

渤海油藏高渗透层封堵剂组成优化及其影响因素实验研究

王婷婷¹, 卢祥国¹, 潘赫¹, 陈阳¹, 刘进祥¹, 吴晗¹, 张云宝^{1,2}, 夏欢²

(1.东北石油大学 提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163318;

2.中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300450)

摘要:因海上油田具有渗透率较高且大孔道发育的特点,常规封堵剂难以满足其优势通道封堵技术经济要求。为解决该问题并能对渤海油藏高渗透层进行有效封堵,以渤海油藏储层特征及流体性质为基础,以化学分析、物理模拟、仪器检测为技术手段,以油藏工程和无机化学为理论指导,在油藏温度条件下开展了封堵剂组成优化及其影响因素实验研究。结果表明,从封堵剂固化时间、酸溶性和抗压强度等方面考虑,推荐固化剂为NaOH,增粘剂为无机增粘剂,缓凝剂为复合缓凝剂。在固化剂、增粘剂、缓凝剂和主剂等组分中,缓凝剂对封堵剂固化时间影响较明显。缓凝剂质量分数为0.1%~0.5%时,固化时间为5.5~480 h且可调节。

关键词:渤海油藏 高渗透层 封堵剂 影响因素 组成优化

中图分类号:TE345

文献标识码:A

Experimental study on the composition optimization of plugging agents and its influencing factors for highly permeable layers of Bohai Oilfield

WANG Tingting¹, LU Xiangguo¹, PAN He¹, CHEN Yang¹, LIU Jinxiang¹, WU Han¹, ZHANG Yunbao^{1,2}, XIA Huan²

(1.Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery, Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China; 2.Tianjin Branch Company, CNOOC Ltd., Tianjin City, 300450, China)

Abstract: Due to the high permeability and the development of high-capacity channels in offshore oilfields, it is difficult for the conventional plugging agents to meet the technical and economic requirements of plugging. In order to solve this problem and plug the highly permeable layers effectively, the composition of plugging agent was optimized and its influencing factors were studied through experiments under the reservoir temperature condition based on the reservoir characteristics and fluid properties of Bohai Oilfield. Physical simulation and instrument testing was done theoretically guided by inorganic chemistry and reservoir engineering. Considering the curing time, the acid solubility and the compressive strength of the plugging agent, NaOH, inorganic tackifier and compound retarder were recommended as the best choice for the curing agent, the tackifier and the retarder. The influence of retarder on the curing time of the plugging agent is the most obvious compared with the components of tackifier, curing agent, retarder and main agent. When the concentration of retarder is from 0.1% to 0.5%, the curing time ranges from 5.5 hours to 480 hours.

Key words: Bohai Oilfield; highly permeable layers; plugging agents; influencing factors; composition optimization

渤海海域稠油油藏较多,油藏类型复杂,储层 具有厚度大、渗透率高、非均质性强、岩石胶结强度

收稿日期:2018-07-18。

作者简介:王婷婷(1992—),女,黑龙江齐齐哈尔人,在读博士研究生,从事提高油气采收率方向的研究。联系电话:(0459)6503406, E-mail:wangtingting0527@163.com。

基金项目:国家“十三五”科技重大专项“渤海双高油田多级窜逸堵/调/驱一体化技术研究及示范”(2016ZX05058-003-010)。

低和单井注采强度大等特点,开采难度较大^[1-3]。因此,采油工程技术领域面临诸多难题和挑战,要实现和保持年产油气量 $3\,000\times 10^4\text{ t}$ 的目标,就必须通过采油新工艺技术突破来实现老油田挖潜。在中海石油科技领先战略指引下,渤海油田以稳油控水为出发点,以早注水、注好水、注够水和精细注水为主线,以提高动用储量和单井产能为目的,以加快采油速度和提高采收率为最终目标,形成了一系列诸如稠油油藏高效开发开采工艺技术、海上稠油油藏提高采收率技术和海上油田复杂井治理技术,有效地减缓了老油田递减速度,为实现预定生产目标奠定基础^[4-7]。但随着油田开采时间的增加,注采井优势通道对注聚合物或注水开发效果影响日渐严重,已成为制约油田高效开发技术难题之一。近年来,中国陆地油田在优势通道治理研究和矿场实践方面取得丰硕成果,形成了以聚合物体膨颗粒、淀粉-丙烯腈凝胶和复合离子聚合物凝胶等为代表的大孔道封堵技术,取得了良好增油降水效果^[8-11]。与陆地油田相比较,海上油田在储层地质特征、注采参数和完井方式等方面存在较大差异。首先,海上油田储层岩石胶结强度极低;其次,单井注采强度较大,水流冲刷作用较强,极易破坏岩石结构,形成大尺寸优势通道;再者,为防止储层结构破坏后出砂,海上油田油水井皆采取优质筛管完井方式(网孔直径为70目)。因此,陆地油田广泛应用的颗粒类封堵剂因过筛管问题而无法使用,聚合物凝胶类封堵剂因封堵强度低和药剂费用高等因素的制约而无法实现大尺寸优势通道封堵技术及经济指标要求^[12-16]。为解决海上油田大尺寸优势通道封堵技术难题,以无机化学和油藏工程等理论指导,以化学分析、仪器检测和物理模拟等为技术手段,以渤海油藏储层和流体为研究对象,开展封堵剂组成优化和性能评价实验研究,以期为后续矿场试验提供重要决策依据。

1 实验器材与方法

1.1 实验器材

封堵剂配制和储存仪器设备主要包括HJ-6型多头磁力搅拌器、电子天平、烧杯、试管、HW-ⅢA型恒温箱和WSM-200KN压力试验机等。

实验所用药剂主要包括:主剂(主要成分为超细粉煤灰颗粒和硅酸盐矿渣,粒径大于300目);增粘剂包括相对分子质量为 $300\sim 500\times 10^4$ 的低分聚合物、相对分子质量为 700×10^4 的抗盐聚合物和无

机增粘剂;固化剂包括NaOH、KOH和 Na_2CO_3 ;缓凝剂包括葡萄糖酸钠、柠檬酸和复合缓凝剂。

实验用水为清水,总矿化度为817.1 mg/L,其中 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 的质量浓度分别为231.9、12.0、4.9、106.4、57.6、15.3和389.0 mg/L。

1.2 实验方法

固化剂、增粘剂和缓凝剂优选 封堵剂配方为30%主剂+5.0%增粘剂+0.15%固化剂+0.1%缓凝剂。采用固化时间、抗压强度和失重率等指标,优选固化剂、增粘剂和缓凝剂。实验方法为:①固化时间。采用上述配方配制封堵剂,采用控制单一变量的方式优化固化剂、增粘剂和缓凝剂的固化时间。②抗压强度。当封堵剂对大尺寸优势通道实施封堵后,在后续生产过程中将承受巨大外部作用力,这就要求封堵剂具有较高抗压和耐冲刷能力。采用取心钻头对封堵剂进行取心,并用WSM-200KN压力试验机测量其抗压强度,以评价封堵剂抗压和耐冲刷能力。③酸溶性。当封堵剂对大尺寸优势通道实施封堵后,若要解除封堵,常采用的处理方法为酸化,这就要求封堵剂具有良好的酸溶性。为此,将封堵剂与5%、7%和13%等不同质量分数的盐酸和土酸接触,通过失重率指标来评价其酸溶性。

封堵剂固化时间及其影响因素 采用正交试验方法,固化剂、缓凝剂和主剂为影响因素,设计三水平三因素正交表,其中固化剂的3个水平分别为0.05、0.10和0.15;缓凝剂的3个水平分别为0.10、0.25和0.50;主剂的3个水平分别为20、25和30。除特别说明外,实验温度为65℃。

封堵剂性能评价 实验封堵剂配方为30%主剂+5.0%增粘剂+0.5%固化剂+0.1%缓凝剂。性能评价包括:①抗稀释性。按照水与样品质量比分别为0.25:1、0.5:1、0.75:1和1:1的比例进行稀释实验,将配制好的样品放于65℃恒温箱内,记录固化时间。②耐温性。将配制好的封堵剂样品分别放于常温条件下和45、65以及85℃恒温箱内,考察环境温度对封堵剂固化时间的影响。③耐碱性。将配制好的封堵剂与不同质量分数(5%、7%、13%)的强碱(NaOH)接触5 h,观测封堵剂外观和质量变化来评价其耐碱性。

2 实验结果分析

2.1 实验药剂优选结果

2.1.1 固化剂

Na_2CO_3 、KOH和NaOH等3种固化剂皆可使主

剂发生固化反应,固化时间分别为39,23和20 h。3种固化剂生成封堵剂强度由大到小依次为NaOH, KOH, Na₂CO₃(图1)。

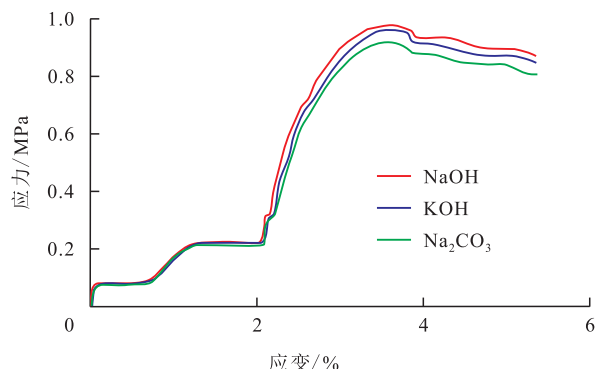


图1 固化剂对应力-应变关系的影响

Fig.1 Influence of curing agent on the relationship between stress and strain

反应机理分析表明,硅酸盐原料在碱性催化剂作用下,Si-O键和Al-O键断裂,形成低聚状态硅氧四面体和铝氧四面体单元。随反应进行,这些单元逐渐脱水和重新聚合,形成固体封堵剂。

3种固化剂配制的封堵剂与5%,7%和13%不同质量分数的盐酸和土酸溶液相互作用,得到溶蚀后样品失重率实验结果(表1)。

表1 固化剂与不同质量分数的盐酸和土酸作用下样品失重率实验结果

Table1 Weight loss rate of experimental samples after the curing agent reacts with the hydrochloric acid and the mud acid of various mass fractions %

酸液	质量分数	固化剂	失重率				
			1 h	2 h	3 h	4 h	5 h
盐酸	5	NaOH	42.33	57.91	76.40	83.18	90.16
			45.97	74.32	81.39	89.27	96.82
			51.71	75.66	83.15	93.02	100
	7		43.71	60.00	71.25	78.57	89.33
			46.75	71.72	78.91	83.71	93.67
			53.45	73.18	85.12	94.58	100
土酸	5	Na ₂ CO ₃	44.51	59.62	76.35	82.03	91.42
			49.35	77.52	82.63	86.88	95.35
			56.53	78.83	89.73	97.65	100
	7		55.35	72.57	81.62	91.77	95.32
			61.79	73.51	87.97	98.32	100
			62.19	77.31	85.15	100	100
土酸	5	KOH	56.78	73.25	82.91	93.31	94.97
			62.80	76.55	89.18	99.30	100
			61.30	79.53	91.78	100	100
	7		58.61	75.67	86.43	91.74	95.57
			64.53	79.63	91.17	100	100
			70.91	82.35	92.31	100	100

从表1可以看出,随酸液质量分数增加,酸蚀反应速度加快。土酸侵蚀效果优于盐酸。当土酸质量分数为7%和13%时,4 h溶蚀反应就已完全完成,而盐酸则需要5 h。

2.1.2 增粘剂

当固化时间达到50 h时,低分聚合物配制的封堵剂未能完成固化反应,此时抗盐聚合物和无机增粘剂配制的封堵剂都已完成固化反应,实际所用固化时间分别为22和20 h。

从增粘剂类型对封堵剂抗压强度影响实验结果(图2)可以看出,与抗盐聚合物相比,无机增粘剂配制的封堵剂固化后抗压强度较高。

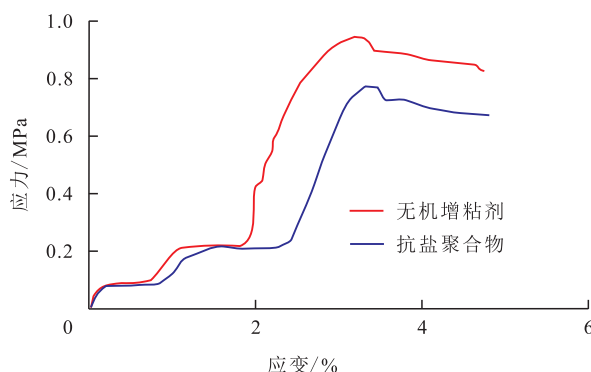


图2 增粘剂对应力-应变关系的影响

Fig.2 Influence of tackifier on the relationship between stress and strain

3种增粘剂配制的封堵剂与5%,7%和13%等不同质量分数的盐酸和土酸溶液相互作用,从失重率实验结果(表2)可以看出,随酸液质量分数增加,酸蚀反应速度加快,质量分数分别为7%和13%的土酸溶液可在4 h内与样品完成溶蚀反应。实验数据分析认为,低分聚合物配制的封堵剂样品耐酸性最差,抗盐聚合物较好,无机增粘剂耐酸性最强。

2.1.3 缓凝剂

分别采用葡萄糖酸钠、柠檬酸和复合缓凝剂配制封堵剂,固化时间分别为80,42和20 h,未加缓凝剂时的固化时间为13 h。由此可见,葡萄糖酸钠具有较好的缓凝效果。

从缓凝剂对封堵剂抗压强度影响实验结果(图3)可以看出,在3种缓凝剂中,复合缓凝剂配制的封堵剂的抗压能力较强,其次为柠檬酸,葡萄糖酸钠最差。

3种缓凝剂配制的封堵剂与5%,7%和13%不同质量分数的盐酸和土酸溶液相互作用,其失重率实验结果见表3。从表3可以看出,随酸液质量分数的增加,酸蚀反应速度加快。土酸侵蚀速度大于盐酸。7%和13%土酸用4 h就可以完全溶蚀封堵剂样

表2 增粘剂与不同质量分数的盐酸和土酸作用下样品失重率实验结果

Table2 Weight loss rate of experimental samples after the tackifier reacts with the hydrochloric acid and the mud acid of various mass fractions %

酸液	质量分数	增粘剂类型	失重率					
			1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	
盐酸	5	低分聚合物	48.67	63.37	81.09	89.34	94.62	
			7	53.88	71.79	85.93	95.17	98.68
			13	57.89	81.19	89.95	97.65	100
	7	抗盐聚合物	44.09	60.61	77.89	87.66	92.22	
			13	48.69	72.31	83.66	91.56	96.32
			5	59.12	78.59	88.71	95.74	100
	13	无机增粘剂	41.23	56.13	72.25	74.90	89.05	
			7	45.97	71.72	78.91	83.71	93.67
			13	49.35	75.52	83.99	89.11	100
土酸	5	低分	66.11	83.59	85.77	95.59	99.97	
			7	70.98	87.65	91.26	97.56	100
			13	81.56	89.49	95.88	100	100
	7	抗盐聚合物	61.76	76.88	83.45	90.21	99.93	
			13	67.97	85.67	88.97	93.67	99.98
			5	73.66	87.45	94.63	97.88	100
	13	无机增粘剂	56.36	73.67	84.21	92.89	99.87	
			7	60.34	75.88	86.57	99.13	100
			13	61.65	79.67	89.60	100	100

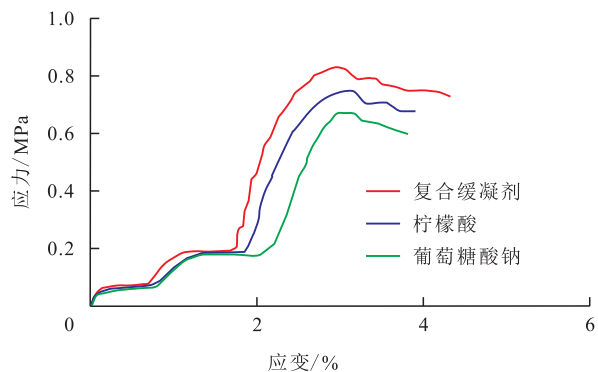


图3 缓凝剂对应力-应变关系的影响

Fig.3 Influence of retarder on the relationship between stress and strain

品,而盐酸则需要5 h。实验数据进一步分析表明,葡萄糖酸钠配制的封堵剂样品与土酸作用后失重率较高,耐酸性较差,柠檬酸较好,复合缓凝剂耐酸性最强。

2.2 封堵剂固化时间多因素分析

采用正交表(表4)设计配方以及上述优选固化剂和缓凝剂配制封堵剂,分析固化时间结果,采用极差分析法将3个实验因素对固化时间影响进行分析,固化剂3个水平(0.05%,0.10%和0.15%)下的极

表3 实验样品失重率

Table3 Weight loss rate of experimental samples %

酸液	质量分数	缓凝剂	失重率					
			1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	
盐酸	5	葡萄糖酸钠	45.90	59.61	78.89	82.57	93.61	
			7	49.61	75.75	85.27	89.31	98.63
			13	61.91	79.23	90.65	98.91	100
	7	柠檬酸	43.22	57.15	75.27	79.23	93.16	
			13	47.73	73.31	83.35	87.63	95.81
			5	56.35	77.31	88.73	94.66	100
	13	复合缓凝剂	41.23	56.13	72.25	74.90	89.05	
			7	45.97	71.72	78.91	83.71	93.67
			13	49.35	75.52	83.99	89.11	100
土酸	5	葡萄糖酸钠	62.99	79.85	88.91	95.58	99.95	
			7	68.58	83.00	93.62	99.87	100
			13	79.36	86.91	97.25	100	100
	7	柠檬酸	59.44	75.71	86.29	93.75	99.91	
			13	65.51	81.52	91.73	99.57	100
			5	72.53	82.60	94.97	100	100
	13	复合缓凝剂	56.36	73.67	84.21	92.89	99.87	
			7	60.34	75.88	86.57	99.13	100
			13	61.65	79.67	89.60	100	100

表4 正交试验结果及综合评价指标

Table4 Orthogonal test results and comprehensive evaluation index

样品编号	因素 / %			固化时间/h
	固化剂	缓凝剂	主剂	
1	0.05	0.10	20	42
2	0.05	0.25	25	175
3	0.05	0.50	30	480
4	0.10	0.10	25	35
5	0.10	0.25	30	72
6	0.10	0.50	20	336
7	0.15	0.10	30	20
8	0.15	0.25	20	45
9	0.15	0.50	25	168

差为154.66,缓凝剂3个水平(0.10%,0.25%,0.50%)下的极差为295.67,主剂3个水平(20%,25%和30%)下的极差为64.67,因此,从其固化时间测试结果可以看出,各因素对固化时间影响从主到次为:缓凝剂、固化剂、主剂。当缓凝剂用量达到0.50%时,固化时间延长,而主剂用量对固化时间影响程度较小。例如,7号样品固化速度最快,20 h已完全固化,而3号样品固化时间最长,达到480 h。依据油田实际注入量要求,可以通过调整配方组成中缓凝剂质量分数来满足施工时间要求。

2.3 封堵剂性能评价结果

2.3.1 抗稀释性

在封堵剂配方组成固定条件下,其固化时间为20 h,将其稀释后,其固化时间分别为31,37,41和48 h。由此可见,水与样品质量比对封堵剂固化时间存在影响。随水与样品质量比增加,封堵剂固化时间逐渐增加。分析认为,随体系内水量增加,能够发生交联反应物质接触几率降低,因此固化时间延长。

2.3.2 耐温性

在封堵剂配方固定条件下,将配制好的封堵剂样品分别放于常温下及45,65和85℃恒温箱中,其固化时间分别为84,8,5.5和4.5 h。由此可见,温度对封堵剂固化时间存在影响。随着温度的增加,封堵剂固化时间逐渐变短。其原因为,温度的增加能够增加溶液中分子的运动速度,从而增加分子间碰撞几率,导致化学反应的速度增加,固化时间变短。

2.3.3 耐碱性

采用质量分数分别为5%,7%和13%的NaOH溶液与封堵剂进行5 h侵蚀实验,从侵蚀后其质量变化(表5)可以看出,时间和碱质量分数对封堵剂固体腐蚀效果存在影响。随时间增加,各样品质量呈现先下降后上升再略有下降,总体上变化不大,说明封堵剂有良好的抗碱腐蚀性。分析结果表明,NaOH与封堵剂发生反应使质量增加。最初1 h质量略有下降是因为在表面氧化物溶解后,部分未反应玻璃体在碱性环境中溶解,溶解硅铝配合物从固体颗粒表面向颗粒间隙扩散。由此可见,封堵剂具有明显的抗碱腐蚀能力。

表5 NaOH腐蚀样品失重率
Table5 Weight loss rate of NaOH corrosion sample %

NaOH质量分数	失重率				
	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h
5	0.05	-0.91	-0.82	-1.57	-1.11
7	0.21	-0.63	-1.40	-2.43	-1.71
13	0.77	-1.39	-2.09	-3.00	-2.83

2.3.4 元素组成测试

采用Na₂CO₃,KOH和NaOH等3种固化剂配制封堵剂样品,对其进行元素组成分析,从实验结果(表6)可以看出,封堵剂主要组成元素为Si,Al和O。当固化剂为KOH时,固化后封堵剂中K含量明显增多,钠含量较少。固化剂为NaOH和Na₂CO₃时,固化后封堵剂中钠含量明显增多,钾含量较少。3种固化剂配制的封堵剂元素组成差别不大,从固化时间、抗压强度和酸溶性角度考虑,NaOH固化剂形

表6 封堵剂元素组成

Table6 Element composition of plugging agent

元素	质量分数/%			原子数百分含量/%		
	KOH	NaOH	Na ₂ CO ₃	KOH	NaOH	Na ₂ CO ₃
C	2.94	2.26	4.72	5.35	4.12	8.86
O	28.88	40.28	37.28	32.80	55.06	46.26
Na	1.25	2.28	1.75	1.12	2.17	1.42
Mg	2.25	4.87	2.11	1.83	4.38	1.96
Al	22.39	8.64	16.34	20.55	7.00	9.95
Si	27.25	19.43	28.54	25.16	15.13	23.32
Ca	10.51	22.24	9.26	9.87	12.14	8.23
K	4.53	0	0	3.32	0	0

成封堵剂性能较优。

3 结论

从封堵剂固化时间、耐酸性和抗压强度等方面考虑,推荐固化剂为NaOH,增粘剂为无机增粘剂,缓凝剂为复合缓凝剂。在增粘剂、固化剂、缓凝剂和主剂等药剂中,缓凝剂对封堵剂固化时间影响比较明显。当缓凝剂质量分数为0.10%~0.50%时,封堵剂固化时间为5.5~480 h且可调节。在盐酸和土酸溶液中,土酸酸蚀反应效果最好,现场应用中,可以考虑用土酸对封堵剂进行解堵。封堵剂具有良好的耐温性能,在常温及油藏温度条件下均可固化。

参考文献:

- [1] 张旭东,陈科,何伟,等.渤海西部海域某区块油田注水过程储层伤害机理[J].中国石油勘探,2016,21(4):121-126.
ZHANG Xudong, CHEN Ke, HE Wei, et al. Reservoir damage mechanism during water flooding of oilfield in a block, western Bohai Sea [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(4): 121-126.
- [2] 郭太现,苏彦春.渤海油田稠油油藏开发现状和技术发展方向[J].中国海上油气,2013,25(4):26-30,35.
GUO Taixian, SU Yanchun. Current status and technical development direction in heavy oil reservoir development in Bohai oilfields [J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(4): 26-30, 35.
- [3] 柴世超,杨庆红,葛丽珍,等.秦皇岛32-6稠油油田注水效果分析[J].中国海上油气,2006,18(4):251-253.
CHAI Shichao, YANG Qinghong, GE Lizhen, et al. An analysis of waterflood effect in QHD32-6 heavy oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2006, 18(4): 251-253.
- [4] 潘广明,吴金涛,张彩旗,等.海上稠油油藏弱凝胶驱辅助吞吐增油效果研究[J].特种油气藏,2017,24(6):134-138.
PAN Guangming, WU Jintao, ZHANG Caiqi, et al. Oil enhancement analysis of weak-gel-assisted soak in offshore heavy oil res-

- ervoir[J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(6):134-138.
- [5] 王大威,张健,吕鑫,等.双子表面活性剂对海上S油田稠油降粘性能评价[J].油气地质与采收率, 2015, 22(4):109-113.
WANG Dawei, ZHANG Jian, LÜ Xin, et al.Evaluation of Gemini surfactant for viscosity reduction of heavy oil in offshore S oilfield [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4):109-113.
- [6] 欧阳坚,朱卓岩,王贵江,等.TS系列新型耐温抗盐聚合物的研究[J].石油勘探与开发, 2003, 30(2):79-81.
OUYANG Jian, ZHU Zhuoyan, WANG Guijiang, et al.Research on the high temperature and salt resistance (TS series) polymers [J].Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(2):79-81.
- [7] 刘新锋,王新根,王忠禄,等.新型热采筛管在海上稠油油田的应用[J].特种油气藏, 2016, 23(3):148-150.
LIU Xinfeng, WANG Xingen, WANG Zhonglu, et al.Application of a new thermal recovery screen in offshore heavy oilfield [J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3):148-150.
- [8] 柏明星,张志超,梁健巍.中高渗透砂岩油田优势流场识别与调整[J].油气地质与采收率, 2017, 24(1):100-105.
BAI Mingxing, ZHANG Zhichao, LIANG Jianwei.Identification and adjustment of streamline field in middle-high permeability sandstone oilfield [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1):100-105.
- [9] 禹影.聚合物驱后油层优势渗流通道识别与治理[J].大庆石油地质与开发, 2017, 36(4):101-105.
YU Ying.Identification and control of the preferential seepage channels for the oil reservoirs after the polymer flooding [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(4):101-105.
- [10] 李鹤永,田坤,邱旭明,等.油气优势运移通道形成“三要素”分析:以苏北盆地高邮凹陷XJZ油田为例[J].石油实验地质, 2016, 38(5):577-583.
LI Heyong, TIAN Kun, QIU Xuming, et al.Three factors controlling petroleum migration pathways: A case study of XJZ oilfield in the Gaoyou Sag, North Jiangsu Basin [J].Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(5):577-583.
- [11] 王鸣川,石成方,朱维耀,等.优势渗流通道识别与精确描述[J].油气地质与采收率, 2016, 23(1):79-84.
WANG Mingchuan, SHI Chengfang, ZHU Weiyao, et al.Identification and accurate description of preponderance flow path [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1):79-84.
- [12] 陈红伟,冯其红,张先敏,等.考虑优势通道发育的层状水驱油藏开发指标预测方法[J].油气地质与采收率, 2017, 24(4):72-77.
CHEN Hongwei, FENG Qihong, ZHANG Xianmin, et al.A method of development index prediction for multi-layer waterflooding reservoir with preferential flow path [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(4):72-77.
- [13] 黄晓东,唐晓旭,刘义刚,等.新型在线深部调剖技术在海上稠油油田的研究与应用[J].非常规油气, 2016, 3(4):58-64.
HUANG Xiaodong, TANG Xiaoxu, LIU Yigang, et al.Research and application of new online deep profile control technology in offshore heavy oilfield [J].Unconventional Oil & Gas, 2016, 3(4):58-64.
- [14] 张颖苹.稠油油藏聚合物驱剖面反转现象室内实验[J].特种油气藏, 2016, 23(6):111-114.
ZHANG Yingping.Laboratory experiment of profile inversion regulation in heavy-oil reservoir with polymer flooding [J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(6):111-114.
- [15] 黄晓东.渤海海上油田深部液流转向配套技术研究与应用[J].非常规油气, 2015, 2(5):38-44.
HUANG Xiaodong.Deep fluid flow diverting technology and its application to Bohai offshore oilfields [J].Unconventional Oil & Gas, 2015, 2(5):38-44.
- [16] 王锦林,吴慎渠,王晓超,等.渤海S油田注聚井注入压力界限潜力[J].大庆石油地质与开发, 2017, 36(1):109-113.
WANG Jinlin, WU Shenqu, WANG Xiaochao, et al.Potential of the polymer injection pressure limit in Bohai S Oilfield [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(1):109-113.