文章编号:1000-4092(2021)04-647-06

调剖剂/调驱剂组合方式与油藏适应性研究——以渤海油田储层地质和流体条件为例*

刘 欢[1],王承州[1],卢祥国[1],刘义刚[2],王 楠[2],张 楠[1],何 欣[1]

(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研究院,天津 塘沽 300450)

摘要:为明确调剖剂与调驱剂组合方式注入目标储层的可行性,通过室内实验计算调剖剂与调驱剂在岩心中的阻力系数、残余阻力系数以及封堵率,分析其压力特征和分流率特征,确定调剖剂与调驱剂组合方式与目标储层适应性的优劣。结果表明:在70 ℃、0.9 mL/min的注入速率下,初低黏延缓交联型调剖剂可进入岩心最适宜渗透率的范围应在1000×10^{-3}～3000×10^{-3} μm^{2}之间,且封堵率大于95%,封堵性能和液流转向效果均较好;"纳米型"和"超分子型A"聚合物微球非连续性调驱剂可进入岩心最适宜渗透率的范围均应在500×10^{-3}～1000×10^{-3} μm^{2}之间,且"超分子型A"调驱剂在岩心中的水化膨胀性能、深部调驱能力要优于"纳米型"调驱剂。调剖剂/调驱剂组合方式提高低渗层的动用程度随着储层非均质性的增强而降低,级差大于8后,调剖剂/调驱剂组合方式的液流转向效果有所减弱。图7表5参15

关键词:调剖/调驱;组合方式;适应性;室内实验;分流率

中图分类号:TE357.46 **文献标识码:**A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.04.013

渤中34-2/4油田位于渤海南部海域,受断层切割影响,储层为砾砂岩、砂岩、粉细砂岩等为主的油水关系比较复杂的层状构造,原油及其他流体物性较好[1]。该储层的岩石胶结疏松、含油层段多、埋藏深、渗透率低,在经历了衰竭开采、注水开采、综合调整3个阶段后,储层的非均质性加剧,含水率上升,采收率下降,严重制约油田的开发效果[2-4]。近年来,为提高渤海油田的开发效果,研究者们已开展了大量的室内研究与矿场试验[5-8]。梁守成等[9]以物理模拟为技术手段开展了调剖调驱分级组合效果研究,认为多级调剖调驱技术兼顾了大孔道治理和中低渗透层深部液流转向技术需求,可以取得较好增油降水效果。曹伟佳等[10]通过室内实验研究了Cr^{3+}聚合物弱凝胶、强凝胶和聚合物微球组合方式的调剖效果,发现采取弱凝胶+强凝胶+聚合物微球的组合方式,采收率增幅最大,液流转向效果明显。黄晓东等[11]采用冻胶+聚合物微球组合,实行井口调剖和在线调剖调驱相结合的方式来调整吸水剖面,最终证明了该技术对海上稠油油田的控水稳油是可行的,投入产出比是常规化学调剖的3倍。目前有关调剖剂/调驱剂组合方式与油藏储层适应性的研究分析较少,本文通过室内实验计算调剖剂与调驱剂在岩心中的阻力系数、残余阻力系数以及封堵率,分析其压力特征和分流率特征,研究确定调剖剂与调驱剂组合方式与目标储层的适应性。在大力应用聚合物凝胶和微球成熟配套技术

* **收稿日期:**2020-11-21;**修回日期:**2021-03-20。

基金项目:中海石油(中国)有限公司天津分公司重点攻关课题"高效调剖技术区块整体匹配性优化设计研究"(项目编号CCL2019TJT0NST2286)。

作者简介:刘欢(1997—),男,东北石油大学油气田开发工程专业在读硕士研究生(2019—),从事提高油气采收率技术研究,电话:0459-6503406,E-mail:2508411184@qq.com。卢祥国(1960—),男,教授,博士生导师,日本国早稻田大学环境与资源工学博士(2002),从事提高油气采收率研究和教育工作,通讯地址:163318 黑龙江省大庆市东北石油大学石油工程学院,E-mail:luxiangg2003@aliyun.com。

基础上，对于调剖/调驱技术个性化、精细化方案的设计及油田高效开发具有重要指导意义。

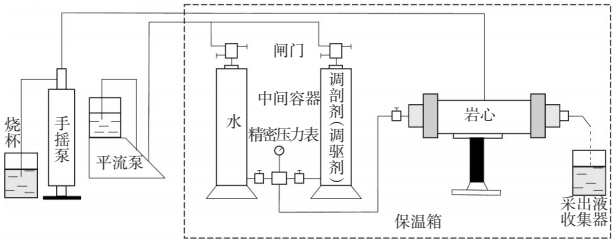
1 实验部分

1.1 材料与仪器

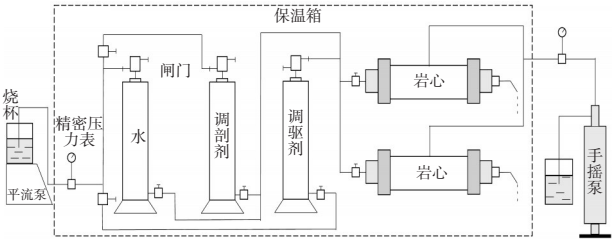
干粉聚合物TJDW1，相对分子质量1900×10^4，水解度25.6%，有效含量88%；低温酚醛树脂类交联剂，有效含量100%，间苯二酚固化剂，有效含量100%。聚合物微球，分为“纳米型”（粒径200～600 nm）和“超分子型A”（粒径1～18 μm）两种，有效含量100%。以上实验药剂均由中海石油（中国）有限公司天津分公司渤海石油研究院提供。实验用水为油田模拟注入水，矿化度9130.3 mg/L，主要离子质量浓度（单位mg/L）：K^++Na^+ 3196.54、Ca^{2+} 193.12、Mg^{2+} 10.71、Cl^- 4879.12、SO_4^{2-} 4.3、HCO_3^- 846.51。实验岩心为石英砂环氧树脂胶结人造岩心[12-14]，包括柱体和长方体两种规格，其中柱状岩心Ⅰ的几何尺寸为ϕ2.5 cm×10 cm，渗透率K_g分别为200×10^{-3}、500×10^{-3}、1000×10^{-3}、3000×10^{-3}、5000×10^{-3} μm²；层内均质方岩心Ⅱ，几何尺寸为4.5 cm×4.5 cm×30 cm，渗透率K_g=500×10^{-3}、1000×10^{-3}、4000×10^{-3}、8000×10^{-3} μm²。

DV-Ⅱ型布氏黏度仪，美国Brookfield公司；BDS400型倒置生物荧光显微镜，奥特光学仪器公司；驱替实验仪器设备主要包括平流泵、压力传感器、岩心夹持器、手摇泵和中间容器等。

单一药剂适应性实验流程与组合方式适应性实验流程见图1。



（a）单一药剂



（b）组合方式

图1 适应性实验设备流程图

1.2 实验方法

1.2.1 调剖剂和调驱剂基本性能测定

先采用注入水配制质量浓度为5 g/L的干粉聚合物母液，然后用注入水稀释成质量浓度为3 g/L的目的液，再分别加入3 g/L的低温酚醛树脂类交联剂和3 g/L固化剂间苯二酚，形成酚醛树脂聚合物凝胶，即初低黏延缓交联型调剖剂。采用DV-Ⅱ型布氏黏度仪测试在70 ℃下成胶反应不同时间后的调剖剂黏度，当黏度小于100 mPa·s时，采用“0”号转子在转速6 r/min下进行测试，当黏度为100～20000 mPa·s时，采用“1～4”号转子在转速30 r/min进行测试，测试为温度70 ℃。

采用注入水配制质量浓度为3 g/L的聚合物微球调驱剂，搅拌均匀后置于温度为70 ℃恒温箱内缓膨，定期采用倒置生物荧光显微镜观测聚合物微球的粒径。

1.2.2 调剖剂和调驱剂与储层渗透率适应性评价实验

将柱状岩心抽真空、饱和模拟注入水后，向岩心中注模拟注入水，待压力稳定后记录注入压力，计算岩心水测渗透率；注入4～5 PV的调剖剂/调驱剂，实时记录采出液体积和注入压力；调剖剂候凝36 h/调驱剂缓膨3 d，继续注入模拟注入水，实时记录采出液体积和注入压力。计算阻力系数、残余阻力系数以及封堵率，以此为指标评价调剖剂/调驱剂与储层的适应性优异程度。以上实验温度为70 ℃，注入速率为0.9 mL/min，

1.2.3 调剖剂/调驱剂组合方式与储层渗透率适应性评价实验

将方形岩心抽真空、饱和模拟注入水后，将不同渗透率级差[V_K=2（K_g=500×10^{-3}/1000×10^{-3} μm²），V_K=8（K_g=500×10^{-3}/4000×10^{-3} μm²），V_K=16（K_g=500×10^{-3}/8000×10^{-3} μm²）]岩心以并联的方式组合在一起，向岩心中注模拟注入水，待压力稳定后记录注入压力和高、低渗透层的出液量；采用“恒压”方式注入0.2 PV（高、低渗透层总孔隙体积）的调剖剂，记录注入压力和高、低渗透层出液量；待调剖剂候凝36 h后，向岩心中注0.8 PV的调驱剂，记录注入压力和高、低渗透层出液量；待调驱剂缓膨3 d后继续注入模拟注入水，记录注入压力和高、低渗透层出液量。计算高渗透层与低渗透层初始、过程中、后续

水的分流率，以低渗透层分流率的增幅为指标评价调剖/调驱组合方式与储层的适应性优异程度。

以上实验温度为70 ℃，除恒压注入外其他注入速率为1.2 mL/min。

2　结果与讨论

2.1　调剖剂和调驱剂基本性能

2.2.1　调剖剂的成胶性能

在70 ℃下，初低黏延缓交联型调剖剂在不同成胶时间下的成胶黏度见表1。由表1可知，调剖剂的黏度在0～2 d的时间内增加较少，2 d后急剧增加，表明此时聚合物分子发生了分子内交联，形成了长链或区域性网状结构[15]，且最终成胶黏度>100 Pa·s，成胶强度较高。考虑到调剖剂的注入性及封堵性，将调剖剂的候凝时间确定为1.5 d。

表1　调剖剂在不同成胶时间下的成胶黏度

时间/d	黏度/(mPa·s)	时间/d	黏度/(mPa·s)
0	61.7	3.0	4 927.3
0.5	62.4	4.0	13 611.7
1.0	495.6	5.0	35 210.8
1.5	712.3	6.0	80 512.2
2.0	891.2	10.0	>100 000

2.1.2　调驱剂的膨胀性能

在70 ℃下，两种调驱剂在水化不同时间后的膨胀倍数见表2。由表2可知，聚合物微球调驱剂的膨胀倍数随水化时间的延长而增大，“纳米型”微球水化后粒径增大，表面能增加，分散性改善。“超分子型A”微球的初始粒径膨胀倍数较小，但水化膨胀速率较快，120 h后趋于稳定，最终聚合物微球的粒径较大。

表2　两种调驱剂的膨胀倍数随水化时间的变化

聚合物微球类型	水化时间/h	粒径膨胀倍数	体积膨胀倍数
纳米型	24	1.88	22.76
	72	2.19	31.39
	120	3.75	106.17
	192	4.44	159.77
超分子型A	24	0.69	3.81
	72	2.22	32.35
	120	4.66	179.96
	192	5.19	235.89

2.2　调剖剂与储层渗透率适应性

调剖剂在不同渗透率岩心中的阻力系数、残余阻力系数和封堵率测定结果见表3。由表3可知，随着岩心渗透率的逐渐增大，阻力系数和残余阻力系数下降，且残余阻力系数下降的幅度逐渐变缓，表明调剖剂在岩心中发生了滞留，且滞留量随着渗透率的增加而逐渐减少。此外，调剖剂对4种不同渗透率岩心的封堵率均大于95%，由此可见，该调剖剂的封堵性能较好，能起到封堵高渗透层，调整吸液剖面的作用。

表3　调剖剂对不同渗透率岩心的阻力系数、残余阻力系数和封堵率

气测渗透率/(10^{-3} μm^2)	水测渗透率/(10^{-3} μm^2)		阻力系数(无因次)	残余阻力系数(无因次)	封堵率/%
	初始	后续水驱			
509	229.35	3.39		67.57	98.52
1028	339.44	10.18		33.33	97.00
2895	1414.35	69.43	277.78	20.37	95.09
5024	2376.10	117.50	171.11	20.22	95.05

在注入调剖剂过程中不同渗透率岩心的注入压力随注入体积的变化见图2。从图2可以看出，在注入调剖剂过程中，随着岩心渗透率的降低，调剖剂的注入压力升高。当岩心的气测渗透率低于3000×10^{-3} μm^{2}时，注入压力呈现持续升高态势，表明此时调剖剂的注入量大于采出量，在岩心中发生了堵塞，与岩心孔隙尺寸适应性较差；当岩心的气测渗透率高于3000×10^{-3} μm^{2}时，注入压力随着注入体

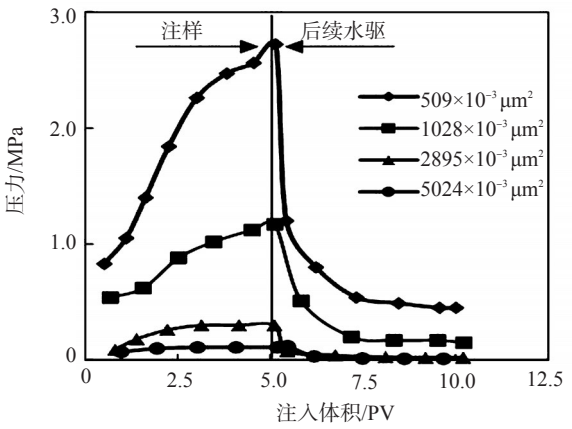


图2　调剖剂注入过程中注入压力随注入体积的变化

积的增加而逐渐趋于稳定，表明此时调剖剂在岩心中的注入量与采出量达到了平衡，与岩心孔隙尺寸适应性较好。由此可知，调剖剂可进入岩心的渗透率适宜范围应在1000×10^{-3}～3000×10^{-3} μm²之间。

2.3 调驱剂与储层渗透率适应性

“纳米型”调驱剂和“超分子型A”调驱剂对不同渗透率岩心的阻力系数、残余阻力系数和封堵率见表4。由表4可知，随着岩心渗透率的逐渐增加，阻力系数和残余阻力系数降低，且下降的幅度逐渐变缓，表明这两种类型的调驱剂在岩心中均发生了滞留，且滞留量随着渗透率的增加而逐渐减少，同时，“超分子型A”调驱剂在岩心中的残余阻力系数大于阻力系数，表明“超分子型A”调驱剂与岩心孔隙尺寸配伍性较好。此外，经对比发现，在岩心渗透率相同的情况下，“超分子型A”调驱剂在岩心中的封堵率大于“纳米型”调驱剂，由此可知，“超分子型A”调驱剂在岩心中的水化膨胀性能、深部调驱能力优于“纳米型”调驱剂的。

表4 调驱剂对不同渗透率岩心的阻力系数、残余阻力系数和封堵率

调驱剂类型	气测渗透率/（10^{-3} μm²）	水测渗透率/（10^{-3} μm²）		阻力系数（无因次）	残余阻力系数（无因次）	封堵率/%
		初始	后续水驱			
纳米型	214	113.15	24.44	—	—	78.40
	456	226.30	51.54	4.52	4.39	77.23
	1158	554.42	207.30	2.69	2.67	62.61
	2826	1344.20	771.46	1.91	1.76	42.61
超分子型A	217	114.28	13.23	—	—	88.42
	436	226.30	21.17	6.81	10.37	90.65
	1212	545.53	80.09	5.00	6.81	85.32
	3146	1725.98	525.24	3.33	3.32	69.57

不同渗透率岩心在注入调驱剂过程中注入压力随注入体积的变化见图3。从图3可以看出，在注入调驱剂过程中，随着岩心渗透率的降低，注入压力升高。当岩心的气测渗透率在500×10^{-3}～1000×10^{-3} μm²时，两种调驱剂的注入压力随着注入体积的增加而逐渐趋于稳定，表明调驱剂与岩心孔隙尺寸适应性较好。由此可知，两种调驱剂可进入岩心的渗透率适宜范围均应在500×10^{-3} ～1000×10^{-3} μm²之间。

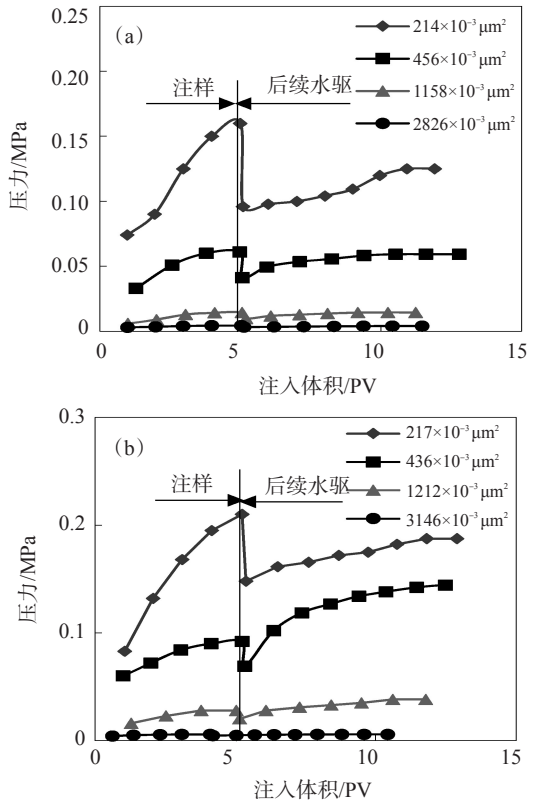


图3 “纳米型”调驱剂(a)和“超分子型A”调驱剂(b)的注入压力随注入体积的变化

2.4 调剖剂/调驱剂组合方式与储层渗透率适应性

对双管并联岩心先水驱然后以“恒压”方式注入0.2 PV（高、低渗透层总孔隙体积）的调剖剂，待调剖剂候凝36 h后，再向岩心中注0.8 PV的调驱剂，待调驱剂缓膨3 d后，继续水驱，在3种渗透率级差、2种调驱剂类型情况下高、低渗透层的分流率测定结果见表5。由表5可知，当调剖剂和调驱剂注入并联岩心后，后续流体由高渗层转向低渗层，致使高渗层吸液量减少，低渗层吸液量增加，且随着岩心

表5 调剖剂/调驱剂组合注入对不同渗透率级差岩心的分流率

调驱剂类型	渗透率级差 V_K（无因次）	渗透率/（10^{-3} μm²）		高渗透层分流率/%		低渗透层分流率/%		低渗层分流率增幅/%
		高渗透层	低渗透层	水驱	后续水驱	水驱	后续水驱	
纳米型	2	1000	500	70.27	40.16	29.73	59.84	30.11
	8	4000	500	87.96	65.12	12.04	34.88	22.84
	16	8000	500	92.96	79.35	7.04	20.65	13.61
超分子型A	2	1000	500	70.47	42.15	29.53	57.85	28.32
	8	4000	500	87.91	64.07	12.09	35.93	23.84
	16	8000	500	92.93	76.64	7.07	23.36	19.29

渗透率级差的增大，低渗层吸液量增幅减小。同时，在调剖剂注入量相同的基础上，“超分子型A”调驱剂对于提高低渗透层的分流量效果更好一些。这表明对于非均质性较强的地层，采用凝胶类调剖体系能有效封堵高渗透层，而采用聚合物微球类调驱剂体系可实现对流体在岩心深处的宏观和微观调控，两者组合在一起，相辅相成，能较好地提高低渗透层的动用程度，提高低渗透层的采收率。

不同岩心渗透率级差情况下，高、低渗透层分流率随注入体积的变化见图4。从图4可以看出，在渗透率级差小于8时，调剖剂/调驱剂组合方式对于后续流体的转向效果较好，低渗透层的吸液量明显增加，动用程度提高；而渗透率级差大于8时，注入调剖剂和调驱剂后，低渗层吸液量较水驱阶段也相应有所增加，但增加幅度略低。调剖剂/调驱剂组合方式提高低渗透层的动用程度随着储层非均质性的增大而降低，渗透率级差大于8后，调剖剂/调驱剂组合方式的液流转向效果有所减弱。

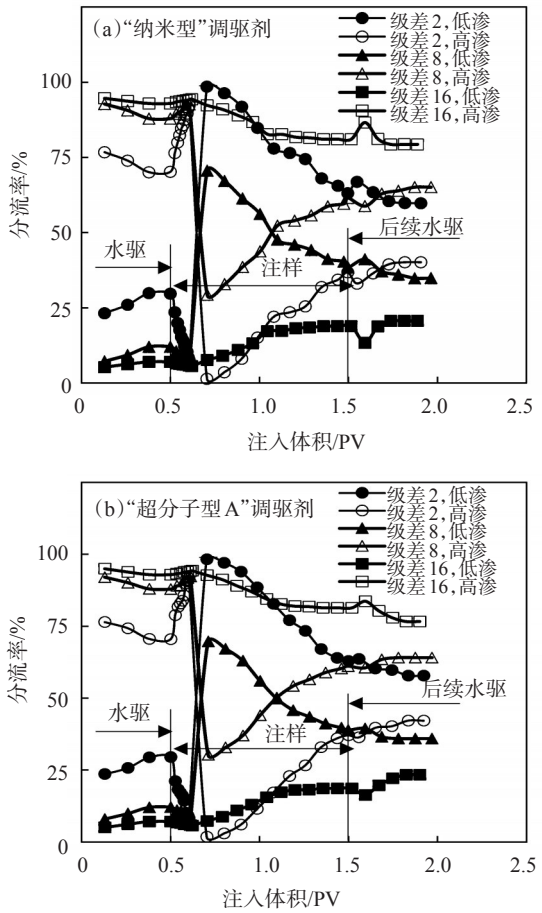


图4　驱替过程中不同渗透率级差岩心高、低渗透层的分流率随注入体积的变化

3　结论

调剖剂与调驱剂在与储层渗透率适应性研究中，应着重考察两者的注入能力。通过实验计算调剖剂与调驱剂在岩心中的阻力系数、残余阻力系数以及封堵率，分析其压力特征，确定其与储层渗透率适应性的优劣。在70 ℃、0.9 mL/min的注入速率下，初低黏延缓交联型调剖剂可进入岩心渗透率的适宜范围应在1000×10^{-3}～3000×10^{-3} μm²之间，封堵率大于95%，封堵性能和液流转向效果均较好；“纳米型”和“超分子型A”聚合物微球非连续性调驱剂可进入岩心渗透率的适宜范围应在500×10^{-3}～1000×10^{-3} μm²之间，且“超分子型A”调驱剂在岩心中的水化膨胀性能、深部调驱能力要优于“纳米型”调驱剂。

采用凝胶类调剖剂可对岩心的高渗透层进行有效封堵，采用微球类调驱体系可实现对流体在岩心深处的宏观和微观调控，两者组合在一起，能较好地提高低渗透层的动用程度。调剖剂/调驱剂组合方式提高低渗透层的动用程度随着储层非均质性的增强而降低，渗透率级差大于8后，调剖剂/调驱剂组合方式的液流转向效果有所减弱。

参考文献：

[1]　周海燕，王为民，王世民，等. 渤中34-2/4油田开发实践与认识[J]. 中国海上油气，2005(5)：36–38.

[2]　吴雅丽，敖文君，张宁，等. 渤海B油田边水对注水井调剖调驱效果的影响研究[J]. 非常规油气，2020，7(3)：55–59.

[3]　赵凤兰，吕春阳，侯吉瑞，等. 改性淀粉凝胶–泡沫复合调驱技术可行性及调剖体系定位位置优化[J]. 油田化学，2016，33(3)：425–430.

[4]　卢祥国，曹豹，谢坤，等. 非均质油藏聚驱提高采收率机理再认识及改善方法[J]. 石油勘探与开发，2021(1)：1–8.

[5]　鲍文博，卢祥国，刘义刚，等. 疏水聚合物微球制备及其缓膨和封堵效果评价[J]. 高分子通报，2019(3)：51–61.

[6]　梁丹，吕鑫，蒋珊珊，等. 渤海油田分级组合深部调剖技术[J]. 石油钻探技术，2015，43(2)：104–109.

[7]　刘义刚，张云宝，李彦阅，等. 用于非均质性油藏封堵的复合凝胶组成优选与性能评价[J]. 油田化学，2020，37(1)：52–57.

[8]　张楠，卢祥国，刘进祥，等. 渤海LD5-2油藏复合调驱效果物理模拟实验研究[J]. 油气藏评价与开发，2020，10(4)：119–124.

[9]　梁守成，李强，吕鑫，等. 多级调剖调驱技术效果及剩余油分布[J]. 大庆石油地质与开发，2018，37(6)：108–115.

[10] 曹伟佳，卢祥国，闫冬，等. 海上油田深部调剖组合方式实验优选[J]. 中国海上油气，2018，30(5)：103-108.
[11] 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.
[12] CAO Weijia，XIE，Kun，LU Xiangguo，et al. Effect of profile-control oil-displacement agent on increasing oil recovery and its mechanism[J]. Fuel，2019，237:1151-1160.
[13] 卢祥国，宋合龙，王景盛. 石英砂环氧树脂胶结非均质模型制作方法：CN 200510063665.8[P]. 2005-09-07.
[14] 卢祥国，高振环，闫文华. 人造岩心渗透率影响因素试验研究[J]. 大庆石油地质与开发，1994，13(4)：53-55.
[15] 谢坤，卢祥国，姜维东. 等. 抗盐聚合物储层适应性及其作用机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版)，2017，41 (3)：144-153.

Profile Control Agent/Displacement Control Agent Combination Method and Reservoir Adaptability Research
—Taking Reservoir Geology and Fluid Conditions of Bohai Oilfield as an Example

LIU Huan[1]，WANG Chengzhou[1]，LU Xiangguo[1]，LIU Yigang[2]，WANG Nan[2]，ZHANG Nan[1]，HE Xin[1]
(*1. Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Education Ministry*，*Northeast Petroleum University*，*Daqing*，*Heilongjiang 163318*，*P R of China*；*2. China Oilfield Services Limited of Tianjin branch*，*Tanggu*，*Tianjin 300450*，*P R of China*)

Abstract: In order to clarify the feasibility of injection of profile control agent and profile control agent into target reservoir，the resistance coefficient，residual resistance coefficient and plugging rate of profile control agent and profile control agent in rock core was calculated through laboratory experiment，and the characteristics of pressure and diversion rate was analyzed，and the advantages and disadvantages of combination mode of profile control and displacement and target reservoir were determined. The results showed that at the temperature of 70 ℃ and at the injection rate of 0.9 mL/min，the adaptable permeability range of the initial low viscosity delayed crosslinking profile control agent should be between 1000×10^{-3} μm^2 and 3000×10^{-3} μm^2，and the plugging rate was more than 95%，indicating that the plugging performance and fluid diversion effect was good. The adaptable permeability range of "Nano type" and "Supermolecule type A" polymer microsphere discontinuous profile control and flooding agent should be between 500×10^{-3} μm^2 and 1000×10^{-3} μm^2. In addition，compared to "Nano type" profile control and displacement agent，the "Supermolecule type A" profile control and displacement agent had better hydration expansion performance and deep profile control and displacement ability. With the increase of reservoir heterogeneity，the production degree of low-permeability reservoir decreased. When the permeability difference was greater than 8，the fluid diversion effect of profile control/profile control flooding combination mode was weakened.

Keywords: *Profile control/displacement control*；*combination mode*；*adaptability*；*laboratory experiment*；*diversion rate*