文章编号:1000-4092(2021)01-147-05

纳米驱油剂在增注驱油中的作用*

任晓娟[1],王　睿[1],潘谦宏[2],齐　银[3],阿斯亚·巴克[1],罗向荣[1]

(1. 西安石油大学石油工程学院,陕西 西安 710065;2. 西安长庆化工集团有限公司,陕西 西安 710018;3. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院,陕西 西安 710018)

摘要:为分析纳米驱油剂在低渗储层增注驱油中的作用,评价了以硅烷偶联剂改性的纳米SiO_2为主要成分的纳米驱油剂的基本性能,通过枣湾区块长6储层天然岩心和微观模型驱替实验研究了纳米驱油剂的流动特征和驱油特征。结果表明,纳米驱油剂中的纳米颗粒粒径较小,具有较低的油水界面张力、良好的亲水性及一定的静态吸附能力。30℃下,0.1%纳米驱油剂的油水界面张力为0.784 mN/m,在亲水和亲油载玻片上的润湿接触角分别为22.5°和16.2°,在长6岩心表面的平均静态吸附量为0.0033 mL/g。纳米驱油剂可以驱替常规水驱波及不到的圈闭在小孔隙中的残余油,且能剥离吸附在孔隙表面的油,对片状集中分布残余油的驱替效果好于网状分散分布的残余油。在微观模型和天然岩心中注入1 PV 0.1%纳米驱油剂后,水驱渗透率分别提高55.2%～56.7%和34.3%～55.4%,驱油效率分别提高10.9%～21.6%和6.1%～10.1%,增注驱油效果较好。图13表4参19

关键词:低渗储层;纳米驱油剂;采收率;渗透率;增注驱油

中图分类号:TE357.46　　**文献标识码**:A　　**DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.01.027

随着常规油气资源的减少和石油勘探开发技术的不断进步,低渗储层油气资源逐渐接替常规油气,日益成为油气开发的重点[1—2]。低渗储层“三低两高”的特征[3],使这类储层常规注水困难,高压欠注严重,不能满足配注需求。因此加强低渗储层采油新技术的开发,提高水驱波及体积和驱油效率,是未来进一步大幅度提高原油采收率的潜力所在[4]。近几年,有关纳米化学驱油技术的研究已经引起了极大的关注,并且在低渗储层中已得到了良好的效果和认可,逐渐成为提高原油采收率技术发展的新方向。罗志等[5—8]研究了不同硅烷偶联剂对纳米SiO_2表面改性的影响,筛选出性能较好的改性纳米SiO_2产品;雷群等[9—19]对纳米驱油剂的制备、性能及在低渗储层中的应用可行性进行了研究,并利用核磁扫描的方法,揭示了纳米驱油剂扩大水驱波及体积的机理为纳米粒子能使水更易进入常规水驱不能波及的低渗区域,扩大波及体积。目前,国内外研究者主要专注于纳米驱油剂的研制与性能评价,但有关纳米驱油剂在增注驱油中发挥作用的研究较少。本文首先评价了纳米驱油剂的基本性能,然后通过枣湾区块长6储层天然岩心和微观模型驱替实验研究了该纳米驱油剂的流动特征和驱油特征,进一步发掘纳米技术与化学驱油的有机结合点,以达到大幅提高原油采收率的目的。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

纳米驱油剂,主要成分为硅烷偶联剂改性纳米SiO_2,固含量为15%～25%,溶剂为蒸馏水,西安长庆化工集团有限公司;甲基硅油,化学纯,道康宁公司;煤油,25℃下的密度为0.783 g/cm³、黏度为1.318 mPa·s,西安石油大学石油工程实验室;枣湾

* **收稿日期**:2019-07-02;**修回日期**:2019-09-22。

基金项目:国家科技重大专项“鄂尔多斯盆地大型低渗透岩性地层油气藏开发示范工程(项目编号2016ZX05050006)。

作者简介:任晓娟(1962—),女,硕士研究生导师,西北大学矿产普查与勘探专业博士(2006),从事低渗油气藏渗流机理、油气藏储层伤害机理、油气藏储层保护技术研究,通讯地址:710065 西安电子二路18号西安石油大学石油工程学院,E-mail:286072241@qq.com,540619059@qq.com。

区块长6储层两块圆柱形天然岩心及两块由长方形天然岩心制作的微观模型(见图1),物性参数见表1。

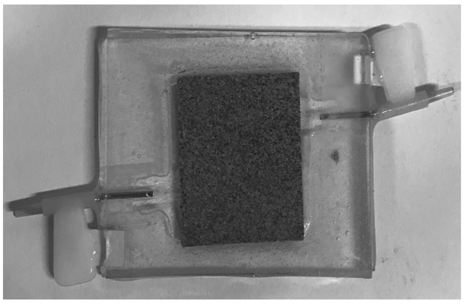


图1 用天然岩心制作的微观模型照片

表1 天然岩心和微观模型物性参数

岩心或模型	编号	长/cm	直径或宽/cm	气测渗透率/($10^{-3}\mu m^2$)	孔隙度/%
天然岩心	1#	5.374	2.530	0.166	8.8
	2#	6.108	2.530	0.274	8.7
微观模型	3#	2.970	2.312	34.2	16.7
	4#	3.056	2.455	17.7	15.4

注:微观模型高0.150 cm。

LS 13 320 XR激光衍射粒度分析仪,美国贝克曼库尔特有限公司;JJ2000B旋转滴界面张力仪、JC2000C接触角测量仪,上海中晨数字技术设备有限公司;UV-2600紫外可见分光光度计,日本岛津仪器有限公司;SZX16体式显微镜,奥林巴斯(中国)有限公司西安分公司。

1.2 实验方法

1.2.1 纳米驱油剂基本性能的评价

(1)粒度分布。用激光衍射粒度分析仪测定0.1%纳米驱油剂的粒度分布曲线。(2)界面张力。参照石油天然气行业标准SY/T5370—1999《表面及界面张力测定方法》,使用旋转滴界面张力仪在30℃、6000 r/min转速下测定0.1%～0.5%纳米驱油剂与煤油的稳态界面张力以及0.1%纳米驱油剂在30～70℃下与煤油的稳态界面张力。(3)润湿性。载玻片原始润湿性为亲水性,用甲基硅油涂抹浸泡载玻片,烘干后使载玻片表面形成油膜,改变润湿性至亲油性。参照石油天然气行业标准SY/T 5153—2007《油藏岩石润湿性测定方法》,在30℃下用接触角测量仪测定0.1%纳米驱油剂和蒸馏水分别在润湿性不同的载玻片表面的润湿接触角。(4)静态吸附能力。根据纳米驱油剂的波长曲线选定紫外可见分光光度计波长数值为220 nm;配制0.1%的纳米驱油剂并用蒸馏水平均稀释10个质量分数点,测定纳米驱油剂10个质量分数下以蒸馏水为空白对照组的吸光度,并拟合纳米驱油剂吸光度-质量分数标准曲线;研磨1#天然岩心残余废料至粉状(100目,即0.147 mm),并分成3组,每组10 g,将每组岩心粉分别浸泡于50 mL 0.1%纳米驱油剂溶液中,静置24 h;经过滤及离心后,每组分别提取5 mL上清液,测定上清液以蒸馏水为空白对照组的吸光度;将该吸光度与吸光度-质量分数标准曲线进行对照,标定上清液中纳米驱油剂的质量分数,并按式(1)计算3组纳米驱油剂的静态吸附量。

$$\gamma=\frac{V(c_1-c_2)}{M} \quad (1)$$

式中,γ—纳米驱油剂静态吸附量,mL/g;V—纳米驱油剂体积,mL;c_1—纳米驱油剂初始质量分数,%;c_2—岩心粉浸泡于纳米驱油剂后,所提取的上清液中纳米驱油剂的质量分数,%;M—岩心粉的体积,mL。

1.2.2 纳米驱油剂增注驱油效果评价

在30℃下,参照石油天然气行业标准SY/T5336—2006《岩心分析方法》和SY/T5345—2007《岩石中两相流体相对渗透率测定方法》进行天然岩心或微观模型驱替实验,具体步骤如下。(1)将天然岩心或微观模型饱和蒸馏水后进行油驱水实验,驱替至束缚水状态时记录出水体积,即天然岩心或微观模型初始含油体积;(2)以一定的驱替压力一次水驱5 PV以上,直至天然岩心或微观模型内液体流动稳定且不再出油,记录一次水驱出油体积,并测定一次水驱渗透率,作为空白对照组;(3)向天然岩心或微观模型中注入1 PV纳米驱油剂,静置24 h;(4)以相同的驱替压力二次水驱5 PV以上,直至天然岩心或微观模型内液体流动稳定且不再出油,记录二次水驱出油体积,并测定二次水驱渗透率,结束实验。

2 结果与讨论

2.1 纳米驱油剂基本性能

2.1.1 粒度分布

纳米驱油剂的粒度分布曲线见图2。经过硅烷

偶联剂改性的纳米SiO_2在驱油剂中的粒径分布主要在7.0～130.0 nm,平均粒径为11.5 nm,说明纳米驱油剂中的改性纳米SiO_2微粒粒径较小,有利于波及到纳米级孔隙。

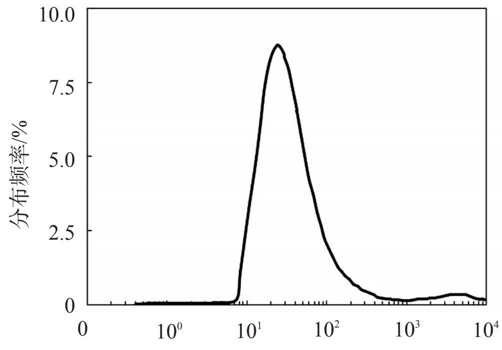


图2　改性纳米SiO_2在纳米驱油剂中的粒度分布

2.1.2　界面张力

由图3可见,温度(30℃)恒定时,纳米驱油剂在质量分数为0.1%时的油水界面张力最低(0.784 mN/m),之后界面张力随纳米驱油剂质量分数的升高而升高,当质量分数大于0.2%后,纳米驱油剂的界面张力在1.107 mN/m上下波动。由图4可见,纳米驱油剂质量分数固定(0.1%)时,30℃下的油水界面张力最低(0.799 mN/m),之后随温度的上升,油水界面张力逐渐升高,表明纳米驱油剂降低油水界面张力的能力随温度升高而降低。当纳米驱油剂在质量分数为0.1%、温度为30℃时的油水界面张力最低,有利于剥离吸附在孔隙表面的原油,并能减小油滴通过小孔喉因变形所做的功,使原油更易从小孔喉中被驱替至大孔喉处,有利于提高原油采收率。

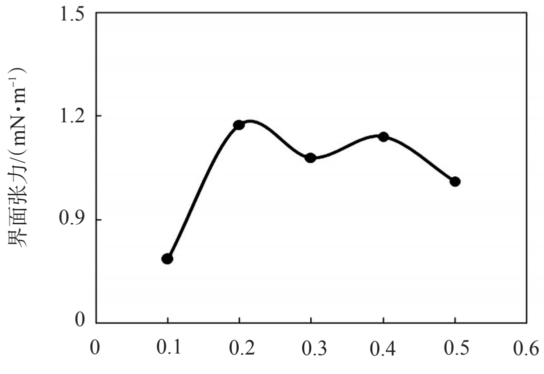


图3　质量分数对纳米驱油剂油水界面张力的影响

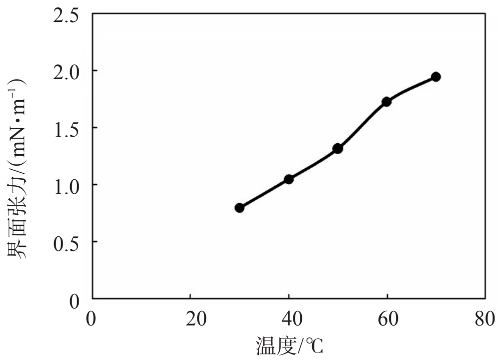


图4　温度对纳米驱油剂油水界面张力的影响

2.1.3　润湿性

在30℃下,0.1%纳米驱油剂和蒸馏水在亲水载玻片上的润湿接触角分别为22.5°和41.7°,在亲油载玻片上的润湿接触角分别为16.2°和97.4°。纳米驱油剂在不同润湿性表面的接触角均较低,可见纳米驱油剂能增强岩石表面亲水性,有利于驱油。

2.1.4　静态吸附能力

以蒸馏水为空白对照组,纳米驱油剂吸光度–质量分数标准曲线见图5。10 g岩心粉在50 mL 0.1%纳米驱油剂溶液中浸泡24 h后,3组纳米驱油剂在岩心粉表面的静态吸附量见表2。由表可见,纳米驱油剂在岩石表面有一定的吸附能力。

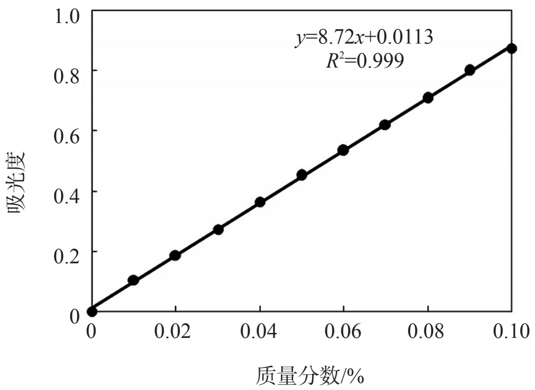


图5　纳米驱油剂吸光度–质量分数标准曲线

表2　纳米驱油剂在岩心粉表面的静态吸附结果

岩心粉编号	吸光度	静态吸附量/(mL·g⁻¹)	平均静态吸附量/(mL·g⁻¹)
A组	0.290	0.0034	
B组	0.307	0.0033	0.0033
C组	0.325	0.0032	

2.2 纳米驱油剂增注驱油效果

2.2.1 微观模型驱替效果

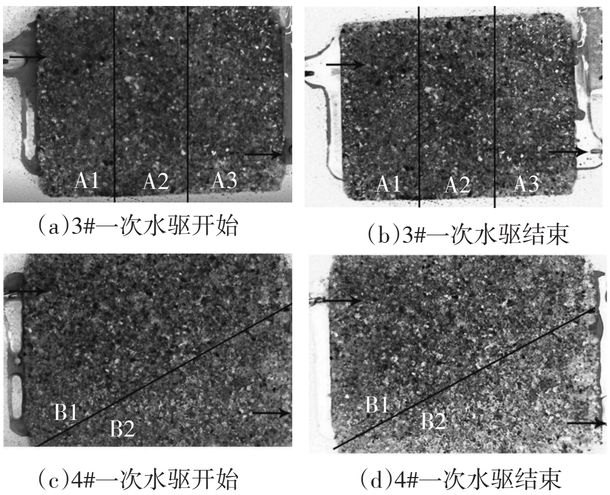
微观模型驱替实验结果见表3。在注入1 PV纳米驱油剂后,两块微观模型的水驱渗透率和驱油效率均明显增加。说明纳米驱油剂具有提高水驱渗透率和驱油效率的能力,增注驱油效果较好。

表3 微观模型驱替实验结果

微观模型	渗透率/(10^{-3} μm^2)		增幅/%	驱油效率/%		增幅/%
	一次水驱	二次水驱		一次水驱	二次水驱	
3#	0.894	1.401	56.7	66.7	81.1	21.6
4#	0.838	1.301	55.2	57.1	63.3	10.9

注:驱替压力为0.068 MPa。

微观模型在束缚水状态下进行了一次水驱油实验,使微观模型达到残余油状态,并用SZX16体式显微镜(放大倍数为4.8)记录一次水驱前后煤油的分布状态(见图6)。一次水驱油后,3#微观模型中间部分A2区的可动油变化不大,而模型两侧A1和A2区的可动油明显减少,残余油呈片状集中分布在模型中部A2区;4#微观模型右下方B2区的可动油变化不大,而左上方B1区中的可动油明显减少,残余油呈网状分散分布在模型整体。说明常规水驱油效率较低,仍存在大量残余油,驱替潜力较高。

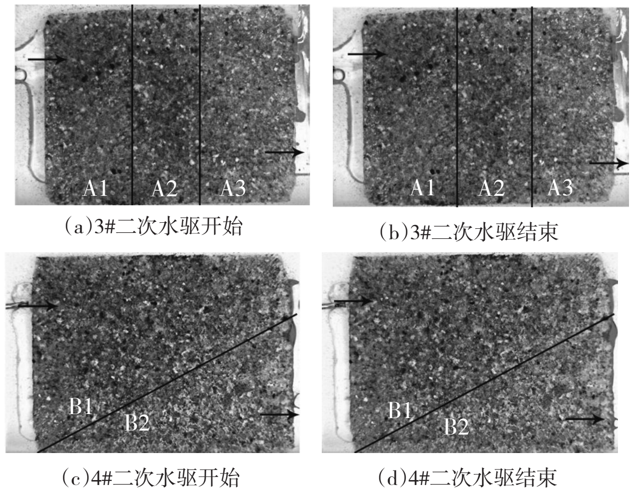


(a)3#一次水驱开始 (b)3#一次水驱结束

(c)4#一次水驱开始 (d)4#一次水驱结束

图6 微观模型一次水驱前后煤油的分布状态

微观模型在残余油状态下注入1 PV纳米驱油剂并静置24 h后进行了二次水驱。微观模型二次水驱前后煤油的分布状态见图7。注入纳米驱油剂再次水驱后,3#微观模型中部A2区呈片状集中分布的残余油逐渐被驱出,其余部分变化不大,二次水驱残余油呈零星状分布;4#微观模型仅有少量油被驱出,整体含油面积变化不大,残余油仍呈网状分散分布,可见纳米驱油剂对片状集中分布残余油的驱替效果好于网状分散分布的残余油,并且可以驱出常规水驱不能驱出的可动油,使驱油效率增加。



(a)3#二次水驱开始 (b)3#二次水驱结束

(c)4#二次水驱开始 (d)4#二次水驱结束

图7 微观模型二次水驱前后煤油的分布状态

对比图6和图7可见,一次水驱后,残余油主要为小孔隙中被圈闭的油及孔隙表面吸附的油;注入纳米驱油剂浸泡并二次水驱后,这部分残余油逐渐被驱出,二次水驱残余油呈细条状,滞留在更小的孔隙中。由此可见,纳米驱油剂能波及到常规水驱波及不到的小孔隙,并能剥离吸附在孔隙表面的油。

2.2.2 岩心驱替效果

天然岩心驱替实验结果见表4。在注入1 PV纳米驱油剂后,两块岩心的水驱渗透率均提高。二次水驱后仍有清澈的油滴被驱出,油水分离明显,没有乳化层。说明纳米驱油剂具有提高水驱渗透率和驱油效率的能力,增注驱油效果较好。

表4 天然岩心驱替实验结果

岩心	驱替压力/MPa	渗透率/(10^{-3} μm^2)		增幅/%	驱油效率/%		增幅/%
		一次水驱	二次水驱		一次水驱	二次水驱	
1#	5.45	3.33	4.48	34.3	42.7	45.3	6.1
2#	5.65	4.46	6.93	55.4	45.5	50.0	10.1

3 结论

经硅烷偶联剂改性的纳米SiO_2颗粒粒径较小，以其为主要成分的纳米驱油剂具有较低的油水界面张力、良好的亲水性及一定的静态吸附能力，且对片状集中分布的残余油的驱替效果优于网状分散分布的残余油，可以用于驱替捕获常规水驱波及不到的圈闭在小孔隙中的残余油，实现水驱渗透率和驱油效率的提高，达到增注驱油的目的。

参考文献：

[1] 张威，刘新，张玉玮. 世界致密油及其勘探开发现状[J]. 石油科技论坛，2013，32(1)：41—44.
[2] 贾亚宁. 低渗致密储层油水渗流特征实验研究[D]. 西安：西安石油大学，2017：1—3.
[3] 李晓骁，任晓娟，罗向荣.低渗透致密砂岩储层孔隙结构对渗吸特征的影响[J]. 油气地质与采收，2018，25(4)：116—126.
[4] 贺丽鹏，罗建辉，丁彬，等. 特低/超低渗油藏纳米驱油剂的制备与性能[J]. 油田化学，2018，35(1)：81—84.
[5] 罗志. 纳米二氧化硅表面改性及增强聚氨酯密封胶[J]. 中国胶粘剂，2019，28(4)：24—27.
[6] 何淑婷，刘宝春.纳米二氧化硅改性及其应用研究进展[J]. 材料研究与应用，2016，10(2)：71—73.
[7] 褚奇，杨枝，李涛，等. 硅烷偶联剂改性纳米SiO_2封堵剂的制备与作用机理[J]. 钻井液与完井液，2016，33(4)：47—50.
[8] 高艳飞. 纳米二氧化硅改性纸/塑复合用聚氨酯胶粘剂的研究[J]. 中国胶粘剂，2015，24(2)：41—44.
[9] 雷群，罗健辉，彭宝亮，等. 纳米驱油剂扩大水驱波及体积机理[J]. 石油勘探与开发，2019，46(5)：1—6.
[10] 彭琴. 改性纳米SiO_2/AA/AM共聚物驱油剂在中低渗透油藏的可行性研究[D]. 成都：西南石油大学，2014：10—23.
[11] 许园. 基于改性氧化石墨烯作为低渗透油藏注水开发纳米减阻剂研究[D]. 成都：西南石油大学，2015：74—84.
[12] 程亚敏，杜静，罗文瑞，等. 聚丙烯酰胺/2-丙烯酰胺-2-甲基-丙磺酸钠聚合物接枝纳米SiO_2驱油剂的合成及其性能[J]. 化学研究，28(2)：230—234.
[13] 董永兵，周艳明，吉轩，等. 纳米SiO_2改性水性聚氨酯胶粘剂的制备及性能[J]. 中国胶粘剂，2017，26(11)：23—27.
[14] 王世禄. 纳米二氧化硅的改性及其降压增注性能评价[D]. 青岛：中国石油大学，2016：14—49.
[15] 魏金辉. 水基纳米聚合乳液的界面特性及降压流动规律研究[D]. 大庆：东北石油大学，2012：9—17.
[16] 齐春民. 吴起低渗透油田降压增注措施的研究与应用[D]. 西安：西安石油大学，2017：15—35.
[17] 张忠林，王成俊. 延长油田特低渗油藏新型驱油剂研究进展[J]. 应用化工，2018，47(6)：1246—1249.
[18] 陈玉祥，唐佳，陈雅洁. 改性纳米SiO_2助剂体系的降压增注机理研究[J]. 化学工程与装备，2016(1)：4—5.
[19] 洪祥珍. 活性纳米材料增注技术的研究与应用[J]. 断块油气田，2004，11(3)：49—51.

Effect of Nano-sized Oil-displacement Agent in Increasing Water Injection for Oil Displacement

REN Xiaojuan[1], WANG Rui[1], PAN Qianhong[2], QI Yin[3], ASYA Barker[1], LUO Xiangrong[1]

(*1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, P R of China; 2. Xi'an Changqing Chemical Group, Xi'an, Shaanxi 710018, P R of China; 3. Oil and Gas Technology Research Institute, Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, P R of China*)

Abstract: In order to analyze the effect of nano-sized oil-displacement agent in increasing water injection in low permeability reservoir, the basic properties of nano-sized oil-displacement agent with nano-SiO_2 modified by silane coupling agent as the main component were evaluated, and the flow characteristics and displacement characteristics of nano-sized oil-displacement agent were studied through natural core and microscopic model displacement experiments of Chang6 reservoir in Zaowan block.The results showed that the nano particles in nano-sized oil-displacement agent had small particle size, low oil-water interfacial tension, good hydrophilicity and certain static adsorption. At 30℃, the oil-water interfacial tension of 0.1% nano-sized oil-displacement agent was 0.784 mN/m, the wetting contact angle on hydrophilic and oil-wet slide was 22.5° and 16.2°, and the average static adsorption capacity on the surface of long 6 core was 0.0033 mL/g. The nano-sized oil-displacement agent could displace the residual oil trapped in small pores which could not be swept by conventional water flooding, and could peel off the oil adsorbed on the pore surface. The displacement effect on flake concentrated distribution of residual oil was better than that of network dispersed distribution of residual oil. After 1 PV 0.1% nano-sized oil-displacement agent was injected into the core micro model and natural core, the water flooding permeability increased by 55.2%—56.7% and 34.3%—55.4%, and the oil displacement efficiency increased by 10.9%—21.6% and 6.1%—10.1%, respectively, showing good effect of increasing water injection for oil displacement.

Keywords: *low permeability reservoir; nano-sized oil-displacement agent; recovery factor; permeability; increasing water injection for oil displacement*