文章编号:1000-4092(2020)03-421-06

# 堵/调/驱组合方式和井网类型对调剖调驱效果的影响*

刘义刚[1],张云宝[1,2],李彦阅[1],卢祥国[2],曹伟佳[2],张 楠[2],何 欣[2]

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 300450;2. 提高油气采收率教育部重点实验室(东北石油大学),黑龙江 大庆 163318)

**摘要:**渤海LD5-2油田储层具有厚度大、平均渗透率高、非均质性强、注采井距大、单井注采强度高和原油黏度高等特点,长期注水开发进一步加剧了储层非均质性,水驱开发无效循环现象日趋严重。为了提高油田开发效果,开展了堵/调/驱组合方式和井网类型对调剖调驱效果影响的研究。结果表明,由部分水解聚丙烯酰胺溶液与有机铬交联剂组成的调剖剂静置12 h后,最大黏度高于$10^5$ mPa·s,30 d时仍能保持较高强度。调驱剂聚合物微球初始粒径8.7~9.2 μm,膨胀倍数3.7~4.1。驱油剂表面活性剂溶液与原油间的界面张力可达$10^{-2}$ mN/m,当乳状液含水率大于40%时的稠油乳化降黏率超过80%。相比调剖剂+调驱剂+驱油剂组合,调剖剂+调驱剂组合因缺少表面活性剂的乳化降黏和洗油作用,采收率增幅减小8.9%。调驱剂+驱油剂组合的宏观液流转向效果较差,表面活性剂乳化降黏作用未能充分发挥,采收率增幅仅为10.8%。4种井网类型的调剖调驱效果从强到弱依次为:1水平井(注)+1水平井(采)、1水平井+2垂直井、1垂直井+1水平井、1垂直井+2垂直井。当储层平均渗透率较高和非均质性较强时,大孔道或特高渗透条带治理措施可以确保后续微球发挥微观液流转向、表面活性剂发挥乳化降黏和洗油作用。图12表4参17

**关键词:**渤海稠油油藏;井网类型;药剂组合;液流转向

**中图分类号:**TE357.46 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.03.008

渤海LD5-2油田位于辽西凹陷中段,东侧紧靠辽西低凸起,属于辽西1号断层下降盘上的一个断块构造。于2005年10月28日正式投产,设计开发井分四批陆续投产,2007年4月28日油田全部投产。LD5-2油田储层具有厚度大、平均渗透率高、非均质性强、岩石胶结强度低、注采井距大、单井注采强度高和原油黏度高等特点,长期注水开发进一步加剧了储层非均质性,水驱开发低效和无效循环现象日趋严重[1]。例如,A10和A22井组位于油田构造高部位,截至2018年11月1日,A10和A22井组含水已高达81.3%和89.6%。目标油藏亟待采取宏观-微观液流转向、原油乳化降黏和提高洗油效率等组合综合治理措施以改善水驱开发效果[2-4]。近年来,国内东部老油田采取综合治理方法正逐渐成为国内石油开发工作者的共识[5-7],矿场实践取得了明显的增油降水效果[8-10]。针对目标油藏开发技术需求,本文开展了"堵/调/驱"组合方式和井网类型对调剖调驱效果影响的研究,这对目标油田综合治理技术决策具有重要的参考价值。

## 1 实验部分

### 1.1 实验材料

调剖剂由聚合物(部分水解聚丙烯酰胺(201(Ⅰ),相对分子质量$1900\times10^4$,水解度42%,固含量

* 收稿日期:2019-07-20;修回日期:2019-08-13。

基金项目:"十三五"国家重大科技专项子课题"渤海双高油田多级窜逸堵调驱一体化技术研究及示范"(项目编号2016ZX05009003-010-001),中海石油(中国)有限公司天津分公司重点攻关课题"强化水驱调驱技术研究与应用"(项目编号CCL2018TJTSWST0635)。

作者简介:刘义刚(1969–),男,教授级高级工程师,西南石油大学油气田开发工程专业博士(2013),从事提高油气采收率技术研究和管理工作,通讯地址:300450 天津滨海新区中海石油(中国)有限公司天津分公司。张楠(1995–),男,本文通讯联系人,东北石油大学油气田开发工程专业硕士研究生(2018–),从事提高石油采收率的研究,通讯地址:163316 黑龙江省大庆市东北石油大学石油工程学院,电话:0459–6503406,E-mail:1299736548@qq.com。

88%))与$Cr^{3+}$交联剂(有机铬(YJYSD107),有效含量3.15%)组成。调驱剂为聚合物微球(HYHK),驱油剂为阴离子型和非离子型复配表面活性剂(CW-2,有效含量100%)溶液。上述药剂由中海石油(中国)有限公司渤海石油研究院提供。实验用水为LD5-2油田注入水,矿化度8259.5 mg/L,离子组成(单位mg/L)为:$K^+$+$Na^+$ 2169.8、$Ca^{2+}$ 816.6、$Mg^{2+}$ 94.2、$Cl^-$ 4848.8、$SO_4^{2-}$ 156.1、$HCO_3^-$ 173.9。实验用油为LD5-2原油与白油的混合物,55℃下的黏度为200 mPa·s。表面活性剂驱油效率实验所用岩心为人造均质岩心,长×宽×高=32 cm×4.5 cm×4.5 cm,渗透率为$300\times10^{-3}$ μm²。组合方式及井网类型对比实验所用岩心为石英砂环氧树脂胶结人造三维纵向层内非均质岩心[11-12],长×宽×高=32 cm×32 cm×6 cm,油水井位置分布和模型编号示意图见图1。岩心(a):1水平水井+2垂直油井;岩心(b):1水平水井+1水平油井;岩心(c):1垂直水井+1水平油井;岩心(d):1垂直水井+2垂直油井。高、中、低渗透层的渗透率分别为$11200\times10^{-3}$、$6400\times10^{-3}$、$1600\times10^{-3}$ μm²,平均渗透率$6400\times10^{-3}$ μm²,渗透率级差(无因次)为7。水平井布置在岩心厚度中部位置(距顶端3 cm处)。

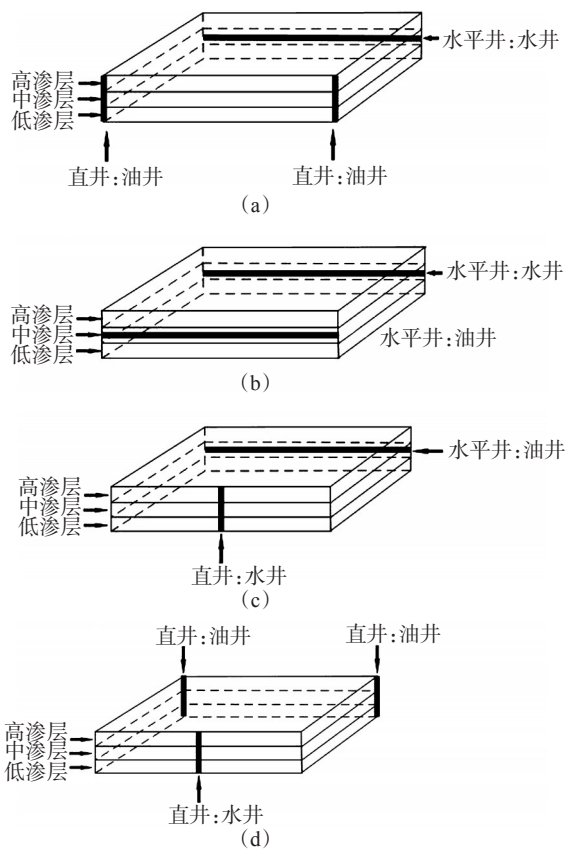



图1 岩心注采井分布示意图

### 1.2 实验仪器

DV-Ⅱ型布氏黏度仪,德国布鲁克(Bruker)公司;TX-500C旋滴界面张力仪,上海中晨数字技术设备有限公司;BDS400倒置生物显微镜,奥特光学仪器公司;激光扫描共聚焦显微镜,上海拜沃生物科技有限公司;岩心驱替实验设备,主要包括恒温箱、高精度电流表、平流泵、手摇泵、压力传感器(压力表)和中间容器等。除平流泵和手摇泵外,其他部分置于恒温箱内。

### 1.3 实验步骤

(1)岩心驱替实验。在室温下,将岩心模型抽真空,饱和油田注入水,测量孔隙体积,计算孔隙度;在油藏温度55℃条件下,饱和模拟油,计算含油饱和度;水驱至含水80%;按实验方案注入设计段塞尺寸的化学剂,后续水驱至含水95%。

(2)方案设计。①“调剖剂、调驱剂和驱油剂”组合方式对调剖调驱效果的影响。方案1:水驱至含水80%+0.2 PV调驱剂+0.1 PV驱油剂+水驱至至含水95%;方案2:水驱至含水80%+0.05 PV调剖剂+0.2 PV调驱剂+水驱至至含水95%;方案3:水驱至含水80%+0.05 PV调剖剂+0.2 PV调驱剂+0.1 PV驱油剂+水驱至至含水95%。实验岩心模型为图1中的(d)。②井网类型对调剖调驱效果的影响。方案4~方案7:实验岩心模型为图1中的(a)~(d),驱替组合方式为方案3。实验过程中,调剖剂为$Cr^{3+}$聚合物凝胶(聚合物加量$c_p$=3000 mg/L,交联剂加量$c_c$=2000 mg/L),调驱剂为聚合物微球($c_m$=3000 mg/L),驱油剂为表面活性剂溶液($c_s$=1200 mg/L)。

## 2 结果与讨论

### 2.1 调剖剂、调驱剂与驱油剂筛选和基本性能评价

#### 2.1.1 调剖剂

用注入水配制聚合物溶液($c_p$=2000、3000 mg/L),再分别加入不同质量的$Cr^{3+}$交联剂,充分混合后形成6种混合液。混合液(聚合物凝胶)强度[13]与交联时间的关系见表1。当$c_c$=3000 mg/L时,1.5 h后混合液强度开始明显增加,表明混合液中聚合物分子链与$Cr^{3+}$发生了交联反应,形成了“区域性”网状分子聚集体。12 h后,在55℃、4号转子6 r/min的条件

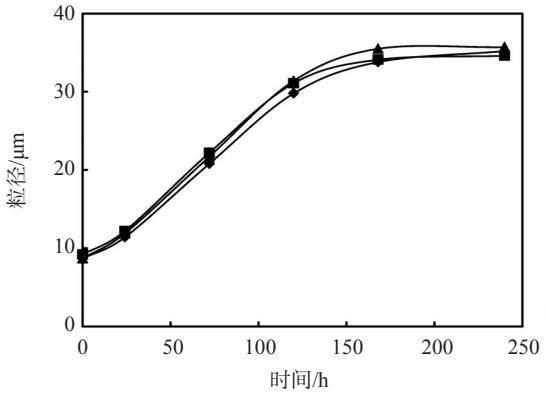
下，用布氏黏度仪测量6种凝胶的黏度，结果均在$10^5$ mPa·s以上，最大强度为G级，达到完全成胶（中等变形不流动凝胶），表现出高强度和良好的延迟成胶性能。当聚合物和交联剂浓度较高时，放置720 h后凝胶仍保持较高强度；当浓度较低时，成胶后期存在脱水现象，强度有较小幅度下降。由此可见，聚合物凝胶具有较好的时间稳定性。综合考虑成胶强度和成胶时间，优选$c_p$+$c_c$=3000 mg/L+2000 mg/L进行后续实验。

**表1　聚合物和交联剂加量对凝胶强度的影响**

| 质量浓度/（mg·L$^{-1}$） | | 不同交联时间（h）下的凝胶强度 | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 聚合物 | 交联剂 | 0 | 1 | 1.5 | 2 | 3 | 6 | 12 | 24 | 72 | 240 | 720 |
| 3000 | 2000 | A | A | C | C | D | F | G | G | G | G | G |
| 3000 | 1500 | A | A | B | C | D | F | F | F | F | F | F |
| 3000 | 1000 | A | A | B | B | D | E | E | F | F | F | F |
| 2000 | 2000 | A | A | A | B | D | F | G | G | G | F | F |
| 2000 | 1500 | A | A | B | B | D | E | E | F | F | E | E |
| 2000 | 1000 | A | A | B | B | C | D | E | E | E | E | E |

2.1.2　调驱剂

用注入水配制聚合物微球溶液，搅拌均匀后在55℃下静置水化，用倒置生物显微镜观测微球的粒径。微球粒径与水化时间的关系见图2。微球初始粒径为8.7～9.2 μm。随水化时间增加，粒径增大，初期增加速度较快，168 h左右微球膨胀基本停止，膨胀倍数为3.7～4.1。随微球浓度增加，微球粒径变化幅度较小。




微球质量浓度（mg/L）：1，◆，3000；2，■，4000；3，▲，5000

图2　微球粒径与静置时间的关系

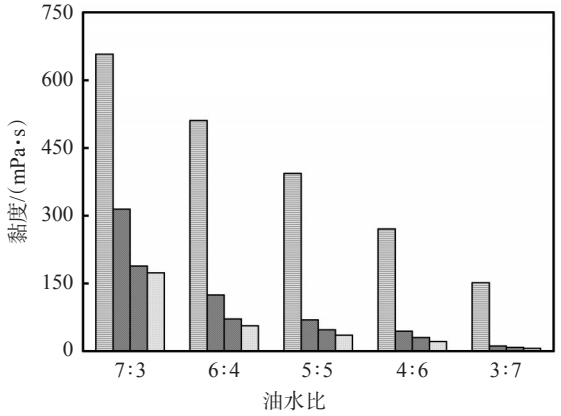
2.1.3　驱油剂

（1）界面张力

用注入水配制表面活性剂溶液，用旋滴界面张力仪测得1000、1500、2000 mg/L表面活性剂溶液与原油间的界面张力分别为$8.23\times10^{-2}$、$6.29\times10^{-2}$、$4.69\times10^{-2}$ mN/m。随驱油剂浓度增加，其与原油间的界面张力逐渐降低。在1000～2000 mg/L范围内，界面张力可维持在$10^{-2}$ mN/m数量级。

（2）乳化降黏特征

用注入水配制1000～2000 mg/L表面活性剂溶液，将其按一定的油水体积比与原油混合，在转速250 r/min的条件下搅拌2 min后，通过激光扫描共聚焦显微镜观察表面活性剂溶液与稠油混合后的油滴分散程度，溶液呈W/O/W型乳状液。在55℃、1号转子6 r/min的条件下，用布氏黏度仪测定乳状液的黏度，结果见图3。随油水比减小即乳状液中原油含量减少，乳状液黏度降低。随驱油剂浓度增加，乳状液黏度下降。随驱油剂浓度增大和油水比减小，乳化液降黏率都呈现增大趋势。当含水率大于40%时，稠油乳化降黏率超过80%。




每组柱状图表面活性剂质量浓度（mg/L）
从左到右依次为：0、1000、1500、2000

图3　油水比和表面活性剂浓度对乳状液黏度的影响

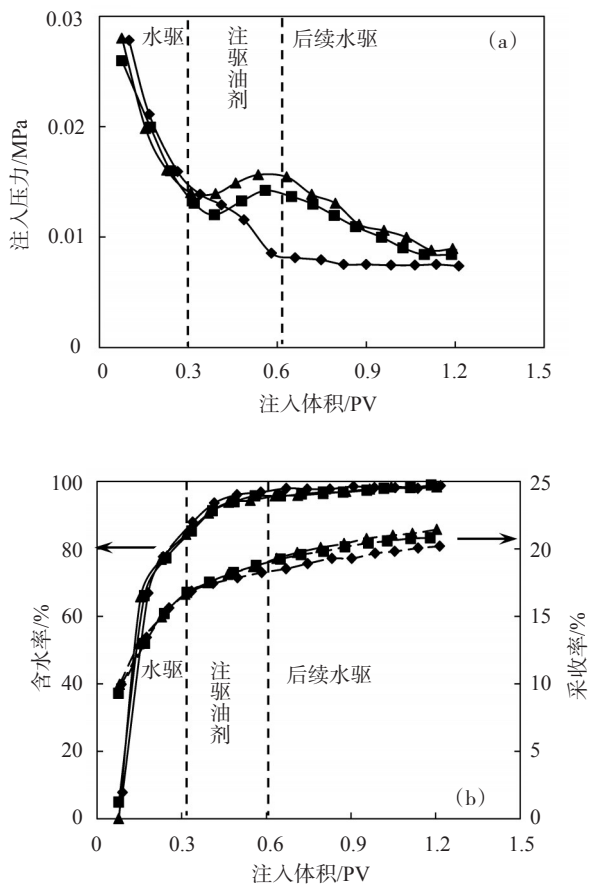
（3）驱油效率

按水驱至含水80%+0.3 PV驱油剂+后续水驱至98%的实验方案，在人造均质长方岩心和药剂浓度不同的条件下，驱油剂的驱油效率见表2。当质量浓度低于1500 mg/L时，驱油剂与原油间的乳化降黏作用较弱，形成的乳状液较少，注入压力较低。随驱油剂浓度增加，驱替过程中驱油剂与原油间的界面张力降低，乳化降黏效果增强。这一方面

促使乳状液在多孔介质运移过程中的贾敏效应增强[14-15]，渗流阻力增加，注入压力增大(见图4)，有利于扩大波及体积；另一方面，油水间界面张力值的降低有利于提高洗油效率。二者的综合作用致使最终采收率增加。尽管驱油剂能较大幅度提高洗油效率，但其自身滞留和液流转向能力较弱，与调剖剂和调驱剂联合应用时才能充分发挥其洗油效率高的特性[16-17]。

**表2 表面活性剂溶液质量浓度对采收率的影响**

| 药剂质量浓度/(mg·L$^{-1}$) | 含油饱和度/% | 采收率/% | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 水驱 | 最终 | 增幅 |
| 1000 | 77.6 | 16.83 | 20.11 | 3.28 |
| 1500 | 78.2 | 16.69 | 20.89 | 4.20 |
| 2500 | 77.2 | 16.63 | 21.44 | 4.81 |




表面活性剂质量浓度(mg/L)：1，◆，1000；2，■，1500；3，▲，2000

图4 表面活性剂浓度对注入压力、含水率和采收率的影响

## 2.2 组合方式对调剖调驱效果的影响

### 2.2.1 采收率

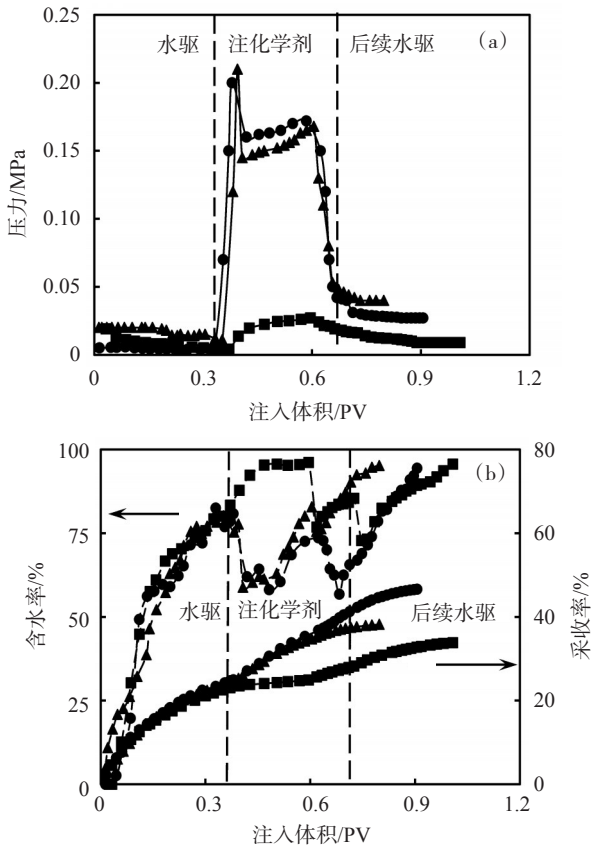
调剖剂、调驱剂和驱油剂组合方式对调剖调驱增油降水效果的影响见表3。方案3采用调剖剂+调驱剂+驱油剂组合，其宏观和微观液流转向效果较好，采收率增幅和最终采收率值较高。方案2采用调剖剂+调驱剂组合，其宏观和微观液流转向效果也较好，但由于缺少驱油剂，采收率增幅减小8.9%。与方案2和方案3相比，方案1采用调驱剂+驱油剂组合，由于微球调驱剂液流转向能力未达到高渗透层实际需求，宏观液流转向效果较差，驱油剂转向进入中低渗透层量较少，乳化降黏和提高洗油效率作用未能充分发挥，因而采收率增幅仅有10.8%，比前者低3.5%和12.4%。由此可见，对于平均渗透率较高、非均质性较强的储层，强化调剖措施可以确保后续微球发挥微观液流转向、表面活性剂发挥乳化降黏和洗油作用。

**表3 调剖剂、调驱剂和驱油剂组合方式对采收率的影响**

| 方案编号 | 含油饱和度/% | 阶段采收率/% | | | | 采收率/% | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 水驱 | 调剖剂 | 调驱剂 | 驱油剂 | 最终 | 增幅 |
| 1 | 70.44 | 23.0 | | 24.9 | 28.2 | 33.8 | 10.8 |
| 2 | 70.62 | 23.9 | 25.3 | 34.7 | | 38.2 | 14.3 |
| 3 | 70.08 | 23.4 | 25.0 | 35.3 | 40.4 | 46.6 | 23.2 |

### 2.2.2 动态特征

调剖调驱过程中注入压力、含水率和采收率与注入量的关系见图5。在水驱阶段，随注入量的增加，原油采出程度提高，含水率升高，渗流阻力减小，注入压力降低。在调剖剂和调驱剂注入阶段，随注入量增加，药剂滞留量增加，渗流阻力增大，注入压力升高，中低渗层吸液压差和吸液量增大，致使含水率大幅降低和采收率明显升高。在驱油剂注入阶段(图6(a)，方案1)，由于驱油剂自身滞留能力较差，不仅不能产生较大渗流阻力，而且较高的洗油效率降低了油相饱和度，导致渗流阻力减小，注入压力降低。方案3和方案2同时采用调剖剂和调驱剂，药剂在高渗透层内滞留量较大，渗流阻力和注入压力增幅较大，液流转向效果较好，含水率降幅和采收率增幅较大。与方案2相比，方案3增加了驱油剂段塞，因而洗油效率较高，油相饱和度下降幅度较大，渗流阻力和注入压力降幅较大，采收率增幅较大。方案1未采用调剖剂，调驱剂液流转向能力未满足高渗透层实际需求，液流转向效果较差，采收率增幅较小。




方案编号：1，■，1；2，▲，2；3，●，3

图5　驱替组合方式对注入压力、含水率和采收率的影响

## 2.3　井网类型对调剖调驱效果的影响

### 2.3.1　采收率

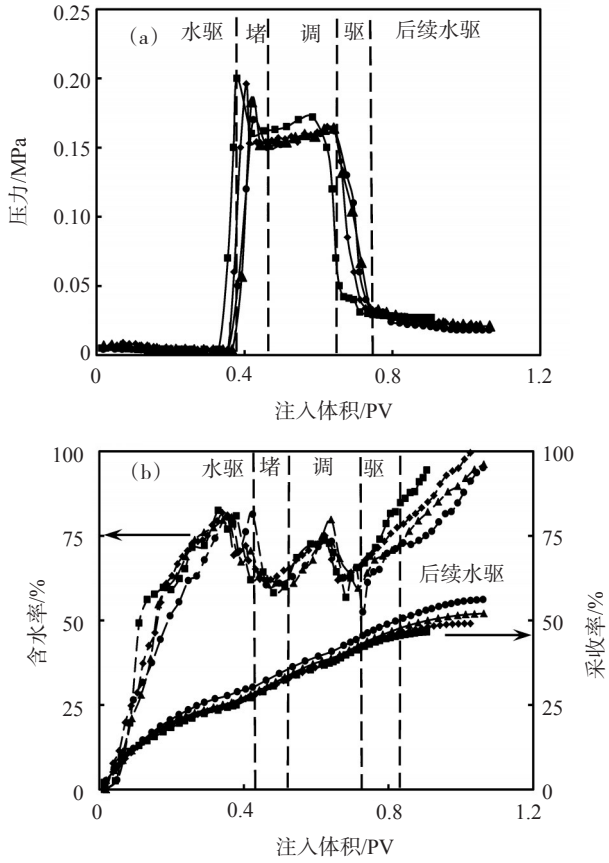
井网类型对调剖剂+调驱剂+驱油剂组合调剖调驱效果的影响见表4。与方案7相比，方案4、方案5和方案6的水驱采收率、最终采收率和采收率增幅均较高。方案5采用2个水平井，注采井渗流面积最大，波及效果较好，因而各阶段采收率较高。方案4采用1个水平水井和2个垂直油井，注入端渗滤面积较大，波及范围也较大，但油井间存在难以波及区域，剩余油饱和度较高，各阶段采收率也较高。方案6采用1个垂直注入井和1个水平采出井，垂直井左右都存在难以波及区域，因而剩余油较多，各阶段采收率较低。与方案4～方案6相比，方案7采用1个垂直注入井和2个垂直油井，注入端渗滤面积较小，渗流阻力较大，在注入井左右和两个油井中间部位都存在难以波及区域，因而各阶段采收率较低。

表4　井网类型对调剖调驱效果的影响

| 方案编号 | 井网类型 | 含油饱和度/% | 阶段采收率/% | | | | 采收率/% | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 水驱 | 调剖剂 | 调驱剂 | 驱油剂 | 最终 | 增幅 |
| 4 | 岩心(a) | 70.25 | 25.8 | 28.1 | 38.8 | 44.8 | 52.1 | 26.4 |
| 5 | 岩心(b) | 70.35 | 27.7 | 30.2 | 40.8 | 47.9 | 56.2 | 28.4 |
| 6 | 岩心(c) | 70.90 | 24.8 | 26.9 | 37.0 | 42.2 | 49.1 | 24.3 |
| 7 | 岩心(d) | 70.08 | 23.4 | 25.0 | 35.3 | 40.4 | 46.6 | 23.2 |

### 2.3.2　动态特征

调剖调驱过程中注入压力、含水率和采收率与注入量的关系见图6。在水驱阶段，随注入量的增加，原油采出程度提高，油相渗透率降低，含水率升高，水相渗透率增加，渗流阻力降低，注入压力降低。在封窜体系注入阶段，随注入量的增加，调剖剂在高渗层滞留量增多，渗流阻力增加，注入压力大幅度升高，中低渗层吸液压差增大，吸液量增大，扩大了波及体积，致使含水率大幅度降低和采收率明显升高。在调驱剂注入阶段，由于调驱剂具备一定的滞留和封堵功效，随注入量的增加，滞留量增加，渗流阻力增大，注入压力逐渐升高。在驱油剂注入阶段，由于驱油剂自身滞留能力较差，不能产




方案编号：1，▲，4；2，●，5；3，◆，6；4，■，7

图6　井网类型对注入压力、含水率和采收率的影响

生较大渗流阻力，加之洗油效果降低了油相饱和度，导致渗流阻力减小，注入压力降低。与方案7相比，方案4和方案5岩心注入端渗流面积较大，渗流阻力较小，水驱注入压力较低，调驱注入压力升幅较小，但中低渗透层吸液压差增幅却较大，扩大波及体积效果较好，因而含水率降幅较大，采收率增幅较高。

## 3 结论

由聚合物溶液与有机铬交联剂组成的调剖剂静置12 h后的黏度大于$10^5$ mPa·s，最大强度达到G级，静置30 d时仍能保持该等级水平，具有高强度、良好的成胶性能和时间稳定性。调驱剂聚合物微球初始粒径8.7～9.2 μm，膨胀倍数3.7～4.1，具有良好的注入、缓膨和微观封堵性。驱油剂表面活性剂溶液与原油间的界面张力可达$10^{-2}$ mN/m，并且通过乳化作用（W/O/W型）来降低原油黏度，乳状液含水率大于40%时的稠油乳化降黏率超过80%。

调剖剂+调驱剂+驱油剂和调剖剂+调驱剂组合的宏观和微观液流转向效果均较好，但后者由于缺少表面活性剂的乳化降黏和洗油作用，采收率增幅减小8.9%。调驱剂+驱油剂组合的宏观液流转向效果较差，表面活性剂在中低渗透层内的乳化降黏和洗油作用未能充分发挥，采收率增幅仅为10.8%。当储层平均渗透率较高和非均质性较强时，大孔道或特高渗透条带治理措施可以确保后续微球发挥微观液流转向、表面活性剂发挥乳化降黏和洗油作用。

在4种井网类型中，1水平井（注）-1水平井（采）井网开发效果较好，其次是1水平井+2垂直井，再次是1垂直井+1水平井，最后是1垂直井+2垂直井。

**参考文献：**


[1] 潘广明，张彩旗，刘东，等. 海上稠油油藏弱凝胶调驱提高采收率技术[J]. 特种油气藏，2018，25(3)：140–143.

[2] 吕昌森，郭松林，张晓芹，等. 大庆油田过渡带聚合物驱和三元复合驱适应性[J]. 石油化工高等学校学报，2015，28(6)：80–86.

[3] 苏鑫，卢祥国，熊春明，等. 聚驱后注液方式和井网结构对微球调驱效果影响研究——以大庆萨尔图油田为例[J]. 西安石油大学学报(自然科学版)，2015，30(6)：67–71.

[4] 刘义刚，肖丽华，邹剑，等. 聚驱后综合治理措施增油效果及作用机理研究——以渤海LD10-1油田为例[J]. 油气藏评价与开发，2018，8(4)：46–51.

[5] 雷锡岳，曲占庆，郝彤，等. 聚合物驱后复合相态调驱体系提高采收率技术[J]. 特种油气藏，2018，25(2)：143–147.

[6] 蒲万芬，赵帅，梅子来，等. 非均质条件下聚合物微球/聚合物深部调驱实验研究[J]. 油气藏评价与开发，2018，8(3)：61–65.

[7] 刘晶静. 吴起油田弱凝胶微粒复合调驱技术研究与应用[J]. 非常规油气，2018，5(6)：76–79.

[8] 张云宝，卢祥国，王婷婷，等. 渤海油藏优势通道多级封堵与调驱技术[J]. 油气地质与采收率，2018，25(3)：82–88.

[9] 王威，卢祥国，吕金龙，等. 高盐油藏聚合物微球缓膨性能[J]. 石油化工，2019，48(3)：285–290.

[10] 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.

[11] 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.

[12] 卢祥国，宋合龙，王景盛，等. 石英砂环氧树脂胶结非均质模型制作方法：CN ZL200510063665.8[P]. 2005-09-07.

[13] 吴乐忠. 水平井堵剂及堵水技术研究[D]. 北京：中国石油大学，2009：18.

[14] 周亚洲，殷代印，曹睿. 高含水后期乳状液的驱油效果与作用机理分析[J]. 油田化学，2016，33(2)：285–290.

[15] 史胜龙，王业飞，汪庐山，等. 胜坨油田高温高盐油藏自发乳化驱提高采收率[J]. 油田化学，2015，32(2)：242–246.

[16] 范锡彦. 耐温耐盐增稠型表面活性剂体系的应用[J]. 石油化工，2019，48(4)：390–395.

[17] 刘平德，张松，杨宁，等. 新型表面活性聚合物驱油剂[J]. 石油勘探与开发，2012，39(5)：580–584.


## Influence of Plugging/Adjusting/Flooding Combination Mode and Well Pattern Type on the Effect of Profile Control and Displacement


LIU Yigang[1], ZHANG Yunbao[1,2], LI Yanyue[1], LU Xiangguo[2], CAO Weijia[2], ZHANG Nan[2], HE Xin[2]

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



**Abstract:** Bohai LD5-2 oilfield reservoir has the characteristics of large thickness, high average permeability, strong heterogeneity, large injection-production well spacing, high single-well injection-production intensity and high crude oil viscosity. Long-term water flooding development has further aggravated the heterogeneity of the reservoir, and the phenomenon of invalid


（下转第437页。to be continued on p.437）

## Preparation and Performance Evaluation of Phenolic Gel Using for Plugging Cracks in Honghe Reservoir

GE Jijiang[1], ZHENG Weijie[1], WEI Kaipeng[2], DENG Xuefeng[2], FANG Qun[2]

(*1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, P R of China; 2. North China Petroleum Bureau, Sinopec, Zhengzhou, Henan 450006, P R of China*)

**Abstract:** In order to block the straight-through water channeling fractures of Honghe Chang 8 reservoir, gels with different gelling time and strength were prepared by using partially hydrolyzed polyacrylamide G3515 as gelling agent, water-soluble phenolic resin as cross-linking agent, and ammonium chloride as catalyst. The stability, injection and plugging capacity of gel was evaluated. The results showed that the stability of the gel was good. The elastic modulus of the gel prepared by 0.5% G3515, 0.5% water-soluble phenolic resin, 0.2% catalyst and 0.3% nanoparticle QC-W after placing 180 days at 70℃ was greater than 10 Pa. The injection of jelly was good, and the viscosity of the gel-forming solution at 70℃ was less than 500 mPa·s. The blocking ability of the gel was good. The breakthrough pressure gradient of the strong gel containing 0.8% G3515 in a thin tube with a diameter of 0.7—1.8 mm was above 4 MPa/m, and that of the weak gel containing 0.3% G3515 in a thin tube with a diameter of 0.7—1.5 mm was above 1 MPa/m, which met the requirement of large dose injection in Honghe oilfield.

**Keywords:** *phenolic resin; gel; fracture; blocking; Honghe oilfield*

(上接第426页。continued from p.426)

cycles of water flooding development has become increasingly serious. In order to improve the effect of oilfield development, the effect of plugging/modulation/displacement combination and well pattern type on the effect of profile control and flooding was carried out. The results showed that the maximum viscosity of profile control agent composed of partially hydrolyzed polyacrylamide solution and organic chromium crosslinking agent reached $10^5$ mPa·s after standing for 12 hours. It could still maintain high strength after 30 days. The initial particle size of displacement control agent, namely polymer microsphere was 8.7—9.2 μm, and the expansion ratio was 3.7—4.1. The interfacial tension between surfactant solution and crude oil could reach $10^{-2}$ mN/m. The viscosity reduction rate of heavy oil emulsification exceeded 80% when the water content of emulsion was greater than 40%. Compared with the combination of profile control agent, displacement control agent and surfactant, the combination of profile control agent and displacement control agent lacked the emulsification and viscosity reduction and oil washing effects of surfactants, the enhanced oil recovery rate reduced 8.9%. The macroscopic flow diversion effect of the combination of displacement control agent and surfactant was poor, the emulsification and viscosity reduction effect of the surfactant was not fully exerted, so that the enhanced oil recovery rate only reached 10.8%. The four well pattern types were arranged according to the development effects in following order: 1 horizontal well (injection) + 1 horizontal well (production), 1 horizontal well + 2 vertical wells, 1 vertical well + 1 horizontal well, and 1 vertical well + 2 vertical wells. When the average permeability of reservoir was high and the heterogeneity was strong, the treatment measures of large pores or ultra-high permeability strips could ensure that the subsequent microspheres performed microscopic liquid flow diversion, and the surfactants played the role of emulsification, viscosity reduction and oil washing.

**Keywords:** *Bohai heavy oil reservoir; well pattern type; pharmacy combination; fluid diversion*