

PL19-9油田注水过程中损害机理研究

彭东宇¹,唐洪明¹,山金城²,郑举²,赵峰¹

(1.西南石油大学地球科学与技术学院,成都 610500;

2.中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 塘沽 300452)

摘要: PL19-9油田是典型的疏松砂岩稠油油藏,其正式投入开发不久后,与PL19-3设计注水量相比,暴露出注入压力高、油井欠注等一系列问题,原油产量明显下降。本文在深化研究该油田储层地质特征的基础上,利用储层敏感性矿物分析、配伍性实验、电镜能谱、X射线衍射、红外光谱分析、室内岩芯驱替、平台水质调研等手段,明确了注水过程中储层损害机理。研究结果表明:PL19-9油田岩石胶结疏松、黏土矿物含量高、层间非均质性强是注水困难的客观因素;储层具有强速敏,注入强度过大是影响注水效果的重要原因;注入水与地层水存在轻度不配伍,不配伍比例在3:1—1:3之间;注入40PV时损害程度为中等偏弱;水质不达标是注水困难的关键外因,注入水中对储层造成伤害的物质主要为油污、腐蚀产物,其次为少量垢和地层颗粒。针对上述损害机理采取相应的措施,提高注水井的吸水能力,保证注采平衡,促进高效稳产。

关键词: 疏松砂岩;配伍性;敏感性;注水水质;PL19-9油田

中图分类号: TE357.6 **文献标识码:** A

0 引言

疏松砂岩稠油油藏注水开发存在一些普遍共性问题:①岩石强度低,注水过程中易产生微粒运移与出砂现象,因此对注入强度有严格的限制;②胶结物以泥质和钙质为主^[1],酸化效果较差,有效期较短,对储层的伤害也较大;③疏松砂岩一般埋藏较浅,受成岩作用及演化的影响,蒙脱石、伊/蒙混层间矿物含量往往较高,易引发水敏损害;④由于注水过程中易形成大孔道,增加了低渗层的渗流阻力,使得各层吸水不均衡,加剧了层间矛盾^[2];⑤由于稠油中胶质沥青质含量较高,恰为良好的乳化剂,油水乳化严重,使得原油黏度增大,流动能力变得更差^[3-5];⑥受油层中注入外来流体或地层温压变化的影响,流体平衡受到破坏,原油中含量较高的胶质沥青质和蜡大量析出,形成不易清除的有机垢,造成储层渗透率下降,油井产能降低^[5]等。PL19-9油田具有埋藏浅、丰度厚、储量大等特点,是我国第二大整装油田,

具有巨大的经济价值。其投入开发时间短,取芯资料较少,加上海上油田受平台时间、空间限制,须强注强采。其综合调整方案于2016年开始实施,目前共投产综合调整方案生产井22口,注水井9口,其中J33、J35、J44等井均为完井结束后直接投注。注水井经酸化、防膨等作业处理后,吸水指数仍远低于综合调整方案。目前油藏配注量为2260 m³/d,而实际注入量仅2000 m³/d,整体上处于欠注状态。如何实现PL19-9油田“注好水、注够水”,满足油田配注需求,维持地层压力并提高注水开发效果,是亟待解决的技术难题。因此,本文通过深入分析PL19-9油田储层特征、油田欠注原因,欲明确注水过程中储层损害机理,以期提高注水井的吸水能力,保证注采平衡,促进高效稳产。

1 储层特征

PL19-9油田位于渤海湾盆地东部渤南低凸起带中段的东北端,发育在郯庐断裂带上,属于河流相

收稿日期: 2019-09-17; **责任编辑:** 王传泰

作者简介: 彭东宇(1995—),男,在读硕士,地质资源与地质工程专业,油气田开发地质及储层保护方向。通信地址:四川省成都市新都区新都大道八号,西南石油大学地球科学与技术学院;邮政编码:610500;E-mail:1030243223@qq.com

沉积。主力层位为新近系明化镇组下段(N_2m^1)和馆陶组(N_1g),油藏埋深 <1500 m,油层分布主要受构造和砂体控制,油藏类型主要为岩性-构造油藏。储层孔隙度平均 26%,渗透率平均 1351 mD,为高孔高渗储层。岩性为中-细粒岩屑长石砂岩,颗粒胶结疏松,分选差,黏土矿物含量较高,平均含量为 16%,黏土矿物类型以伊/蒙混层、高岭石为主(表 1),易造成水敏性以及速敏性伤害。

储层以原生孔隙为主,片状喉道占优,且孔喉间黏土微粒较多(图 1),面孔率 20%~30%。排驱压力 0.007~0.076 MPa,最大孔喉半径范围在 9~105 μm ,平均为 38.17 μm ;毛管中值压力为 0.06~1.95 MPa,孔喉中值半径为 0.38~11.68 μm ,平均为 7.13

μm 。孔隙结构较好,孔喉粗大,潜在固相侵入伤害。

J44 井各层间渗透率突进系数为 3.68,变异系数为 0.94,极差为 26.5,参考标准非均质性参数评价标准,其非均质性较强。在 J44 井投注初期吸水剖面中,L40、L50 为高渗层,其中 L40 层段渗透率为 2800 mD,层内渗透率级差为 1.7;L50 渗透率为 1200~2200 mD,层内渗透率级差为 1.6~2.1(图 2)。主力吸水层位为 L40 层(占 71%),而 L50—L102 吸水量较少(占 29%),该井吸水剖面不均匀。这是由于强层间非均质性会使高渗透层对差层造成明显干扰。笼统注水,加之强采强注,使得注水驱替不均衡,在注水初期高渗层为主力吸水层,相对低渗的小层吸水能力差,层间矛盾加剧。

表 1 PL19-9 油田馆陶组储层矿物组成分析结果

Table 1 Composition of minerals of Guantao Formation reservoir in PL19-9 Oilfield

地层	石英/%	长石/%	黏土绝对含量/%	黏土相对含量/%				
				高岭石	绿泥石	伊利石	伊/蒙混层	伊/蒙层间比
馆陶组	33~73	11~40	2~34	29.94	15.69	18.26	36.24	7~64

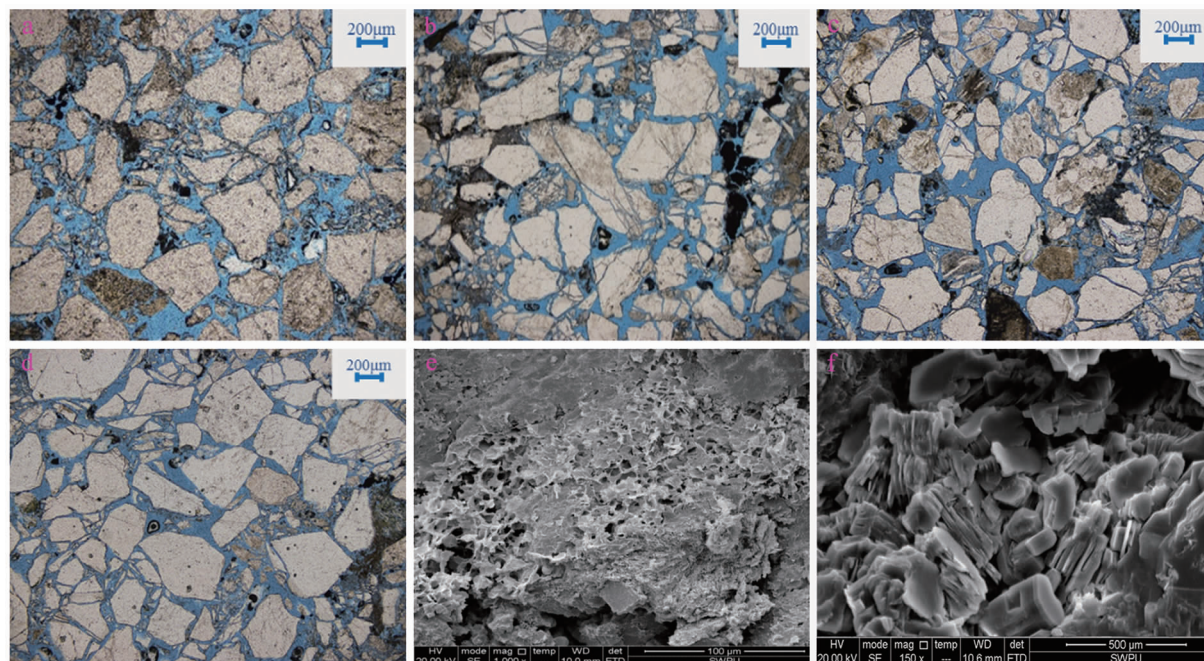


图 1 储层岩性及孔隙结构特征

Fig. 1 Lithology and pore structure characteristics of reservoir

- 粗粒长石岩屑砂岩,颗粒分选差,次棱角状;长石和岩屑溶蚀严重(J35 井, 1379.61 m, N_1g^u)
- 岩石疏松,颗粒分选差,次棱角状;长石、石英为主(J35 井, 1552.73 m, N_1g^l)
- 原生粒间孔发育,连通性好,片状喉道占优(J35 井, 1379.61 m, N_1g^u)
- 原生粒间孔发育,偶见点状、缩颈喉道(J35 井, 1379.61 m, N_1g^u)
- 薄膜状、蜂窝状伊/蒙间层矿物充填粒间孔(J35 井, 1553.96 m, N_1g^l)
- 蠕虫状、书页状高岭石充填粒间孔(J35 井, 1554 m, N_1g^l)

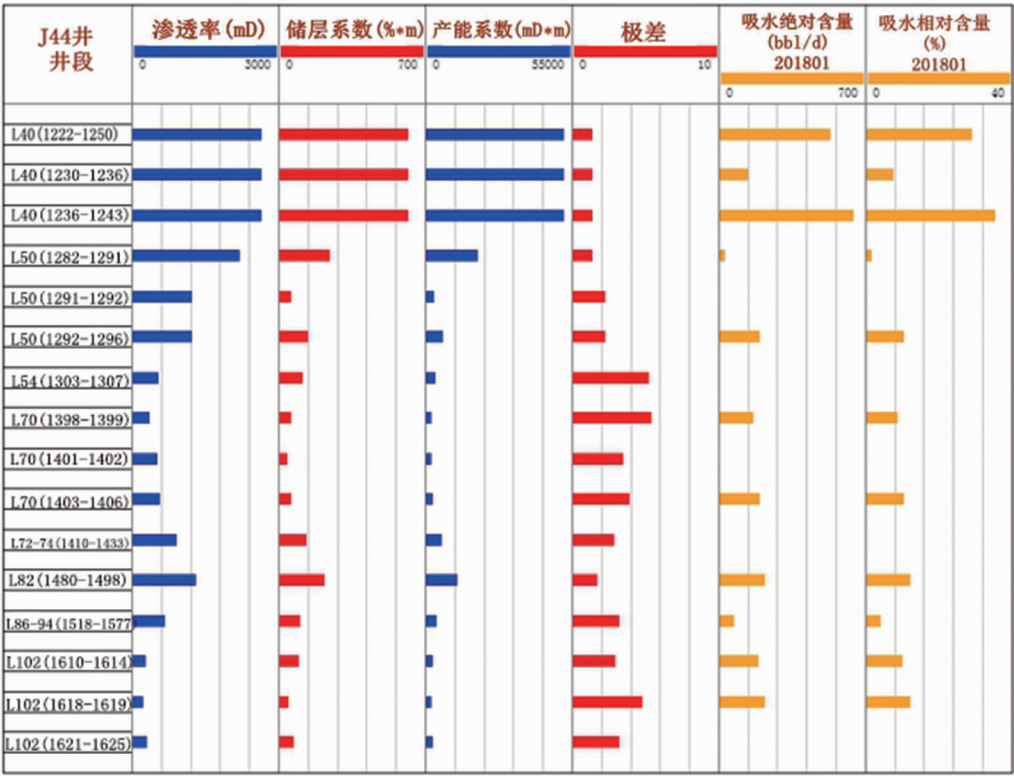


图 2 J44 井吸水剖面

Fig. 2 Water absorption profile of well J44

表 2 油田地层水和注入水离子含量

Table 2 Ion content in formation water and injected water

水样	阳离子浓度/ $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$			阴离子浓度/ $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$				总矿化度/ $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$	水型
	$\text{K}^+ + \text{Na}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}		
地层水	5560.25	483.5	219.25	8752	399	1376.25	40.75	16831	CaCl_2
注入水	8816	779	369	13620	1200	1613	4	26401	MgCl_2

2 注入水与地层的配伍性

2.1 注入水与地层流体的配伍性

为研究注入水与地层流体的配伍性,开展了注入水与地层水间的静态配伍性实验(表 2)。将注入水与地层水以不同比例混合,在储层温度 60°C 下水浴加热固定时间 8 小时,将加热后的混合水进行观察。实验结果表明,注入水与地层水不同比例混合后结垢量总体上较低,实验测得结垢量均略高于计算值。随着地层水比例增大,注入水与地层水混合后的结垢量实测值呈先增大后减小的趋势,且最大结垢量出现在两者混合比例为 3 : 1 时(图 3);结垢量实测值均略高于计算值,总垢增加值范围为 0 ~ 10.5 mg/L 。根据配伍性程度综合评价标准,从 I 值(岩芯的渗透率损害/%)可以看出注入水与地层

水存在轻度不配伍。

注入水与地层水 3 : 1 混合后沉降垢的显微图像显示,该比例下混合后产生的垢量较多;垢样多为 $10 \mu\text{m}$ 以下的分散小颗粒,呈点状或集合状产出(图 4a),局部也有数十到数百微米的大垢粒,且呈长条形和不规则的团块状产出(图 4b);悬浮垢颗粒分布较分散(图 4c),轮廓圆润,晶形较差,分析为酸溶所致(图 4d)。对垢样进行能谱分析后发现,垢样主要为 C、O、Ca 三种元素,进一步证实悬浮垢成分主要为 CaCO_3 。

对滤膜上的悬浮垢进行 X 射线衍射分析,发现按不同比例混合后都可见 CaCO_3 对应的衍射峰(图 5),说明两种水之间存在轻度不配伍。随注入水比例的增加,混合比例在 3 : 1 时的 CaCO_3 含量最多,说明该比例不配伍性最严重,这与前述配伍实验中悬浮垢量变化趋势一致。综上,注入水与地层水存

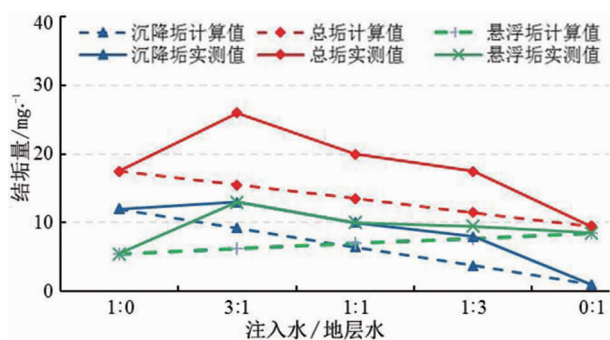


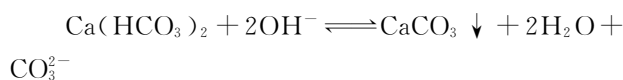
图3 注入水与地层水结垢量

Fig. 3 The scaling volume

在轻度不配伍,不配伍比例在 3 : 1—1 : 3 之间,结垢成分为 CaCO_3 。

垢的形成主要是由注入水水质及成分、成垢离子浓度、温度、压力、流速、pH 值及过流表面状况等发生变化^[6],引起注入水与地层水不配伍、热力学条件变化、水分子蒸发、腐蚀及生物作用发生等现象所造成的。其中温度主要影响垢的溶解度和沉淀平衡常数(溶度积, K_{sp}), pH 值影响碳酸钙的形成,成垢

离子含量直接决定结垢量,过饱和是结垢的首要条件^[7]。若溶液中钙离子增加或碳酸氢根离子增加,所建立的化学平衡反应被打破,下式中的化学平衡正向移动,促进水垢的形成;若水中碳酸氢根离子过多,化学平衡将正向移动,抑制碳酸盐类水垢的形成。因此,注入水 pH 值将会影响无机盐类成垢趋势的发展方向。



2.2 注入水与地层矿物的配伍性

低矿化度的外来流体进入储层,部分黏土矿物便能在其外表面或单元晶层间吸附大量水分子,使体积发生几倍或者十几倍膨胀,层间的距离增大,分子力减弱,在流体的冲击或扩散作用下形成更细的颗粒或晶片,细小的黏土矿物随流体一起运移到储层深处,从而减小甚至堵塞孔隙喉道,引起深层储层损害^[8]。岩石表面双电层厚度将随着流体矿化度的降低而增大^[9],即水膜厚度增加,从而使有效孔隙度减小,渗流通道变窄。

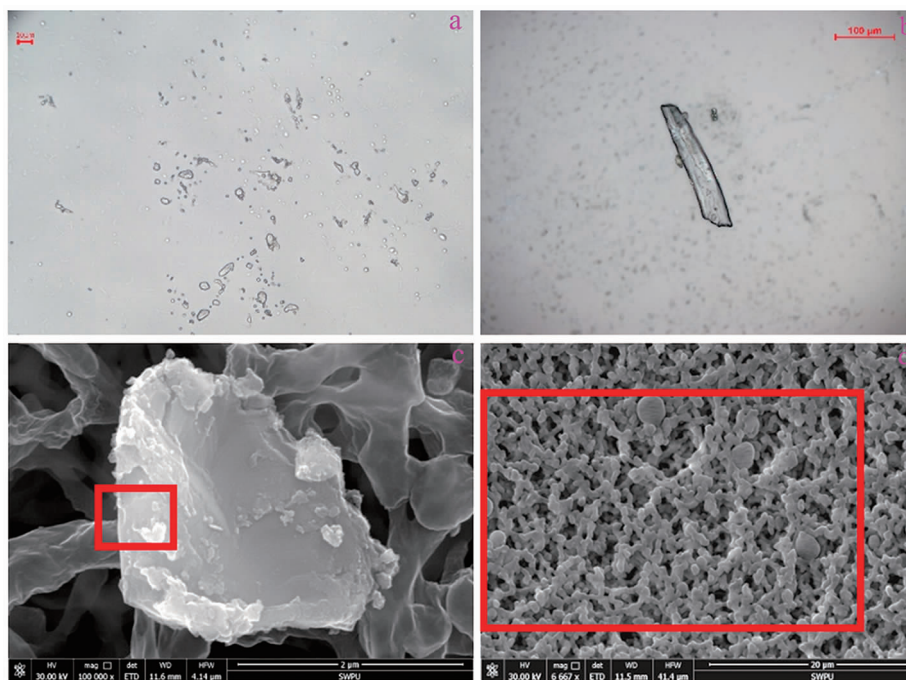


图4 注入水与地层水 3 : 1 混合后沉降垢、悬浮垢微观形貌及悬浮垢局部能谱分析

Fig. 4 Microscopic morphology of precipitated scale and suspended scale resulted from mix of the injected water and formation water in proportion 3 : 1 and the local energy spectrum analysis of suspended scale

a. 沉降垢显微镜照片($\times 10$); b. 沉降垢显微镜照片($\times 20$);

c. 悬浮垢局部放大电镜照片; d. 悬浮垢局部(c 图红框局部)扫描电镜照片

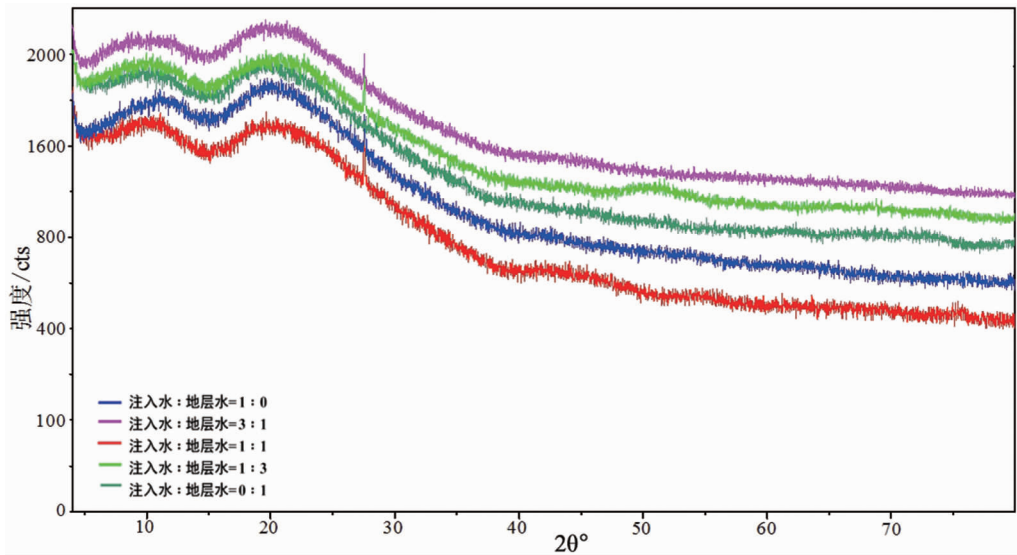


图 5 混合水悬浮物 X 衍射分析图

Fig. 5 XRD analysis of suspended materials in the mixed water

表 3 储层动态配伍性实验评价结果

Table 3 Experimental evaluation results of reservoir dynamic compatibility

岩芯号	深度/m	工作液/实验类型	K_g /mD	Φ /%	K_i /mD	K_r /mD	I /%	损害评价
1-1	1380.42	水敏	907.8	28.97	511.9	259.4	49.3	中等偏弱
1-2	1551.85		545.9	20.42	289.0	143.7	50.3	中等偏强
2-1	1381.73	注入水	787.34	27.42	329.16	184.89	43.83	中等偏弱
2-2	1552.17		751.67	33.79	392.82	254.59	35.19	中等偏弱

注: K_g , 气测渗透率/mD; Φ , 岩芯孔隙度/%; K_i , 初测液测渗透率/mD; K_r , 岩性损害后液测渗透率/mD; I , 岩芯的渗透率损害率/%。

本次研究分别对 PL19-9 油田馆陶组 4 块天然岩芯进行水敏性和动态配伍性实验,参考储层敏感性损害评价标准与指标(SY/T 5358—2010)来确定渗透率降低程度。水敏实验评价结果表明,岩芯水敏损害率在 49.3%~50.3%,损害程度中等偏弱—中等偏强(表 3),临界矿化度为 15000~20000 mg/L。水敏性损害与膨胀性蒙脱石的水化膨胀有关^[10],而馆陶组储层中富含大量的蜂窝状、薄膜状的伊/蒙混层间矿物(见图 1e)。目前油田注入水矿化度约 26401 mg/L,储层地层水矿化度约 16831 mg/L(见表 2),注入水的矿化度大于地层水的矿化度和临界矿化度。因此,目前注入水发生水敏性损害程度小。动态配伍性实验结果表明,当注入水驱替量达到 40 PV 后,岩芯渗透率损害率为 35.2%~43.8%,平均为 39.5%,损害程度中等偏弱(见表 3)。实际储层条件下的注水时间均比实验室强度大很多,因此长期注入后会造造成近井地层的堵塞,导致注水压力持续升高,出现欠注等情况。

综上所述,结垢预测和静态、动态配伍性三者的

评价结果基本一致。注入水在进入地层后会与地层流体、地层矿物存在不配伍现象。注入水进入地层后,与地层水接触形成沉淀(钙质垢为主),在注入水携带作用下,流动到与其相匹配的孔喉处发生堵塞,导致注水困难^[11]。

3 注水工艺对储层的影响

3.1 注水强度的影响

依据 SY/T 5358—2010 行业标准可知岩芯速敏损害率在 72.25%~107.67%,都存在强速敏损害(表 4)。对于油井,速敏会导致油井出砂,对于注水井则会导致储层深部堵塞^[12]。两组速敏实验中岩芯的临界流速都在 0.5 ml/min 左右,换算为临界流速为 4.22 m/d;将目前矿场的注水量折算为注入强度,多数注水井的注入强度高于临界注入量(257 m/d),最高达 409 m/d,因此不可避免地造成微粒运移、孔喉堵塞,引起注入压力升高,注水量下降。

由于高流速流体对地层中的微粒产生较强的冲击力,岩石中孔隙喉道迅速被大量颗粒堵塞,多孔介质渗流能力突然减小,此时的流速即为临界流速。临界流速并不代表着微粒运移的开始,而是稳定“桥堵”的形成。若流速超过某一定值时,则启动微粒易粒径过大,与喉道直径不匹配,无法形成新的“桥堵”,且岩石胶结疏松易冲刷形成优势运移通道^[13]。PL19-9 油田储层微观孔喉分布不均,注水作业过程中若流速过大,微粒发生运移(图 6a),在岩石一侧形成优势通道,另一侧受片状喉道影响易造成微粒堵塞(图 6b)。

对 3-2 岩芯地层水在流速为 6 ml/min 条件下长时间水驱(10 h 以上),然后对岩芯纵向剖开(图 6c),储层岩石结构疏松,可移动地层微粒发生微结构变化。孔喉半径大,出砂致渗透率增加,形成优势通道。孔喉缩小处形成堵塞^[14],导致微观孔喉分布

不均,微粒堵塞在出口端。片状喉道易造成微粒的堵塞,杂基、碎屑颗粒主要集中在片状喉道、窄小喉道入口处,存在明显的微粒运移痕迹。通过对速敏实验岩芯出口端搜集到的产出液在显微镜下进行观察发现,其中含有大量的微粒,证实了驱替过程中岩芯内部发生了微粒运移(图 7)。

由于实验岩芯较短,疏松砂岩驱替过程中存在出砂现象,实验中岩芯的渗透率略均增加。对于酸化后或新投产的油井、水井,应在临界注入量内缓慢增加其注采强度,预防微粒同时启动形成的速敏性损害。

3.2 注水水质的影响

注入水中超标的固体悬浮物、细菌等会堵塞储层孔隙喉道,导致储层渗透率下降^[15]。单独的浅层地下水、生产污水对储层损害较轻。但注入水对岩芯的损害程度随着注入水量的增加而增大^[16]。

表 4 岩芯速敏及水敏实验结果

Table 4 Velocity Sensitivity and Water Sensitivity Experiments on core

岩芯号	深度/m	$\Phi/\%$	K_g/mD	K_i/mD	$Q_c/\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$	$V_c/\text{m} \cdot \text{d}^{-1}$	$D_v/\%$	损害评价
3-1	1379.2	34.76	1078.4	778.45	0.50	4.22	72.25	强
3-2	1380.3	28.97	909.5	610.28	0.50	4.22	107.67	强

注: K_g . 岩芯气测渗透率/mD; Φ . 孔隙度/%; K_i . 初测液测渗透率/mD; Q_c . 临界流量/ $\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$; V_c . 临界流速/ $\text{m} \cdot \text{d}^{-1}$; D_v . 速敏损害率/%。

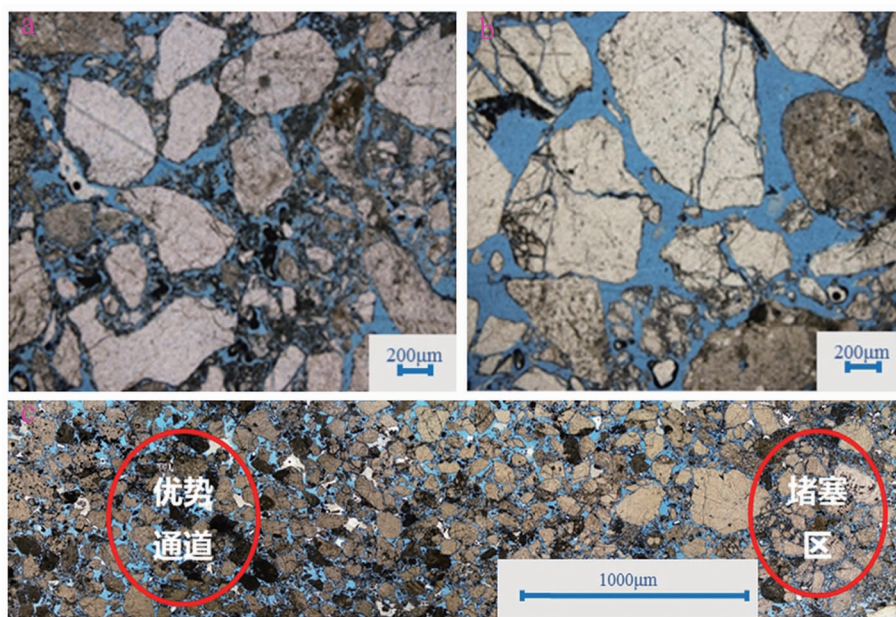


图 6 储层岩芯优势通道形成图

Fig. 6 Formation chart of dominant channel in reservoir core

a. 速敏反应前; b. 速敏反应后; c. 馆陶组储层岩芯速敏实验后纵剖面图

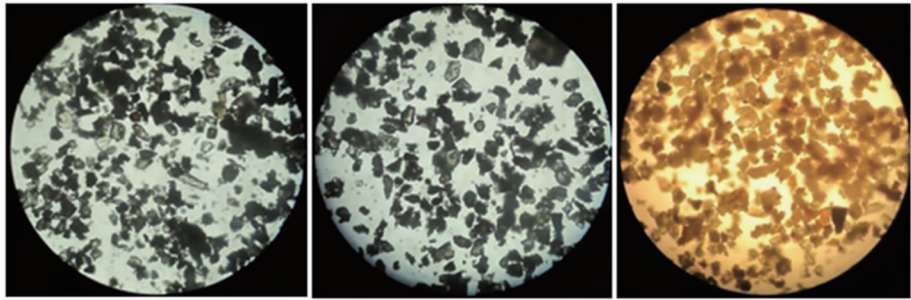


图 7 速敏实验岩芯出口端产出微粒

Fig. 7 Particles produced at the outlet of the tested velocity sensitive core

表 5 注水井井口水质监测数据

Table 5 Water quality monitoring data of injection wellhead

项目	在线监测平均值	控制标准	评价
悬浮固体含量/ $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$	18	≤ 10	超标
悬浮物粒度中值/ μm	2.3	≤ 3	合格
含油率/ $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$	232	≤ 30	严重超标
总铁/ $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$	0.3	≤ 0.5	合格

对处理流程中各注水井井口进行平台水质在线监测,发现多处的固悬物、含油率等不达标(表 5)。含油率 150~380 mg/L,平均 232 mg/L,远超出控制标准 30.0 mg/L。水中含油率超标对储层的伤害不容忽视,油珠比颗粒有着更深入的侵入储层深部的能力。主要表现为随着注水的深入,部分液珠吸附在孔隙的某些部位,直接减小有效孔隙直径,不仅会降低注水效率,还会增加油层的堵塞^[17]。注入水中悬浮物含量平均 18 mg/L,超出注水控制标准 10 mg/L;悬浮物粒径中值平均 2.3 μm ,低于控制标准 3.0 μm ,但 d90 在 4.5 μm 以上,说明注入水中还存在部分颗粒粒径较大的悬浮物。悬浮物易与注入水中的乳化油形成黏性的絮团状、云朵状物质,常规酸难以将其溶解,进入储层会快速沉积并堵塞孔隙喉道,如果不经控制或控制措施不得当将会严重损害储层,造成永久性伤害^[18]。总铁含量低于控制标准 0.5 mg/L,硫化物的含量在标准上下波动,但硫化亚铁沉淀会造成水中悬浮物浓度升高,注入地层会造成储层堵塞。

对注入水悬浮物颗粒进行扫描电镜观察,可见长条状的悬浮物颗粒(图 8a)。能谱分析结果显示主要包含 C、O 元素,也含有少量 Fe、Si、Mg 等元素。局部可见少量地层微粒、铁腐蚀产物(图 8b—图 8d)。由滤膜悬浮物 XRD 分析可知,注入水中悬浮物衍射曲线均无明显矿物衍射峰,说明注入水中

悬浮物主要以有机物质为主。

注入水中有机悬浮物红外谱图特征峰从 475 至 3479 均有分布(图 9),其中 2924.3 和 2726.7 为甲基和亚甲基中 C—H 伸缩振动吸收峰^[19],1378.0 和 1464.0 为甲基和亚甲基特征吸收峰;3479.0 为羧基中 O—H 伸缩振动吸收峰,1111.9 为醚键特征峰,1604.7、870.0—723.7 范围内的吸收峰属于苯环的各种氢的面内吸收。醚键特征峰属于外来成分,原油中一般不含醚,根据现场加药情况判断,为破乳剂成分。其它如甲基、亚甲基、羧基、芳香环、苯环等基团均为原油中的直链烃以及沥青和胶质中的常见基团,芳香环也有可能是环烷酸盐的有机基团。因此可知悬浮物中有机物质的成分主要为直链烃、胶质沥青质以及微量破乳剂成分。在注水过程中,储层温度随注水的进行而降低,导致沥青质在原油中的溶解度下降,沥青质从油相中析出形成固相物质^[20]。胶质—沥青质相互作用特别是通过氢键作用,使胶质、沥青质互相缔合,使微粒保持悬浮状态,而原油中沥青质比例越大,沥青质本身之间的缔合越强,发生沉积,堵塞地层孔隙^[21]。

综上,PL19-9 油田注入水水质指标超标,其中含油量超标 10 倍以上,悬浮物浓度超标 2 倍。注入水中固体悬浮物以有机物为主,主要成分为直链烃、胶质沥青质以及微量破乳剂;无机组分占极少数,主要为含铁腐蚀产物、钙质垢和地层矿物。

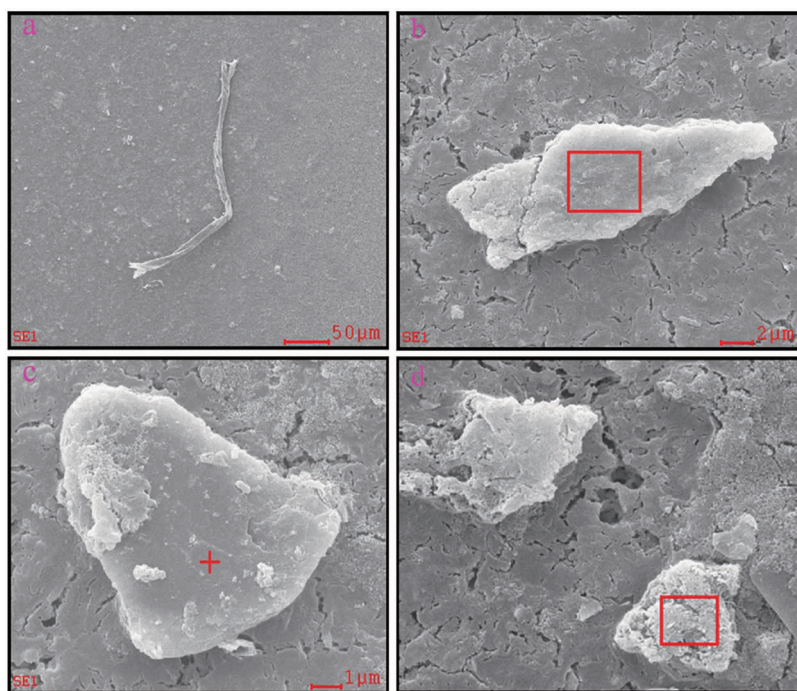


图 8 注入水悬浮物扫描电镜图像

Fig. 8 Electron microscopic scanning images of injected water suspensions

a. 悬浮物全貌, 极少数固体颗粒零散分布; b. 地层微粒、铁腐蚀产物;
c. 地层微粒; d. 有机质、铁腐蚀产物

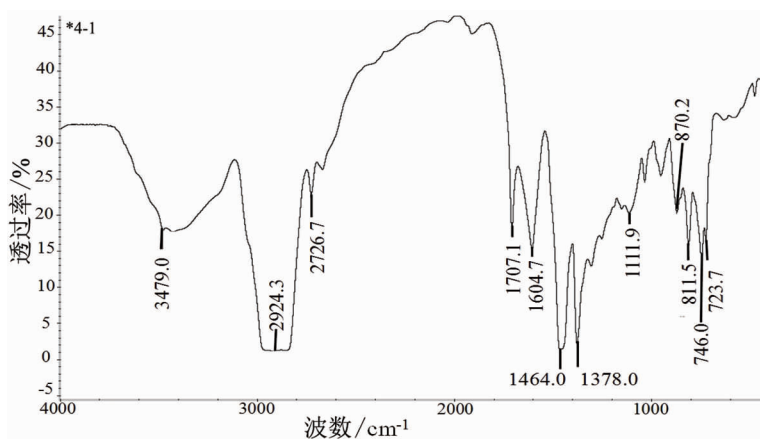


图 9 注入水悬浮物红外光谱分析图

Fig. 9 Infrared spectrum analysis of suspended substances in injected water

4 结语

通过对 PL19-9 油田注水过程中损害机理研究, 得出以下结论:

(1) PL19-9 油田储层岩石强度低, 胶结疏松, 黏土矿物含量高, 以片状和弯片状喉道为主, 储层非均质性强, 易造成严重的层间干扰。非均质性强与

黏土矿物含量高是注水困难的内在因素。

(2) 静态配伍性实验表明, 注入水与地层水轻度不配伍, 混合比例为 3 : 1 时结垢量最大, 垢成分主要为 CaCO_3 , 堵塞孔喉; 动态配伍性实验表明, 注入水对岩芯损害程度为中等偏弱, 注入水会与地层矿物产生不配伍, 造成储层损害。注水井注入强度高, 造成速敏性损害是影响注水效果的重要因素; 而水质中的含油率、固悬物超标是注水困难关键外因。

(3) 针对储层强非均质性, 建议注水井以细分层

注水为主,避免笼统注水。针对水质不达标,需要进一步对水质进行调控优化,提高产出污水的水质处理系统能力,如定期对缓冲罐进行清罐作业,全面治理注入水水质,重点治理悬浮物和含油量等关键性超标指标;同时,在注水井投注初期以及酸化解堵后恢复注水初期,应逐步提高配注量,避免大幅超出临界流速注水,诱发储层速敏损害。

参考文献:

- [1] Mohsenzadeh A, Al-Wahaibi Y, Al-Hajri R, et al. Investigation of formation damage by Deep Eutectic Solvents as new EOR agents [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 129: 130-136.
- [2] 胡书勇. 疏松砂岩油藏大孔道形成及其调堵的随机模拟[D]. 成都: 西南石油大学, 2006.
- [3] Zeinijahromi A, Nguyen T K P, Bedrikovetsky P. Mathematical model for fines-migration-assisted waterflooding with induced formation damage [J]. *SPE-144009-PA*, 2013, 18(3): 518-533.
- [4] Fingas M, Fieldhouse B. Water-in-oil emulsions: Formation and prediction [J]. *Journal of Petroleum Science Research*, 2014, 3(1): 38-49.
- [5] 唐洪明, 朱柏宇, 龚小平, 等. 疏松砂岩稠油油藏油井产能下降潜在因素分析[J]. *油气藏评价与开发*, 2017, 7(6): 39-45.
- [6] 庞丽娜. 纯化油区地层结垢机理及防治技术研究[D]. 山东 青岛: 中国石油大学(华东), 2008.
- [7] 郭敏俊. 高结垢含油污水纳滤处理技术研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2017.
- [8] 宋月, 王尤富, 冯俊. 乌南油田储层敏感性实验评价[J]. *内蒙古石油化工*, 2011, 37(5): 110-111.
- [9] 彭仕宓, 尹旭, 张继春, 等. 注水开发中粘土矿物及其岩石敏感性的演化模式[J]. *石油学报*, 2006, 27(4): 95-96.
- [10] 康毅力, 张杜杰, 游利军, 等. 塔里木盆地超深致密砂岩气藏储层流体敏感性评价[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 3(4): 738-748.
- [11] 刘美遥, 李海涛, 谢崇文, 等. 金县1-1油田沙河街储层注入水与储层配伍性研究[J]. *石油与天然气化工*, 2015, 44(2): 86-90.
- [12] 冯于恬, 唐洪明, 刘枢, 等. 渤中28-2南油田注水过程中储层损害机理分析[J]. *油田化学*, 2014, 31(3): 371-376+399.
- [13] 王行信, 周书欣. 砂岩储层粘土矿物与油层保护[M]. 北京: 地质出版社, 1992: 56-60.
- [14] Faruk Civan. *Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation* [M]. Houston: Gulf Publishing Company, 2000.
- [15] PATTON C C. Water quality control and its importance in waterflooding operations [J]. *J Pet Technol*, 1988, 40(9): 1123-1126.
- [16] 余焱冰, 高建崇, 孟祥海, 等. SZ36-1油田注入水与储层配伍性实验研究[J]. *工业水处理*, 2012, 32(10): 68-71.
- [17] 张宁生. 颗粒与油珠造成地层损害的实验与网络模拟研究[J]. *石油勘探与开发*, 1996, 23(2): 48-51.
- [18] 陈华兴, 唐洪明, 赵峰, 等. 绥中36-1油田注入水悬浮物特征及控制措施[J]. *中国海上油气*, 2010, 22(3): 179-182.
- [19] 荆煦瑛, 陈式棣, 么思云. *红外光谱实用指南* [M]. 天津: 天津科学出版社, 1992: 81-83.
- [20] Hirschberg A, Jong L N J D, Meijers J M, et al. Influence of temperature and pressure on asphaltenes flocculation [J]. *Soc Pet Eng AIME, Pap (United States)*, 1982, spe11202.
- [21] 汪伟英, 周克厚, 王尤富, 等. 原油中有机质沉积的实验研究[J]. *油田化学*, 2002(4): 306-308.

Study on damage mechanism during water injection in PL19-9 Oilfield

PENG Dongyu¹, TANG Hongming¹, SHAN Jincheng², ZHENG Ju², ZHAO Feng¹

(1. School of Geosciences and Technology, Southwest Petroleum University,

Chengdu 610500, China;

2. Tianjin Branch of CNOOC (China) Co., Ltd, Tanggu 300450,

Tianjin, China)

Abstract: Unconsolidated sandstone heavy oil reservoir is typical in PL19-9 oilfield. Shortly after its formal development, PL19-9 oilfield is exposed to a series of problems, such as high injection pressure, underinjection of oil wells, and significant decrease of the crude oil production compared with the original design. On the basis of deepening the study of reservoir geological characteristics of this oilfield, the mechanism of reservoir damage during water injection is clarified by means of reservoir sensitivity mineral analysis, compatibility experiment, electron microscopic energy spectrum, XRD, infrared spectrum analysis, indoor core displacement and platform water quality investigation. The results show that loose rock cementation, high clay mineral content and strong interlayer heterogeneity are the objective factors for difficult water injection; strong sensitivity to flow speed of reservoir and excessive injection intensity are the important reasons affecting water injection effect; slight incompatibility occurs between the injected and formation water, and the proportion of incompatibility is between 3 : 1 and 1 : 3; When 40 PV is used, the damage is medium and weak, the key external cause of the difficult injection is the understandardized water quality, dirt oil, corrosion products and a small amount of scale and formation particles lead to damage of the reservoir. Therefore, corresponding measures such as improving the water absorption capacity of wells, keeping injection-production balance should be taken to promote high efficiency and stable production.

Key Words: loose sandstone; compatibility; sensitivity; quality of the injected water; PL19-9 Oilfield