

FY油层低矿化度水驱开发效果评价

张琳¹, 时宇¹, 刘洋²

¹西安石油大学石油工程学院, 陕西 西安

²长庆油田分公司第一采油厂, 陕西 延安

收稿日期: 2022年8月19日; 录用日期: 2022年9月23日; 发布日期: 2022年9月30日

摘要

以国内FY油层为研究对象, 将数值模拟技术与改进后相渗曲线相结合, 重点对产液量、井距、裂缝导流能力、井型等关键开发因素开展了系统分析与评价。为该油藏低矿化度水驱的实施预测提供了理论参考。研究表明, 低矿化度水驱相较常规水驱可获得更高的采出程度以及相对较低的最终含水率, 产液量为140 m³/day, 注采井距100 m, 水平井压裂技术结合低矿化度水驱时可获得较高的采出程度和较好的经济效益, 裂缝导流能力对油藏采出程度影响较小。

关键词

低矿化度水驱, 低渗油藏, 特低渗油藏, 数值模拟, 开发参数

Evaluation of Low Salinity Water Flooding Development Effect of FY Oil Layer

Lin Zhang¹, Yu Shi¹, Yang Liu²

¹Petroleum Engineering Institute, Xi'an Shiyou University, Xi'an Shaanxi

²Oil Production Plant No.1 of Changqing Oilfield Company, Yan'an Shaanxi

Received: Aug. 19th, 2022; accepted: Sep. 23rd, 2022; published: Sep. 30th, 2022

Abstract

Taking domestic FY oil reservoir as the research object, the key development factors such as fluid production, well spacing, fracture conductivity and well type were systematically analyzed and evaluated by combining numerical simulation technology with improved phase permeability curve. It provides a theoretical reference for the prediction of low salinity water flooding in this reservoir. The research results show that compared with conventional water flooding low salinity water flooding can obtain higher recovery degree and compared with the low final water cut, the liq-

uid producing capacity for 140 m³/day, injection-production well spacing is 100 m, when the horizontal well fracturing technology in combination with low salinity water flooding can obtain high recovery degree and good economic benefit, fracture diverting capacity less influence on recovery degree of the reservoir.

Keywords

Low Salinity Water Flooding, Low Permeability Reservoir, Ultra-Low Permeability Reservoir, Numerical Simulation, The Development Parameters

Copyright © 2022 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

随着全球常规油气资源总量不断减少和我国低渗透油气资源占比逐年增大,低渗、特低渗油藏愈发成为保障石油需求、维护国家能源安全的重要力量[1]。

注水是油藏维持地层压力和提高采收率最成熟有效的方式。然而,在致密油藏注水开发过程中,由于该类储层基质渗透率低,油气在小尺度孔隙中流动阻力大,需要克服启动压力梯度,导致普遍存在油藏采收率低,注水压力高的问题,即所谓的“注不进、采不出”[2]。由此可见,当前传统注水开发模式不能满足低渗、特低渗油藏经济有效开发的需要,应探索更有效的开发模式来解决当前困境,提高采收程度。

以聚合物驱、表面活性剂驱、多元复合驱为代表的三次采油技术虽然在生产实践中已验证可有效改善波及系数及驱油效率,但由于一方面,各技术具有一定的适用性(如聚合物驱难以在低渗致密油藏实施),另一方面注入介质的高成本,导致上述技术难以在低渗,尤其是致密油藏的大规模实施。低矿化度水驱(LSWF)最早在20世纪60年代提出[3][4][5],由于近20年来由于其低成本、高效的优势逐渐受到相关学者以及石油工业界的重视。

LSWF提高采收率机理涉及储层流体与岩石、注入流体的复杂反应,目前提出的LSWF相关提高采收率机理众多,但尚未形成统一的认识。总体来讲,目前提出的LSWF注水提高石油采收率的可能机制有:

1) 由于黏土颗粒迁移,释放混合润湿离子,岩石表面润湿性变化(Tang和Morrow[6],1999); 2) 由于脱落的黏土颗粒封堵高渗大孔道,降低水相有效渗透率,扩大注入水波及体积系数(Muecke *et al.* [7],1979); 3) 碳酸盐水解产生较多的OH⁻,通过几种机制提高采收率,包括改变润湿性,产生表面活性剂和减小表面张力(McGuire *et al.* [8],2005); 4) 黏土矿物表面和注入水之间的多组分离子交换(MIE),改变岩石表面润湿性(Larger *et al.* [9],2006); 5) 双电层扩散以及阳离子桥接作用加速吸附在岩石表面原油的解吸(Buckley *et al.* [10],1989; Ligthelm *et al.* [11],2009)。与LSWF技术机理研究相比,LSWF相关数值模拟研究起步较晚但近年来发展迅速。鉴于机理众多且复杂,目前所建立大部分的数值模型仅仅基于某一机理或仅适用于某一油田,缺乏普适性。在建立使用范围广,历史拟合良好的统一LSWF数值模型方面仍具有很大的发展空间[12]。

FY油层为特低渗油层,裂缝发育很差,无统一的油水界面,常规水驱难以动用难采储量[13]。LSWF作为近年兴起的提高采收率手段,在低渗油藏具有一定的开发潜力。本文基于LSWF提高采收率理论研究成果,考虑盐组分在水相中的物理弥散,通过油水相对渗透率曲线的调整实现LSWF的各项采油机理

的综合量化表征。以国内 FY 油层为研究对象, 将数值模拟技术与改进后相渗曲线相结合, 重点对产液量、井距、裂缝导流能力、井型等关键开发因素开展了系统分析与评价。为该油藏 LSWF 的实施预测提供了理论参考。

2. 低矿化度相渗曲线测定

2.1. 实验材料

两块取自于同一全直径岩心的岩心样品(平行样), 渗透率分别为 2.04 mD 和 2.25 mD, 孔隙度为 13.12% 和 14.98%。原油样品为地层原油与中性煤油的复配油, 复配后油样黏度与地层温度下原油黏度保持一致, 即为 1.64 mPa·s。水样共包括两种, 矿化度为 1573 mg/L 的低矿化度水和矿化度为 187,817 mg/L 的高矿化度水。

2.2. 实验流程

- 对样品进行老化(恢复润湿性), 将样品放入盛有模拟油的密闭容器中, 在地层温度下老化。
- 用地层模拟油驱替达 10 倍孔隙体积后测油相渗透率, 三种驱替速度测得的油相渗透率相对误差不大于 3%。
- 计算样品的原始含油饱和度及束缚水饱和度。
- 水驱油, 按照要求准备各种待测注入水, 恒速按 $L \cdot V_w \cdot \mu_w \geq 1$, 确定注水速度, 恒压按 $\pi_1 \leq 0.6$, 确定驱动压力。对水湿和低渗样品, 可酌情减小渗流速度。
- 水驱油开始时, 在样品入口处建立一定的压力, 压差值小于测油相透率时的压值。
- 准确记录见水时间, 水驱时的累积产油量、样品两端的压差、时间间隔。见水前计量 3 个以上记录, 在见水初期, 加密记录, 根据出油量的多少选择时间间隔, 随着出油量的不断下降, 逐渐加长记录的时间间隔。当含水率达到 99.95%或注入孔隙体积倍数大于 30 倍后, 结束水驱油, 测定残余油下的水相渗透率。

实验流程如图 1 所示。

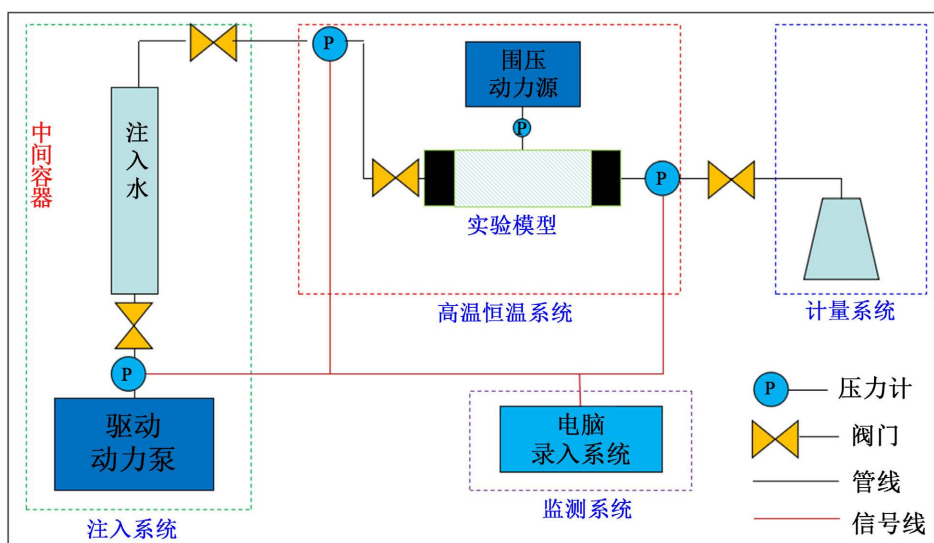


Figure 1. Schematic diagram of experimental process

图 1. 实验流程示意图

3. LSWF 模型建立

FY 油层总厚度 450~518 m, 自上而下分为 6 个油层组, 油藏类型为断层 - 岩性复合构造油藏, 储层岩性为长石质岩屑杂砂岩, 有效孔隙度一般在 8%~16%, 平均 12.3%, 空气渗透率在 $0.1\sim 10.0\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $2.7\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为低孔、特低渗储层。油层测试测压点深度 1944.5 m, 压力 20.30 MPa, 地层原油粘度 3.9 mPa·s, 平均体积系数 1.105。该模型的物性参数如表 1 所示。

为了最大程度上摒除其它因素对油井开发效果的影响, 本文以上述参数为基础构建了 FY 油藏典型井组机理模型。该模型 X、Y 方向网格各 50 个, 网格步长 5 m, Z 方向划分为 10 个等厚小层, 单层厚度网格数为 25,000 个, 如图 2。

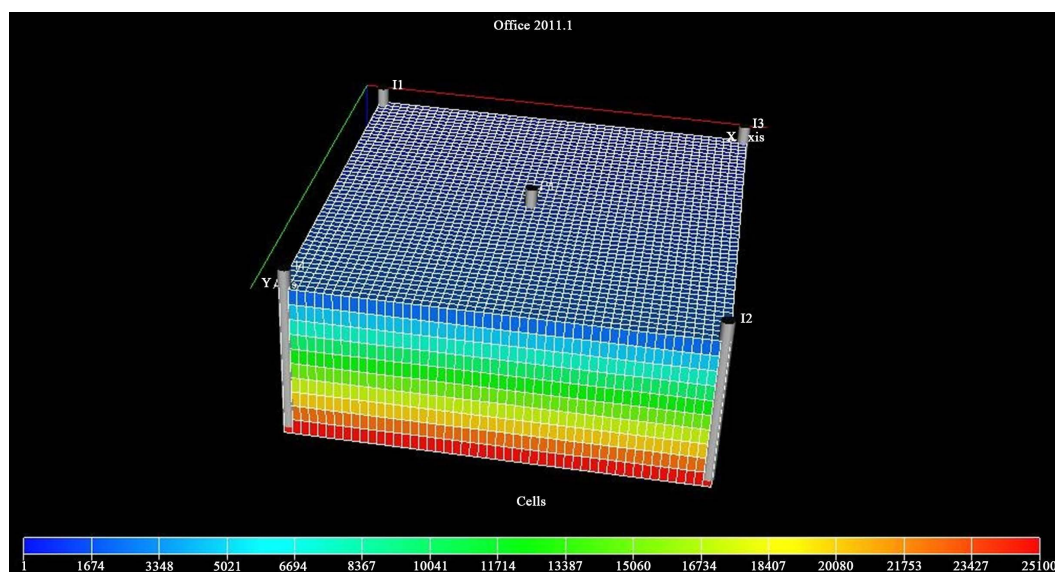


Figure 2. Geological model is established by numerical simulation software

图 2. 数值模拟软件建立地质模型

Table 1. Reservoir model parameters

表 1. 储层模型参数

属性	数值/单位
孔隙度	12.3%
空气渗透率	27 mD
地面原油密度	0.859 Kg/L
地面水密度	1.01 Kg/L
基准深度	1944.5 m
岩石压缩系数	$6.1\times 10^{-5} \text{bar}^{-1}$
基准深度的地层压力	203 bar
油水界面深度	2500 m
原油体积系数	1.105
基准压力下原油粘度	3.9 mPa·s
原油压缩系数	0.0003bar^{-1}
水压缩系数	0.0001bar^{-1}

4. 结果与讨论

4.1. LSWF 相渗分析

利用非稳态相渗测试方法，测定了常规、低矿化度油水相渗数据。其结果如下表 2、表 3 所示。

Table 2. Conventional water flooding test data sheet

表 2. 常规水驱实验数据表

Sw	Krw ^H	Kro ^H
0.2035	0	1
0.2814	0.005	0.626
0.3353	0.01	0.442
0.3772	0.034	0.34
0.4334	0.078	0.238
0.482	0.126	0.18
0.5299	0.18	0.122
0.5868	0.262	0.0777
0.6287	0.34	0.0437
0.6886	0.456	0

Table 3. Low salinity water flooding test data sheet

表 3. LSWF 实验数据表

Sw	Krw ^L	Kro ^L
0.2485	0	1
0.3114	0.005	0.767
0.3982	0.03	0.5
0.4431	0.053	0.403
0.4731	0.073	0.335
0.5	0.09223	0.282
0.5389	0.126	0.223
0.6048	0.194	0.141
0.6707	0.277	0.087
0.7904	0.432	0

将实验数据绘制相对渗透率曲线，如图 3 所示。通过选择相对渗透率曲线的形状来模拟润湿性变化的现象。LSWF 相对渗透率曲线相较常规水驱整体向右移动，LSWF 相对渗透率曲线假设岩石更趋近亲水，而在常规水驱时，假设岩石更趋近亲油或中性润湿。

4.2. LSWF 影响因素分析(表 4)

4.2.1. 产液量影响分析

低渗、特低渗油藏存在天然能量不足，渗流阻力大的不足条件，在生产中具体表现为存在明显启动

压力现象且压力传递速度慢,这意味着为达到高速开发而采取的大压差开发方式不仅没有良好的开发潜力更有可能造成储层的压敏伤害[14],因此选择合理的开采速度对低渗、特低渗油藏的开发至关重要。

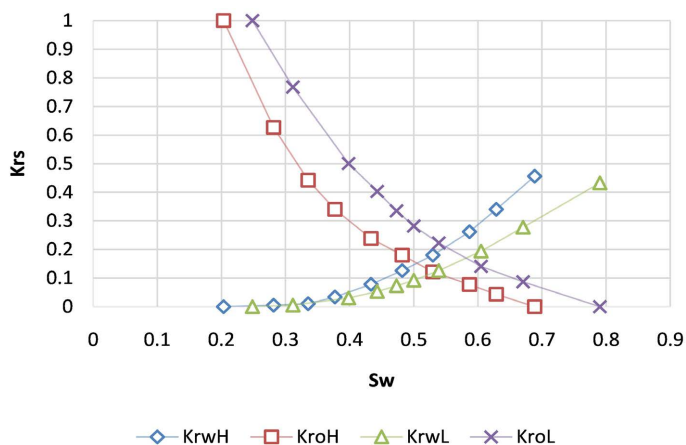


Figure 3. Permeability saturation curve

图 3. 相对渗透率曲线

Table 4. General design table of low salinity water flooding simulation production scheme

表 4. LSWF 模拟生产方案设计总表

变量	方案设计	模拟生产时间(年)
产液量	80 m ³ 、100 m ³ 、140 m ³ 、180 m ³ 、220 m ³	40
裂缝导流能力	0、50 mD·m、100 mD·m、150 mD·m、200 mD·m、250 mD·m	40
注采井距	50 m、100 m、150 m、200 m、250 m	40
井型	常规直井、X 方向水平井、Y 方向水平井	40

在该模型中控制油井日产液量,共设计油井日产液量 80 m³、100 m³、140 m³、180 m³、220 m³ 5 套方案,在其他因素一定条件下模拟生产 40 年,从而获得油藏采出程度和油井最终含水率,结果如表 5,表 6 所示。

Table 5. Recovery degree under different liquid production

表 5. 不同产液量下采出程度

产液量, (m ³ /day)	80	100	140	180	220
LSWF 采出程度(%)	61.49	63.65	66.51	68.27	69.41
常规水驱采出程度(%)	52.81	54.45	56.63	57.96	58.84
差值(%)	8.68	9.20	9.88	10.30	10.58

Table 6. Water cut under different liquid production

表 6. 不同产液量下含水率

产液量, (m ³ /day)	80	100	140	180	220
LSWF 最终含水率(%)	95.08	96.41	97.90	98.68	99.12
常规水驱最终含水率(%)	96.04	97.11	98.32	98.94	99.29
差值(%)	0.96	0.71	0.42	0.26	0.17

数模结果表明：随着油井日产液量升高，两种工作模式采出程度都有所上涨，两者之差也随之变大，但差值增长幅度由 100 m³/day 调整到 140 m³/day 时达到最大值 0.52%，之后逐渐降低；随着油井日产液量升高，为补充和维持地层能量，日注水量也需提高，无水采油期随之缩短，表现为两种开发模式下油井最终含水率都有所上涨，二者差值从 80 m³/d 的 0.96% 下降至 220 m³/d 的 0.17%，LSWF 的优势逐渐缩小。由此可得，产液量为 140 m³/day 可获得较高的采出程度和较好的经济效益。

4.2.2. 裂缝导流能力影响分析

本文模型中通过加密网格模拟人工裂缝，改变网格渗透率实现控制裂缝导流能力，结合油藏实际参数，设计裂缝导流能力分别为 0、50 mD·m、100 mD·m、150 mD·m、200 mD·m、250 mD·m 共 6 组方案，其它条件保持一定，模拟生产 40 年，对比分析不同方案下油层采出程度和油井最终含水率，结果如表 7，表 8 所示。

Table 7. Recovery degree under different fracture conductivity

表 7. 不同裂缝导流能力下采出程度

导流能力, (mD·m)	0	50	100	150	200	250
LSWF 采出程度(%)	21.09	63.58	63.59	63.60	63.60	63.60
常规水驱采出程度(%)	17.15	54.39	54.40	54.40	54.41	54.41
差值(%)	3.93	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19

Table 8. Water cut under different fracture conductivity

表 8. 不同裂缝导流能力下含水率

导流能力, (mD·m)	0	50	100	150	200	250
LSWF 含水率(%)	99.91	96.40	96.40	96.40	96.40	96.40
常规水驱含水率(%)	99.99	97.11	97.11	97.11	97.11	97.11
差值(%)	0.08	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70

数模结果表明：水力压裂条件下 LSWF 较常规水驱获得更高的采出程度和相对低的最终含水率。随着裂缝导流能力升高，渗流阻力下降，两种工作模式下采出程度都有所上涨，但幅度很小且两者之差基本稳定在 9.19%；随着裂缝导流能力升高，两种开发模式下最终含水率都有所下降但幅度都很低，LSWF 与常规水驱分别为 96.40%、97.11%，基本保持在一个较高水平，且两者之差也基本保持在 0.7%。结果表明：FY 油层开展 LSWF 与压裂作业结合能获得更好的生产效果，裂缝导流能力对油藏采出程度影响较小。

4.2.3. 注采井距影响分析

本研究中主要通过改变网格大小模拟井距变化，设置注采井距分别为 50 m、100 m、150 m、200 m、250 m 共 5 组方案，其他条件保持一定，模拟生产 40 年。获得不同井距下两种开发模式的生产指标，结果如表 9，表 10。分析数据后进而可得低渗、特低渗油藏在高、LSWF 两种开发模式下采出程度以及油井含水率对井距变化的敏感程度。

数模结果表明：随着注采井距增加，两种工作模式下的采出程度都经历了先上升后降低的过程，LSWF 与常规水驱的采出程度在注采井距为 100 m 时达到峰值 66.73%、59.79%，且两者之差达到最大值 6.93%。当注采井距超过 100 m，油井水驱控制程度降低，油层动用程度随之降低。表现为两种工作模式下最终含水率均有所下降，两者差值随井距逐渐加大。

Table 9. Recovery degree under different well spacing
表 9. 不同井距下采出程度

井距, m	50	100	150	200	250
LSWF 采出程度(%)	66.04	66.73	65.59	63.10	60.00
常规水驱采出程度(%)	59.15	59.79	58.86	56.87	54.40
差值(%)	6.89	6.93	6.73	6.23	5.60

Table 10. Water cut under different well spacing
表 10. 不同井距下含水率

井距, m	50	100	150	200	250
LSWF 含水率(%)	99.97	99.89	99.43	98.24	96.40
常规水驱含水率(%)	99.98	99.90	99.53	98.58	97.11
差值(%)	0.00	0.01	0.10	0.34	0.70

4.2.4. 井型影响分析

针对低渗、特低渗油藏因其压力传播速度慢导致注水井附近容易憋起高压的难点, 相比于直井, 水平井具有较低的注入压力, 可有效改善水驱效果[15]。在此模型中改变井型, 设置井型分别为常规直井、X 方向水平井、Y 方向水平井 3 组方案, 其他条件保持一定, 模拟生产 40 年。获得不同井型下两种开发模式的生产指标, 结果如表 11, 表 12。

Table 11. Recovery degree under different well type
表 11. 不同井型下采出程度

井型	直井	X 方向水平井	Y 方向水平井
LSWF 采出程度(%)	21.09	21.47	21.47
常规水驱采出程度(%)	17.15	17.27	17.27
差值(%)	3.93	4.20	4.20

Table 12. Water cut under different well type
表 12. 不同井型下含水率

井型	直井	X 方向水平井	Y 方向水平井
LSWF 含水率(%)	99.91	99.93	99.93
常规水驱含水率(%)	99.99	99.99	99.99
差值(%)	0.08	0.06	0.06

数模结果显示: 与水平井技术结合更能发挥 LSWF 的 EOR 效应, 获得相对更高的采出程度。两种工作模式下水平井相较直井更具优势, 都具有较高的采出程度, 但最终含水率相差不大, 均达到 99.9% 特高含水水平。因模型设置为均质模型, 因此 X、Y 方向水平井生产指标基本一致, 而实际生产中需要根据低渗、特低渗油藏的非均质性与裂缝断层发育方位等地质参数, 具体设计水平井方位。

5. 结论

- 1) 利用油藏数值模拟技术对比了产液量、井距、裂缝导流能力、井型不同影响因素下低矿化度水驱

提高采收率效果,产液量为 140 m³/day,注采井距 100 m,水平井压裂技术结合低矿化度水驱时可获得较高的采出程度。

2) 模型验证了低矿化度水驱的优越性,低矿化度水驱相较常规水驱可获得更高的采出程度以及相对较低的最终含水率,采用产液量为 140 m³/day 可获得较高的采出程度和较好的经济效益。

3) 针对 FY 油层开展低矿化度水驱与压裂作业结合能获得更好的生产效果,裂缝导流能力对油藏采出程度影响较小。

4) 随着注采井距增加,两种工作模式下的采出程度都经历了先上升后降低的过程,两者采出程度以及且两者之差皆在注采井距为 100 m 时达到峰值。

5) 与水平井技术结合更能发挥低矿化度水驱 EOR 效应,获得相对更高的采出程度。两种工作模式下水平井相较直井更具优势,实际生产中需要根据低渗、特低渗油藏的非均质性与裂缝断层发育方位等地质参数,具体设计水平井方位。

参考文献

- [1] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规-非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 13-25.
- [2] 李颖. 低渗致密砂岩油藏注水过程中动态毛管效应特征研究及应用[D]: [博士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2018.
- [3] Bernard, G.G. (1967) Effect of Floodwater Salinity on Recovery of Oil from Cores Containing Clays. *SPE California Regional Meeting*, Los Angeles, October 1967. <https://doi.org/10.2118/1725-MS>
- [4] Robertson, E.P. (2007) Low-Salinity Water Flooding to Improve Oil Recovery-Historical Field Evidence. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Anaheim, November 2007. <https://doi.org/10.2118/109965-MS>
- [5] Seccombe, J., Lager, A., Jerauld, G., et al. (2010) Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, April 2010.
- [6] Tang, G.-Q. and Morrow, N.R. (1999) Influence of Brine Composition and Fines Migration on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **24**, 99-111. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00034-0](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00034-0)
- [7] Muecke, T.W. (1979) Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media. *Journal of Petroleum Technology*, **31**, 144-150. <https://doi.org/10.2118/7007-PA>
- [8] Mcguire, P.L., Chatham, J.R., Paskvan, F.K., et al. (2005) Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. *SPE Western Regional Meeting*, Irvine, March 2005. <https://doi.org/10.2118/93903-MS>
- [9] Lager, A., Webb, K.J., Black, C.J.J., et al. (2008) Low Salinity Oil Recovery—An Experimental Investigation. *Petrophysics—The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, **49**.
- [10] Buckley, J.S., Takamura, K. and Morrow, N.R. (1989) Influence of Electrical Surface Charges on the Wetting Properties of Crude Oils. *SPE Reservoir Engineering*, **4**, 332-340. <https://doi.org/10.2118/16964-PA>
- [11] Ligthelm, D.J., Gronsveld, J., Hofman, J.P., et al. (2009) Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition. *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition*, Amsterdam June 2009. <https://doi.org/10.2118/119835-MS>
- [12] 刘力军. 低矿化度水驱提高采收率数值模拟研究[D]: [硕士学位论文]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2018.
- [13] 李传江. 特低渗透泉头组地层与油田开发研究[D]: [博士学位论文]. 长春: 吉林大学, 2009.
- [14] 杨小平, 唐军. 动态分析法确定低渗透砂岩油藏合理井距[J]. 特种油气藏, 2006(6): 64-66+73+108.
- [15] 杨勇, 苏海芳, 侯中昊, 等. 水平井开发低渗透砂岩油藏[J]. 油气地质与采收率, 2002(2): 23-25+4.