

渤海D区块沙河街组高温低渗储层压裂液 敏感性伤害及对策

周军良,耿红柳,胡勇,汪全林,何逸凡

(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院,天津塘沽300452)

摘要: 渤海湾盆地渤海D区块沙河街组发育低渗—特低渗透油藏,地层具有异常高温高压特征。通过分析储层填隙物特征和孔隙结构特征,认为渤海D区块沙河街组储层属于中、低孔—低渗型。储层填隙物中易于膨胀及分散运移的伊利石含量较高,储层孔隙空间主要为残余原生孔及溶蚀孔,孔隙和喉道大小为细孔喉级别,孔喉连通性差,非均质性强;通过研究压裂液对储层的敏感性伤害,认为渤海D区块沙河街组储层属中等偏强水敏、弱速敏、中等偏弱碱敏、易水锁伤害。为降低压裂液对储层的敏感伤害、压裂液残留物伤害及与地层环境不配伍造成的储层伤害,渤海D区块高温低渗储层的压裂液须具有耐高温、弱碱性特性,且配方中宜添加防膨剂、稳定剂、缓冲剂和助排剂。

关键词: 高温低渗储层;储层敏感性;压裂液;沙河街组;渤海湾盆地

中图分类号: P618.13;TE348 **文献标识码:** A

0 引言

近年来,压裂工艺为陆上低渗透、特低渗透乃至致密油藏、页岩气藏实现规模生产的有效开发方式^[1-2],但其在改善储层物性的同时,还会对储层造成伤害^[3-4]。压裂对正常地温条件下储层造成的伤害主要体现在压裂液使储层发生碱敏、水敏、水锁、速敏伤害及压裂液残渣堵塞孔喉等方面,储层伤害研究侧重于储层的敏感性特征及压裂液残渣等^[5-7],而在高温低渗储层压裂液损害方面尚未系统开展过研究。储层的敏感性控制因素包括储层的孔喉特征、填隙物中黏土矿物的分布以及储层的物性特征等^[8-9]。渤海湾盆地渤海D区块沙河街组二段、三段发育低渗—特低渗透油藏,地层具有异常高温高压特征,储层孔隙结构复杂,不同区块、不同层位单井产能差异较大^[10-11],常规低渗油藏通过常规开发方

式试采试注取得了一定效果,但常规低渗油藏的高效开发及特低渗油藏的有效动用迫切需要尝试压裂工艺,前人未开展过压裂液对该区高温低渗伤害方面的研究,而这是指导后期压裂液选取及压裂效果评价的重要工作。本文在分析渤海D区块沙河街组储层特征的基础上,根据该区高温低渗储层特征以及油藏特征,结合取芯、物性分析、薄片鉴定、扫描电镜观察、压汞、黏土矿物分析及敏感性实验等资料,探讨压裂液对高温低渗储层造成的伤害,以期指导该区压裂液体系及配方的选取,并为后期压裂效果评价提供理论依据。

1 区域地质概况及储层基本特征

渤海D区块位于渤海南部海域,构造上处于渤南低凸起及埕北低凸起之间,北与渤中凹陷、沙南凹陷相邻,南与黄河口凹陷、沾化凹陷相邻,是油气富

收稿日期: 2017-07-26; 责任编辑: 赵庆

基金项目: 中国海洋石油总公司重大科技专项“渤海典型低孔低渗油藏勘探开发关键技术研究与实践”(编号:CNOOC-KJ125ZDXM07LTDTJ02)和国家重大科技专项“海上油田丛式井网整体加密及综合调整油藏工程技术示范”(编号:2011ZX05057-001)资助。

作者简介: 周军良(1983—),男,工程师,硕士,主要从事油气田评价与开发地质综合研究工作。通信地址:天津市滨海新区海川路2121号,渤海石油管理局B座渤海石油研究院;邮政编码:300459;E-mail:zhoujl4@cnooc.com.cn

集的有利区块(图 1)。该区地层由深到浅发育沙河街组(三段、二段、一段)、东营组、馆陶组、明化镇组及平原组,低渗油层主要发育于沙河街组二段和三段,埋深 3 200~3 800 m,烃源岩及盖层主要为上覆东营组及沙河街组内部的大套泥岩。沙河街组三段为盆地断陷期发育的扇三角洲-深湖沉积,沙河街组二段为盆地断陷过渡阶段发育的辫状河三角洲-滨浅湖沉积^[12-14]。沙河街组实测油藏温度为 127~135 ℃,温度梯度为 3.76 ℃/100 m,地层压力 42.0~57.0 MPa,压力系数为 1.40~1.59,具有异常高温高压的特征。沙河街组油藏地面原油黏度平均 8.04 mPa·s,含蜡量平均 17.44%,凝固点平均+24 ℃,胶质+沥青质含量平均 17.14%,具有含蜡量高、凝固点高、胶质沥青质含量高的特征。地层水为碳酸氢钠型,矿化度 2 988~8 907 mg/L,氯离子含量 344~1 117 mg/L,pH 值 7.0~9.2。

2 沙河街组二段、三段高温低渗储层特征

2.1 填隙物特征

利用岩石薄片鉴定、X-衍射分析等手段对 261 个样品进行了分析(图 2,表 1)。沙河街组二段储层主要为岩屑长石砂岩(图 2a),石英含量 49.5%,长石含量 35.3%,碎屑颗粒呈点线接触,填隙物含量 12.0%,主要成分为碳酸盐和黏土矿物。碳酸盐体积分数平均为 5.7%,以方解石和白云石为主;黏土矿物体积分数平均为 5.2%,主要为伊利石,相对质量分数平均为 81.4%,其次为伊/蒙混层、高岭石、绿/蒙混层、绿泥石(表 1)。沙河街组三段储层主要

为岩屑长石砂岩(图 2b),石英含量 44.6%,长石含量 36.1%,碎屑颗粒呈点线接触,填隙物含量 15.6%,主要是碳酸盐和黏土矿物。碳酸盐体积分数平均为 8.2%,以方解石和白云石为主,黏土矿物体积分数平均为 4.2%,主要为伊利石,相对质量分数平均为 89.1%,其次为伊/蒙混层、高岭石、绿/蒙混层、绿泥石(表 1)。沙河街组二段、三段储层中碳酸盐胶结物以颗粒形式充填粒间(图 3a),伊利石以片状、丝状包裹于碎屑颗粒表面(图 3b)。伊利石含量较高会降低储层物性,同时对储层的敏感性有很大影响^[11,15]。

2.2 孔隙结构特征

利用岩石薄片鉴定、压汞等手段对 139 个样品的孔隙结构特征进行研究及定量分析(图 3,表 2)。孔隙类型主要为残余原生粒间孔以及长石、岩屑被溶蚀形成的溶蚀孔隙(图 3c),喉道形态主要表现为孔隙缩小型、片状喉道(图 3d)。沙河街组储层喉道半径主要为 0.02~4.50 μm,平均 0.83 μm,孔喉半径主要为 0.02~9.38 μm,平均 1.41 μm,整体为细孔喉级别;最大连通孔喉半径主要为 1.23~25.75 μm,平均 8.72 μm,显示非均质性强。受沉积环境、成岩作用的影响,沙河街组二段和三段储层的喉道半径、孔喉半径的均值相差不大,但连通程度、分选以及分布特征存在差异,沙二段孔喉的连通性、分选性优于沙三段(表 2)。从孔喉分布特征(图 4)可见,沙二段孔喉半径主要为 1~5 μm,占比 56.5%(图 4a);沙三段孔喉半径主要<1 μm,占比 66.1%(图 4b)。综上,沙河街组储层属中、低孔-低渗储层,沙二段的孔隙结构特征要优于沙三段。

3 压裂液对储层的敏感性伤害及对策

3.1 水敏伤害及对策

压裂液随压裂施工进入地层,由于其滤液在成分及矿化度等方面存在差异,会使储层填隙物中黏土矿物膨胀或分散,造成储层渗透率降低。沙河街组储层中黏土矿物主要为伊利石,压裂液携带的外来矿物附着后,会使黏土矿物发生破碎、膨胀或结构改变,导致储层孔隙空间及喉道缩小或堵塞,使储层渗透率降低,造成储层水敏伤害^[8-9]。采用沙河街组 8 个岩芯样品,结合地层水特征,对沙河街组储层水敏性进行评价。实验结果(图 5)显示,沙二段岩芯(图 5 中的样品 1—样品 5)和沙三段岩芯(图 5 中的

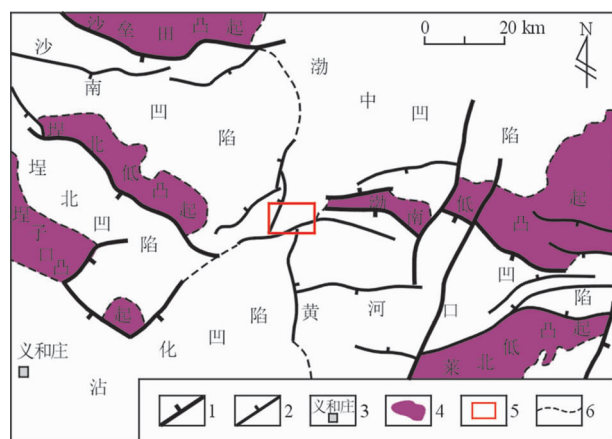


图 1 渤海 D 区块区域构造位置图

Fig. 1 The regional structural location of Bohai block D

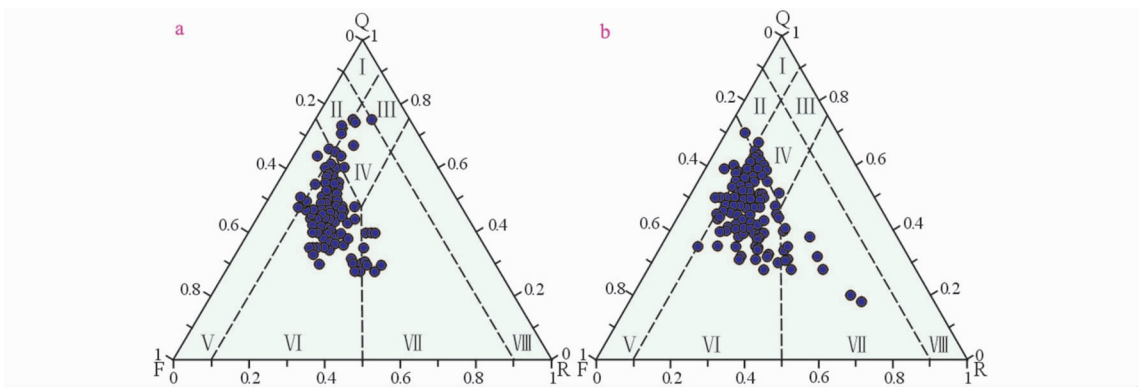


图 2 渤海 D 区块沙河街组岩石类型

Fig. 2 Rock types of Shahejie formation in Bohai block D

a. 沙河街组二段; b. 沙河街组三段

I. 石英砂岩; II. 长石质石英砂岩; III. 岩屑质石英砂岩; IV. 长石岩屑质石英砂岩; V. 长石砂岩;
VI. 岩屑长石砂岩; VII. 长石岩屑砂岩; VIII. 岩屑砂岩

表 1 渤海 D 区块沙河街组黏土矿物分析数据

Table 1 Clay mineral content of Shahejie Formation in Bohai block D

层位	伊/蒙混层		伊利石		高岭石		绿泥石		绿/蒙混层	
	$w_B/\%$	占比/%	$w_B/\%$	占比/%	$w_B/\%$	占比/%	$w_B/\%$	占比/%	$w_B/\%$	占比/%
沙二段	0~46.0	13.9	26.7~100.0	81.4	0~39.0	2.8	0~3.3	0.7	0~20.0	1.2
沙三段	0~28.5	4.2	61.0~100.0	89.1	0~23.4	3.7	0~6.0	0.5	0~26.0	2.4

注: w_B 为质量分数。

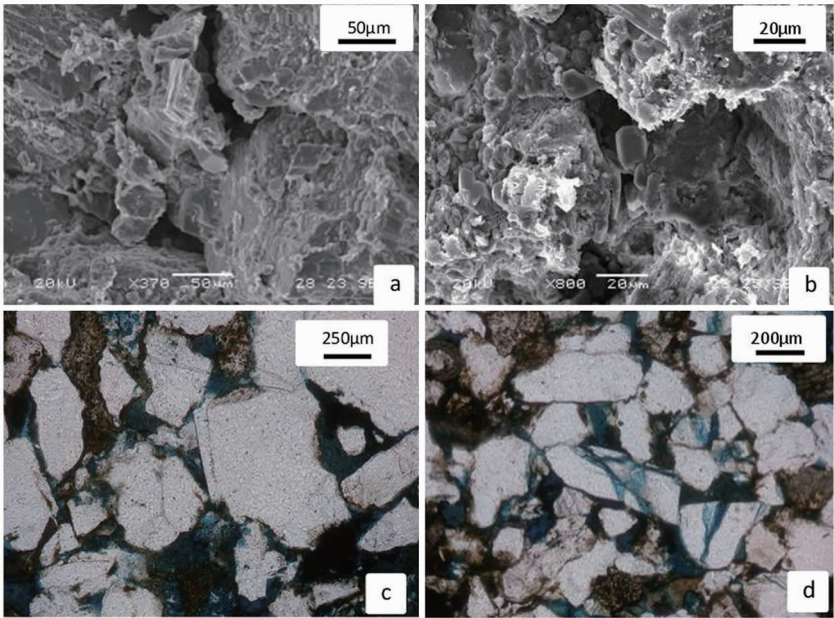


图 3 渤海 D 区块沙河街组储层微观特征

Fig. 3 Reservoir microscopic characteristics of Shahejie formation in Bohai block D

a. 方解石颗粒充填粒间, D-1-B4 井, 3 356.4 m;
b. 片状和丝状伊利石包裹颗粒表面, D-1-5 井, 3 343.4 m;
c. 残余粒间孔及溶蚀孔隙, D-1-B4 井, 3 356.4 m;
d. 缩小型及片状喉道, D-1-B4 井, 3 360.8 m

表2 渤海D区块沙河街组孔喉定量分析数据

Table 2 Pore and throat quantitative analysis of Shahejie Formation in Bohai block D

层段	孔隙度/%	渗透率/mD	平均喉道半径/ μm	饱和度中值半径/ μm	孔喉半径均值/ μm	最大连通孔喉半径/ μm	孔喉分选系数	相对分选系数
沙二段	6.0~24.0 /15.4	0.01~466.50 /35.15	0.02~4.50 /0.99	0.03~6.71 /1.00	0.02~7.28 /1.55	12.65~25.75 /14.96	0.04~6.72 /2.05	0.78~15.87 /2.31
沙三段	1.2~14.8 /7.1	0.01~155.00 /11.99	0.03~3.84 /0.67	0.03~4.83 /0.94	0.02~9.38 /1.27	1.23~6.02 /2.47	0.06~14.23 /3.03	0.82~6.95 /3.04

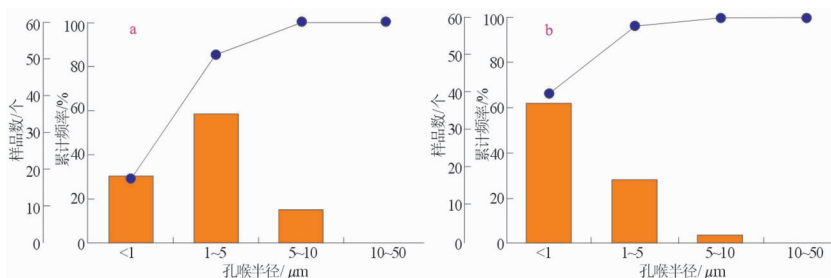


图4 渤海D区块沙河街组储层孔喉分布特征

Fig. 4 Pore and throat distribution of Shahejie Formation in Bohai block D

a. 沙河街组二段; b. 沙河街组三段

样品6—样品8)的水敏性程度整体表现为中等偏强水敏,水敏指数为15.71%~75.00%,平均分别为56.4%和52.7%,主要是因为沙二段和沙三段储层岩石中易于水化膨胀的伊利石含量均较高,而蒙脱石不发育。由于伊利石主要以薄膜状分布于颗粒表面或充填粒间,水化膨胀后,孔喉变小变窄导致渗透率降低,最终会影响压裂的效果。为降低压裂液水敏伤害,需在压裂液中加入黏土防膨剂或稳定剂,防膨剂可增强黏土颗粒间的吸附力,防止遇水膨胀,稳定剂可形成黏土颗粒的保护膜,防止黏土颗粒在压裂时发生破碎、膨胀,以及结构改变后的分散和运移。

3.2 碱敏伤害及对策

当碱性压裂液进入地层后,不仅会与储层中石

英、长石等碎屑颗粒以及黏土矿物等填隙物等反应形成硅酸盐物质,附着在颗粒表面或充填粒间,使得孔隙及喉道缩小乃至堵塞^[16-17]。通过分析沙河街组6个岩芯样品,对沙河街组储层进行碱敏评价。实验结果(图6)显示,沙河街组储层的临界pH值为7.0~8.5,碱敏性程度整体表现为中等偏弱,沙二段5个样品碱敏指数平均44.5%,仅样品2为特低渗岩样,渗透率为3.2 mD,碱敏指数为100%;沙三段仅1个样品,无碱敏特征。这主要是因为沙二段和沙三段储层岩石中不含蒙脱石,以 K^+ 为主的伊利石含量较高,富含硅质的高岭石含量较低,而相对稳定的石英颗粒含量较高,因此碱性压裂液与储层中矿物反应形成的硅胶体沉淀较少,对孔喉的堵塞能力有限。由于沙河街组储层的非均质性较强,为降

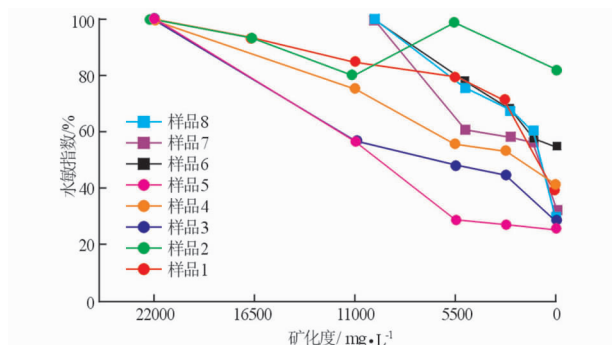


图5 渤海D区块沙河街组储层水敏实验曲线

Fig. 5 Curve of water sensitivity experiment of Shahejie formation in Bohai D block D

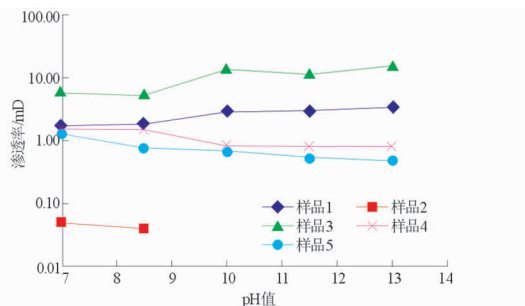


图6 渤海D区块沙河街组储层碱敏实验曲线

Fig. 6 Curve of alkali sensitivity experiment of Shahejie formation in Bohai block D

低碱性压裂液对特低渗储层的碱敏伤害,应在压裂前置液中使用适宜的缓冲剂体系,通过改善压裂滤失液的酸碱度,预防压裂液碱敏伤害,达到提高压裂效果的目的。

3.3 水锁伤害及对策

低渗储层中孔喉细小,且局部连通性差,油气主要富集在较大的连通孔喉中,压裂液进入储层后,滤液主要处于亲水岩石颗粒的表面、孔喉的边角及狭窄部位,随着压裂液的不断进入,滤液量进一步增大,孔喉中含水饱和度也进一步增大,不断挤压油气富集空间,占据较为细小的孔喉空间,会导致储层水锁伤害的发生^[18-20]。将岩样抽空饱和模拟油,测模拟油渗透率后,反向注水至稳定,然后正向模拟油驱至稳定,再测外来水入侵后的油相渗透率,然后求取水锁前后模拟油渗透率的下降率,对水锁效果进行评价。沙河街组 6 个样品的分析结果(表 3)表明,沙二段和沙三段储层水锁效应明显,整体水锁损害程度较强。这主要是因为沙河街组储层岩石中伊利石含量整体较高,其吸水性强,岩芯束缚水饱和度升高,导致渗透率降低,水锁严重。为降低压裂液滤失对储层造成的水锁伤害,需要在压裂液中增加助排剂,通过降低流体在储层中排出时所需克服的毛管

力,较好实现压裂液的返排,防止储层水锁伤害。

3.4 速敏伤害及对策

压裂过程中,当压裂液进入储层时,受压力及流速变化的影响,储层碎屑颗粒、碎屑颗粒间填隙物都会随着压裂液的运动发生迁移,从而对储层造成伤害^[17,21]。沙河街组储层岩石碎屑颗粒整体呈点线接触,胶结物含量相对较高,压实和胶结程度相对较强,但碎屑颗粒表面及粒间有碳酸盐及伊利石等胶结物附着,会对储层速敏有一定影响。采用沙河街组 9 个岩芯样品,结合地层水及原油特征,对沙河街组储层进行速敏评价。实验结果(表 4)显示,沙河街组岩芯速敏指数较小,渗透率伤害为 0~26.96%,速敏性较弱,但临界流速为 0.1~3.0 mL/min,变化范围大。这主要是因为沙二段、沙三段储层岩石胶结作用相对较强,且伊利石主要呈薄膜型包裹在碎屑颗粒表面,流体作用下碎屑颗粒及填隙物不易发生脱落、运移。但考虑沙河街组储层临界流速变化范围较大,压裂施工时要考虑压裂液进入和返排速度的影响,需要时可加入黏土矿物稳定剂,防止因流速过高导致伊利石薄膜脱落、运移对储层造成伤害。

3.5 残留物伤害及对策

表 3 渤海 D 区块沙河街组储层水锁评价

Table 3 Water lock evaluation of Shahejie Formation in Bohai block D

层位	样品号	空气渗透率 /mD	模拟油渗透率 /mD	模拟外来水入侵后 油相渗透率/mD	水锁前后模拟油渗 透率下降率/%	水锁伤害评价
沙二段	1	47.240	10.730	1.030	90.4	极强
	2	23.370	3.670	0.570	84.5	强
	3	3.130	0.160	0.005	96.6	极强
沙三段	4	4.200	0.290	0.054	81.5	强
	5	0.870	0.020	0.004	80.5	强
	6	2.780	0.029	0.019	31.6	中等偏弱

表 4 沙河街组储层速敏评价

Table 4 Velocity sensitivity evaluation of Shahejie formation in Bohai block D

层位	样品号	孔隙度	渗透率/mD	速敏指数/%	临界流速/(mL/min)	速敏伤害评价
沙二段	1	18.4	208.500	0.00	0.80	无
	2	13.2	7.400	26.96	0.10	弱
	3	13.4	41.300	12.90	3.00	弱
	4	13.6	27.000	10.00	0.30	弱
	5	16.1	7.200	0.00	0.00	无
	6	16.6	167.700	0.00	0.00	无
沙三段	7	14.9	4.550	24.10	1.00	弱
	8	15.3	2.630	1.99	0.75	无
	9	11.0	3.600	16.80	0.75	弱

压裂液残留物主要包括压裂液残渣与残胶,其随着人工裂缝的开启进入地层,粗粒径的残渣或残胶在人工裂缝壁面形成滤饼,在降低压裂液滤失的同时,能够阻止压裂液中其它微粒的运移,从而降低储层伤害,因此较粗粒径的残渣或残胶对于低渗透或特低渗透储层的伤害程度是有限的,但其中细粒径的残渣或残胶则会穿过滤饼,随着人工裂缝进入到储层深部,堵塞孔喉,对储层造成伤害^[22-23]。研究发现常用压裂液残留物的粒径为 $2.25 \sim 8.39 \mu\text{m}$ ^[6],残留物对导流能力的伤害率在 30% 以上^[24]。沙河街组储层孔喉半径主要为 $0.02 \sim 9.38 \mu\text{m}$,平均 $1.41 \mu\text{m}$,且非均质性强,为避免压裂液残渣形成的滤饼堵塞或桥堵等对储层造成伤害,压裂液应选用清洁无残渣压裂液、植物胶型低浓度压裂液、纤维素压裂液或国内外新研制的无残渣型压裂液。

4 压裂液对储层伤害的其它因素及对策

4.1 地层温度及对策

对于低渗透、特低渗透乃至致密油藏而言,压裂增产措施能否成功实施,选择的压裂液是否与地层条件相适应是非常关键的^[25-26]。研究区沙河街组温度为 $127 \sim 135^\circ\text{C}$,温度梯度为 $3.76^\circ\text{C}/100\text{m}$,属于异常高温环境。高温条件下,普通压裂液容易失效变质而对储层造成伤害。此外,压裂液属低温流体,进入地层后会带来冷伤害,压裂过程中“冷”压裂液进入地层后迅速降低井底及裂缝附近地层温度,会导致油藏流体中沥青、石蜡等大量析出,堵塞射孔孔眼及生产管柱,影响压裂效果^[27-28]。研究区油藏原油沥青质含量低,但含蜡量高,因此要选择耐高温压裂液,同时应考虑冷伤害过程中石蜡析出对储层的伤害及相应对策。

4.2 流体性质及对策

当地层原油中蜡质含量较高时,强碱性压裂液会与高含蜡原油反应形成有机垢絮凝堵塞孔喉,当地层水矿化度较高时,强碱性压裂液会与地层水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 反应形成 CaCO_3 或氢氧化物沉淀堵塞孔喉,对储层造成伤害^[16-17]。研究区沙河街组原油含蜡量高,地层水为碳酸氢钠型, Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 含量低,以 Cl^- 、 Na^+ 、 HCO_3^- 为主,因此,要选择弱碱性压裂液以避免有机垢的形成对储层造成伤害。

5 结论

(1)渤海 D 区块沙河街组高温低渗储层岩性为岩屑长石砂岩,填隙物主要为碳酸盐及黏土矿物,黏土矿物中伊利石含量相对较高,孔隙类型主要为残余原生粒间孔及溶蚀孔隙,喉道形态主要表现为孔隙缩小型、片状喉道,孔喉整体以细孔喉为主,非均质性强。

(2)研究区沙河街组高温低渗储层压裂液敏感性的主要因素为储层的细孔喉结构、强非均质性以及高伊利石含量,使得储层具有中等偏强水敏、弱速敏、中等偏弱碱敏、水锁偏强的敏感性特征,应选用清洁压裂液并在配方中增加黏土防膨剂、稳定剂、缓冲剂、助排剂以防止储层敏感性伤害。

(3)研究区沙河街组高温低渗储层原油含蜡量高,耐高温、弱碱性压裂液的选取以及避免低温压裂液对高温储层的冷伤害也是预防压裂液对储层伤害的重要手段。

参考文献:

- [1] 杨兆中, 苏洲, 李小刚, 等. 水平井交替压裂裂缝间距优化及影响因素分析[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(3): 11-17.
- [2] 赵立强, 刘飞, 王佩珊, 等. 复杂水力裂缝网络延伸规律研究进展[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(4): 562-569.
- [3] Weaver J D, Nguyen P D, Loughry R A. Stabilising fracture faces in water-sensitive shale formations[R]. SPE Eastern Regional Meeting: SPE 149218, 2011.
- [4] 段春节, 魏旭光, 李小冬, 等. 深层高压低渗透砂岩油藏储层敏感性研究[J]. 地质科技情报, 2013, 32(3): 94-99.
- [5] 徐会林, 王新海, 魏少波, 等. 四川盆地高石梯—磨溪区块震旦系储层敏感性实验评价[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(2): 13-17.
- [6] 王明磊, 张遂安, 关辉, 等. 致密油储层特点与压裂液伤害的关系: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 段为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(5): 848-854.
- [7] Xu Feng, Guo Xiao, Zhao Yong, et al. Case study: Numerical simulation on formation damage in low-permeability gas reservoir [R]. SPE Enhanced Oil Recovery Conference: SPE 150750, 2011.
- [8] 欧阳传湘, 邓志颖, 张伟. 轮古 7 井区三叠系砂岩储层黏土矿物特征及敏感性损害研究[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(5): 111-114.
- [9] 田建峰, 高永利, 张蓬勃, 等. 鄂尔多斯盆地合水地区长 7 致密油储层伊利石成因[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 700-707.
- [10] 杨玉卿, 潘福熙, 田洪, 等. 渤中 25-1 油田沙河街组低孔低

- 渗储层特征及分类评价[J]. 现代地质, 2010, 24(4): 685 - 693.
- [11] 孙海涛, 李超, 钟大康, 等. 渤中 25-1 油田沙三段低渗储层特征及其成因[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(3): 11 - 16, 21.
- [12] 吉双文. 渤海湾盆地喜马拉雅运动幕次划分及演化特征[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(4): 38 - 42.
- [13] 项华, 徐长贵. 渤海海域古近系隐蔽油气藏层序地层学特征[J]. 石油学报, 2006, 27(2): 11 - 15.
- [14] 邓运华, 李建平. 渤中 25-1 油田勘探评价过程中地质认识的突破[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(6): 646 - 652.
- [15] 廖纪佳, 唐洪明, 朱筱敏, 等. 特低渗透砂岩储层水敏实验及损害机理研究: 以鄂尔多斯盆地西峰油田延长组第 8 油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(2): 321 - 328.
- [16] 刘洪升, 刘耀旭, 杨洪, 等. 碱敏储层压裂损害机理与保护技术研究及应用[J]. 断块油气田, 2004, 11(5): 72 - 74.
- [17] 李云, 祁利祺, 胡作维, 等. 准噶尔盆地阜东斜坡中侏罗统头屯河组储层敏感性特征[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(1): 52 - 57.
- [18] 庞振宇, 孙卫, 李进步, 等. 低渗透致密气藏微观孔隙结构及渗流特征研究: 以苏里格气田苏 48 和苏 120 区块储层为例[J]. 地质科技情报, 2013, 32(4): 133 - 138.
- [19] 雷茹, 任晓娟. 低渗透砂岩气藏水锁伤害方式对比实验研究[J]. 岩性油气藏, 2008, 20(3): 124 - 127.
- [20] 管保山, 周焕顺, 程玉梅, 等. 鄂尔多斯盆地西峰油田压裂液对储层伤害的微观机理研究[J]. 中国石油勘探, 2007, 59(4): 59 - 62.
- [21] 韩登林, 张双源, 袁文芳, 等. 储层速敏效应形成机理及其垂向差异因素分析: 以塔北隆起吉拉克地区三叠系储层为例[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(5): 19 - 24.
- [22] 庄照锋, 赵贤, 李荆, 等. HPG 压裂液水不溶物和残渣来源分析[J]. 油田化学, 2009, 26(2): 139 - 141.
- [23] 马万正, 申金伟, 张敏, 等. 清洁压裂液对阜东斜坡区头屯河地层伤害研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2013, 28(5): 83 - 88.
- [24] 曲占庆, 周丽萍, 郭天魁, 等. 基于灰色关联法的裂缝导流能力影响因素分析[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2015, 30(4): 82 - 86.
- [25] 鲍文辉, 王杏尊, 郭布民, 等. 高温压裂液体系研发及在海上气田的应用[J]. 断块油气田, 2013, 20(6): 794 - 796.
- [26] 张玉广, 张浩, 王贤君, 等. 新型超高温压裂液的流变性能[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36(1): 165 - 169.
- [27] 姜阿娜. 王家岗油田高凝油储层热污水压裂液技术[J]. 特种油气藏, 2013, 20(6): 126 - 128.
- [28] 刘海庆, 姚传进, 蒋宝云, 等. 低渗高凝油藏堵塞机理及解堵增产技术研究[J]. 特种油气藏, 2010, 17(6): 103 - 106.

Discussion on fracturing fluid damage to high temperature low permeability reservoirs in Bohai block D

ZHOU Junliang, GENG Hongliu, HU Yong, WANG Quanlin, HE Yifan

(Bohai Oilfield Research Institute, CNOOC China Limited, Tianjin Branch, Tanggu 300452, Tianjin, China)

Abstract: In Shahe Street formation of Bohai D block D oil reservoirs with low and very low permeability are developed. The strata are characterized by extremely high temperature and pressure. Analysis of characteristics of filling material and pore structure shows that the reservoirs belong to medium-low porosity reservoir. Content of illite which is easily swollen and dispersed and transported is high. Pore in the reservoir is dominated by residual primary pore and dissolved pore with fine throat. The throat connection is poor and the heterogeneity strong. Study on fracturing fluid damage to sensitivity of reservoir shows that the reservoir belongs to medium and slightly stronger water sensitivity, weak velocity sensitivity, weak and slightly stronger alkali sensitivity and easy water locking damage and damage of the residual fluid and damage of incompatibility of the fracturing fluid and the strata environment. In view of that the fracturing fluid for the reservoir must be weak alkaline and anti-high temperature the fracturing fluid formula should include anti-swelling agent, stabilizing agent, buffering agent and cleanup additives.

Key Words: reservoir with high temperature and low permeability; reservoir sensitivity; fracturing fluid; Shahejie formation; Bohai Bay Basin