

文章编号: 0253-2697(2023)03-0485-15 DOI:10.7623/syxb202303007

多期石油充注对中—深层碎屑岩储层压溶作用的影响 ——以车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩储层为例

郭豪¹ 王艳忠¹ 操应长¹ 孟涛² 王淑萍³ 李宇志⁴ 石泉清² 郭迎春² 王加明¹

(1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院 山东青岛 266580; 2. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司勘探开发研究院 山东东营 257000;
3. 中国石油大学(华东)石油工业训练中心 山东青岛 266580; 4. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司东辛采油厂 山东东营 257094)

摘要:为探讨多期石油充注对中—深层碎屑岩储层压溶作用的抑制机理及作用模式,综合荧光岩石薄片观察与鉴定、埋藏史恢复、流体包裹体测温、激光拉曼光谱测试等资料,探讨了多期石油充注对车镇凹陷北带沙河街组三段(沙三段)下亚段砂砾岩储层压溶作用的影响。车镇凹陷北带沙三段下亚段砂砾岩储层埋深在2 800~4 500 m,压实和压溶作用强,同时发育欠压实作用,石英、长石及碳酸盐岩屑颗粒均发生压溶。沙三段下亚段砂砾岩储层经历了两期石油充注,第1期石油充注发生于35.8~24.6 Ma,原油发黄色荧光,同期盐水包裹体的均一温度为90~120℃;第2期石油充注始于11.2 Ma,原油发蓝色荧光,同期盐水包裹体的均一温度为110~130℃。石油充注在颗粒表面形成油膜可阻碍颗粒表面与孔隙水的接触,压溶物质无法被孔隙水溶解运移,使压溶作用停止。在发育水膜的颗粒接触处,压溶物质可以通过颗粒表面的弱结合水水膜以扩散方式迁移,使压溶作用持续进行。石油充注对压溶作用的抑制能力与石油充注度密切相关,建立了车镇凹陷北带沙三段下亚段石油充注影响压溶作用的2种影响模式:车西地区北带第1期石油充注度低,颗粒表面油膜厚度小且不连续,对压溶作用的抑制能力较弱,第2期石油充注时储层孔隙度较低,第2期蓝色荧光油膜发育较少,对压溶作用的抑制相对较弱;大王北地区北带第1期石油充注度较高,颗粒表面普遍形成黄色荧光油膜,第2期蓝色荧光油膜充注时,在颗粒表面进一步形成蓝色荧光油膜,对压溶作用的抑制效果更明显。含有一定油润湿性碳酸盐岩颗粒的储层在石油充注后更容易发育油膜,进而可以提高储层的抗压溶能力;石油充注时间越早、充注度越高,越有利于油膜的形成和中—深层优质储层的发育。

关键词:石油充注;砂砾岩储层;颗粒表面油膜;压溶作用;车镇凹陷

中图分类号:TE122 **文献标识码:**A

Effect of multi-stage oil charging on pressure solution of middle-deep clastic reservoirs: a case study of glutenite reservoirs in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in the north zone of Chezhen sag

Guo Hao¹ Wang Yanzhong¹ Cao Yingchang¹ Meng Tao² Wang Shuping³ Li Yuzhi⁴
Shi Quanqing² Guo Yingchun² Wang Jiaming¹

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Shengli Oilfield Company, Shandong Dongying 257000, China; 3. Oil Industry Training Center, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China; 4. Dongxin Oil Production Plant, Sinopec Shengli Oilfield Company, Shandong Dongying 257094, China)

Abstract: To make clear the inhibition mechanism and action mode of multi-stage oil charging on the pressure solution of middle-deep clastic reservoirs, the effect of multi-stage oil charging on the pressure solution of glutenite reservoirs in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in the northern zone of Chezhen sag was explored based on the observation and identification of fluorescent rock thin section, reconstruction of burial history, temperature measurements of fluid inclusions, and laser Raman spectroscopy test. The glutenite reservoirs in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in the north zone of Chezhen sag have a buried depth of 2 800 m to 4 500 m, strong compaction and pressure solution, as well as developed under-compaction. The lithic grains of quartz, feldspar and carbonate rocks have suffered pressure solution. The glutenite reservoirs in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation have experienced two stages of oil charging. The first stage of oil charging occurred at 35.8 Ma to

基金项目:国家自然科学基金面上项目(No. 41772137)资助。

第一作者:郭豪,男,1996年12月生,2022年获中国石油大学(华东)地质学专业硕士学位,现为中国石油大学(华东)地球科学与技术学院博士研究生,主要从事沉积学及油气储层地质学方面的研究工作。Email:794782283@qq.com

通信作者:王艳忠,男,1980年10月生,2010年获中国石油大学(华东)博士学位,现为中国石油大学(华东)地球科学与技术学院教授,主要从事沉积学及油气储层地质学教学与研究工作。Email:wyzh@upc.edu.cn

24.6 Ma, the crude oil emits yellow fluorescence, and the contemporaneous brine inclusions have a homogenization temperature of 90 °C to 120 °C; the second stage of oil charging started at 11.2 Ma, the crude oil emits blue fluorescence, and the contemporaneous brine inclusions have a homogenization temperature of 110 °C to 130 °C. The oil film formed by oil charging on the particle surface can prevent the particle surface from contacting the pore water, so that the pressure dissolved substances are insoluble and can not be migrated by pore water, thus stopping pressure solution. At the contact zone of the particle where the water film is developed, the pressure dissolved substances can be migrated by diffusion through the loosely bonded water film on particle surface, so that the pressure solution can be sustained. The inhibition of oil charging on pressure solution is closely related to oil fullness. Two models of influence of oil charging on pressure solution in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in the north zone of Chezhen sag were established as below: (1) The first stage of oil charging in the northern zone of Chexi area had low fullness, with thin and discontinuous oil film on the particle surface, and weak inhibition on pressure solution. (2) The second stage of oil charging had low reservoir porosity, and the blue fluorescent oil film was less developed in this stage, thus leading to the weak inhibition on pressure solution; the first stage of oil charging in the northern zone of Dawangbei area had high oil fullness, and yellow fluorescent oil film was generally formed on the particle surface. During the second stage of blue fluorescent oil charging, a blue fluorescent oil film was further formed on the particle surface, which had a more significant inhibition on pressure solution. The reservoirs containing some oil wetting carbonate rock particles are more likely to develop oil film after oil charging, which can improve the anti-pressure solubility of the reservoirs; the earlier oil charging and the higher oil fullness are more conducive to the formation of oil film and the development of high quality reservoirs in middle-deep layers.

Key words: oil charging; glutenite reservoir; oil film on particle surface; pressure solution; Chezhen sag

引用:郭豪,王艳忠,操应长,孟涛,王淑萍,李宇志,石泉清,郭迎春,王加明.多期石油充注对中—深层碎屑岩储层压溶作用的影响——以车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩储层为例[J].石油学报,2023,44(3):485-499,517.

Cite:GUO Hao, WANG Yanzhong, CAO Yingchang, MENG Tao, WANG Shuping, LI Yuzhi, SHI Quanzheng, GUO Yingchun, WANG Jiaming. Effect of multi-stage oil charging on pressure solution of middle-deep clastic reservoirs: a case study of glutenite reservoirs in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in the north zone of Chezhen sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(3): 485-499, 517.

石油充注被认为是控制成岩作用、影响优质储层形成的重要因素^[1-2],当前,其对成岩作用的影响程度存在争议^[2]。部分地质学家认为,石油充注能有效抑制压溶作用和胶结作用,认为水润湿性储层在高含油饱和度的情况下,水相相对渗透率低,平流和扩散物质传输速率低,胶结作用受到抑制或停止^[2-6];在油润湿性储层中,石油在颗粒表面形成油膜,可抑制压溶作用,使孔隙水和颗粒无法直接接触,进而抑制胶结作用^[7-10]。需要注意的是,石油充注时间不能晚于成岩作用发生的时间,否则讨论石油充注对成岩作用的抑制毫无意义^[1-2,11]。部分学者研究认为,石油充注对成岩作用的影响很小,不足以影响优质储层的形成,认为石油充注无法完全排出孔隙中的水,残余水或颗粒表面的水膜以扩散的方式传输物质,在漫长的地质历史时期,压溶作用和胶结作用基本不受石油充注的影响^[5,12-13]。可以发现,前人关于石油充注对成岩作用的影响主要集中在其对胶结作用的影响,关于其对压溶作用的研究报道较少。Neveux等^[6]、Sathar等^[14]通过实验发现油膜是抑制压溶作用的关键,但均未提供实际地层条件下油膜抑制压溶作用的直接证据。

车镇凹陷北带沙河街组三段(沙三段)下亚段砂砾岩储层的现今埋深多大于3000 m,压实作用强烈,但

也发育欠压实作用,在埋藏过程中经历2期石油充注。压实作用和胶结作用是破坏储层的最主要作用类型,有利储集岩性主要为杂基和胶结物含量较少的含砾砂岩、砂岩。笔者在排除杂基、胶结物对压溶作用影响和石油充注期次厘定的基础上,分析了多期石油充注对中—深层碎屑岩储层压溶作用的影响,并在碎屑颗粒表面直接观察到了油膜的存在,为石油充注抑制中—深层碎屑岩储层压溶作用的理论提供了直接证据。

1 地质概况

车镇凹陷是济阳拗陷北部的一个次级凹陷,北部隔埕南断层与埕宁隆起、庆云凸起相接,南部向义和庄凸起、无棣凸起超覆接触,东端以义东断裂为界与沾化凹陷相邻,总面积约为2390 km²^[15-16]。平面上,自西向东依次为车西、大王北和郭局子3个次级洼陷[图1(a)],自北向南划分为北部陡坡带、中央洼陷带和南部缓坡带3个次级构造单元[图1(b)]。古近系自下而上包括孔店组、沙河街组和东营组,其中,沙河街组自下而上可划分为沙河街组四段(沙四段)、沙三段、沙河街组二段(沙二段)和沙河街组一段(沙一段),沙三段自下而上可进一步划分为下亚段、中亚段和上亚段。车镇凹陷北部陡坡带沙三段下亚段的现今埋深在2800~

4 500 m^[17], 紧邻埕南断裂带发育多期厚层状近岸水下扇砂砾岩体, 前人研究证实, 压实作用和胶结作用是破坏砂砾岩储层的最主要成岩作用, 优质储集岩性主要

为扇中亚相杂基含量低、胶结弱的含砾砂岩和砂岩, 这些优质砂砾岩储层与烃源岩侧向接触, 经历了 2 期油气充注^[18]。

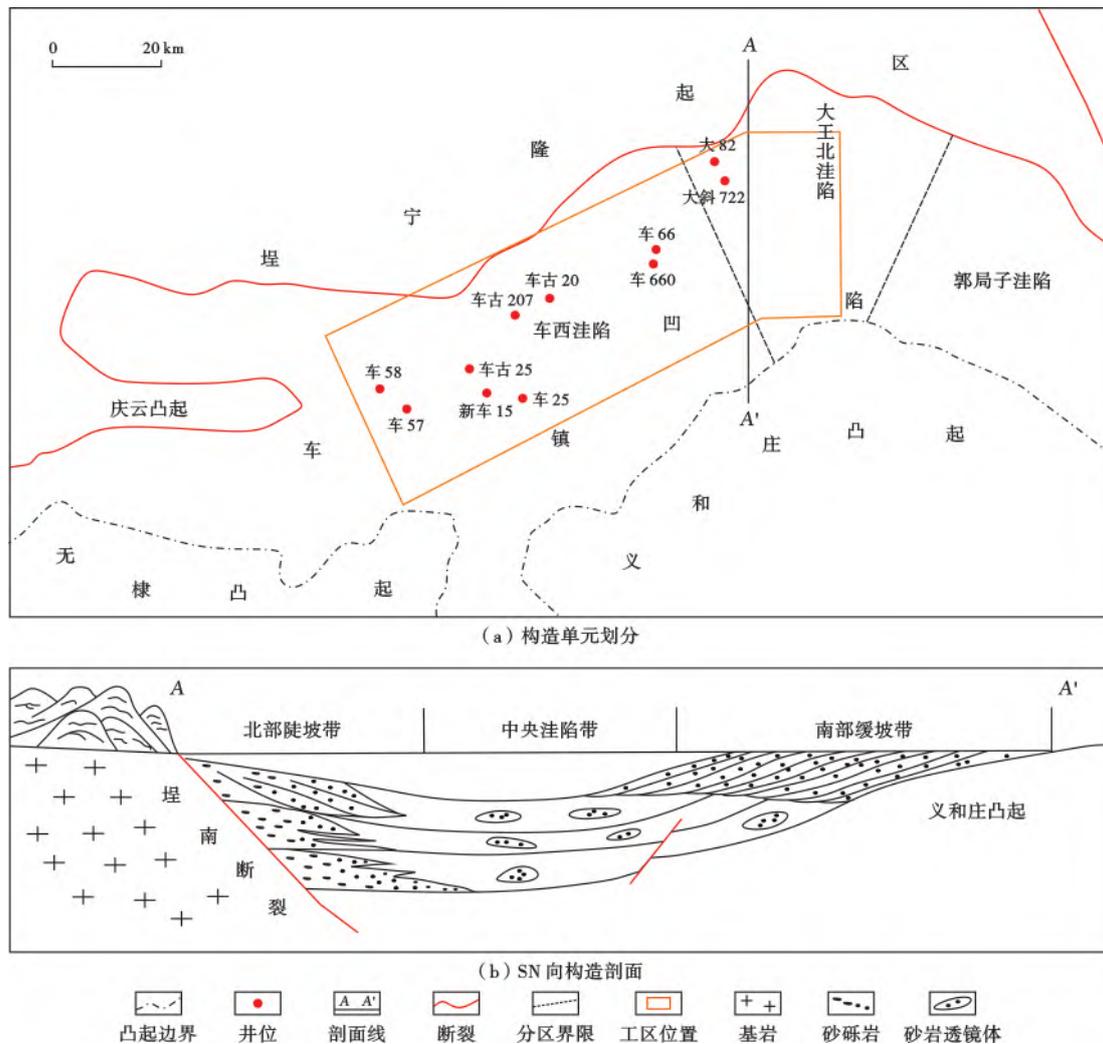


图 1 车镇凹陷构造单元划分与构造剖面^[15]

Fig. 1 Division of tectonic units and structural profile in Chezhen sag

2 储层特征

2.1 岩石学特征

车镇凹陷北带沙三段下亚段砂砾岩储层岩石类型包括中砾岩、细砾岩、砾质砂岩、含砾砂岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩, 整体上分选和磨圆均较差, 成分成熟度和结构成熟度均较低。其中, 砾岩及砾质砂岩主要分布在近岸水下扇的扇根亚相, 砾石成分以碳酸盐岩为主, 其次为变质岩, 砾石多呈棱角状一次棱角状, 杂基含量高, 孔隙不发育。含砾砂岩和砂岩主要发育在扇中亚相, 以岩屑砂岩、长石质岩屑砂岩和长石岩屑石英砂岩为主[图 2(a)], 含砾砂岩、粗砂岩的分选、磨圆较差, 中—细砂岩具有较好的分选和磨圆; 石英颗粒的面积平均含量为 45.62%, 长石颗粒的面积平均含

量为 17.20%, 岩屑颗粒的面积平均含量为 35.22%, 岩屑以变质岩岩屑和碳酸盐岩岩屑为主[图 2(b)], 其中, 变质岩岩屑的面积平均相对含量为 52.22%, 碳酸盐岩岩屑的面积平均相对含量为 34.22%。

2.2 压溶作用特征

沙三段下亚段砾岩的杂基含量普遍较高, 压实作用普遍较强, 埋深在 2 800~4 500 m 的各类砾石之间普遍发育压溶作用[图 3(a)、图 3(b)], 储集空间基本不发育。其中, 杂基和胶结物含量高的含砾砂岩和砂岩的颗粒间被杂基或胶结物充填, 孔隙基本不发育, 压溶作用不发育; 杂基和胶结物含量低的含砾砂岩及砂岩则整体经历了较强的压实作用^[19], 颗粒定向排列, 颗粒间呈线接触、凹凸接触[图 3(c)]及缝合接触[图 3(d)], 刚性颗粒压裂破碎, 塑性颗粒发生变形。排除石英加

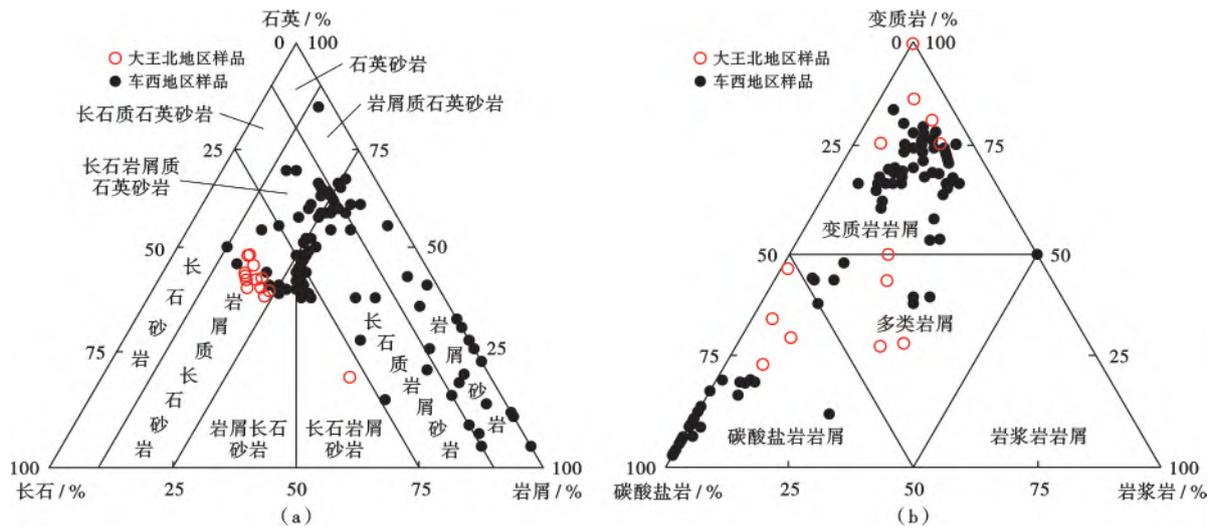
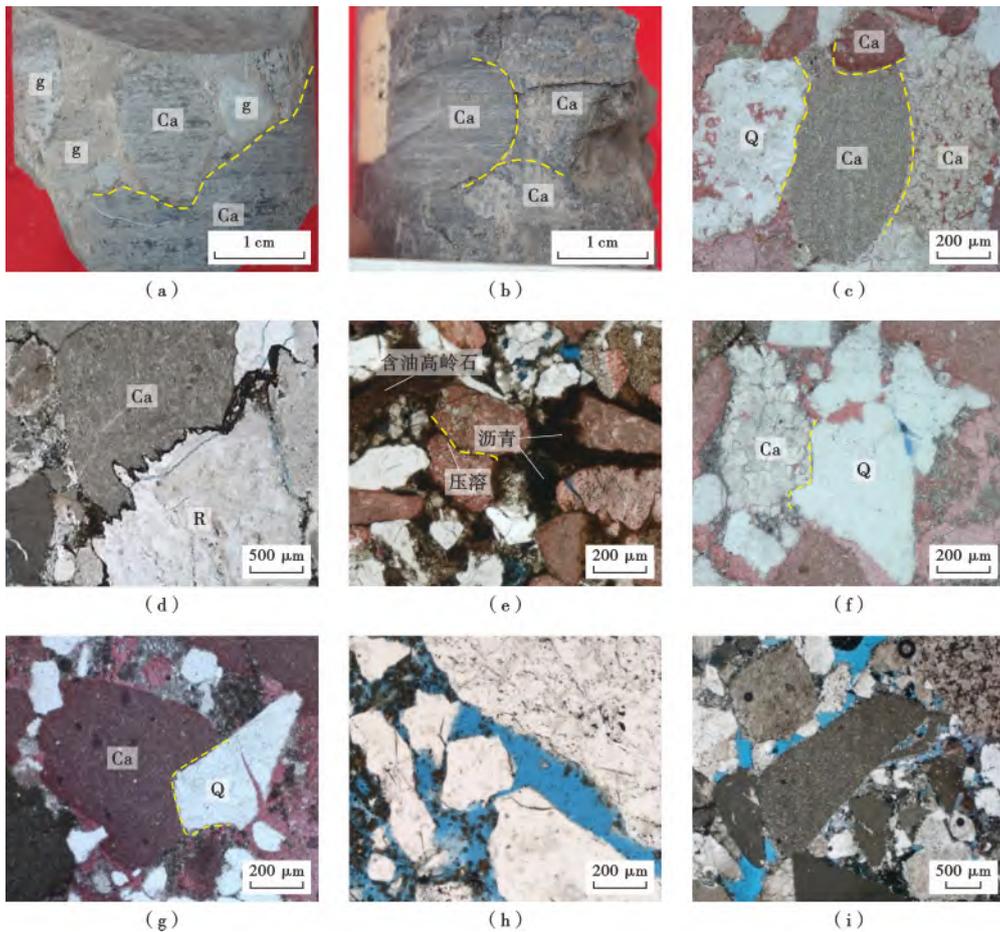


图2 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂岩矿物成分

Fig. 2 Mineral composition of sandstone in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezhen sag



(a) 石灰岩砾石压溶, 车古 201 井 2921.90 m; (b) 石灰岩砾石压溶, 车 58 井 3855.40 m; (c) 石英颗粒与碳酸盐岩颗粒呈凹凸接触, 均发生压溶, 碳酸盐岩岩屑颗粒间也发育压溶作用, 车 57 井 3811.20 m, 单偏光; (d) 长英质岩屑颗粒与碳酸盐岩岩屑颗粒呈缝合接触, 均发生压溶, 车 58 井 3259.20 m, 铸体薄片, 单偏光; (e) 颗粒呈点接触, 原生孔隙发育, 未被沥青环绕的石灰岩颗粒发生压溶, 车 660 井 4140.45 m, 铸体薄片, 单偏光; (f) 石英颗粒与碳酸盐岩岩屑颗粒缝合线接触, 仅石英颗粒发生压溶, 车 58 井 3257.90 m, 铸体薄片, 单偏光; (g) 石英颗粒与碳酸盐岩岩屑颗粒缝合线接触, 仅碳酸盐岩岩屑颗粒发育压溶作用, 车古 201 井 2921.90 m, 铸体薄片, 单偏光; (h) 颗粒呈点接触, 原生孔隙发育, 车古 207 井 2800.00 m, 铸体薄片, 单偏光; (i) 颗粒呈点接触, 原生孔隙发育, 大斜 722 井 3966.00 m, 铸体薄片, 单偏光。Q—石英颗粒, R—长英质岩屑颗粒, g—片麻岩岩屑颗粒, Ca—碳酸盐岩岩屑颗粒。

图3 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩压溶特征

Fig. 3 Pressure dissolution of glutenite in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezhen sag

大和碳酸盐岩岩屑颗粒压实变形等造成的假压溶现象后,发现碳酸盐岩岩屑颗粒与石英、长石及长英质岩屑颗粒接触时发生压溶[图 3(c)、图 3(e)],主要识别出 3 种类型:①碳酸盐岩岩屑颗粒与石英、长石及长英质岩屑颗粒都发生压溶[图 3(c)、图 3(d)];②碳酸盐岩岩屑颗粒不发生压溶,石英、长石及长英质岩屑颗粒发生压溶[图 3(f)];③碳酸盐岩岩屑颗粒发生压溶,石英、长石和长英质岩屑颗粒不发生压溶[图 3(g)]。平面上,车西地区北带碳酸盐岩岩屑颗粒压溶现象普遍发育,该区欠压实作用发育深度整体较浅[图 3(h)],车 660 井在 4 100 m 仍然发育欠压实作用[图 3(e)];大王北地区北带碳酸盐岩屑颗粒压溶现象发育较少,埋深在 2 800~4 100 m 的中—深层砂砾岩均可发育欠压实作用[图 3(i)],欠压实地层的碳酸盐岩岩屑含量较高,其与石英、长石等颗粒呈点—线接触。

为探讨油气充注对压溶作用的影响,笔者重点讨论了沙三段下亚段杂基和胶结物含量均小于 15% 的含砾砂岩、砂岩样品,以排除杂基和胶结物对压溶作用的影响。压溶作用的减孔机制主要体现在 2 个方面:①压溶物质迁移后就近沉淀减小孔隙,②颗粒移动减

小孔隙(图 4)。在同一张岩石薄片,选用多个视域可以圈绘得到压溶作用的总减孔面积,则压溶作用减小的面孔率=压溶总减孔面积/视域总面积。利用前人研究资料^[20],拟合得到孔隙度与面孔率之间的函数关系:

$$\phi = 2.5203S^{0.8457} \quad (1)$$

将压溶作用减小的面孔率转化为孔隙度,则车镇凹陷北带沙三段下亚段 2 425.8~4 266.3 m 压溶作用减小的孔隙度在 1.03%~6.61%,平均为 3.11%(表 1)。

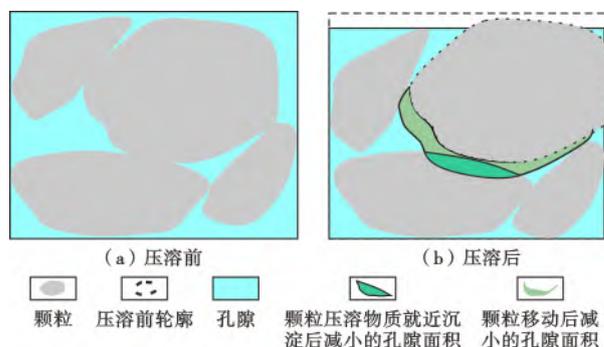


图 4 碎屑岩压溶作用减小面孔率示意

Fig. 4 Schematic diagram of pore area reduction by pressure dissolution of clastic rocks

表 1 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段(含砾)砂岩储层压溶减小孔隙度

Table 1 Pressures-solution-reduced porosity of pebbled sandstone, sandstone reservoir in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezhen sag

井号	深度/m	岩性	压溶减少面孔率/%	压溶减少孔隙度/%	井号	深度/m	岩性	压溶减少面孔率/%	压溶减少孔隙度/%
车 25	3 574	细砂岩	0.45	2.61	车 663	4 266	中砂岩	0.60	3.33
车 57	3 790	中砂岩	0.61	3.38	车 71	3 679	中砂岩	0.53	3.00
车 57	3 811	中砂岩	0.79	4.20	车 71	3 629	中砂岩	0.48	2.76
车 57	3 811	细砾岩	0.55	3.09	车古 20	2 728	细砂岩	0.45	2.61
车 57	4 053	细砂岩	0.60	3.33	车古 20	2 728	细砂岩	0.70	3.79
车 57	3 046	细砂岩	0.51	2.90	车古 20	2 511	中砂岩	0.15	1.03
车 57	3 652	细砂岩	0.39	2.31	车古 20	2 511	中砂岩	0.41	2.41
车 58	3 146	粗砂岩	0.52	2.95	车古 20	2 544	粗砂岩	0.80	4.25
车 58	3 501	含砾砂岩	1.35	6.61	车古 201	2 536	细砂岩	0.24	1.53
车 58	3 255	砂质砾岩	1.23	6.11	车古 207	2 800	含砾砂岩	0.30	1.85
车 58	3 744	细砾岩	0.32	1.96	大 36	2 782	细砾岩	0.33	2.01
车 660	4 140	中砂岩	1.03	5.26	大 72	3 027	粗砂岩	0.23	1.48
车 660	4 192	中砂岩	0.94	4.87	新车 15	3 199	细砂岩	0.19	1.26

3 石油充注期次

3.1 流体包裹体岩相学

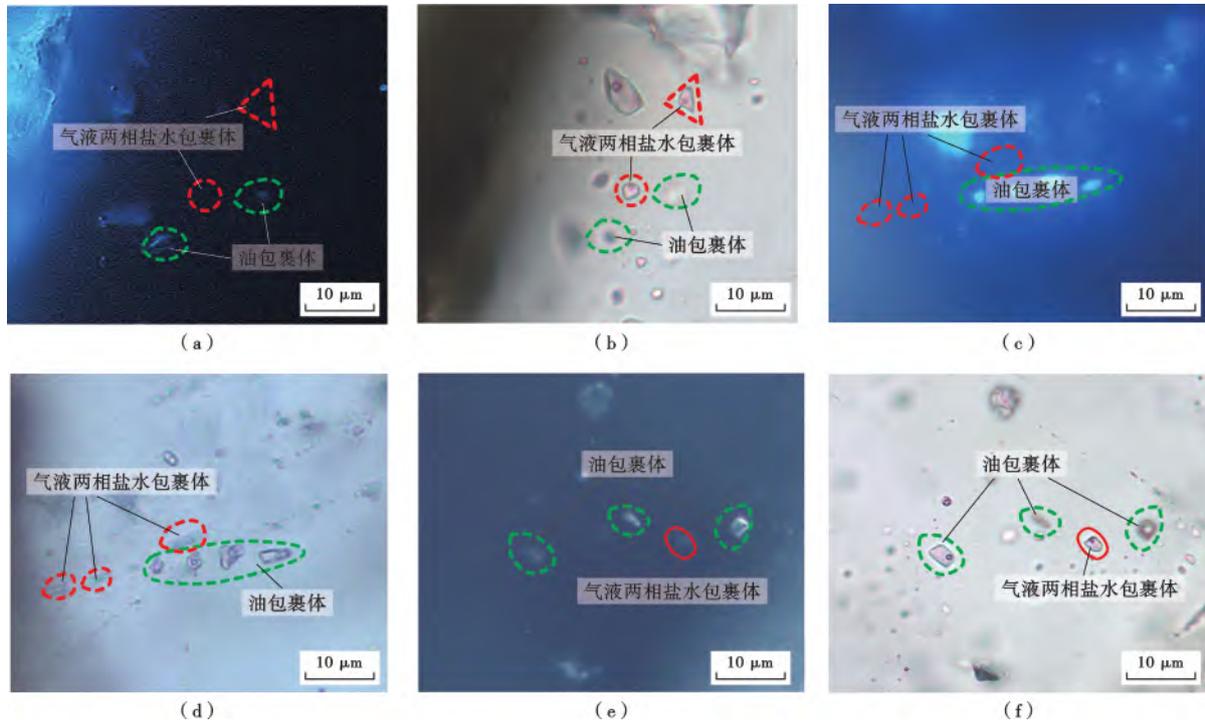
流体包裹体岩相学鉴定是包裹体信息有效性评估和包裹体成果合理解释的基础,其主要包括包裹体成分和相的鉴定、原生和次生流体包裹体的确定^[21]。分布于石英破裂愈合缝中的气液两相盐水包裹体和油包裹体均为次生包裹体,且同一破裂愈合缝中的包裹体为同期形成,是同一流体包裹体的组合。选取车 57

井、车 58 井、车 660 井和大斜 722 井共 14 件不同深度的砂砾岩样品,对其石英颗粒破裂愈合缝中气液两相盐水包裹体和单一液相油包裹体的组合进行了详细的岩相学分析。

根据荧光颜色,可以将沙三段下亚段油包裹体分为蓝色荧光油包裹体和黄色荧光油包裹体。蓝色荧光油包裹体的直径变化大,为 1~15 μm,形态从近圆形到不规则多边形均有发育,发蓝色荧光[图 5(a)—图 5(d)];其在拉曼图谱 2 700~2 990 cm⁻¹ 区域内发育有强烈的拉曼

谱峰,反映其成分为饱和烃^[22],发育 2872 cm^{-1} 、 2939 cm^{-1} 、 2976 cm^{-1} 3个峰值,其中, 2872 cm^{-1} 的峰最低, 2976 cm^{-1} 次之, 2939 cm^{-1} 最高[图 6(a)]。黄色荧光油包裹体的直径在 $1\sim 16\text{ }\mu\text{m}$,形态从近圆形到不规则多边形均有发育,发黄色荧光[图 5(e)、图 5(f)];其在 $2700\sim 2990\text{ cm}^{-1}$ 区域内见强烈的拉曼谱峰,在 2875 cm^{-1} 、 2942 cm^{-1} 、 2984 cm^{-1} 发育有 3个峰值,谱峰与蓝色荧光油包裹体相比略有后退,且第二高峰(2984 cm^{-1} 峰)与第一高峰(2942 cm^{-1} 峰)

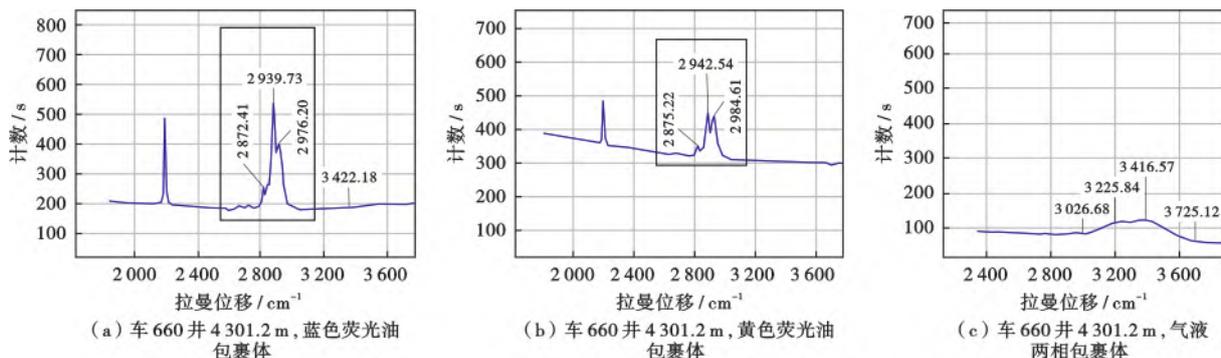
的差距更小[图 6(b)]。气液两相包裹体多呈圆状—椭圆状,偶见近三角形[图 5(a)、图 5(b)]和长条状的包裹体[图 5(e)、图 5(f)],长轴的长度为 $3\sim 8\text{ }\mu\text{m}$,在包裹体中可观察到明显的气液两相,气体体积分数为 $5\%\sim 30\%$,无荧光颜色[图 5(a)—图 5(f)]。气液两相包裹体在拉曼图谱 $3026.68\sim 3725.12\text{ cm}^{-1}$ 处表现为拉曼谱峰[图 6(c)],指示包裹体中含有水^[23-25],是气液两相盐水包裹体。



(a) 三角形、椭圆形气液两相盐水包裹体,大斜 722 井 3969.80 m; (b) 三角形、椭圆形气液两相盐水包裹体,与图(a)同一视域,大斜 722 井 3969.80 m; (c) 同一石英颗粒破裂愈合缝上的蓝色荧光油包裹体和气液两相盐水包裹体,车 660 井 4301.20 m; (d) 同一石英颗粒破裂愈合缝上的蓝色荧光油包裹体和气液两相盐水包裹体,与图(c)同一视域,车 660 井 4301.20 m; (e) 同一石英颗粒破裂愈合缝上的黄色荧光油包裹体和气液两相盐水包裹体,车 57 井 3045.85 m; (f) 同一石英颗粒破裂愈合缝上的黄色荧光油包裹体和气液两相盐水包裹体,长条状包裹体,与图(e)同一视域,车 57 井 3045.85 m

图 5 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩油、水包裹体组合荧光特征

Fig. 5 Oil and water inclusion assemblage of glutenite in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezhen sag



(a) 车 660 井 4301.2 m, 蓝色荧光油包裹体

(b) 车 660 井 4301.2 m, 黄色荧光油包裹体

(c) 车 660 井 4301.2 m, 气液两相包裹体

图 6 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩包裹体激光拉曼谱图

Fig. 6 Laser Raman spectrum of glutenite inclusions in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezhen sag

3.2 流体包裹体均一温度

同一石英破裂愈合缝中的包裹体是同一流体的包裹体组合,其均一温度一致,无法测试得到油包裹体的均一温度^[26],因此,笔者选用石英破裂愈合缝中的气液两相盐水包裹体[图 5(c)—图 5(f)]进行均一温度

测试。为确保测试包裹体未被后期破坏,选用圆形、椭圆形、长条形和近三角形且无任何拉伸或部分渗漏迹象的气液两相盐水包裹体[图 5(a)—图 5(f)]。共测得 46 组包裹体组合中 109 个气液两相盐水包裹体的均一温度(表 2),其中,72 个为与黄色荧光油包裹体同

表 2 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩中气液两相盐水包裹体均一温度

Table 2 Temperature of gas-liquid two-phase saline inclusions in glutenite of lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezhen sag

井号	深度/m	油包裹体 荧光颜色	与油包裹体同期的气液两相盐水包裹体				包裹体 组合编号
			主矿物	直径/ μm	形状	均一温度/ $^{\circ}\text{C}$	
大斜 722	4 069.80	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.483	近三角形	111.4	1
大斜 722	4 069.80	黄色荧光	石英破裂愈合缝	10.078	长条形	112.1	
大斜 722	4 069.80	黄色荧光	石英破裂愈合缝	5.487	近椭圆形	119.4	
大斜 722	4 071.00	黄色荧光	石英破裂愈合缝	5.999	近椭圆形	107.2	2
大斜 722	4 071.00	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.486	近三角形	109.5	
大斜 722	4 071.00	黄色荧光	石英破裂愈合缝	5.616	近椭圆形	114.6	
大斜 722	4 071.00	黄色荧光	石英破裂愈合缝	6.254	近椭圆形	129.1	
大斜 722	4 071.00	黄色荧光	石英破裂愈合缝	6.708	近椭圆形	136.7	
大斜 722	4 071.00	黄色荧光	石英破裂愈合缝	7.175	长条形	138.4	
大斜 722	4 071.00	黄色荧光	石英破裂愈合缝	7.001	近椭圆形	137.6	
车 58	3 259.20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	7.270	近椭圆形	98.1	3
车 58	3 259.20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	5.990	近椭圆形	99.2	
车 58	3 259.20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.802	近三角形	106.3	
车 58	3 501.45	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2.507	长条形	84.7	4
车 58	3 501.45	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.221	近椭圆形	87.6	
车 58	3 501.45	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.405	近椭圆形	90.6	
车 58	3 501.45	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2.216	长条形	90.8	
车 58	3 501.45	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.379	近椭圆形	98.6	5
车 58	3 501.45	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.291	近三角形	109.6	
车 58	3 501.45	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.422	近椭圆形	113.5	
车 57	3 045.85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2.486	近椭圆形	95.6	6
车 57	3 045.85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2.090	近椭圆形	113.8	
车 57	3 045.85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2.478	近椭圆形	90.8	
车 57	3 045.85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.965	近椭圆形	116.4	7
车 57	3 050.45	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.674	近椭圆形	102.8	8
车 57	3 050.45	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.025	近椭圆形	142.3	9
车 57	3 046.55	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2.896	近三角形	94.1	10
车 57	3 046.55	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.206	近椭圆形	92.3	
车 57	3 288.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.292	近椭圆形	79.8	11
车 57	3 288.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	5.079	近椭圆形	123.6	12
车 57	3 045.85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2.896	近椭圆形	133.7	13
车 57	3 045.85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.149	长条形	113.6	14
车 57	3 045.85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.492	近椭圆形	86.2	15
车 57	3 045.85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2.592	近椭圆形	130.1	16
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.253	近椭圆形	86.7	17
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.111	长条形	87.5	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2.636	近椭圆形	103.7	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.684	近椭圆形	113.8	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.640	长条形	113.4	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.209	近椭圆形	105.7	18
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.235	长条形	110.9	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.120	近椭圆形	112.1	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.083	近椭圆形	112.3	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	5.558	近椭圆形	117.8	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.542	近椭圆形	121.3	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3.352	近椭圆形	124.2	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.459	长条形	114.6	
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.042	长条形	119.7	19
车 660	4 243.30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.589	近椭圆形	121.6	20
车 660	4 301.20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	9.674	近三角形	115.9	
车 660	4 301.20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	6.112	近三角形	116.0	
车 660	4 301.20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4.210	近椭圆形	118.2	

表2 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩中气液两相盐水包裹体均一温度(续)

Table 2 Temperature of gas-liquid two-phase saline inclusions in glutenite of lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezhen sag

井号	深度/m	油包裹体 荧光颜色	与油包裹体同期的气液两相盐水包裹体				包裹体 组合编号
			主矿物	直径/ μm	形状	均一温度/ $^{\circ}\text{C}$	
车 660	4 301. 20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	5. 109	近椭圆形	98. 4	21
车 660	4 301. 20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2. 842	长条形	116. 4	
车 660	4 301. 20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2. 899	近椭圆形	103. 8	22
车 660	4 301. 20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2. 668	长条形	108. 4	
车 660	4 301. 20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3. 060	近椭圆形	110. 2	23
车 660	4 301. 20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2. 696	近椭圆形	118. 3	
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	5. 360	近椭圆形	99. 8	24
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4. 879	近椭圆形	104. 2	25
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	5. 047	近椭圆形	116. 2	26
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3. 375	近椭圆形	114. 6	27
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2. 452	近椭圆形	120. 8	27 28
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4. 315	近椭圆形	98. 5	29
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2. 988	近椭圆形	106. 2	
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	5. 792	长条形	112. 1	29
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2. 720	近椭圆形	101. 6	30
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2. 879	近椭圆形	105. 7	30
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3. 574	近椭圆形	109. 9	
车 660	4 191. 85	黄色荧光	石英破裂愈合缝	2. 648	近椭圆形	113. 3	31
车 660	4 243. 30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	4. 296	近三角形	111. 7	31
车 660	4 243. 30	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3. 453	近椭圆形	121. 4	
车 660	4 301. 20	黄色荧光	石英破裂愈合缝	3. 381	近椭圆形	102. 7	32
大斜 722	3 966. 00	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	5. 660	近椭圆形	114. 5	33
大斜 722	3 966. 00	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	4. 547	长条形	108. 4	34
大斜 722	3 966. 00	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 978	近椭圆形	113. 7	35
大斜 722	4 069. 80	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 536	近椭圆形	102. 1	36
大斜 722	4 069. 80	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	4. 220	近椭圆形	106. 8	36
大斜 722	4 069. 80	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 492	近椭圆形	116. 2	
大斜 722	4 069. 80	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 215	近椭圆形	116. 6	37
大斜 722	4 069. 80	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 723	近椭圆形	112. 8	37
大斜 722	4 069. 80	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	5. 032	长条形	89. 5	
大斜 722	4 069. 80	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 879	近椭圆形	96. 5	37
大斜 722	4 069. 80	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 882	近椭圆形	96. 4	
大斜 722	4 069. 80	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 483	近椭圆形	94. 3	38
大斜 722	4 071. 00	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 717	近椭圆形	111. 4	39
大斜 722	4 071. 00	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	10. 876	长条形	91. 2	
大斜 722	4 071. 00	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	4. 444	近椭圆形	117. 8	39
大斜 722	4 071. 00	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	4. 014	近椭圆形	121. 0	
大斜 722	4 071. 00	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	2. 896	近椭圆形	127. 4	39
大斜 722	4 071. 00	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	5. 506	近椭圆形	128. 3	40
大斜 722	4 071. 00	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	6. 263	近椭圆形	132. 4	40
大斜 722	3 883. 15	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	6. 254	近椭圆形	121. 4	
大斜 722	3 883. 15	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	7. 175	长条形	125. 6	40
大斜 722	3 883. 15	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 176	近椭圆形	133. 9	41
大斜 722	3 883. 15	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 241	近椭圆形	135. 9	41
大斜 722	3 883. 15	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 334	近三角形	129. 8	
车 58	3 259. 20	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	4. 430	菱形	111. 2	42
车 58	3 501. 45	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	2. 729	近椭圆形	97. 6	43
车 58	3 501. 45	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	4. 697	近椭圆形	114. 8	43
车 58	3 501. 45	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	2. 641	近椭圆形	115. 9	
车 58	3 501. 45	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	7. 595	近三角形	116. 5	44
车 58	3 501. 45	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	4. 779	近椭圆形	106. 2	45
车 660	4 301. 20	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	5. 494	近椭圆形	124. 2	
车 660	4 301. 20	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	2. 545	近椭圆形	118. 3	45
车 660	4 301. 20	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	3. 701	近椭圆形	129. 7	
车 660	4 301. 20	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	8. 041	近椭圆形	111. 9	46
车 660	4 301. 20	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	6. 249	近椭圆形	118. 2	46
车 660	4 301. 20	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	4. 361	近椭圆形	117. 9	
车 660	4 301. 20	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	6. 386	近三角形	118. 2	46
车 660	4 301. 20	蓝色荧光	石英破裂愈合缝	2. 285	近椭圆形	119. 4	

组合的气液两相盐水包裹体,其均一温度主要分布在90~120℃(图7);37个数据为与蓝色荧光油包裹体同组合的气液两相盐水包裹体,其均一温度主要分布在110~130℃(图7)。整体上,与黄色荧光油包裹体同组合的气液两相盐水包裹体的均一温度低于与蓝色荧光油包裹体同组合的气液两相盐水包裹体,初步确认第1期石油充注为黄色荧光油,第2期石油充注为蓝色荧光油。

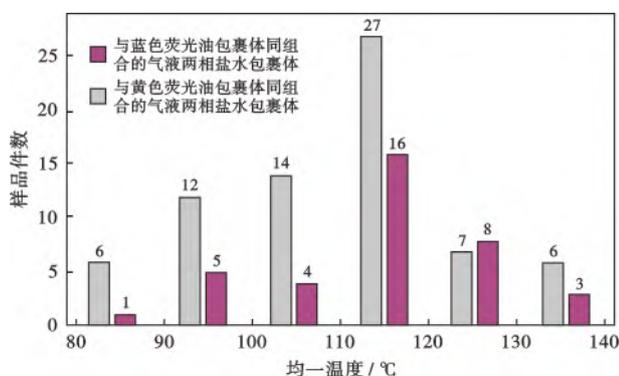


图7 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩石英破裂愈合缝中气液两相盐水包裹体均一温度

Fig. 7 Homogenization temperature of gas-liquid two-phase saline inclusions in quartz fracture healing seam of glutenite in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chechen sag

3.3 石油充注期次

车镇凹陷北带沙三段下亚段砂砾岩储层的同一破裂愈合缝中未见黄色荧光油包裹体与蓝色荧光油包裹体共生,且与两种油包裹体共生的盐水包裹体的均一温度存在明显差异。前人研究证实,沙三段下亚段砂砾岩储层的油气均来源于沙三段下亚段烃源岩^[27-29],表明其经历了两期石油充注,而非多源充注。埋藏史分析发现,第1期石油充注发生于35.8~24.6 Ma,地层埋深在1500~2800 m,该时期沙三段下亚段的地层温度在50~140℃,干酪根镜质体反射率(R_o)>0.5%,烃源岩已进入生烃高峰,与黄色荧光油包裹体的发育时间和温度相匹配;第2期石油充注发生于11.2 Ma至今,地层深度在3000~3800 m,该时期沙三段下亚段烃源岩地层温度均>90℃,干酪根 R_o >0.7%,处于生烃高峰,与蓝色荧光油包裹体的发育时间和温度相匹配(图8)。前人研究认为^[17,19,28],车西洼陷北带车58井、车66井和车西洼陷南带沙三段下亚段经历了两期石油充注,第1期石油充注发生在东营组沉积期,第2期石油充注发生在馆陶组沉积中期以后,其中,第2期石油充注对应烃源岩大量生排烃阶段,现今油藏以晚期充注的石油为主,研究认识与包裹体分析结果一致。

4 石油充注对压溶作用的影响

4.1 碎屑颗粒表面油膜发育特征

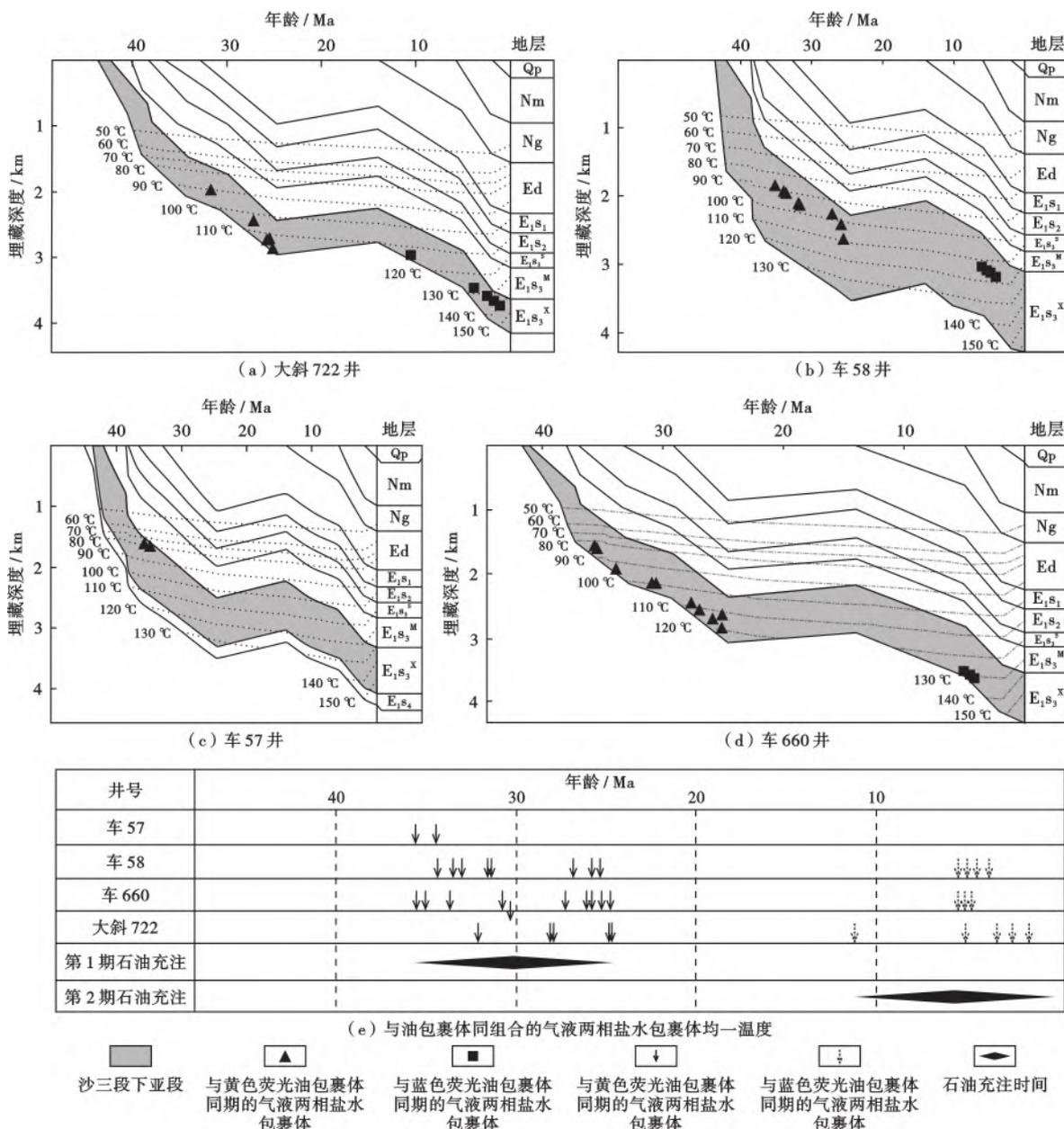
受两期石油充注的影响,车镇凹陷北带沙三段下亚段砂砾岩储层的碎屑颗粒表面形成了黄色荧光油膜和蓝色荧光油膜(图9)。油膜在油润湿的碳酸盐岩岩屑颗粒[图9(a)、图9(b)]、水润湿的石英颗粒[图9(c)、图9(d)]和长石颗粒[图9(e)]表面均可发育。第1期石油充注阶段形成的黄色荧光油膜在车西地区北带和大王北地区北带都有发育,在以发育蓝色荧光油膜为主的薄片中也较为发育,其在油润湿的碳酸盐岩岩屑颗粒表面厚度较大,且连续性好,完全包裹碳酸盐岩岩屑颗粒[图9(b)];在水润湿的石英颗粒表面厚度小、连续性较差[图9(c)、图9(f)]。第2期蓝色荧光油膜主要发育在大王北地区北带[图9(a)、图9(f)],其数量远小于黄色荧光油膜,且厚度较薄、连续性较差(图10),这主要是由于第2期蓝色荧光油充注时,易形成油膜的颗粒表面大部分已形成了黄色荧光油膜,影响了第2期充注阶段油膜的规模。

分别统计碳酸盐岩岩屑颗粒、石英颗粒和长石颗粒表面发育油膜的颗粒数量及其比例发现,碳酸盐岩岩屑颗粒表面油膜最为发育,比例可达23%~47%;石英和长石颗粒发育油膜的比例远小于碳酸盐岩岩屑颗粒,分别为10%~27%和11%~30%。在成岩过程中,部分石英颗粒和长石颗粒表面被碳酸盐矿物交代,石油充注阶段,在交代的碳酸盐矿物表面形成油膜[图9(c)—图9(e)]。石英颗粒中,表面碳酸盐交代矿物形成黄色荧光油膜的石英颗粒占比为0~46%(平均为26%),碳酸盐交代矿物形成蓝色荧光油膜的占比更高,平均为93.33%[图11(a)]。长石颗粒中,表面碳酸盐交代矿物形成黄色荧光油膜的占比为0~71%(平均为45.17%),碳酸盐交代矿物形成蓝色荧光油膜的占比平均为84.33%[图11(b)]。因此,笔者认为石油更容易被碳酸盐岩岩屑颗粒吸附形成油膜。

4.2 石油充注抑制压溶作用机理

影响压溶效率的主要因素为压溶溶解速率、压溶物质搬运速率和压溶物质沉淀速率^[6,9,13],这3个环节均需要水和矿物颗粒表面长期接触,其中,速率最小的环节决定了压溶作用的整体速率^[6]。

石油充注前,石英、长石等水润湿性矿物颗粒的表面带负电^[30],对水分子有静电引力和分子力^[31],随着水分子与颗粒表面距离的增大,这两种吸引力逐渐减小,在颗粒表面依次发育强结合水、弱结合水和重力水,其中,吸附态强结合水和弱结合水共同组成岩石颗粒表面的吸附水膜^[32]。碳酸盐矿物颗粒为油润湿颗



注: Qp—平原组; Nm—明化镇组; Ng—馆陶组; Ed—东营组; E₁s₁—沙河街组一段; E₁s₂—沙河街组二段; E₁s₃^S—沙河街组三段上亚段; E₁s₃^M—沙河街组三段中亚段; E₁s₃^X—沙河街组三段下亚段; E₁s₄—沙河街组四段。

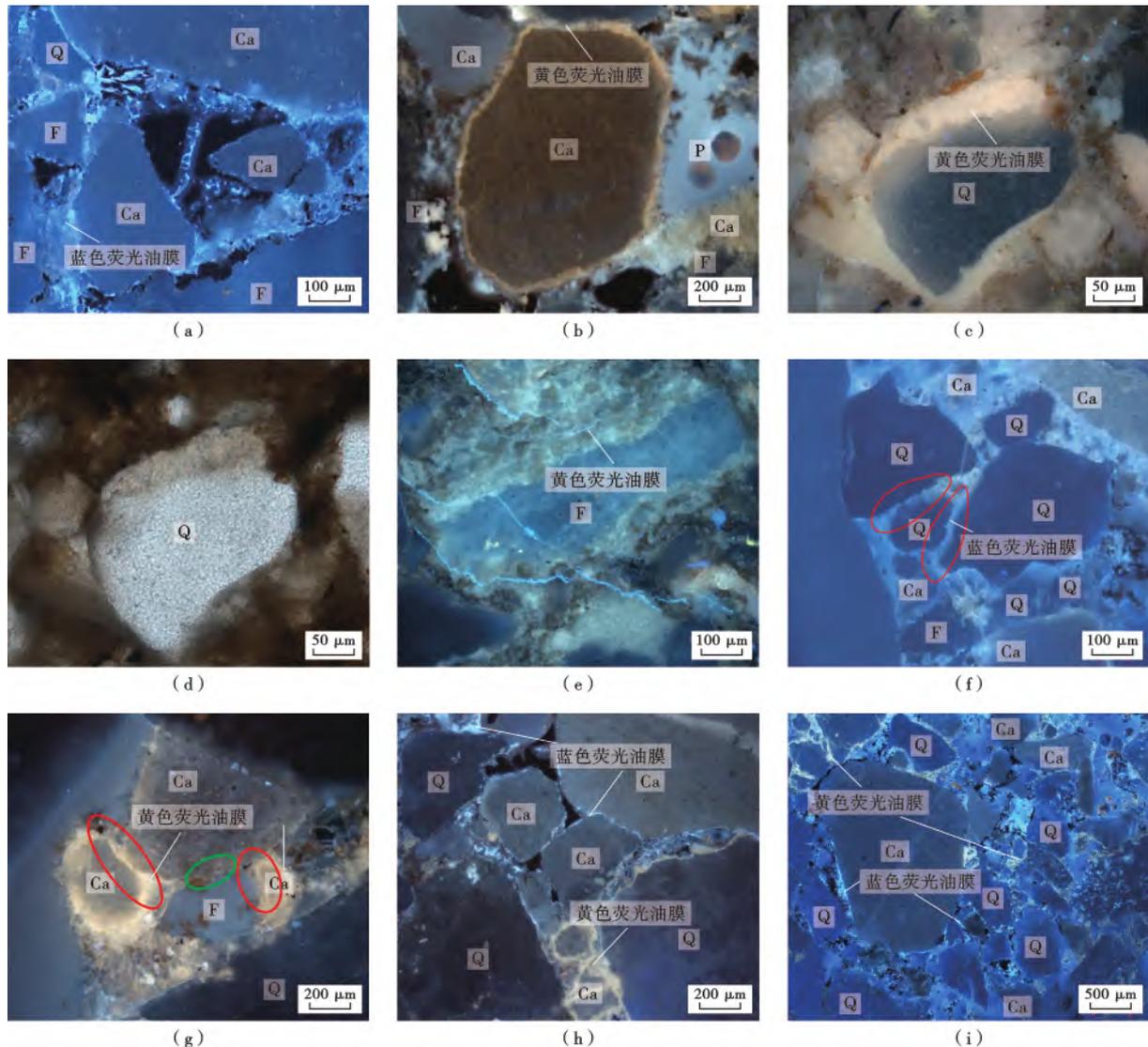
图 8 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段埋藏史与油气充注期次

Fig. 8 Burial history and hydrocarbon charging periods of the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezhen sag

粒^[33], 表面有带正电的极性物质, 束缚水以液滴状分布在颗粒表面的细小孔隙中形成断续状水膜。石油充注阶段, 有机酸进入储层, 降低了储层孔隙水的 pH 值, 带负电的亲水性颗粒表面吸附大量 H⁺, 中和了部分负电荷, 降低了其对水分子的吸附力^[30], 水膜厚度减小^[34], 使水润湿性矿物颗粒趋向于有利于形成油膜; 碳酸盐矿物颗粒等油润湿颗粒的水膜基本被完全破坏, 且碳酸盐矿物表面电位为正值, 基本不受流体 pH 值和极性物质吸附的影响, 易于吸附原油中的沥青质^[35], 进而形成油膜。Neveux 等^[6]通过压实实验

证明方解石晶体表面的油膜可以阻止岩石物质和粒间孔隙水的接触, 抑制物质的溶解、搬运和沉淀, 从而抑制压溶作用的进行。只有石油充满度达到一定条件, 才能实现油膜对压溶作用的有效抑制, Sathar 等^[14]用石盐颗粒进行压实实验, 证实石油充注抑制压溶作用需要满足油水比大于 60 : 40。

从宏观到微观, 石油充注均具有非均质性^[36][图 12(a)]。在孔隙流体以水为主的区域, 发育断续水膜的碳酸盐岩岩屑颗粒发生压溶时, 压溶物质可以溶解在孔隙水中并通过平流的传输方式迁移, 随着埋深增加, 压溶作



(a) 石灰岩岩屑颗粒表面发育蓝色荧光油膜, 大斜 722 井 3966.0 m; (b) 石灰岩岩屑颗粒表面发育黄色荧光油膜, 大斜 722 井 4071.0 m; (c) 石英颗粒表面碳酸盐矿物交代, 见黄色荧光油膜, 车 660 井 4191.7 m; (d) 石英颗粒表面被碳酸盐矿物交代, 见黄色荧光油膜, 视域同图(c), 车 660 井 4191.7 m; (e) 长石颗粒表面被碳酸盐矿物交代, 见黄色荧光油膜, 车 660 井 4192.0 m; (f) 蓝色荧光油膜保护接触处的石英颗粒不再进一步压溶, 大斜 722 井 3969.8 m; (g) 黄色荧光油膜保护的石灰岩岩屑颗粒不再进一步压溶(红圈), 无油膜的石灰岩岩屑颗粒和长石颗粒发生压溶(绿圈), 大斜 722 井 4071.0 m; (h) 黄色荧光油膜和蓝色荧光油膜同时发育, 大斜 722 井 3966.0 m; (i) 黄色荧光油膜和蓝色荧光油膜同时发育, 大斜 722 井 4071.0 m。Q—石英颗粒, F—长石颗粒, Ca—碳酸盐岩岩屑颗粒, P—孔隙。

图 9 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩储层颗粒表面油膜的荧光特征

Fig. 9 Oil film characteristics of surround particle development in glutenite of the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezhen sag

用可以持续进行[图 12(b)]。发育断续水膜的碳酸盐岩岩屑颗粒与发育水膜的石英、长石颗粒发生压溶时, 由于碳酸盐岩岩屑颗粒硬度低、溶解度高、溶解速率快, 其早于石英、长石颗粒发生压溶, 压溶物质直接溶解在水中并以平流的传输方式迁移; 随着压溶作用的持续进行, 石英、长石颗粒开始发育压溶, 在孔隙水的参与下, 应力集中点的颗粒接触处发生压溶, 溶解物质在

弱结合水膜中以扩散的方式向周围孔隙迁移, 然后溶解在孔隙水中通过平流的方式迁移[图 12(c)、图 12(d)], 碳酸盐岩岩屑、石英和长石等颗粒的压溶作用持续进行。在孔隙流体以石油为主的区域, 发育油膜的碳酸盐岩岩屑颗粒和发育水膜的石英、长石颗粒发生压溶时, 石英、长石颗粒的压溶物质沿着弱结合水水膜和孔隙残余水以扩散的方式迁移, 压溶作用可以继续进行,

而油膜的存在阻挡了碳酸盐岩屑颗粒表面和孔隙水的接触,使压溶物质的迁移速度接近于零,无法进一步溶解在水中,使压溶作用停止[图 9(f)、图 12(e)];发育油膜的颗粒之间压实接触后,压溶物质无法突破油膜,无法溶解在水中得以迁移,使压溶作用停止[图 9(f)、图 9(g)、图 12(f)]。

综合分析,在高含油饱和度条件下,水相相对渗透率低,压溶物质在少量残余水中以扩散的方式传输,传

输速率很慢,且颗粒表面形成的油膜阻断了颗粒表面与水的接触,进一步降低了压溶物质搬运速率,使压溶作用难以进行^[37-38]。

4.3 多期石油充注抑制压溶作用的模式

石油充注储层后,碳酸盐岩屑颗粒表面易形成油膜,为避免后期碳酸盐交代矿物形成的油膜影响对石油充满度的判断,笔者利用发育第 1 期黄色荧光油膜的碳酸盐岩屑颗粒占碳酸盐岩屑颗粒总数的比

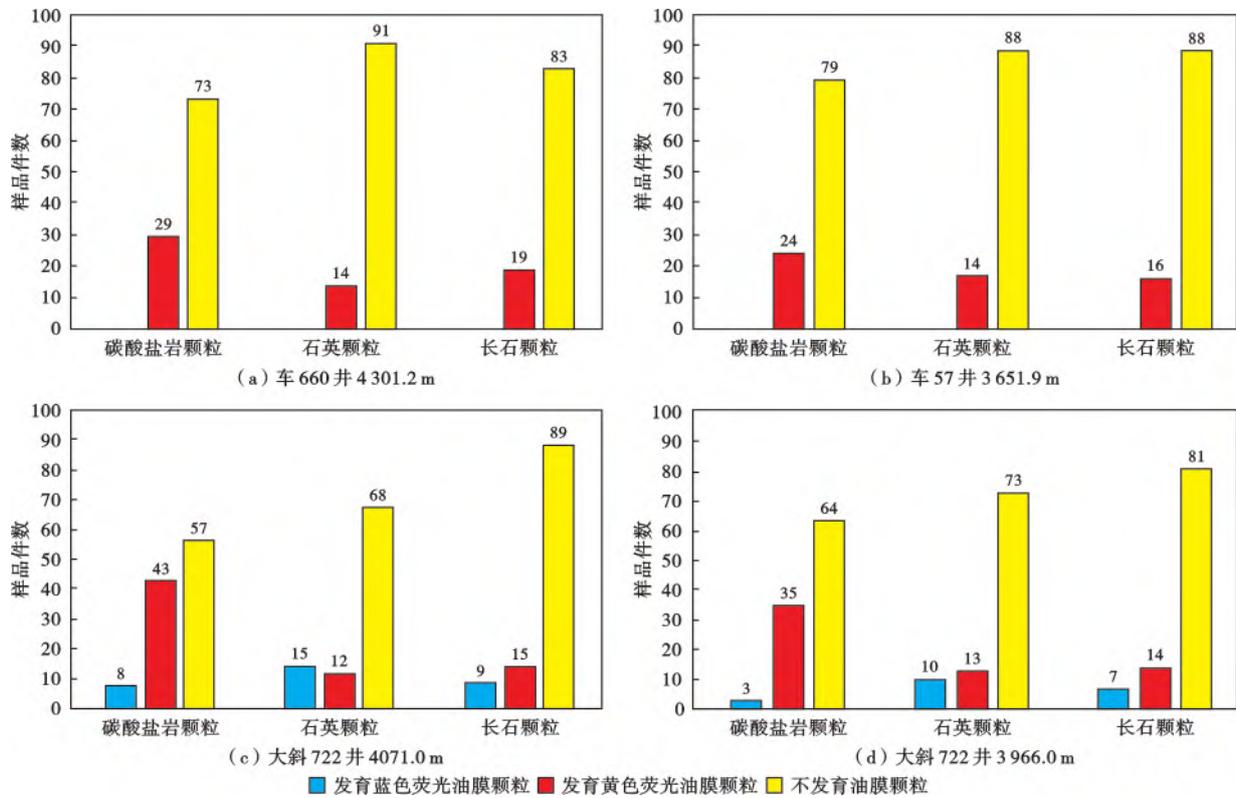


图 10 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩碎屑颗粒表面油膜分布

Fig. 10 Oil film distribution on the surface of glutenite clastic particles in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezheng sag

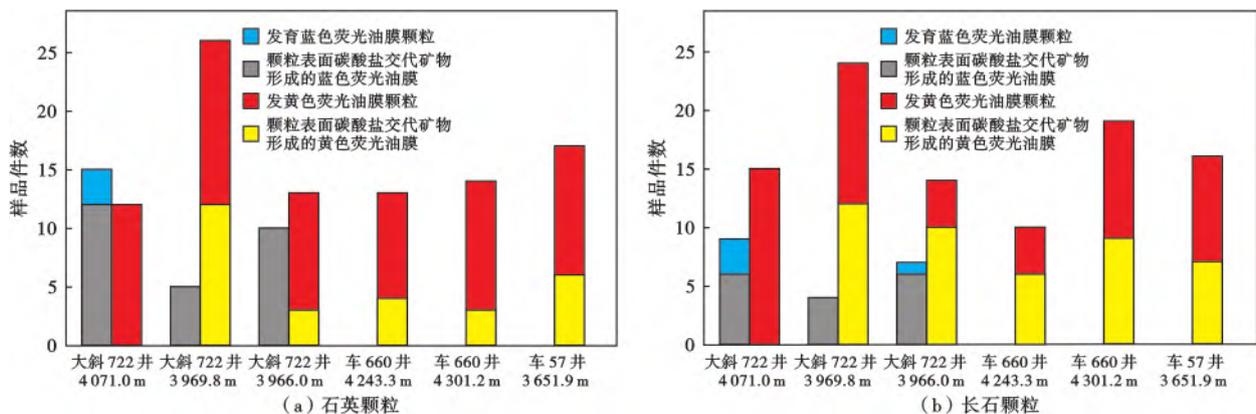
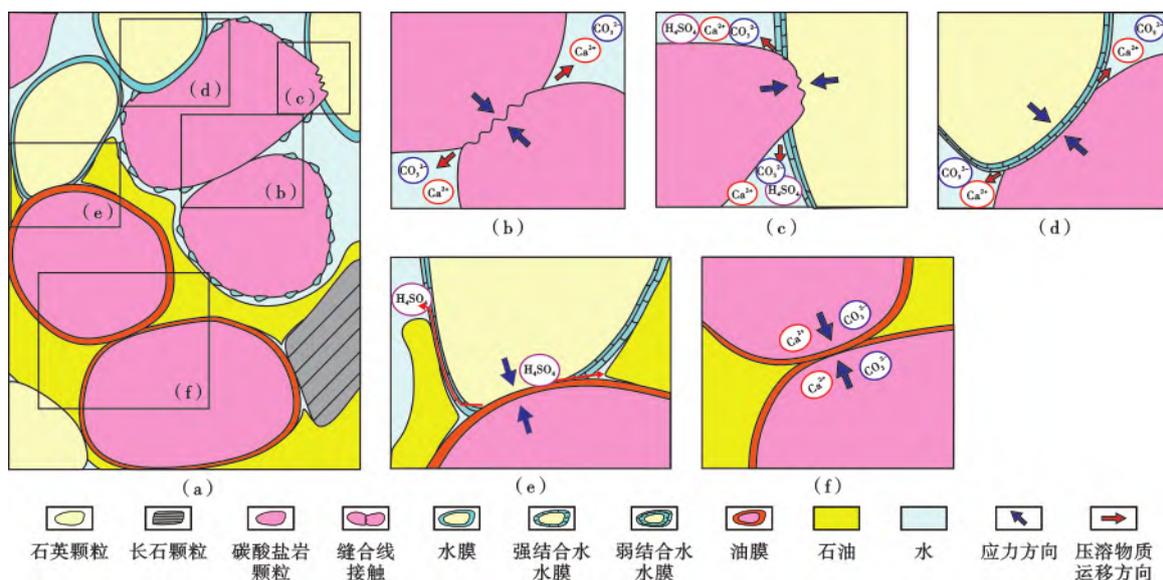


图 11 车镇凹陷北带沙河街组三段下亚段砂砾岩中石英、长石颗粒表面碳酸盐交代矿物表面的油膜分布

Fig. 11 Oil film distribution on the surface of carbonate cement of glutenite clastic particles in the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation in north Chezheng sag



(a)矿物颗粒、孔隙流体及油膜水膜镜下示意图;(b)不发育油膜的碳酸盐岩颗粒间缝合线接触,颗粒均发生压溶;(c)不发育油膜的碳酸盐岩颗粒和石英颗粒缝合线接触,颗粒均发生压溶;(d)不发育油膜的碳酸盐岩颗粒和石英颗粒缝合线接触,仅碳酸盐岩颗粒发生压溶;(e)发育油膜的碳酸盐岩颗粒和发育水膜的石英颗粒缝合线接触,仅石英颗粒发生压溶;(f)发育油膜的碳酸盐岩颗粒间点接触,颗粒均不发生压溶。

图 12 石油充注抑制压溶作用机理

Fig. 12 Mechanism of pressure solution inhibition by oil emplacement

例 α 来反映第1期石油充满度的高低。车西地区北带沙三段下亚段砂砾岩储层的 α 值平均为25.85%,大王北地区北带沙三段下亚段砂砾岩储层的 α 值平均为37.14%(图10),表明后者的第1期石油充满度相对较高。以车西地区北带和大王北地区北带沙三段下亚段砂砾岩储层为例,基于石油充注期次和含油饱和度情况,建立了多期石油充注对碎屑岩储层压溶作用的影响模式。

(1) 第1期石油充满度低的地区

第1期石油充注期,车西地区北带沙三段下亚段砂砾岩储层埋深为1500~1800m,颗粒间呈点接触,原生孔隙大量发育[图13(a)]。第1期石油充注后,整体上石油充满度低,部分油润湿性碳酸盐岩屑颗粒表面发育较厚且连续的黄色荧光油膜,而水润湿性的石英、长石颗粒表面基本不发育油膜,压实作用为中等强度,颗粒间呈点—线接触[图12(d)、图13(b)]。随着埋深增加,由于石油充满度低,仅少量颗粒接触点发育油膜的碳酸盐岩屑颗粒和石英、长石颗粒不发生压溶,颗粒接触点不发育油膜的碳酸盐岩屑颗粒和石英、长石颗粒均发生压溶[图12(b)],在油膜抑制压溶作用的影响下,仍发育有少量孔隙[图13(c)]。

第2期蓝色荧光油充注期,车西地区北带沙三段下亚段砂砾岩储层埋深在3100~4300m,因第1期石油充注对压溶的抑制作用较弱,且胶结作用较强,孔隙多被胶结物充填,导致储层孔隙度很低,因此,第2期

蓝色荧光油的充注度非常低,蓝色荧光油膜不发育,对压溶的抑制作用极小[图13(d)]。

(2) 第1期石油充满度高的地区

第1期石油充注期,大王北地区北带沙三段下亚段砂砾岩储层埋深为1600~2000m,颗粒间呈点接触,原生孔隙大量发育[图13(a)]。第1期石油充注后,储层石油充满度较高,大部分油润湿性碳酸盐岩屑颗粒表面形成厚度大且连续的黄色荧光油膜[图9(b)],部分石英和长石颗粒的表面发育较薄且断续的黄色荧光油膜[图12(d)、图12(e)、图13(e)]。随着埋深加大,压实作用加强,发育黄色荧光油膜的碳酸盐岩屑颗粒在油膜的保护下未发生压溶,而没有油膜保护的石英和长石颗粒在接触点发生轻微压溶[图13(f)],颗粒呈点—线接触,孔隙发育。第2期蓝色荧光油充注期,受第1期石油充满度较高的影响,储层颗粒抗压溶的能力强,使原生孔隙得以保存,降低了油藏阻力^[1-2],使第2期石油在第1期石油充满度较高的储层中更容易充注,因此,大王北地区北带沙三段下亚段砂砾岩储层中第2期蓝色荧光油膜较发育[图10(c)、图10(d)、图12(h)、图12(i)]。第2期蓝色荧光油充注后,随着埋深进一步增加,在第2期油膜保护下,碳酸盐岩屑颗粒基本未发生压溶,而石英和长石等水润湿性颗粒的接触处普遍发育压溶,仅少量发育油膜的石英、长石颗粒未发生压溶,保留有较多孔隙[图3(g)、图13(i)]。

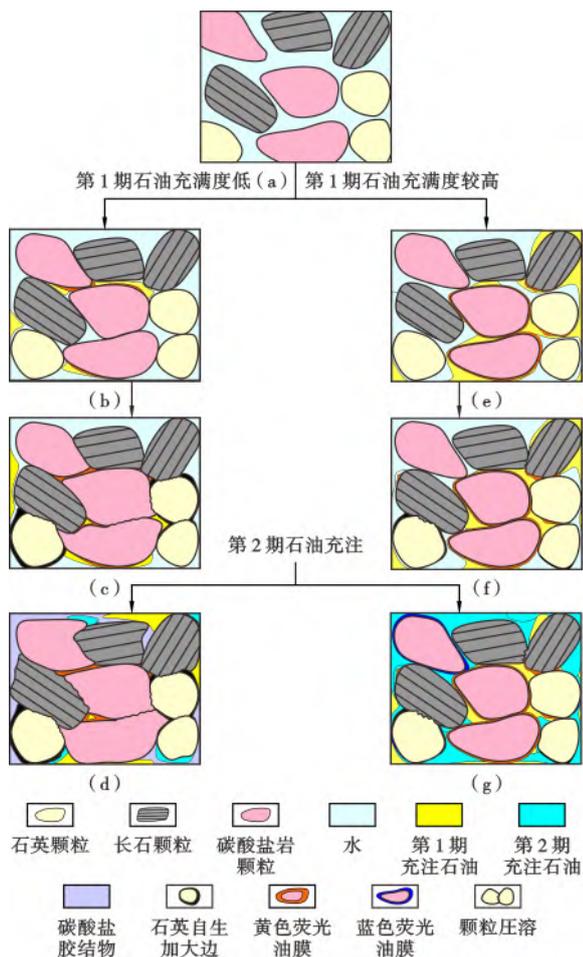


图 13 多期石油充注抑制砂砾岩储层压溶作用模式

Fig. 13 Model of pressure solution inhibition of glutenite reservoir by multi-stage oil emplacement

5 结论

(1) 石油充注砂砾岩储层后,碳酸盐岩岩屑等油润湿性颗粒表面易优先形成油膜,对压溶作用具有一定抑制作用;石英、长石等水润湿性颗粒表面则倾向于保留水膜,水膜可传输压溶物质,促进压溶作用的进行。当发育水膜的颗粒与发育油膜的颗粒接触时,前者发生压溶,因压溶物质无法突破油膜被运移,导致后者的压溶停止。发育适当碳酸盐岩岩屑颗粒含量的储层,在石油充注后更容易在碳酸盐岩岩屑颗粒表面形成油膜,从而增加储层的抗压溶能力,利于欠压实地层发育。

(2) 车镇凹陷车西地区北带沙三段下亚段砂砾岩储层第 1 期石油充注度低,颗粒表面油膜厚度小且不连续,对压溶作用的抑制能力较小;第 2 期石油充注时储层孔隙度较低,蓝色荧光油膜发育少,孔隙多被充填破坏。大王北地区北带沙三段下亚段砂砾岩储层第 1 期石油充注度较高,颗粒表面油膜厚度大且连续性好,对

压溶作用的抑制能力强;第 2 期石油充注在颗粒表面进一步形成油膜,使油膜对压溶作用的抑制得以加强和巩固,使原生孔隙得以保存,利于形成以第 2 期油为主的油藏。

符号注释: ϕ —孔隙度; S —面孔率; α —第 1 期黄色荧光油膜的碳酸盐岩岩屑颗粒占碳酸盐岩岩屑颗粒总数的比例。

参考文献

- [1] 林敦若. 民丰洼陷北带沙四段多期石油充注对碳酸盐胶结作用影响机理[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
LIN Miruo. Influence mechanism of multistage oil emplacements on carbonate cementation in the Fourth Member of the Shahejie Formation in the north of Minfeng sag[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [2] WANG Yanzhong, XIE Qiangwang, CAO Yingchang, et al. Influence of multistage oil emplacement on carbonate cementation in the Eocene Shahejie Formation, Dongying sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 112: 104063.
- [3] LIN Miruo, WANG Yanzhong, CAO Yingchang, et al. Experimental study of the influence of oil-wet calcite cements on oil migration and implications for clastic reservoirs[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 118: 104427.
- [4] MOLENAAR N, CYZIENE J, SLIAUPA S, et al. Lack of inhibiting effect of oil emplacement on quartz cementation; evidence from Cambrian reservoir sandstones, Paleozoic Baltic Basin[J]. GSA Bulletin, 2008, 120(9/10): 1280-1295.
- [5] TAYLOR T R, GILES M R, HATHON L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction; models, myths, and reality[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1093-1132.
- [6] NEVEUX L, GRGIC D, CARPENTIER C, et al. Influence of hydrocarbon injection on the compaction by pressure-solution of a carbonate rock: an experimental study under triaxial stresses[J]. Marine and Petroleum Geology, 2014, 55: 282-294.
- [7] ZHU Guangyou, ZHANG Shuichang, CHEN Ling, et al. Coupling relationship between natural gas charging and deep sandstone reservoir formation: a case from the Kuqa depression, Tarim Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 347-357.
- [8] RAMM M. Porosity-depth trends in reservoir sandstones; theoretical models related to Jurassic sandstones offshore Norway[J]. Marine and Petroleum Geology, 1992, 9(5): 553-567.
- [9] WORDEN R H, OXTOBY N H, SMALLEY P C. Can oil emplacement prevent quartz cementation in sandstones? [J]. Petroleum Geoscience, 1998, 4(2): 129-137.
- [10] FRIIS H, MOLENAAR N, VARMING T. Chlorite meniscus cement-implications for diagenetic mineral growth after oil emplacement[J]. Terra Nova, 2014, 26(1): 14-21.
- [11] 王永诗, 王勇, 郝雪峰, 等. 深层复杂储集体优质储层形成机理与油气成藏——以济阳拗陷东营凹陷古近系为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(4): 490-498.
WANG Yongshi, WANG Yong, HAO Xuefeng, et al. Genetic mechanism and hydrocarbon accumulation of quality reservoir in deep and complicated reservoir rocks: a case from the Palaeogene

- in Dongying sag, Jiyang depression [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(4): 490-498.
- [12] 袁珍,李文厚,郭艳琴.鄂尔多斯盆地东南缘延长组石油充注对砂岩储层成岩演化的影响[J]. *高校地质学报*, 2011, 17(4): 594-604.
YUAN Zhen, LI Wenhui, GUO Yanqin. Effects of oil emplacement on diagenetic evolution of sandstone reservoir in Yanchang Formation, southeastern Ordos Basin [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2011, 17(4): 594-604.
- [13] BLOCH S, LANDER R H, BONNELL L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: origin and predictability [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(2): 301-328.
- [14] SATHAR S, WORDEN R H, FAULKNER D R, et al. The effect of oil saturation on the mechanism of compaction in granular materials; higher oil saturations lead to more grain fracturing and less pressure solution [J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2012, 82(8): 571-584.
- [15] 王星星,朱筱敏,宋爽,等.渤海湾盆地车西洼陷陡坡带古近系沙河街组沙三下段“源-汇”系统[J]. *古地理学报*, 2016, 18(1): 65-79.
WANG Xingxing, ZHU Xiaomin, SONG Shuang, et al. “Source-to-sink” system of the Lower Member 3 of Paleogene Shahejie Formation in steep slope zone of western Chezhen sub-sag, Bohai Bay Basin [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2016, 18(1): 65-79.
- [16] 刘鹏,王永诗,宋明水,等.碳酸盐岩断裂带断层岩特征及演化——以渤海湾盆地济阳坳陷车镇凹陷下古生界为例[J]. *石油学报*, 2021, 42(5): 588-597.
LIU Peng, WANG Yongshi, SONG Mingshui, et al. Characteristics and evolution of fault rocks in carbonate fault zone: a case study of the Lower Paleozoic in Chezhen sag of Jiyang depression, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(5): 588-597.
- [17] 马奔奔,操应长,王艳忠,等.车镇凹陷北带古近系中深层优质储层形成机理[J]. *中国矿业大学学报*, 2014, 43(3): 448-457.
MA Binbin, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Formation mechanism of high-quality reservoir in the middle-deep strata in Palaeogene in the north zone of Chezhen depression [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2014, 43(3): 448-457.
- [18] 王永诗,鲜本忠.车镇凹陷北部陡坡带断裂结构及其对沉积和成藏的控制[J]. *油气地质与采收率*, 2006, 13(6): 5-8.
WANG Yongshi, XIAN Benzong. Fault structures of northern steep slope belts and their influences on sedimentation and reservoir formation in Chezhen sag [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2006, 13(6): 5-8.
- [19] 赵承锦,蒋有录,刘景东,等.基于正演与反演结合的孔隙度演化恢复方法——以川东北地区须家河组为例[J]. *石油学报*, 2021, 42(6): 708-723.
ZHAO Chengjin, JIANG Youlu, LIU Jingdong, et al. A recovery method of porosity evolution based on forward and inverse analyses: a case study of the tight sandstone of Xujiahe Formation, Northeast Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(6): 708-723.
- [20] 王艳忠,操应长,蕙克来,等.碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法——以济阳坳陷东营凹陷沙河街组四段上亚段为例[J]. *石油学报*, 2013, 34(6): 1100-1111.
WANG Yanzhong, CAO Yingchang, XI Kelai, et al. A recovery method for porosity evolution of clastic reservoirs with geological time: a case study from the upper submember of Es₄ in the Dongying depression, Jiyang subbasin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(6): 1100-1111.
- [21] 卢焕章.流体包裹体岩相学的一些问题探讨[J]. *矿床地质*, 2012, 31(S1): 689.
LU Huanzhang. Discussion on some problems of fluid inclusion petrography [J]. *Mineral Deposits*, 2012, 31(S1): 689.
- [22] 李艳霞,闫新义,田毓峰.鄂尔多斯盆地定边地区山西组流体包裹体的拉曼光谱特征[J]. *岩矿测试*, 2015, 34(6): 678-683.
LI Yanxia, YAN Xinyi, TIAN Yufeng. Raman spectra characteristics of fluid inclusion in the Shaanxi Formation of the Dingbian area in the Ordos Basin [J]. *Rock and Mineral Analysis*, 2015, 34(6): 678-683.
- [23] 丁俊英,倪培,饶冰,等.显微激光拉曼光谱测定单个包裹体盐度的实验研究[J]. *地质论评*, 2004, 50(2): 203-209.
DING Junying, NI Pei, RAO Bing, et al. Evaluation of the laser Raman microprobe method for the determination of salinity in a single fluid inclusion by using synthetic fluid inclusions [J]. *Geological Review*, 2004, 50(2): 203-209.
- [24] 陈勇,周瑶琪,刘超英,等. CH₄-H₂O 体系流体包裹体均一过程激光拉曼光谱定量分析[J]. *地学前缘*, 2005, 12(4): 592-596.
CHEN Yong, ZHOU Yaoqi, LIU Chaoying, et al. Quantitatively analyzing the homogenization process of CH₄-H₂O fluid inclusion by laser Raman spectroscopy [J]. *Earth Science Frontiers*, 2005, 12(4): 592-596.
- [25] 王鑫涛,陈勇,周瑶琪,等.东营凹陷岩盐原生流体包裹体中子矿物类型的拉曼光谱分析及其地质意义探讨[J]. *光谱学与光谱分析*, 2016, 36(9): 2827-2834.
WANG Xintao, CHEN Yong, ZHOU Yaoqi, et al. Micro-Raman spectroscopy of daughter minerals in primary fluid inclusions of rock salt in Dongying sag and their geological significances [J]. *Spectroscopy and Spectral Analysis*, 2016, 36(9): 2827-2834.
- [26] 米敬奎,戴金星,张水昌.含油气盆地包裹体研究中存在的问题[J]. *天然气地球科学*, 2005, 16(5): 602-605.
MI Jingkui, DAI Jinxing, ZHANG Shuichang. Some problem existed in research of inclusion occurring in oil and gas bearing basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(5): 602-605.
- [27] 朱光有,金强,张水昌,等.车镇凹陷下第三系沙河街组生烃系统研究[J]. *天然气工业*, 2006, 26(3): 19-22.
ZHU Guangyou, JIN Qiang, ZHANG Shuichang, et al. Hydrocarbon-generating system of Eocene Shahejie FM in Chezhen sag [J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(3): 19-22.
- [28] 万涛,蒋有录,林会喜,等.车西洼陷南坡油气成藏和富集的主控因素[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2010, 34(6): 38-44.
WAN Tao, JIANG Youlu, LIN Huixi, et al. Main controlling factors of hydrocarbon accumulation and enrichment in the southern slope of Chexi sag [J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2010, 34(6): 38-44.
- [29] 刘华,赵珊,梁书义,等.车镇凹陷斜坡带沙三段油气运聚与成藏模式[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2021, 45(5): 42-53.
LIU Hua, ZHAO Shan, LIANG Shuyi, et al. Hydrocarbon transportation system and reservoir forming model of Es₃ in slope belt of Chezhen depression [J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2021, 45(5): 42-53.

(下转第 517 页)

- [22] 葛际江,郭洪宾,张天赐,等. 耐温耐盐酚醛冻胶研制及性能调控机理[J]. 石油学报, 2022, 43(8): 1145-1157.
GE Jijiang, GUO Hongbin, ZHANG Tianci, et al. Development of temperature and salinity resistant phenolic gel and its performance regulation mechanism[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(8): 1145-1157.
- [23] 杨子腾,张丰润泽,张艺夕,等. RAFT 水溶液聚合制备调驱用凝胶分散体及其性能评价[J]. 油田化学, 2022, 39(3): 418-437.
YANG Ziteng, ZHANG Fengrunze, ZHANG Yixi, et al. Preparation and performance evaluation of gel dispersion for profile-controlling and flooding by aqueous RAFT polymerization[J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(3): 418-437.
- [24] 王业飞,钱程,姬宗江,等. 亚硝酸钠与氯化铵体系的反应特征[J]. 石油学报, 2020, 41(2): 226-234.
WANG Yefei, QIAN Cheng, JI Zongjiang, et al. Reaction characteristics of sodium nitrite and ammonium chloride system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(2): 226-234.
- [25] 王娜娜,王官武. 机械研磨条件下凝聚态有机合成探究[J]. 化学进展, 2020, 32(8): 1076-1085.
WANG Nana, WANG Guanwu. Investigation into condensed matter organic synthesis under mechanical milling conditions[J]. Progress in Chemistry, 2020, 32(8): 1076-1085.
- [26] 李亮,张汝生,伍亚军,等. 缓膨颗粒对塔河油田缝洞型油藏的调堵机理分析[J]. 油田化学, 2020, 37(2): 245-249.
LI Liang, ZHANG Rusheng, WU Yajun, et al. Analysis on mechanism of blocking and profile control of slow-expanding particles to fracture-vuggy reservoirs in Tahe oilfield[J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(2): 245-249.
- [27] 蒲芳芬,熊英,杨洋,等. 延缓膨胀微尺度分散胶及其性能评价[J]. 石油学报, 2016, 37(S2): 93-98.
PU Wanfen, XIONG Ying, YANG Yang, et al. Micro scale swelling delayed dispersed gel and its performance evaluation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(S2): 93-98.
- [28] 苑光宇,侯吉瑞,罗焕,等. 耐温抗盐调堵剂研究与应用进展[J]. 油田化学, 2012, 29(2): 251-256.
YUAN Guangyu, HOU Jirui, LUO Huan, et al. Research and application progress of high temperature resistant and high salinity tolerant plugging agents[J]. Oilfield Chemistry, 2012, 29(2): 251-256.
- [29] 杨建清,李伟涛,焦保雷,等. 适用于高温高盐油藏控水的耐温耐盐堵剂[J]. 断块油气田, 2017, 24(6): 867-870.
YANG Jianqing, LI Weitao, JIAO Baolei, et al. Temperature and salinity tolerant gel for water control in high temperature and high salinity reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(6): 867-870.
- [30] 王小青,刘东志,赵珍,等. 纳米二氧化硅对卡波姆凝胶流变行为的影响[J]. 精细化工, 2014, 31(8): 1029-1033.
WANG Xiaoqing, LIU Dongzhi, ZHAO Zhen, et al. Effect of nanosilicas on the rheological behaviors of Carbopol gel[J]. Fine Chemicals, 2014, 31(8): 1029-1033.
- [31] 陈宇豪,王克亮,李根,等. 大粒径调剖颗粒封堵机理及深部运移性能评价[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(1): 159-164.
CHEN Yuhao, WANG Keliang, LI Gen, et al. Plugging mechanism of large size profile control particles and deep migration performance[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(1): 159-164.

(收稿日期 2022-10-12 改回日期 2023-01-18 编辑 王培玺)

(上接第 499 页)

- [30] 俞杨烽,康毅力,游利军,等. 特低渗透油层边界层—双电层微流调控研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(6): 85-89.
YU Yangfeng, KANG Yili, YOU Lijun, et al. Review on advances of microflow regulation in ultra-low permeable oil reservoir from interface layer to electric double layer[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(6): 85-89.
- [31] 李海波,郭和坤,李海舰,等. 致密储层束缚水膜厚度分析[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(1): 186-192.
LI Haibo, GUO Hekun, LI Haijian, et al. Thickness analysis of bound water film in tight reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(1): 186-192.
- [32] 刘德新,岳湘安,侯吉瑞,等. 固体颗粒表面吸附水层厚度实验研究[J]. 矿物学报, 2005, 25(1): 15-19.
LIU Dexin, YUE Xiang'an, HOU Jirui, et al. Experimental study of adsorbed water layer on solid particle surface[J]. Acta Mineralogica Sinica, 2005, 25(1): 15-19.
- [33] 李耀华,宋岩,徐兴友,等. 鄂尔多斯盆地延长组 7 段凝灰质页岩油层的润湿性及自发渗吸特征[J]. 石油学报, 2020, 41(10): 1229-1237.
LI Yaohua, SONG Yan, XU Xingyou, et al. Wettability and spontaneous imbibition characteristics of the tuffaceous shale reservoirs in the Member 7 of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(10): 1229-1237.
- [34] 贺承祖,华明琪. 油气藏中水膜的厚度[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(2): 75-77.
HE Chengzu, HUA Mingqi. The thickness of water film in oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(2): 75-77.
- [35] 曹立迎,孙建芳,徐婷,等. 碳酸盐岩油藏岩石润湿性评价实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(4): 89-92.
CAO Liying, SUN Jianfang, XU Ting, et al. Experimental study of wettability evaluation on carbonate reservoir rock[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 89-92.
- [36] OXTOBY N H, MITCHELL A W, GLUYAS J G. The filling and emptying of the Ula oilfield: fluid inclusion constraints[J]. Geological Society, London, Special Publications, 1995, 86(1): 141-157.
- [37] MARCHAND A M E, HASZELDINE R S, SMALLEY P C, et al. Evidence for reduced quartz-cementation rates in oil-filled sandstones[J]. Geology, 2001, 29(10): 915-918.
- [38] BUKAR M. Does oil emplacement stop diagenesis and quartz cementation in deeply buried sandstone reservoirs[D]. Liverpool: University of Liverpool, 2013.

(收稿日期 2021-11-09 改回日期 2022-09-21 编辑 肖 飞)