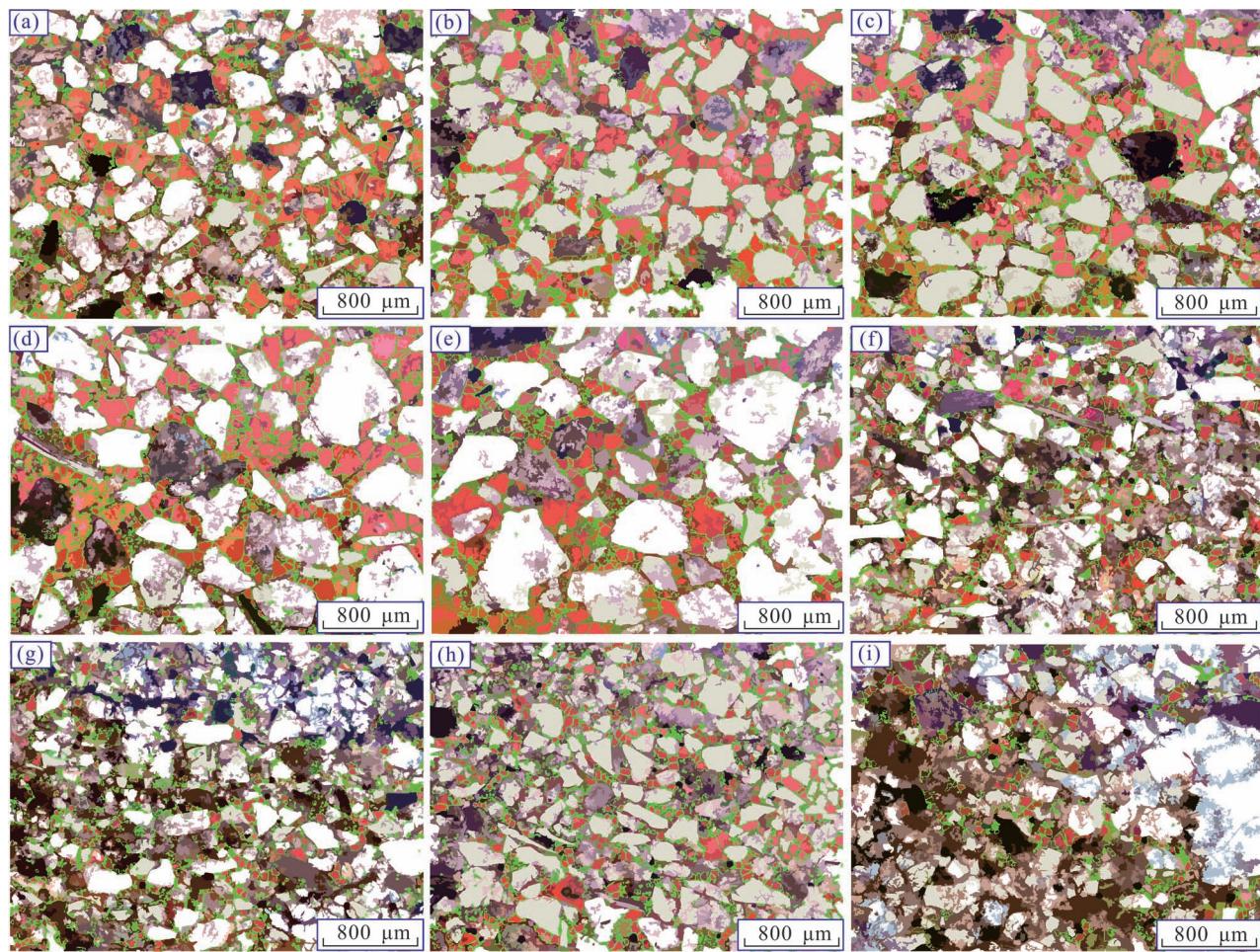


图3 准噶尔盆地车北地区 $N_{1s_1}^1$ 碳酸盐胶结物的 AxioVision 图像分析测定

Fig. 3 Calculation of carbonate cements by AxioVision image analysis of $N_{1s_1}^1$ in NCPZ area, Junggar Basin

(a)—(e)为排611井487 m碳酸盐胶结物含量的测定过程,分不同视域共测定5次,取算术平均值计该样品碳酸盐胶结物含量。(a)—(e)视域碳酸盐胶结物含量分别为27.19%、31.54%、30.75%、28.16%和26.82%,该样品碳酸盐胶结物含量为28.89%。(f)—(i)为排602井526.1 m碳酸盐胶结物含量测定过程,分不同视域共测定4次,(f)—(i)视域碳酸盐胶结物含量分别为19.5%、13.68%、23.51%、10.33%,该样品碳酸盐胶结物含量为16.76%

(a)—(e) is the determination process of carbonate cements content of sample at 487 m in the Well P611. It was measured 5 times in different visual fields, and the content of carbonate cements in this sample was calculated by the arithmetic mean. The content of carbonate cements in figures (a)—(e) fields are 27.19%, 31.54%, 30.75%, 28.16% and 26.82% respectively, and the average content of carbonate cements in this sample is 28.89%. (f)—(i) is the determination process of carbonate cements of sample at 526.1 m in the Well P602, which was measured 4 times in different fields, the content of carbonate cements in figures (f)—(i) fields are 19.5%, 13.68%, 23.51% and 10.33% respectively, and the average content of carbonate cements in this sample is 16.76%

AxioVision图像分析测定(表2),通过数据对比,碳酸盐胶结物含量低的井误差小,例如排601-4井和排601-平1井,绝对误差分别为-0.99和-0.97,相对误差分别为-0.09和-0.13;碳酸盐胶结物含量高的井误差稍大,例如排607井和排609井,绝对误差分别为-2.88和-5.77,相对误差分别为-0.10和-0.23;总体平均绝对误差为-2.65,相对误差为-0.14,误差较小,表明AxioVision图像分析测定数据具有一定的准确性,可以有效弥补岩芯常规测定

数据的不足,为碳酸盐胶结物的平面分布奠定了数据基础。

3.2 碳酸盐胶结物平面分布特征

通过岩芯常规测定和AxioVision图像分析测定的碳酸盐胶结物含量,编制了研究区碳酸盐含量平面分布等值图(图4a)。由图4a可见,车北地区 $N_{1s_1}^1$ 碳酸盐胶结物含量平面上具有差异性分布的

表 1 准噶尔盆地车排子地区北部沙湾组碳酸盐胶结物
AxioVision 图像分析测定结果表(部分样品)

Table 1 Calculation results of carbonate cement by AxioVision image analysis from the Neogene Shawan Formation in northern Chepaizi area, Junggar Basin (part of the samples)

井名	深度(m)	视域	含量(%)	平均含量(%)	井名	深度(m)	视域	含量(%)	平均含量(%)
排 610 井	409. 3	1	30. 4	24. 86	排 604 井	627. 1	1	17. 68	18. 75
		2	23. 26				2	18. 24	
		3	22. 53				3	15. 56	
		4	20. 96				4	22. 13	
		5	23. 22				5	16. 65	
		6	28. 79				6	22. 41	
排 601— 平 1 井	487	1	3. 4	6. 74	排 601 -4 井	510	1	12. 58	9. 69
		2	3. 91				2	7. 37	
		3	4. 56				3	5. 36	
		4	10. 51				4	12. 64	
		5	9. 43				5	6. 9	
		6	8. 64				6	13. 26	
排 607 井	275. 2	1	18. 71	24. 97	排 609 井	234. 7	1	19. 42	18. 93
		2	31. 36				2	19. 33	
		3	27. 07				3	17	
		4	20. 57				4	20. 13	
		5	27. 12				5	18. 75	
排 611 井	487	1	27. 19	28. 89	排 612 井	314. 2	1	28. 19	28. 1
		2	31. 54				2	31. 56	
		3	30. 75				3	25. 9	
		4	28. 16				4	25. 37	
		5	26. 82				5	29. 41	
排 601— 平 191 井	573. 1	1	8. 48	10. 97	排 602 井	526. 1	1	19. 5	16. 76
		2	8. 78				2	13. 68	
		3	11. 38				3	23. 51	
		4	14. 85				4	10. 33	
		5	12. 54		排 601— 平 192 井	597	1	9. 78	15. 2
		6	10. 1				2	17. 25	
排 601— 21 井	490. 8	1	25. 27	21. 62	排 605 井	406. 5	1	10. 29	20. 39
		2	20. 61				2	33. 94	
		3	22. 45				3	20. 13	
		4	23. 71				4	17. 18	
		5	19. 87						
		6	17. 84						

特征,总体上由研究区南部向北部碳酸盐胶结物含量逐渐增多,北部、东西两侧碳酸盐胶结物含量较高,中部—南部碳酸盐胶结物含量较低。具体来看,高含量碳酸盐胶结物主要分布在排 610 井区以西、车浅 1-1—排 609 井区以北、排 611—排 605—排 612 井区以东,平均含量>25%,局部井区如车浅 1-1 井含量超过 30%;低含量碳酸盐胶结物主要分区在研究区的中部和南部,平均含量<15%,碳酸盐胶结物最少的区域位于排 615 井区和排 601—监 1 井区,

碳酸盐胶结物含量<5%。结合岩芯观察,发现碳酸盐胶结物含量与储层的含油性具有正相关性,碳酸盐胶结物含量少区域,胶结作用较弱,岩芯松散,含油性较好(图 4c,d),而碳酸盐胶结物含量高的区域,胶结作用较强,岩芯紧密,含油性较差(图 4b)。

4 碳酸盐胶结物差异性分布控制因素

4.1 碳酸盐胶结物

形成环境

车北地区 $N_1 s_1^1$ 储层碳酸盐胶结物主要为早期碳酸盐胶结物,表明研究区沉积物未固结成岩时发生了强烈的胶结作用。早期碳酸盐胶结物主要是从沉积物孔隙水中沉淀形成的,要求储层处于封闭的成岩环境中。前人研究表明:地层水总矿化度、 Cl^- 含量、 $K^+ + Na^+$ 含量和 HCO_3^- 含量反映了储层的封闭程度,总矿化度、 Cl^- 含量和 $K^+ + Na^+$ 含量越大, HCO_3^- 含量越小,封闭程度越好(钱诗友等, 2009; 任国选等, 2013)。为此,开展了研究区 9 口井的地层水样品分析,地层水样品测定工作在中国石化胜利油田井下作业公司完成,检测依据为油气田水分析方法 SY/T5523-2006。通过地层水性质统计,车北地区 $N_1 s_1^1$ 储层地层水水型为 $CaCl_2$ 型,总矿化度 29772 ~ 59919. 85 mg/L,平均值 46764.

$49 mg/L$; Cl^- 含量 17697 ~ 34774 mg/L,平均值 28134. 44 mg/L; $K^+ + Na^+$ 含量 4949 ~ 21277. 6 mg/L,平均值 10940. 76 mg/L; HCO_3^- 含量 0 ~ 131 mg/L,平均值 81. 1 mg/L(表 3)。

以上参数表明研究区属于封闭性好、水体交替停滞的还原环境。同时,还可以用主要离子比钠氯系数(rNa^+/rCl^-)、脱硫酸系数($rSO_4^{2-}/r(SO_4^{2-} - Cl^-)$)和变质系数($r(Cl^- - Na^+)/rMg^{2+}$)反映储层所

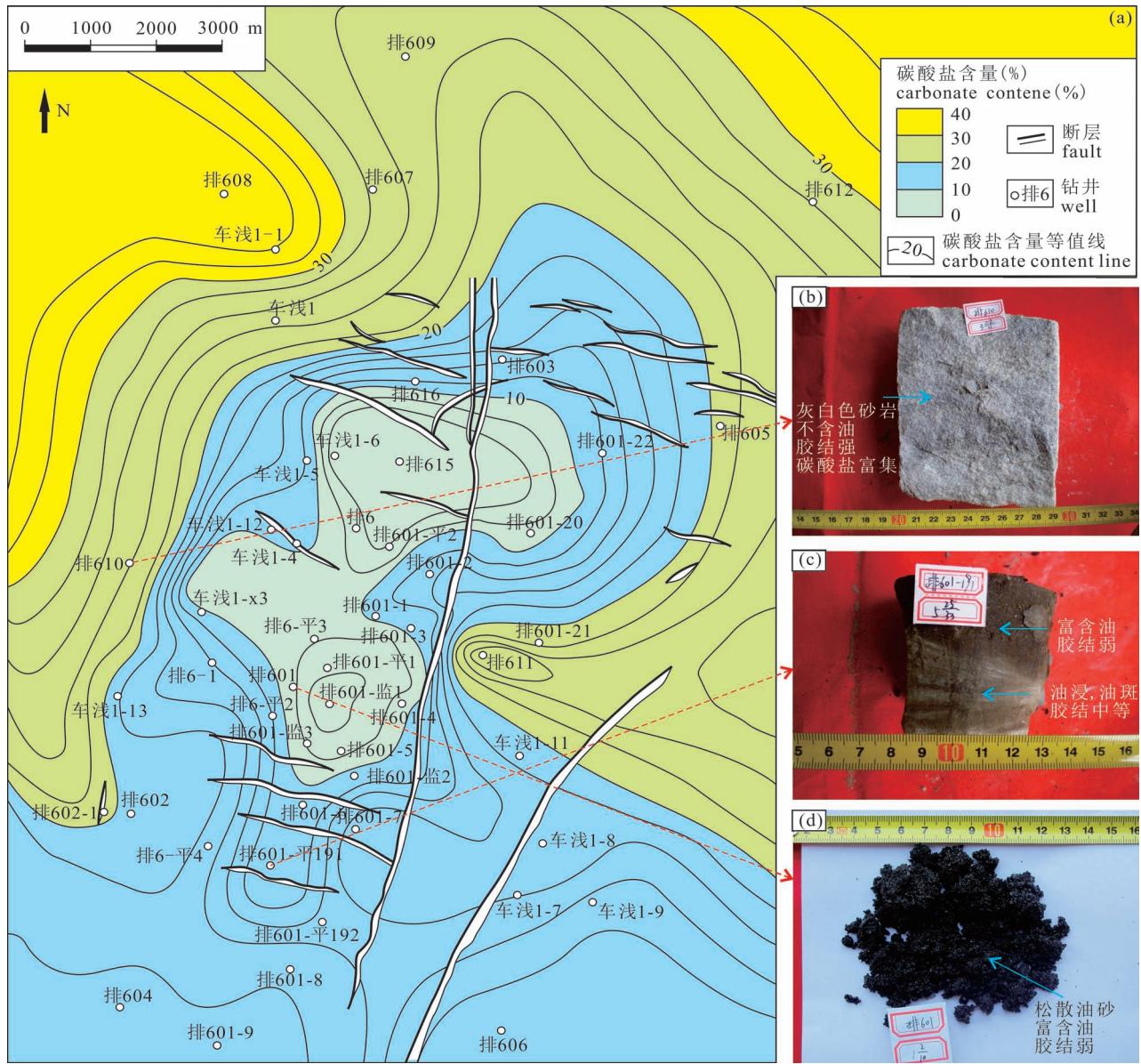


图4 准噶尔盆地车北地区 $N_1 s_1^1$ 碳酸盐胶结物含量平面分布图及部分井岩芯

Fig. 4 Distribution of carbonate cement and cores of some wells of $N_1 s_1^1$ in NCPZ area, Junggar Basin

(a) 碳酸盐胶结物含量平面分布图; (b) 排610井,位于绿色区域,412.3 m,碳酸盐胶结物含量24.86%,胶结作用强,不含油;(c) 排601-p191井,位于蓝色区域,572.5 m,碳酸盐胶结物含量10.97%,胶结作用弱—中等,含油级别随碳酸盐胶结程度差异而呈非均质性;(d) 排601井,490.1 m,碳酸盐胶结物含量3%,胶结作用弱,富含油

(a) Distribution of carbonate cements content; (b) the Well P610, located in green area, 412.3 m, carbonate cements content 24.86%, strong cementation, no oil; (c) the Well P601-p191, located in blue area, 572.5 m, carbonate cements content 10.97%, weak to medium cementation, oil-bearing level is heterogeneous with the difference of carbonate cementation; (d) the Well P601, 490.1 m, carbonate cements content 3%, weak cementation, rich in oil

处的水文地球化学环境和成岩环境的封闭程度(曾溅辉等,2008)。当钠氯系数小于0.85且值越小、脱硫酸系数越接近0、变质系数为正且值越大时,表示封闭程度越好。从表4可知,研究区钠氯系数为0.25~0.61,平均值0.38;脱硫酸系数为-0.06~0,平

均值-0.01;变质系数为25.99~1115.33,平均值214.72。表明研究区成岩环境封闭性好,为早期碳酸盐胶结物的形成提供了环境基础。

4.2 地层水 Ca^{2+} 含量差异特征

早期碳酸盐胶结物是由地层水中的 Ca^{2+} 早期沉

表 2 准噶尔盆地车北地区沙湾组碳酸盐胶结物的岩芯常规测定和 AxioVision 图像分析测定结果对比表

Table 2 Comparison table of the results of carbonate cement between conventional core and AxioVision image analysis from the Neogene Shawan Formation in NCPZ area, Junggar Basin

井号	岩芯测定 (%)	AxioVision 图像分析测定 (%)	绝对误差	相对误差
排 601-4 井	10.68	9.69	-0.99	-0.09
排 607 井	27.85	24.97	-2.88	-0.10
排 609 井	24.7	18.93	-5.77	-0.23
排 601-平 1 井	7.71	6.74	-0.97	-0.13
平均值		-2.65	-0.14	

淀胶结而形成,此时温度、压力接近常温常压,当地层水中溶解的碳酸盐物质达到过饱和时,就可以直接沉淀出来(Wang Qi et al., 2008)。通过分析地层水的性质,发现研究区地层水中 Ca^{2+} 相对富集且分布同样不均,统计表明 Ca^{2+} 含量 $1343.4 \sim 10172 \text{ mg/L}$,平均在 $6000 \sim 7000 \text{ mg/L}$ (表 3),不同井区 Ca^{2+} 的含量变化较大,最大值与最小值可以相差数十倍。其中,位于研究区西部的排 610 井 Ca^{2+} 含量高达 10000 mg/L 以上,这与该井碳酸盐胶结物含量高相吻合;西北部的车浅 1-1、排 607 井 Ca^{2+} 含量高达 6500 mg/L 以上,而该井区碳酸盐胶结物含量在 28% 以上;东部排 605 井 Ca^{2+} 含量为 7804 mg/L ,该井碳酸盐含量大于 20%,胶结作用强;南部的排 606 井 Ca^{2+} 含量为 1343.4 mg/L ,该井碳酸盐含量在 8% ~ 12%,胶结作用较弱(表 3)。通过建立碳酸盐胶结物含量与 Ca^{2+} 含量关系,发现两者呈较好的正相关性(图 5),说明车北地区 N_1s_1^1 储层碳酸盐胶结物的发育与该区地层水 Ca^{2+} 密切相关,地层水 Ca^{2+} 含

表 3 准噶尔盆地车北地区 N_1s_1^1 地层水性质

Table 3 Properties of formation water of N_1s_1^1 in NCPZ area, Junggar Basin

井号	井段(m)	$\text{K}^+ + \text{Na}^+$ (mg/L)	Mg^{2+} (mg/L)	Ca^{2+} (mg/L)	HCO_3^- (mg/L)	Cl^- (mg/L)	SO_4^{2-} (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
车浅 1-1 井	294.5~296	5435.36	638.9	6758.7	107.36	22042	125.53	35054.1	CaCl_2
车浅 1-8 井	547~553	14642	232	5411	67	32771	87	53150	CaCl_2
车浅 1 井	320~322	4949	86	5974	96	17697	971	29772	CaCl_2
排 604 井	680~681.5	13969.2	598.03	5176.3	71.27	32345	60.91	52221.02	CaCl_2
排 605 井	405~408	9989.7	246	7804	28.12	24012	13.17	46894.41	CaCl_2
排 606 井	615.5~617	21277.6	396.19	1343.4	114.03	34774	2015.1	59919.85	CaCl_2
排 607 井	274.7~276	7450	60	9909	34	28667	49	45869	CaCl_2
排 608 井	259~267	12117	15	5768	131	28847	71	46844	CaCl_2
排 610 井	404.6~411	8637	262	10172	0	32055	0	51156	CaCl_2

量的差异决定了碳酸盐胶结物分布的差异性,丰富的 Ca^{2+} 为碳酸盐胶结物发育提供了物质基础。分析其原因,研究区地层水属于交替停滞带,说明研究区与地表水不沟通,封闭性好,那么推测在沉积物固结成岩时的地层水与现今地层水性质应该相似;其次,要形成大量的碳酸盐胶结物必须有充足的 Ca^{2+} 补给,相反地层水中 Ca^{2+} 浓度若小将很难造成大量碳酸盐胶结物的析出。因此,地层水中 Ca^{2+} 含量差异对研究区碳酸盐胶结物的发育起到直接作用。

表 4 准噶尔盆地车北地区 N_1s_1^1 地层水主要离子比值表

Table 4 Main ion ratio of formation water of N_1s_1^1 in NCPZ area, Junggar Basin

井号	井段(m)	$r(\text{Na}^+)$ $r(\text{Cl}^-)$	$r(\text{SO}_4^{2-})$ $r(\text{SO}_4^{2-}-\text{Cl}^-)$	$r(\text{Cl}^--\text{Na}^+)$ $r(\text{Mg}^{2+})$
车浅 1-1 井	294.5~296	0.25	-0.01	25.99
车浅 1-8 井	547~553	0.45	0.00	78.14
车浅 1 井	320~322	0.28	-0.06	148.23
排 604 井	680~681.5	0.43	0.00	30.73
排 605 井	405~408	0.42	0.00	57.00
排 606 井	615.5~617	0.61	-0.06	34.07
排 607 井	274.7~276.2	0.26	0.00	353.62
排 608 井	259~267	0.42	0.00	1115.33
排 610 井	404.6~411	0.27	0.00	89.38
平均值		0.38	-0.01	214.72

4.3 地层水 Ca^{2+} 差异分布的控制作用

地层水中 Ca^{2+} 含量差异是导致研究区碳酸盐胶结物差异性分布的主要原因,那么控制地层水 Ca^{2+} 含量差异的原因是什么?通过调研相关文献, Ca^{2+} 主要通过以下途径获得:①孔隙内保存的地层水中溶解的 Ca^{2+} (姚泾利等, 2011);②钙长石的溶解(Chowdhury et al., 1996);③黏土矿物的转化(Longstaffe, 1987);④铝硅酸盐矿物的水化作用(Klein et al., 1999);⑤碳酸盐岩屑的溶解再沉淀作用(赵虹等, 2005)。研究区原生残余粒间孔占 95% 以上,少有发生明显的溶解现象,所以第②~④种 Ca^{2+} 来源在研究区很少存在,并且形成这一类碳酸盐胶结物主要为晚期碳酸盐胶结物。那么,在研究区主要为早期碳酸盐

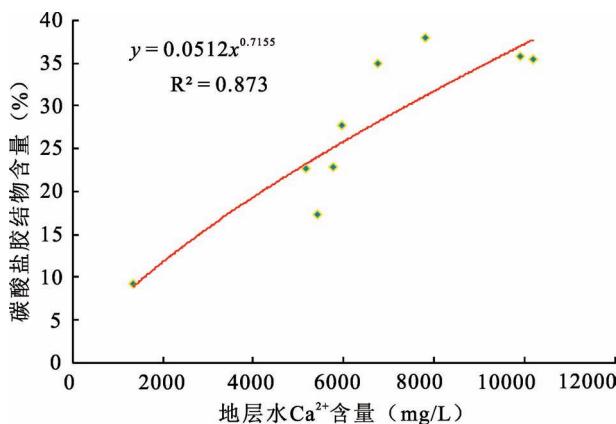


图 5 准噶尔盆地车北地区 $N_1 s_1^1$ 碳酸盐胶结物含量与 Ca^{2+} 含量关系图

Fig. 5 Relationship between carbonate cement and Ca^{2+} of $N_1 s_1^1$ in NCPZ area, Junggar Basin

胶结物, Ca^{2+} 主要来源于孔隙内保存的地层水, 推测古地貌对孔隙内保存的地层水 Ca^{2+} 差异分布起到一定的控制作用。古地貌对地层水 Ca^{2+} 发育的控制作用主要表现在: 若处于封闭性好、水体交替停滞的还原环境中, 古高地处水体较浅易富集 Ca^{2+} , 是 $CaCO_3$ 沉淀的良好场所(朱筱敏, 2008; 温雅茹等, 2015)。通过古地貌恢复, 可以看出车北地区 $N_1 s_1^1$ 沉积前古地貌总体上呈北部高、南部低的特点(图 6)。西北部排 607、排 608 等井处最高, 而该井区地层水 Ca^{2+} 也相应较高, 其中排 607 井 Ca^{2+} 含量 9909 mg/L、排 608 井 Ca^{2+} 含量 5768 mg/L; 东南部的排 606、车浅 1-9 等井处最低, 其中排 606 井 Ca^{2+} 含量 1343.4 mg/L, 说明古地貌构造越高的位置, Ca^{2+} 含量越大, 而古地貌构造越低的位置, Ca^{2+} 含量越小, 表明古地貌对研究区地层水 Ca^{2+} 的差异分布起到主要控制作用。但也存在异常点, 例如排 610 井, 其位于研究区

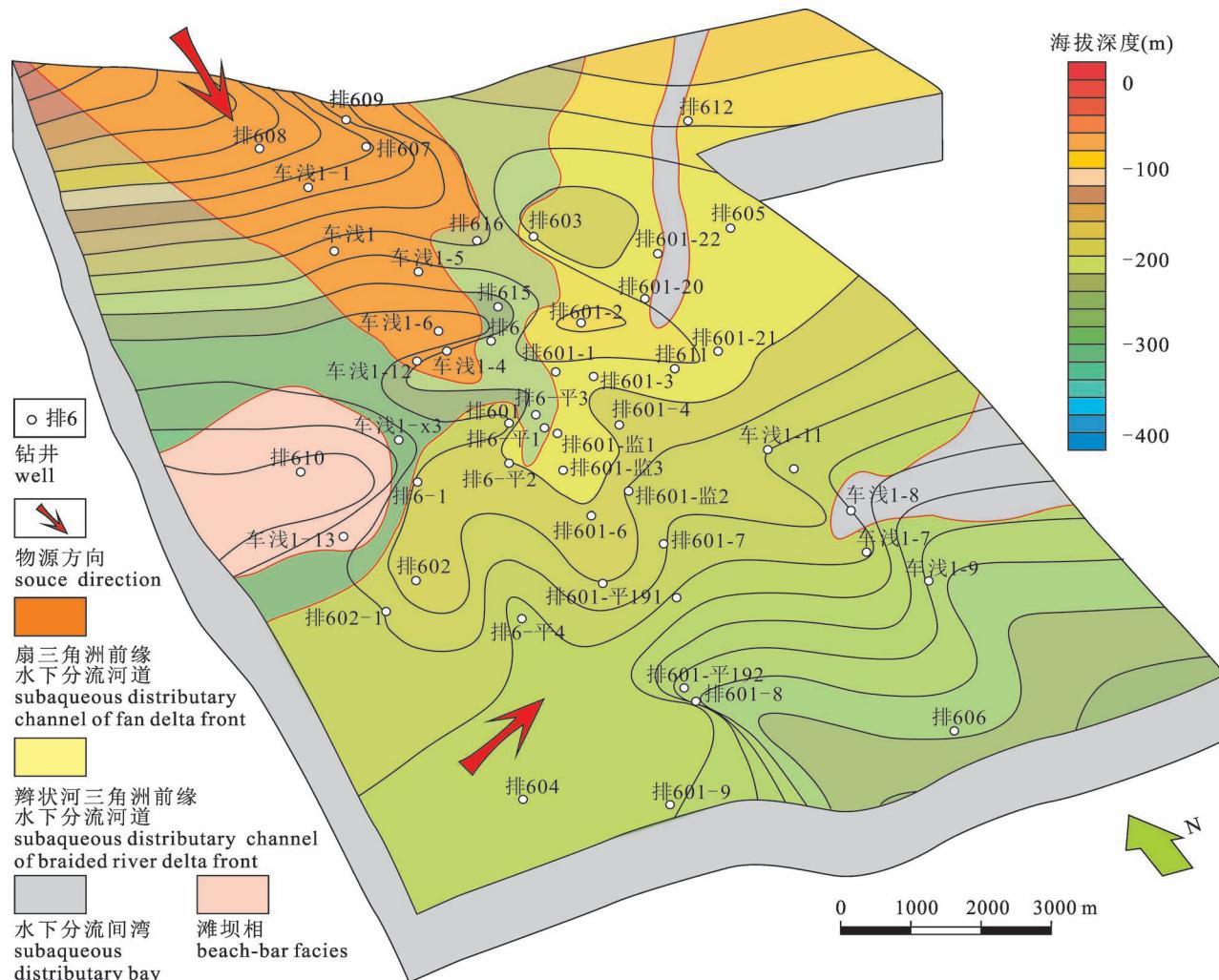


图 6 准噶尔盆地车北地区 $N_1 s_1^1$ 沉积前古地貌图

Fig. 6 Paleogeomorphology before $N_1 s_1^1$ deposition in NCPZ area, Junggar Basin

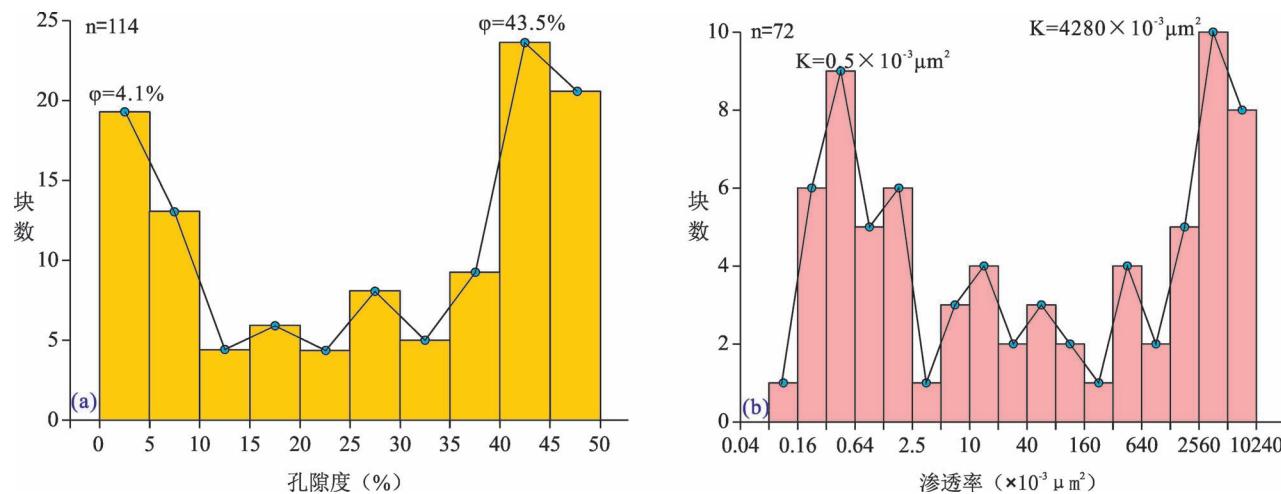


图 7 准噶尔盆地车北地区 $N_1s_1^1$ 储层岩芯孔隙度、渗透率频率分布直方图

Fig. 7 Porosity and permeability frequency distribution histograms of $N_1s_1^1$ reservoir in NCPZ area, Junggar Basin

(a) 岩芯孔隙度频率分布直方图; (b) 岩芯渗透率频率分布直方图

(a) Porosity frequency distribution histogram; (b) permeability frequency distribution histogram

西部古洼地位置,但其碳酸盐胶结物含量较高,高达24.6%。前人研究表明,研究区主要发育扇三角洲前缘(北物源)、辫状河三角洲前缘(西南物源),局部发育湖泊滩坝相沉积,而滩坝相的位置正好位于排610井区(杨少春等,2011;宋璠等,2013),由于蓝藻生长起到沉淀和黏结碳酸钙的作用,湖泊滩坝相化学和生物沉积作用发育,容易形成碳酸钙(朱筱敏,2008),解释了排610井高碳酸盐胶结物含量的原因。因此,古地貌对研究区地层水 Ca^{2+} 的差异分布起到主要控制作用,而沉积微相在局部井区起到一定的控制作用。

5 碳酸盐胶结物的地质影响

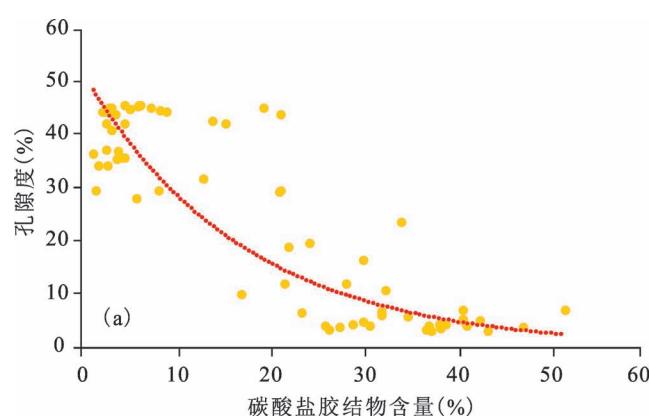


图 8 准噶尔盆地车北地区 $N_1s_1^1$ 碳酸盐胶结物含量与孔隙度、渗透率关系图

Fig. 8 Relationship between carbonate cement and porosity and permeability of $N_1s_1^1$ reservoir in NCPZ area, Junggar Basin

5.1 对储层物性的影响

车北地区 $N_1s_1^1$ 既发育高孔高渗的优质储层又发育低孔低渗的差储层,物性存在两个峰值,孔隙度峰值分别位于4.1%、43.5%,渗透率峰值分别位于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $4280 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图7)。通过建立碳酸盐胶结物含量与储层物性的关系,发现碳酸盐胶结物含量与物性存在较好的负相关性(图8),表明储层物性主要与碳酸盐胶结物含量有关,“双峰值”物性特征主要受碳酸盐胶结物的控制,优质储层碳酸盐胶结物含量少,岩芯松散(图9a—c),而差储层碳酸盐胶结物含量高,岩芯紧密(图9d、f)。研究区不均的碳酸盐胶结物含量影响储层物性,从而影响储层的含油性,含油级别高的岩芯其孔隙度、渗

图9 准噶尔盆地车北地区 $N_1s_1^1$ 储层岩芯特征Fig. 9 Characters of cores of $N_1s_1^1$ reservoir in NCPZ area, Junggar Basin

(a) 排 601-4 井, 514.1 m, 深黑色粗砂岩, 岩芯孔隙度 44.8%, 渗透率 $7070 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 碳酸盐胶结物含量 10.68%, 岩芯松散, 含油性好; (b) 排 601-5 井, 532.3 m, 深褐色含砾砂岩, 岩芯孔隙度 36%, 渗透率 $4340 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 碳酸盐胶结物含量 7.37%, 岩芯松散, 含油性好; (c) 排 601-平1 井, 488.2 m, 深黑色粗砂岩, 岩芯孔隙度 42.4%, 渗透率 $20300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 碳酸盐胶结物含量 7.71%, 岩芯松散, 含油性好; (d) 排 609 井, 231.4 m, 灰白色含砾砂岩, 岩芯 6.8%, 岩芯渗透率 $5.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 碳酸盐胶结物含量 23.6%, 岩芯紧密, 含油性差; (e) 排 605 井, 407.8 m, 灰白色砂砾岩, 岩芯孔隙度 6.9%, 渗透率 $1.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 碳酸盐胶结物含量 32.2%, 岩芯紧密, 含油性差; (f) 排 607 井, 276.6 m, 灰白色砂砾岩, 岩芯孔隙度 3.5%, 渗透率 $0.103 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 碳酸盐胶结物含量 37%, 岩芯紧密, 含油性差

(a) The Well P601-4, 514.1 m, coarse sandstone, porosity 44.8%, permeability $7070 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, carbonate cements content 10.68%, loose, good oil bearing; (b) the Well P601-5, 532.3 m, brown gravelly sandstone, porosity 36%, permeability $4340 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, carbonate cements content 7.37%, loose, good oil content; (c) the Well P601p1, 488.2 m, coarse sandstone, porosity 42.4%, permeability $20300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, carbonate cements content 7.71%, loose, good oil content; (d) the Well P609, 231.4 m, gray gravelly sandstone, porosity 6.8%, permeability $5.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, carbonate cements content 23.6%, tight, poor oil content; (e) the Well P605, 407.8 m, gray sand conglomerate, porosity 6.9%, permeability $1.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, carbonate cements content 32.2%, tight, poor oil content; (f) the Well P607, 276.6 m, porosity 3.5%, permeability $0.103 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, carbonate cements content 37%, tight, poor oil content

透率较高, 碳酸盐胶结物含量低;相反, 含油级别低的岩芯孔隙度、渗透率基本均处于低值, 碳酸盐胶结物含量处于高值。

5.2 对油水分布的影响

车北地区 $N_1s_1^1$ 储层油水关系复杂, 通过表 5、图 1a 和图 4a 发现, 位于构造高部位的排 607 井碳酸盐胶结物含量为 27.85%, 岩性为灰白色砂砾岩, 孔隙度 4.8%, 渗透率 $2.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 试油不产油, 累产水 79.2 m^3 , 试油结果为水层; 位于构造中部位的排 601 井碳酸盐含量为 8.86%, 岩性为深黑色粗砂岩, 孔隙度 20.9%, 渗透率 $337.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 试油累产油为 83.89 m^3 , 累产水 23.74 m^3 , 试油结果为

油层; 位于构造低部位的排 606 井碳酸盐含量为 9.27%, 岩性为灰白色中砂岩, 孔隙度 17.4%, 渗透率 $186.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 试油不产油, 累产水 146.9 m^3 。试油结果表明, 车北地区 $N_1s_1^1$ 油藏位于构造的中部位(图 1c), 碳酸盐胶结物含量影响储层的物性, 从而影响储层的含油性, 并控制着油水分布。统计数据表明(表 5): 在研究区当碳酸盐胶结物含量 > 20% 时, 基本不产油, 产水量也较低且多为残余可动水; 当碳酸盐胶结物含量 < 20% 时, 位于油水界面之上的井产油量较高, 而位于油水界面之下的井产水量也较高。分析其原因主要是由于车北地区 $N_1s_1^1$ 原油为高黏超稠油, 高黏超稠油油藏因其高黏度、高密度

和低流动性的特性,推测在油气运移的过程中,若遇到胶结致密的低孔低渗储层,形成侧向遮挡,超稠油无法进入该储层,从而不能将其中的孔隙水排出。但在研究区中部,储层胶结程度弱,岩芯松散,储层的孔隙度可以达到 40%~45%,渗透率超过 $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,高黏超稠油可以顺利进行储层从而聚集成藏。而在南部由于位于油水界面之下,碳酸盐含量较低的储层物性较好,主要产水。研究区这种油水分布主要是原油性质和碳酸盐胶结储层的共同影响的结果。

表 5 准噶尔盆地车北地区 $N_1s_1^1$ 试油数据与碳酸盐胶结物含量统计表

Table 5 Table of oil test data and carbonate cement content of $N_1s_1^1$ in NCPZ area, Junggar Basin

井号	产油 (m^3)	产水 (m^3)	试油结果	碳酸盐胶结物含量(%)	备注
车浅 1 井	18.03	768.25	含油水层	27.75	
车浅 1-1 井	11.96	588.99	含油水层	34.95	
车浅 1-8 井	0	111.3	水层	17.35	油水界面之下
排 601 井	83.89	23.74	油层	8.86	
排 602 井	10.5	33.3	油层	16.76	日产量统计
排 604 井	0	50.76	水层	18.75	油水界面之下
排 605 井	0	35.03	水层	20.39	
排 606 井	0	146.9	水层	9.27	油水界面之下
排 607 井	0	79.2	水层	27.85	
排 608 井	0	115.11	水层	22.84	
排 610 井	0	55.59	水层	24.86	

6 结论

(1) 准噶尔盆地车北地区 $N_1s_1^1$ 储层碳酸盐胶结物呈连晶式胶结,碎屑颗粒“漂浮”于胶结物中,粒间体积大,碎屑颗粒未遭受压实改造,碳酸盐胶结物直接沉淀形成于沉积物孔隙水中,为早期碳酸盐胶结物,其不均匀充填部分原生粒间孔,具有强烈的非均质性。

(2) 在岩芯常规测定碳酸盐胶结物的基础上,应用 AxioVision 图像分析进行了碳酸盐胶结物含量的补充测定,两者误差较小,弥补了数据点的不足;车北地区 $N_1s_1^1$ 碳酸盐胶结物含量平面上具有差异性分布的特征,总体上由南部向北部碳酸盐胶结物含量逐渐增多,北部、东西两侧碳酸盐胶结物含量较高,中部—南部碳酸盐胶结物含量较低。

(3) 准噶尔盆地车北地区 $N_1s_1^1$ 储层碳酸盐胶结物形成于封闭性好、水体交替停滞的还原环境中,为早期碳酸盐胶结物的形成提供了环境基础;地层水

Ca^{2+} 与碳酸盐胶结物呈较好的正相关性,丰富的地层水 Ca^{2+} 为碳酸盐胶结物发育提供了物质基础,地层水 Ca^{2+} 含量的差异决定了碳酸盐胶结物分布差异,而地层水 Ca^{2+} 含量的差异主要受古地貌控制,古高地处水体较浅易富集 Ca^{2+} ,是 CaCO_3 沉淀的良好场所,沉积微相起局部控制作用。

(4) 准噶尔盆地车北地区 $N_1s_1^1$ 储层“双峰值”物性特征主要受碳酸盐胶结物的控制,碳酸盐胶结物含量低的储层物性好,胶结作用弱,高黏超稠油易进入该类储层;而碳酸盐胶结物含量高的储层物性差,胶结作用强,高黏超稠油无法进入该类储层,碳酸盐胶结物差异性分布对研究区储层物性、油水分布具有明显的影响。

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)
- 蔡忠贤, 陈发景, 贾振远. 2000. 准噶尔盆地的类型和构造演化. 地学前缘, 7(4): 431~440.
- 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 梁狄刚, 张越迁, 赵喆, 倪云燕, 支东明, 杨海波, 王屿涛. 2016. 准噶尔盆地油气源、油气分布与油气系统. 地质学报, 90(3): 421~450.
- 陈业全, 王伟锋. 2004. 准噶尔盆地构造演化与油气成藏特征. 石油大学学报(自然科学版), 28(3): 4~8.
- 董臣强, 王军. 2007. 准噶尔盆地车排子地区新近系沙湾组一砂组油层地震特征分析. 石油地球物理勘探, 42(4): 445~447.
- 姜平, 王珍珍, 邹明生, 陈孝君, 陆江, 尤丽. 2020. 文昌 A 四凹珠海组砂岩碳酸盐胶结物发育特征及其对储层质量的影响. 地球科学, 1~35. (网络首发)
- 刘四兵, 黄思静, 沈忠民, 吕正祥, 宋荣彩. 2014. 砂岩中碳酸盐胶结物成岩流体演化和水岩作用模式——以川西孝泉—丰谷地区上三叠统须四段致密砂岩为例. 中国科学: 地球科学, 44(7): 1403~1417.
- 罗劲, 庄新明, 韩祥磊. 2008. 准噶尔盆地车排子凸起沙湾组成藏主控因素. 新疆石油地质, 29(1): 45~47.
- 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 张学丰. 2010. 深层超深层碳酸盐岩优质储层发育机理和“三元控储”模式——以四川普光气田为例. 地质学报, 84(8): 1087~1094.
- 钱诗友, 曾溅辉. 2009. 东营凹陷沙河街组地层水化学特征及其石油地质意义. 天然气地球科学, 20(4): 603~609.
- 任国选, 侯读杰, 史玉玲, 鲁秀芹, 杨志东, 李红. 2013. 准噶尔盆地西北缘红山嘴油田地层水特征与油气藏聚集关系. 石油与天然气地质, 34(2): 179~184.
- 商丰凯, 张奎华, 石好果, 徐佑德, 张曰静, 陈林. 2020. 准噶尔盆地车排子凸起新近系沙湾组一段 1 砂组钙质隔层“三元复合”成因及其油气地质意义. 中国石油勘探, 25(1): 112~125.
- 沈扬, 贾东, 宋国奇, 丁咸宝, 李茂榕. 2010. 源外地区油气成藏特征、主控因素及地质评价——以准噶尔盆地西缘车排子凸起春光油田为例. 地质论评, 56(1): 51~59.
- 沈扬, 贾东, 赵宏亮, 韩祥磊. 2010. 准噶尔盆地西部车排子凸起新近系沙湾组藏体系与富集规律. 地质通报, 29(4): 581~588.

- 沈臻欢,于炳松,韩舒筠,杨志辉,黄志恒. 2018. 碳酸盐胶结物溶解—沉淀的热力学平衡在碎屑岩储层质量预测中的应用——以渤海南洼陷沙三段为例. 东北石油大学学报, 42(5): 63~72.
- 宋璠,杨少春,苏妮娜,向奎,赵永福. 2013. 准噶尔盆地春风油田沙湾组沉积相新认识. 石油实验地质, 35(3): 238~242.
- 隋风贵. 2015. 准噶尔盆地西北缘构造演化及其与油气成藏的关系. 地质学报, 89(4): 779~793.
- 孙海涛,钟大康,刘洛夫,张思梦. 2010. 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. 石油学报, 31(2): 246~252.
- 孙思敏,罗家群. 2007. 南襄盆地南阳凹陷核桃园组储层中碳酸盐胶结物富集规律. 石油与天然气地质, 28(3): 384~389, 400.
- 孙致学,孙治雷,鲁洪江,尹希杰. 2010. 砂岩储集层中碳酸盐胶结物特征——以鄂尔多斯盆地中南部延长组为例. 石油勘探与开发, 37(5): 543~551.
- 王钰婷. 2018. 浅谈扫描电镜技术及其在胶结物类型识别中的应用. 中国资源综合利用, 36(9): 180~182.
- 王琪,郝乐伟,陈国俊,张功成,张瑞,马晓峰,王欢. 2010. 白云凹陷珠海组砂岩中碳酸盐胶结物的形成机理. 石油学报, 31(4): 553~558, 565.
- 王振奇,支东明,张昌民,薛新克,张尚锋,李天明,杨飞,刘楼军,程亮,吕栋,周凤娟,陈元勇. 2008. 准噶尔盆地西北缘车排子地区新近系沙湾组油源探讨. 中国科学:D辑, 38(增刊Ⅱ): 97~104.
- 温雅茹,杨少春,赵晓东,向奎,朱春艳. 2015. 砂岩储层中碳酸盐胶结物定量识别及对含油性影响——以准噶尔盆地车北地区新近系沙湾组为例. 地质论评, 61(5): 1099~1106.
- 伍致中. 1994. 准噶尔盆地油气地质条件、有利区带及勘探方向研究. 新疆地质, 12(4): 281~323.
- 闫灿灿,李士祥,李树同,时孜伟,王琪,张文选,汪洋,牟炜卫,李阳. 2018. 姬塬—盐池地区长8破坏性成岩作用对储层孔隙损失的定量分析. 成都理工大学学报(自然科学版), 45(3): 344~355.
- 杨恺,董臣强,徐国盛. 2012. 车排子地区新近系沙湾组物源与沉积相分析. 中国石油大学学报: 自然科学版, 36(3): 7~13.
- 杨少春,孟祥梅,陈宁宁,张世奇,向奎. 2011. 准噶尔盆地车排子地区新近系沙湾组沉积特征. 中国石油大学学报: 自然科学版, 35(2): 20~25.
- 姚泾利,王琪,张瑞,唐俊,田兵,廖朋. 2011. 鄂尔多斯盆地中部延长组砂岩中碳酸盐胶结物成因与分布规律研究. 天然气地球科学, 22(6): 943~950.
- 曾溅辉,吴琼,钱诗友,孔旭,马中良. 2008. 塔里木盆地塔中低凸起地层水化学特征对不整合的响应. 古地理学报, 10(5): 537~543.
- 张莉. 2015. 春光油田沙湾组有效储层下限标准研究. 地质论评, 61(z1): 270~271.
- 张善文,林会喜,沈杨. 2013. 准噶尔盆地车排子凸起新近系“网毯式”成藏机制剖析及其对盆地油气勘探的启示. 地质论评, 59(3): 489~500.
- 赵虹,党舜,党永潮,姚韦萍. 2005. 安塞油田延长组储集层特征及物性影响因素分析. 地球科学与环境学报, 27(4): 45~48.
- 赵晓东,杨少春,向奎,陈国宁,朱春艳,魏晓晴. 2014. 准噶尔盆地车北地区浅层砂岩油藏顶底双油水倒置成因. 石油勘探与开发, 41(4): 438~444, 484.
- 钟大康,朱筱敏,李树静,谢楠. 2007. 早期碳酸盐胶结作用对砂岩孔隙演化的影响——以塔里木盆地满加尔凹陷志留系砂岩为例. 沉积学报, 25(6): 885~890.
- 朱筱敏. 2008. 沉积岩石学. 北京: 石油工业出版社: 276~288.
- 朱子涵,李明远,林梅钦,彭勃,孙亮. 2011. 储层中CO₂—水—岩石相互作用研究进展. 矿物岩石地球化学通报, 30(1): 104~112.
- 庄新明. 2009. 准噶尔盆地车排子凸起石油地质特征及勘探方向. 新疆地质, 27(1): 70~74.
- Bunch M. 2018. Predicting and detecting carbonate cemented zones within Latrobe Group reservoirs of the Gippsland Basin. ASEG Extended Abstract, (1): 1~8.
- Cai Zhongxian, Chen Fajing, Jia Zhenyuan. 2000&. Types and tectonic evolution of Junggar Basin. Earth Science Frontiers (China University of Geosciences, Beijing), 7(4): 431~440.
- Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, Liang Digang, Zhang Yueqian, Zhao Zhe, Ni Yunyan, Zhi Dongming, Yang Haibo, Wang Yutao. 2016&. Oil and gas source, occurrence and petroleum system in the Junggar Basin, northwest China. Acta Geologica Sinica, 90(3): 421~450.
- Chen Yequan, Wang Weifeng. 2004&. Structural evolution and pool-forming in Junggar Basin. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 28(3): 4~8.
- Chowdhury A H, Noble P A. 1996. Origin, distribution and significance of carbonate cements in the Albert Formation reservoir sandstones, New Brunswick, Canada. Marine and Petroleum Geology, 13(7): 837~846.
- Dong Chenqiang, Wang Jun. 2007&. Analysis on seismic feature of reservoir in Neogene Shawan Formation first oil-sand layer in Chepaizi area of Junggar basin. OGP, 42(4): 445~447.
- Jansa L F, Noguera U V H. 1990. Geology and diagenetic history of over pressured sandstone reservoirs, venture gas field, offshore Nova Scotia, Canada. AAPG Bulletin, 74(10): 1640~1658.
- Jiang Ping, Wang Zhenzhen, Zou Mingsheng, Chen Xiaojun, Lu Jiang, You Li. 2020&. Development characteristics of carbonate cement and its influence on reservoir quality in the sandstones from the Zhuhai Formation in the Wenchang depression. Earth Science, 1~35.
- Jos W A, Eduard A K, John P G, Willem G M. 1986. Characteristics and origin of calcretes in a subarctic environment, great Kobuk sand dunes, Northwestern Alaska, U. S. A. Arctic and Alpine Research, 18(4): 377~387.
- Klein J S, Mozley P, Campbell A. 1999. Spatial distribution of carbon and oxygen isotopes in laterally extensive carbonate cemented layers: Implications for mode of growth and subsurface identification. Journal of Sedimentary Research, 69: 184~191.
- Li D, Jiang X. 2014. Diagenesis and high quality reservoir forecast of the Qingshankou sandstones in the southern Songliao Basin of northeast China. Petroleum Science and Technology, 32(17): 2038~2048.
- Liu Sibin, Huang Sijing, Shen Zhongming, Lu Zhengxiang, Song Rongcai. 2014#. Diagenetic fluid evolution and water—rock interaction model of carbonate cements in sandstone: An example from the reservoir sandstone of the Fourth Member of the Xujiahe Formation of the Xiaoquan—Fenggu area, Sichuan Province, China. Science China: Earth Sciences, 44(7): 1403~1417.
- Longstaffe F J. 1987. Stable isotope studies of diagenetic processes. Mineralogical Association of Canada, 78~98.
- Luo Jin, Zhuang Xinming, Han Xianglei. 2008&. Main factors controlling hydrocarbon accumulation in Neogene Shawan formation in Chepaizi Swell of Junggar Basin. Xinjiang Petroleum Geology, 29(1): 45~47.
- Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong, Zhang Xuefeng. 2010&.

- Formation mechanism of deep-buried carbonate reservoir and its model of three-element controlling reservoir: a case study from the Puguang oilfield in Sichuan. *Acta Geologica Sinica*, 84(8): 1087~1094.
- Perri F, Cirrincione R, Critelli S, Mazzoleni P, Pappalardo A. 2008. Clay mineral assemblages and sandstone compositions of the Mesozoic Longobucco Group, Northeastern Calabria: implications for burial history and diagenetic evolution. *International Geology Review*, 50(12): 1116~1131.
- Qian Shiyou, Zeng Jianhui. 2009&. Chemical characteristics of Shahejie formation water and their petroleum geological significance, Dongying Sag. *Natural Gas Geoscience*, 20(4): 603~609.
- Ren C Q, Gao X Z, Zhang Y S, Wang B, Hou J M, Li J M, He F G. 2019. Controlling factors of reservoir quality in low-permeability reservoir within a sequence stratigraphic framework: a case study of the lower Jurassic sandstones in the Northern margin of the Qaidam Basin, China. *Australian Journal of Earth Sciences*, 66(4): 589~596.
- Ren Guoxuan, Hou Dujie, Shi Yuling, Lu Xiuqin, Yang Zhidong, Li Hong. 2013&. Relationship between formation water characteristics and hydrocarbon accumulation in Hongshangzui oilfield in the northwestern margin of the Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 34(2): 179~184.
- Shang Fengkai, Zhang Kuihua, Shi Haoguo, Xu Youde, Zhang Yuejing, Chen Lin. 2020&. “Ternary composite” genesis and petroleum geological significance of calcareous barriers in the 1st sand group of Shawan-1 member of Neogene in the Chepaizi bulge of the Junggar Basin. *China Petroleum Exploration*, 25(1): 112~125.
- Shen Yang, Jia Dong, Song Guoqi, Ding Xianbao, Li Maorong. 2010&. Reservoir-forming characters, key control factors and geological evaluation in the area outside oil source—Take the Chuaguan oilfield in Chepaizi Uplift in western Junggar Basin as an example. *Geological Review*, 56(1): 51~59.
- Sheng Yang, Jia Dong, Zhao Hongliang, Han Xianglei. 2010&. Shawan Formation pool-forming system and enrichment regular pattern in Chepaizi uplift, western Junggar Basin, China. *Geological Bulletin of China*, 25(1): 112~125.
- Shen Zhenhuan, Yu Bingsong, Han Shujun, Yang Zhihui, Huang Zhiheng. 2018&. Application of thermodynamic equilibrium for dissolution – precipitation of carbonate cements in prediction of clastic reservoir quality: A case study from Es₃, Bonan sag. *Journal of Northeast Petroleum University*, 42(5): 63~72.
- Song Fan, Yang Shaochun, Su Nina, Xiang Kui, Zhao Yongfu. 2013&. New understanding of sedimentary facies of Shawan Formation in Chunfeng oilfield, Junggar Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 35(3): 238~242.
- Sui Fenggui. 2015&. Tectonic evolution and its relationship with hydrocarbon accumulation in the northwest margin of Junggar Basin. *Acta Geologica Sinica*, 89(4): 779~793.
- Sun Haitao, Zhong Dakang, Liu Luofu, Zhang Simeng. 2010&. Carbonate cementation difference and its origin between exterior and interior surfaces of lenticular sandbody in Shahejie Formation of Zhanhua Depression. *Acta Petrolei Sinica*, 31(2): 246~252.
- Sun Simin, Luo Jiajun. 2007&. Enrichment pattern of carbonate cements in reservoirs of the Hetaoyuan Formation in Nanyang sag. *Oil & Gas Geology*, 28(3): 384~389, 400.
- Sun Zhixue, Sun Zhilei, Lu Hongjiang, Yin Xijie. 2010&. Characteristics of carbonate cements in sandstone reservoirs: A case from Yanchang Formation, middle and southern Ordos Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 37(5): 543~551.
- Wang Qi, Zhou X Z, Li X Y, Chen G J, Li X Y. 2008. Carbon and oxygen isotopic composition of different phase carbonate cements in terrigenous siliciclastic reservoir and significance for their origin: A case study from sandstone of Yanchang Formation (Triassic), southwestern Ordos basin, China. *Chinese Journal of Geochemistry*, 27: 249~256.
- Wang Qi, Hao Lewei, Chen Guojun, Zhang Gongcheng, Zhang Rui, Ma Xiaofeng, Wang Huan. 2010&. Forming mechanism carbonate cements in siliciclastic sandstone of Zhuhai Formation in Baiyun Sag. *Acta Petrolei Sinica*, 31(4): 553~558, 565.
- Wang Yuting. 2018&. Discussion on scanning electron microscopy technology and its application in cement type identification. *China Resources Comprehensive Utilization*, 36(9): 180~182.
- Wang Zhenqi, Zhi Dongming, Zhang Chanming, Xue Xinke, Zhang Shanfeng, Li Tiamming, Yang Fei, Liu Loujun, Lv Dong, Zhou Fengjuan, Chen Yuanyong. 2008#. Discussion on oil source of Neogene Shawan formation in Chepaizi area, northwest Junggar Basin. *Science China: Earth Sciences*, 38(Supplement II): 97~104.
- Wen Yaru, Yang Shaochun, Zhao Xiaodong, Xiang Kui, Zhu Chunyan. 2015&. Quantitative identification of carbonate cements in sandstone reservoirs and the influence to reservoir oil-bearing: A case study on the Neogene Shawan Formation in northern part of Chepaizi area, Junggar Basin. *Geological Review*, 61(5): 1099~1106.
- Wu Zhihong. 1994&. Geological condition, favourable zones and exploration direction of oil—gas in Junggar Basin. *Xinjiang Geology*, 12(4): 281~323.
- Yan Cancan, Li Shixiang, Li Shutong, Shi Ziwei, Wang Qi, Zhang Wenxuan, Wang Yang, Mou Weiwei, Li Yang. 2018&. Quantitative analysis of porosity loss caused by destructive in the Chang 8 Reservoir, Jiyuan—Yanchi area of Ordos Basin, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 45(3): 344~355.
- Yang Kai, Dong Chenqiang, Xu Guosheng. 2012&. Analysis of provenance and sedimentary facies of Neogene Shawan formation in Chepaizi area. *Journal of China University of Petroleum*, 36(3): 7~13.
- Yang Shaochun, Meng Xiangmei, Chen Ningning, Zhang Shiqi, Xiang Kui. 2011&. Depositional characteristics of Shawan formation in Neogene of Chepaizi area, Junggar Basin. *Journal of China University of Petroleum*, 35(2): 20~25.
- Yao Jingli, Wang Qi, Zhang Rui, Tang Jun, Tian Bing, Liao Peng. 2011&. Origin and spatial distribution of carbonate cements in Yanchang Fm. (Triassic) sandstones within the Lacustrine center of Ordos Basin, NW China. *Natural Gas Geoscience*, 22(6): 943~950.
- Zeng Jianhui, Wu Qiong, Qian Shiyou, Kong Xu, Ma Zhongliang. 2008&. Response of formation water chemistry to unconformities in Tazhong low uplift of Tarim Basin. *Journal of Palaeogeography*, 10(5): 537~543.
- Zhang Li. 2015#. Study on lower limit standard of effective reservoir of Shawan formation in Chuguang oilfield. *Geological Review*, 61(z1): 270~271.
- Zhang Shanwen, Lin Huixi, Sheng Yang. 2013&. Analysis on meshwork—carpet pool-forming mechanism of Chepaizi uplift and

- enlightenment on petroleum exploration of Junggar Basin. Geological Review, 59(3): 489~500.
- Zhao Hong, Dang Ben, Dang Yongchao, Yao Weiping. 2005&. Characteristics of Yanchang Formation reservoirs and its influence factors in Ansai Oilfield. Journal of Earth Sciences and Environment, 27(4): 45~48.
- Zhao Xiaodong, Yang Shaochun, Xiang Kui, Chen Guoming, Zhu Chunyan, Wei Xiaoqing. 2014&. Oil—water inversion and its generation at top and bottom of the shallow sandstone reservoir in Chebei area, Junggar Basin, NW China. Petroleum Exploration and Development, 41(4): 438~444, 484.
- Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Li Shujing, Xie Nan. 2007&. Influence of early carbonate cementation on the evolution of sandstones: a case study from Silurian sandstones of Manjaer depression, Tarim basin. Acta Sedimentologica Sinica, 25(6): 885~890.
- Zhu Xiaomin. 2008 #. Sedimentary Petrology. Beijing: Petroleum Industry Press; 276~288.
- Zhu Zihan, Li Mingyuan, Lin Meiqin, Peng Bo, Sun Liang. 2011&. Review of the CO₂—water—rock interaction in reservoir. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 30(1): 104~112.
- Zhuang Ximing. 2009&. Petroleum geology features and prospecting targets of Chepaizi uplift, Junggar Basin. Xinjiang Geology, 27(1): 70~74.

Differential distribution control factors of carbonate cement from the Neogene Shawan Formation in northern Chepaizi area, Junggar Basin

ZHAO Xiaodong¹⁾, YANG Shaochun²⁾, JU Xiaoyu³⁾, CHEN Gangqiang¹⁾, XU Tao¹⁾

1) School of Petroleum, China University of Petroleum (Beijing) at Karamay, Karamay, Xinjiang, 834000;

2) School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong, 266580;

3) School of Arts and Sciences, China University of Petroleum (Beijing) at Karamay, Karamay, Xinjiang, 834000

Objective: Through thin section, AxioVision image analysis, conventional core analysis, formation water testing and other methods, on the basis of clarifying the types of carbonate cements, multiple methods were used to calculate the content of carbonate cements, we were discussed the controlling factors for the different distribution of carbonate cement in the northern Chepaizi area of Junggar Basin (NCPZ area), and revealed its influence on the physical properties and oil—water distribution.

Methods: Core samples were measured by gas porosity tester, gas permeability tester and carbonate content in rock tester, respectively. The detection environment temperature was 20 °C and humidity was 60%. The slices are dyed with alizarin red solution, and the carbonate cements is determined by using the AxioVision image analysis software of Zeiss Company. The main method is to use the image analysis multiplication method to mark the image points of carbonate cements through multiple scans, calculate the distribution content of carbonate cements in different visual fields of the image, and then calculate the content of carbonate cements in the sample points by numerical average. And at the same time, the casting thin sections were used to carry out the reservoir space analysis. The salinity, ion content and water type of formation water samples had been tested in Shengli oil field Company of Sinopec. The detection basis is oil and gas field water analysis method SY/t5523-2006.

Results: Research shows that a large number of early carbonate cements developed in the reservoirs of the study area, and filling part of the primary intergranular pores unevenly, showing strong heterogeneity. On the basis of conventional calculation of carbonate cement in core, AxioVision image analysis with multiple times and multiple fields of view was used to supplement the calculation of carbonate cement content, and the relative error compared with the core measurement result was -0.14, which effectively compensated for the lack of core measurement data points. The content of carbonate cements has a different distribution characteristic of “high in the north and low in the south” on the plane. Carbonate cement is formed in a reducing environment with good sealing and alternating stagnation of water bodies, and directly precipitates in the pore water of sediments. There is a good positive correlation between the Ca²⁺ content of formation water and the content of carbonate cement. The difference Ca²⁺ determines the difference in the distribution of carbonate cement, and the difference Ca²⁺ is mainly controlled by paleomorphology. The water body in the palaeotectonic plateau is shallow and easy to accumulate Ca²⁺, and it's a good place for CaCO₃ precipitation. Microfacies play a certain control role in local well areas.

Conclusions: The difference in carbonate cements results in the “double peak” characteristics of the reservoir properties in the study area, and creates a complex oil—water distribution relationship in high-viscosity and super-

heavy oil reservoirs.

Keywords: Junggar Basin; Chepaizi area; Neogene Shawan Formation; carbonate cement; differential distribution; Ca^{2+} content of formation water

Acknowledgement: This study was financially supported by the China University of Petroleum (Beijing) Karamay Campus Research Fund (Nos. XQZX20200011, XQZX20180030) and the Young Natural Science Foundation of Xinjiang Province, China (No. XJEDU2018Y059)

First author: ZHAO Xiaodong, male, born in 1983, lecturer, Dr., mainly engaged in the teaching and research of oil and gas geology; Email: zhaoxiaodong1984_1@126.com

Manuscript received on: 2020-11-11; **Accepted on:** 2021-02-01; **Network published on:** 2021-03-20

Doi: 10. 16509/j. georeview. 2021. 03. 061

Edited by: LIU Zhiqiang

