

渤海油藏优势通道多级封堵与调驱技术

张云宝^{1,2}, 卢祥国¹, 王婷婷^{1*}, 刘义刚², 夏欢², 陈阳¹, 潘赫¹, 刘进祥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, 天津 300450)

摘要:为了解决海上油田大尺寸优势通道引起的注入液窜流技术难题,以渤海油藏储层和流体为研究对象,开展3种封堵剂基本性能评价、封堵率和多级封堵及调驱增油降水效果实验研究和作用机理分析。结果表明:封堵剂BH-1固化前为粘稠性流体,注入性较好;固化后为灰黑色致密固体,固化时间可在24~120 h内调整,固化后具有极高的抗压和耐冲刷能力,适用于近井地带大尺寸优势通道封堵。半互穿网络结构凝胶成胶前为粘性流体,注入性良好;在岩心孔隙内静置候凝24 h后,开始出现明显交联反应,120 h时形成网状分子聚集体,具有较高的抗压和耐冲刷能力,适用于油藏深部大尺寸优势通道封堵。当高渗透岩心内孔眼全部被封堵后,Cr³⁺聚合物凝胶调驱可以极大地改善低渗透岩心和高渗透岩心基质部分波及效果,采收率增幅高达29.4%,但封堵距离为总封堵长度的50%时,采收率增幅仅为13.1%。因此,渤海稠油油藏大尺寸优势通道封堵距离应大于注采井距的50%。从技术、经济效果角度考虑,封堵剂应由多级组合段塞组成,各个段塞注入顺序为:先注入约占总注入量50%的Cr³⁺聚合物凝胶,再注入约35%的半互穿网络结构凝胶,最后注入约15%的封堵剂BH-1。

关键词:大尺寸优势通道 封堵剂 多级组合 液流转向效果 机理分析 渤海油藏

中图分类号:TE345

文献标识码:A

Study on technology of multi-stage plugging and profile control for advantage channels in Bohai Oilfield

ZHANG Yunbao^{1,2}, LU Xiangguo¹, WANG Tingting¹, LIU Yigang², XIA Huan²,

CHEN Yang¹, PAN He¹, LIU Jinxiang¹

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

Abstracts: In order to solve the problem of injected fluid channeling caused by large-size advantage channels in offshore oilfield, the basic performance evaluation, plugging rate, multi-stage plugging and increasing oil and decreasing water effect of three plugging agent was studied through experiment and mechanism analysis taking reservoirs and fluid of Bohai Oilfield as the research object. The results show that the plugging agent BH-1 is a viscous fluid before solidification and has good injectivity. After curing it is a kind of gray-black dense solid, whose curing time ranges from 24 h to 120 h. It has high solid compressive strength and abrasion resistance, which is suitable for plugging large-size advantage channels near wellbore area. Before gelling, the gel with semi-interpenetrating network structure is a kind of viscous fluid with favorable injectivity. After waiting on cementing for 24 h in the pores of core, the mixture began to appear obvious cross-linking reaction and became to form the "mesh" molecular aggregates after 120 h, and the colloid has the characteristics of high compressive and erosion resistance, which is suitable for the plugging of large-size advantage channels in the deep reservoirs. After all the high-permeability core holes were plugged, the Cr³⁺ polymer gel flooding can improve the swept effect of matrix

收稿日期:2018-02-02。

作者简介:张云宝(1980—),男,黑龙江青冈人,高级工程师,在读博士研究生,从事提高采收率技术和采油工艺技术方面的研究。联系电话:15022629269, E-mail:zhangyb1000@163.com。

*通讯作者:王婷婷(1992—),女,黑龙江齐齐哈尔人,在读硕士研究生。联系电话:(0459)6503406, E-mail:wangtingting0527@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“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),国家自然科学基金项目“抗盐型聚合物油藏适应性及其改进方法基础研究”(51574086)。

in low and high permeability cores, and the oil recovery was increased by 29.4%, while the oil recovery was only 13.1% when the plugging distance is 50% of the total plugging distance. Therefore, the plugging distance of the large-size advantage channels in Bohai heavy oil reservoirs should be more than 50% of the injector-producer distance. From the technical and economic point of view, the plugging agent consists of multi-stage combination of slugs, and the injection order is: Cr^{3+} polymer gel (about 50%), the gel with semi-interpenetrating network structure (about 35%), plugging agent (about 15%).

Key words: large-size advantage channels; plugging agent; multi-stage combination; fluid diversion effect; mechanism analysis; Bohai Oilfield

渤海海域稠油油藏具有储层厚度大、渗透率高、非均质性强、岩石胶结强度低和单井注采强度大等特点,开采难度极大。在“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、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产量递减速度,实现了预定生产目标。但随着开采时间的增加,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^[1-2],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治理技术^[3-6],取得了良好增油降水效果。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。为防止储层结构破坏后井筒出砂,海上稠油油田注采井都采取优质筛管完井方式。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则因封堵强度低和药剂费用高等因素的制约而无法满足不同尺寸优势通道封堵技术及经济指标要求。为解决海上稠油油田井间窜流技术难题,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,开展封堵剂基本性能评价、封堵率和多级封堵及调驱增油降水效果实验研究和作用机理分析,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

采用岩心驱替实验装置测试封堵剂和调驱剂增油降水效果,实验装置由平流泵、压力传感器、岩

心夹持器、手摇泵和中间容器等组成(图1)。

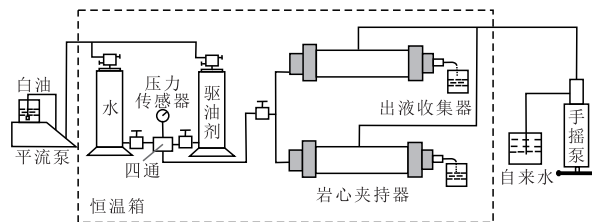


图1 岩心驱替实验装置

Fig.1 Core flooding experiment device

实验用封堵剂包括半互穿网络结构凝胶^[7-8]、封堵剂BH-1和 Cr^{3+} 聚合物凝胶^[9-12]。半互穿网络结构凝胶为有机封堵剂,由4%丙烯酰胺、3%淀粉、0.036%N,N-亚甲基双丙烯酰胺、0.012%过硫酸铵和0.002%无水亚硫酸钠组成。封堵剂BH-1为无机封堵剂,由30%主剂、5%增粘剂、0.5%固化剂和0.1%缓凝剂组成,其中主剂成分为粒径大于300目的超细粉煤灰和矿渣混合物,增粘剂为相对分子质量为 700×10^4 的抗盐聚合物,固化剂为NaOH,缓凝剂为柠檬酸。 Cr^{3+} 聚合物凝胶质量浓度为3 000 mg/L,聚铬质量比为90:1。

实验用调驱剂为疏水缔合聚合物溶液和 Cr^{3+} 聚合物凝胶。疏水缔合聚合物的相对分子质量为 $1\ 100 \times 10^4$,固含量为100%。 Cr^{3+} 聚合物凝胶由部分水解聚丙烯酰胺(相对分子质量为 $1\ 900 \times 10^4$,固含量为90%)与有机铬交联剂(Cr^{3+} 质量分数为2.2%)组成,其质量浓度为1 200 mg/L,聚铬质量比为180:1。

实验用油为模拟油,由SZ36-1油田脱气原油与煤油按一定比例混合而成,地层原油粘度为70 mPa·s。实验用水为按照SZ36-1油田注入水配制的模拟注入水,总矿化度为10 206.5 mg/L,其中 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 CO_3^{2-} 和 HCO_3^- 的质量浓度分别为2 758.3, 627.6, 249.4, 6 313.3, 91.4, 0和166.5 mg/L。

实验岩心为石英砂环氧树脂胶结人造均质岩心^[13],并联岩心由高、低渗透岩心组成,其中高渗透层渗透率约为10 000或5 000 mD,低渗透层渗透率约为500 mD,长度、宽度和高度分别为30, 4.5和4.5

cm,其中高渗透岩心中部有一个孔径为6 mm、长度为30 cm的孔眼,孔眼内充填石英砂,用以模拟高渗透层内大尺寸优势通道。

1.2 实验方法

半互穿网络结构凝胶性能评价 评价方法主要为:①按照配方配制半互穿网络结构凝胶。②将岩心抽真空后饱和水。③将未发生交联的凝胶溶液注入岩心,在油藏温度(65 ℃)下静置一定时间后进行水驱。记录上述各个注入过程岩心入口压力,依据注入压力变化特征来评价半互穿网络结构凝胶混合液在岩心孔隙内成胶效果。

封堵剂BH-1性能评价 按照配方配制封堵剂BH-1,待其固化后,测试其抗压强度、元素组成、微观结构和渗透性。

调驱剂类型对增油降水效果的影响实验方法 实验方法主要包括:①为了使饱和油时油能够进入基质部分,用封堵剂BH-1充填高渗透岩心中的填砂孔眼。②将高、低渗透岩心抽真空饱和水,计算岩心孔隙度,然后饱和油,计算含油饱和度。③钻掉高渗透岩心注入端孔眼中一半的封堵剂BH-1,将这部分孔眼充填石英砂模拟大尺寸优势通道,将其与低渗透岩心并联,水驱至含水率为40%~60%。④重新用封堵剂BH-1充填孔眼,模拟封堵剂封堵大尺寸优势通道,水驱至含水率为95%。⑤注入0.3 PV的质量浓度为1 750 mg/L的疏水缔合聚合物溶液,后续水驱至含水率为95%。⑥重复步骤①—④,注入0.3 PV的Cr³⁺聚合物凝胶调驱剂,后续水驱至含水率为95%。采取同注分采开方式进行驱替实验,分别收集高、低渗透岩心采出液,计算采收率和分流率,据此评价堵、调和驱措施组合的增油降水效果。实验过程中实验温度为65 ℃,注入速度为0.6 mL/min。

封堵距离对后续调驱增油降水效果的影响实验方法 实验方法主要包括:①用封堵剂BH-1充填高渗透岩心中的填砂孔眼。②将高、低渗透岩心抽真空饱和水,计算岩心孔隙度,然后饱和油,计算含油饱和度。③钻掉高渗透岩心注入端孔眼中一半的封堵剂BH-1,采出端也钻掉5 cm的封堵剂BH-1,两端孔眼填砂,与低渗透岩心并联,水驱至含水率为98%。④钻掉高渗透岩心孔眼中剩余封堵剂BH-1,充填石英砂。⑤总封堵长度分别为9,12和15 cm,分别为注采井距的30%,40%和50%,从注入端孔眼注入3种封堵剂组合,注入次序依次为Cr³⁺聚合物凝胶封堵剂、半互穿网络结构凝胶和封堵剂BH-1,三者的注入长度分别占总封堵长度的50%,

35%和15%。⑥待3种封堵剂均成胶后,注入0.1 PV的Cr³⁺聚合物凝胶调驱剂,后续水驱至含水率为98%。采取同注分采开方式进行驱替实验,分别收集高、低渗透岩心采出液,计算采收率和分流率,据此评价堵、调和驱措施组合增油降水效果。实验过程中实验温度为65 ℃,注入速度为0.6 mL/min。

2 实验结果与分析

2.1 封堵剂性能评价

2.1.1 半互穿网络结构凝胶

从表1可以看出:在半互穿网络结构凝胶注入渗透率为5 000 mD岩心的过程中,注入压力梯度为2.10~2.40 MPa/m;随着候凝时间的增加,水驱压力梯度和残余阻力系数增大。当候凝时间大于24 h时,水驱压力梯度超过凝胶溶液注入压力梯度,120 h时发生了堵塞,表明此时岩心孔隙内已经发生了交联反应,形成了网状分子聚集体,封堵效果十分明显。

表1 半互穿网络结构凝胶不同候凝时间下的压力梯度和残余阻力系数

Table1 Pressure gradient and residual resistance coefficient of the gel with semi-interpenetrating networks at different setting times

候凝时间/h	阶段压力梯度/(MPa·m ⁻¹)		压力梯度比	残余阻力系数
	混合液注入	水驱		
24	2.10	4.967	2.365	1 354.5
72	2.43	11.467	4.778	3 822.2
120	2.40	堵塞	堵塞	堵塞

2.1.2 封堵剂BH-1

封堵剂BH-1固化后为灰黑色致密固体,具有较高抗压能力和极低的渗透性(图2),主要组成元素为O, Ca, Si, Al和Mg(表2)。

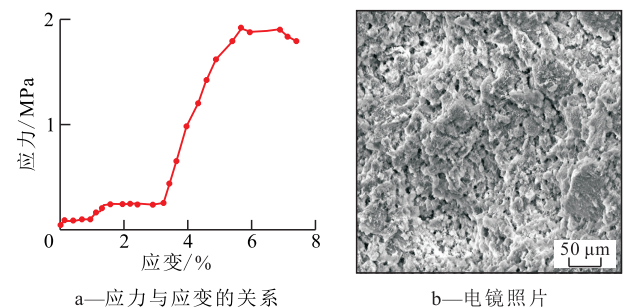


图2 封堵剂BH-1性能

Fig.2 Property of plugging agent BH-1

2.2 调驱剂类型对增油降水效果的影响

2.2.1 采收率

对岩心填砂孔眼(大尺寸优势通道)实施多级

表2 封堵剂BH-1元素组成
Table2 Element of plugging agent BH-1 %

元素	主剂质量分数/%			主剂元素质量分数/%		
	10	15	30	10	15	30
C	2.53	3.33	2.26	4.66	6.16	4.12
O	34.76	35.59	40.28	48.09	49.31	55.06
Na	0	0	2.28	0	0	2.17
Mg	13.56	9.16	4.87	12.34	8.36	4.38
Al	12.88	10.11	8.64	10.56	8.31	7.00
Si	18.24	20.11	19.43	14.37	15.87	15.13

表3 封堵后调驱剂类型对采收率的影响

Table3 Influence of different profiling/flooding agent types on oil recovery after plugging

调驱剂类型	小层渗透率/mD		含油饱和度和/%			采收率 / %											
	高	低	高	低	总	一次水驱			调驱			增幅					
						封堵前	封堵后	总	高	低	总	高	低	总			
	高	低	高	低	总	高	低	总	高	低	总	高	低	总			
疏水缔合聚合物	9 788	527	74.8	73.2	74.1	18.4	0	10.7	29.8	0	17.4	57.9	16.3	40.6	28.1	16.3	23.2
Cr ³⁺ 聚合物凝胶	9 472	516	76.0	73.1	74.8	17.5	0	10.2	29.4	0	17.2	59.0	29.0	46.6	29.6	29.0	29.4

注:表中的高、低和总分别表示高渗透岩心、低渗透岩心和整个岩心。

中注入压力始终低于低渗透岩心吸液启动压力,吸液压差为0。因此,客观上需要采取措施进一步调整吸液剖面。

由表3亦可看出,当对高渗透岩心大尺寸优势通道实施封堵后,无论是注入疏水缔合聚合物溶液还是Cr³⁺聚合物凝胶,增油降水效果均十分显著,疏水缔合聚合物和Cr³⁺聚合物凝胶采收率增幅分别为23.2%和29.4%,后者明显优于前者。与疏水缔合聚合物溶液相比可知,Cr³⁺聚合物凝胶的油藏适应性更强^[10-12],低渗透层波及效果较好,采收率增幅较大,为29.0%,因而总体增油降水效果较好。

2.2.2 动态特征

注入压力、含水率和采收率与注入量的关系 由调驱剂类型对增油降水效果实验结果(图3)可以看出:对并联岩心中高渗透岩心内填砂孔眼(大尺寸

优势通道)实施封堵后,后续注入调驱剂类型对增油降水效果影响分析结果(表3)表明:当高渗透岩心内一旦形成大尺寸优势通道后,低渗透岩心和高渗透岩心基质部分波及效果变差,并联岩心采收率较低;当采用封堵剂BH-1对高渗透岩心内优势通道实施封堵后,注入水转向进入高渗透岩心基质部分,波及体积增大,水驱采收率增幅超过10%,但此时注入水仍未波及到低渗透岩心。由此可见,尽管优势通道封堵可以改善高渗透岩心波及效果,但由于高渗透岩心与低渗透岩心渗透率级差较大,水驱过程

随着调驱剂注入量的增加,注入压力增大,含水率降低,采收率增加;在后续水驱阶段,随着调驱剂注入量的增加,注入压力下降,含水率升高,采收率增加但增幅变缓。与疏水缔合聚合物溶液相比,尽管调驱剂注入阶段Cr³⁺聚合物凝胶注入压力较低,但在后续水驱阶段注入压力实现反超,并维持较高压力水平。因此,Cr³⁺聚合物凝胶在后续水驱过程中,低渗透岩心吸液压差较大,扩大波及体积效果较好,采收率增幅较大。机理分析结果表明,疏水缔合聚合物分子链上存在疏水基团,其在溶液中会发生缔合作用,形成区域性网状聚合物分子聚集体,该聚合物分子聚集体尺寸较大,与岩心孔隙匹配关系较差,致使聚合物在岩心端面附近区域大量滞留,而岩心内部却未建立起有效驱替压力梯度,因此波及效果较差。而Cr³⁺聚合

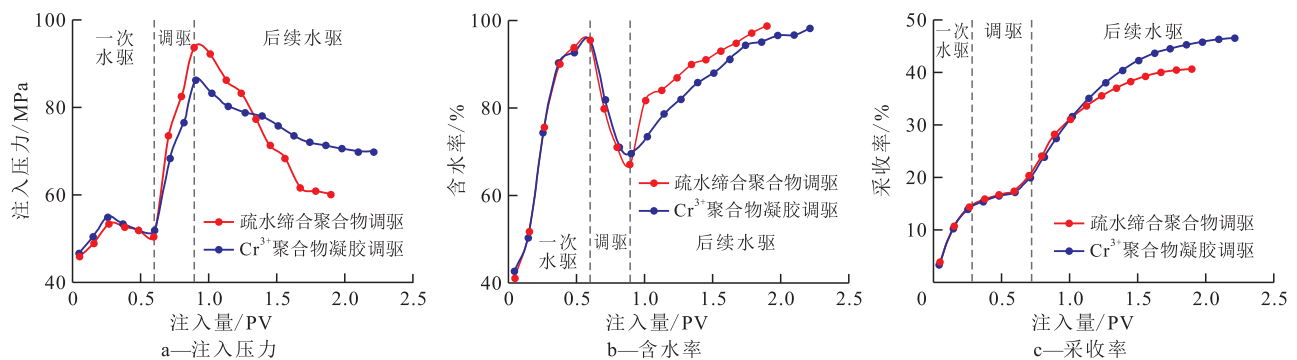


图3 调驱剂类型对注入压力、含水率和采收率与注入量关系的影响

Fig.3 Influence of types of profiling/flooding agent on the relationship between injection volume and injection pressure, water cut and oil recovery

物凝胶内交联反应主要以同一分子链不同支链间即分子内交联为主,聚合物分子聚集体尺寸变化幅度较小,与岩石孔隙间匹配关系较好,能够在岩石深部区域建立起驱替压力梯度,因而波及效果较好,采收率增幅较大^[14-17]。

分流率与注入量的关系 由并联岩心各小层分流率与注入量关系(图4)可以看出,当对并联岩心中高渗透岩心优势通道实施多级封堵后,随着调驱剂注入量的增加,高渗透岩心分流率下降,低渗透岩心分流率升高,表明调驱剂改善了吸液剖面,扩大了高渗透岩心基质部分和低渗透岩心波及体积。在后续水驱阶段,高渗透岩心分流率升高,低

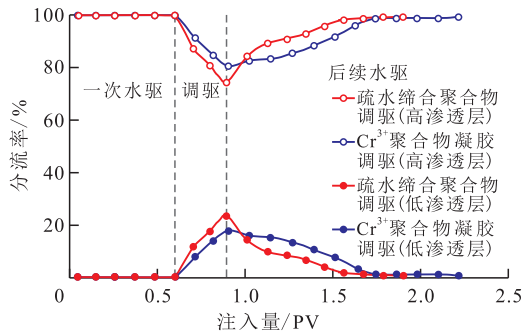


图4 不同调驱剂时分流率与注入量的关系
Fig.4 Relationship between the flow rate and the injection volume when using different profiling/flooding agents

渗透岩心分流率下降,最终出现剖面反转现象。在调驱剂注入过程中,对于高渗透岩心,疏水缔合聚合物溶液分流率低于Cr³⁺聚合物凝胶分流率,对于低渗透岩心,疏水缔合聚合物溶液分流率高于Cr³⁺聚合物凝胶分流率。由此可见,在调驱剂注入阶段,疏水缔合聚合物溶液改善吸液剖面效果优于Cr³⁺聚合物凝胶;但在后续水驱过程中,情况出现反转,这种状况一直持续到后续水驱结束,并且Cr³⁺聚合物凝胶调驱后水驱含水率回升速度较慢,含水率达到95%所需时间较长,液流转向效果较好。

2.3 封堵距离对后续调驱增油降水效果的影响

2.3.1 采收率

由表4可以看出,在一次水驱阶段,由于并联岩心渗透率级差较大,注入压力小于低渗透岩心吸液启动压力,注入水波及不到低渗透岩心。当高渗透岩心中优势通道封堵后,后续注入Cr³⁺聚合物凝胶转向进入低渗透岩心和高渗透岩心基质部分,波及体积增大,采收率增加。随着多级封堵距离的增加,转向进入高渗透岩心基质部分,驱油剂(凝胶或水)返回填砂孔眼距离增加,基质部分波及区域增大,采收率增幅增大。由此可见,对于注采井间高渗透层内存在的大尺寸优势通道,多级封堵距离愈大,增油降水效果愈好。

表4 多级封堵距离对采收率的影响
Table4 Influence of plugging distance on oil recovery

孔眼封堵 距离/cm	小层渗透 率/mD		含油饱和度/%			采 收 率 / %								
	高	低	高	低	总	一 次 水 驱			调 驱			增 幅		
						高	低	总	高	低	总	高	低	总
9	5 032	527	73.5	69.6	71.8	18.2	0	10.5	24.9	11.4	19.2	6.7	11.4	8.7
12	5 011	516	74.1	71.0	72.7	18.3	0	10.6	26.7	13.6	21.2	8.4	13.6	10.6
15	5 021	538	75.1	70.1	72.9	18.8	0	10.7	30.0	15.7	23.8	11.2	15.7	13.1

对比表4与表3可知,当孔眼被全部封堵后,Cr³⁺聚合物凝胶调驱采收率增幅高达29.4%,而封堵距离为总封堵长度的50%时,采收率增幅仅为13.1%。从技术、经济角度考虑,大尺寸优势通道封堵距离存在一个合理值,它取决于优势通道发育状况以及剩余油分布特征。对于渤海稠油油藏,建议大尺寸优势通道封堵距离应大于50%注采井距。

2.3.2 动态特征

注入压力、含水率和采收率与注入量的关系 从图5可以看出:当对并联岩心中高渗透岩心内填砂孔眼(大尺寸优势通道)实施封堵后,随着调驱剂注入量的增加,注入压力增大,含水率降低,采收率增大;在后续水驱阶段,随着注入量的增加,注入压力下降,含水率升高,采收率增大但增幅变缓。随着

多级封堵距离的增加,注入压力和采收率增幅变大,含水率降幅变大。

分流率与注入量的关系 分析图6发现,在调驱剂Cr³⁺聚合物凝胶注入过程中,高渗透层分流率减小,低渗透层分流率增加,表明改善了吸液剖面,扩大了高渗透岩心基质部分和低渗透层波及体积。在后续水驱阶段,高渗透岩心分流率增加,低渗透岩心分流率减小,最终出现剖面反转现象。随着多级封堵距离的增加,高渗透岩心分流率降幅和低渗透岩心分流率增幅均增大,但差值不大。进一步分析发现,随着多级封堵距离的增加,后续水驱阶段高渗透岩心分流率增加和低渗透岩心分流率下降速度减缓,表明扩大波及体积作用时间延长,因而采收率增幅变大。

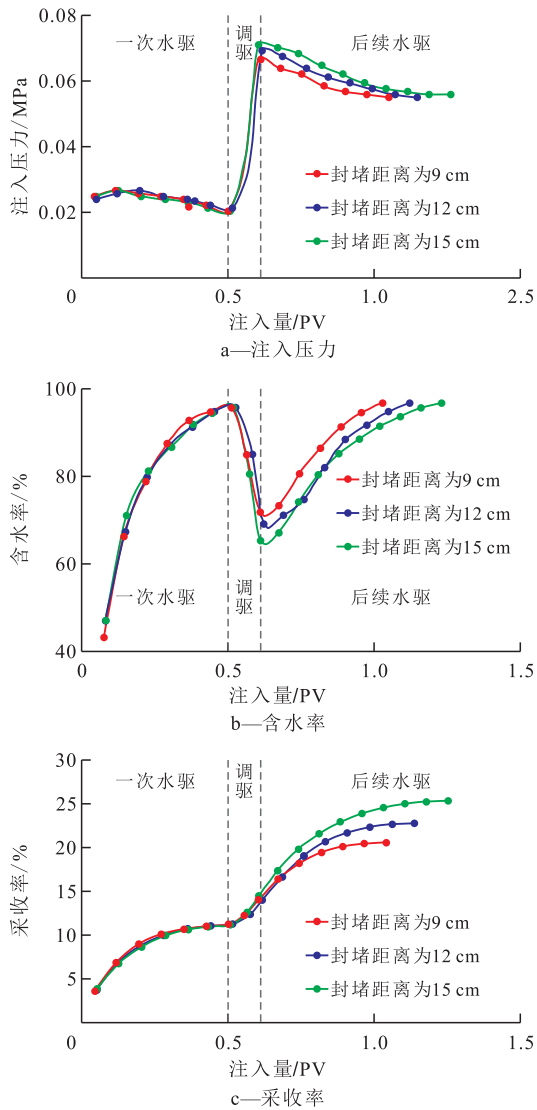


图5 不同封堵距离下注入压力、含水率和采收率与注入量的关系

Fig.5 Relationship between injection volume and injection pressure, water cut and oil recovery at various plugging distances

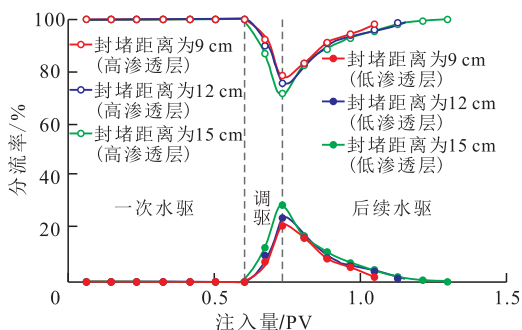


图6 不同封堵距离时分流率与注入量的关系

Fig.6 Relationship between the flow rate and the injection volume at various plugging distances

3 结论

封堵剂BH-1 固化前为粘稠性流体,注入性较

好,能够顺利通过70目筛管。固化后为灰黑色致密固体,固化时间可在24~120 h内调整,固化后具有极高抗压和耐冲刷能力,适用于近井地带大尺寸优势通道封堵。

半互穿网络结构凝胶成胶前为粘性流体,注入性良好。在岩心孔隙内静置候凝24 h后,开始出现明显交联反应,120 h时形成网状分子聚集体,成胶后具有较高抗压和耐冲刷能力,适用于油藏深部大尺寸优势通道封堵。

与疏水缔合聚合物溶液相比,Cr³⁺聚合物凝胶调驱剂油藏适应性更强,液流转向效果更好,采收率增幅较大。当高渗透岩心内孔眼全部被封堵后,Cr³⁺聚合物凝胶调驱可以极大地改善低渗透岩心和高渗透岩心基质部分波及效果,采收率增幅高达29.4%,而封堵距离为总封堵长度的50%时,采收率增幅仅为13.1%。因此,渤海稠油油藏大尺寸优势通道封堵距离应大于50%注采井距。从技术、经济角度考虑,多级组合段塞优于单一整体段塞,封堵剂各个段塞注入顺序依次为约占总注入量50%的Cr³⁺聚合物凝胶、35%的半互穿网络结构凝胶、15%的封堵剂BH-1。

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 王君,楼章华,朱蓉,等.渤海湾盆地东濮凹陷文留地区现今地层水化学与油气运聚[J].石油与天然气地质,2014,35(4):449-455.
WANG Jun, LOU Zhanghua, ZHU Rong, et al. Hydrochemistry of Paleogene formation water and its relationship with hydrocarbon migration and accumulation in Wenliu region in Dongpu sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(4): 449-455.
- [3] 唐孝芬,李红艳,刘玉章,等.交联聚合物冻胶调堵剂性能评价指标及方法[J].石油钻采工艺,2004,26(2):49-53.
TANG Xiaofen, LI Hongyan, LIU Yuzhang, et al. Performance evaluation indexes and measures of cross-linked polymer gel for water shutoff and profile control [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(2): 49-53.
- [4] 高建,岳湘安,侯吉瑞.HSG冻胶调堵剂室内评价[J].石油钻采工艺,2006,28(4):40-43.
GAO Jian, YUE Xiang'an, HOU Jirui. Laboratory evaluation of HSG profile modification gel [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28(4): 40-43.

- [5] 张桂意,高国强,柴德民,等.预交联水膨体调剖剂的室内评价与应用[J].精细石油化工进展,2003,4(4):4-8.
ZHANG Guiyi, GAO Guoqiang, CHAI Demin, et al. Evaluation and application of precrosslinking swellable particulate profile modification agent in Shengtuo oilfield[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2003, 4(4): 4-8.
- [6] 于龙,李亚军,宫厚健,等.非均质油层聚合物驱后粘弹性支化预交联凝胶颗粒驱提高采收率技术[J].油气地质与采收率, 2016, 23(1): 113-118.
YU Long, LI Yajun, GONG Houjian, et al. EOR of branched-preformed particle gel (B-PPG) flooding after polymer flooding in heterogeneous reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 113-118.
- [7] 王婷婷,曹伟佳,卢祥国.半互穿网络结构凝胶黏度及其影响因素[J].石油化工高等学校学报, 2016, 29(5): 70-76.
WANG Tingting, CAO Weijia, LU Xiangguo. Experimental research on viscosity performance and influencing factors of semi-interpenetrating networks [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2016, 29(5): 70-76.
- [8] 江绍静,王维波,黄春霞,等.改性淀粉凝胶体系控制二氧化碳窜逸技术研究[J].特种油气藏, 2016, 23(4): 136-139.
JIANG Shaojing, WANG Weibo, HUANG Chunxia, et al. Application of modified starch gel system to prevent CO₂ breakthrough[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 136-139.
- [9] 孙斐斐,林梅钦,王玉功,等.聚丙烯酰胺-Cr³⁺凝胶的结构与性能关系[J].石油学报:石油加工, 2014, 30(6): 1 065-1 071.
SUN Feifei, LIN Meiqin, WANG Yugong, et al. Relationship between structure and performance of polyacrylamide-Cr³⁺ gel [J]. Acta Petrolei Sinica: Petroleum Processing Section, 2014, 30(6): 1 065-1 071.
- [10] 王海涛. Cr³⁺聚合物凝胶调驱效果及作用机理[J].大庆石油地质与开发, 2014, 33(4): 115-120.
WANG Haitao. Profile controlling and flooding effects & acting mechanism for Cr³⁺ polymer gel [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(4): 115-120.
- [11] 何先华,胡广斌,张脊,等.低渗透油藏 Cr³⁺聚合物凝胶渗流特性及其作用机理[J].大庆石油地质与开发, 2016, 35(1): 97-104.
HE Xianhua, HU Guangbin, ZHANG Ji, et al. Seepage characteristics and acting mechanism of Cr³⁺ polymer gel in the low-permeability oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(1): 97-104.
- [12] 卢祥国,姜维东,王晓燕. Cr³⁺、碱和表面活性剂对聚合物分子构型及渗流特性影响[J].石油学报, 2009, 30(5): 749-754.
LU Xiangguo, JIANG Weidong, WANG Xiaoyan. Study on effects of Cr³⁺, alkali and surfactant on polymer molecular configuration and seepage flow characteristics [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(5): 749-754.
- [13] 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: ZL200510063665.8 [P]. 2005-09-07.
LU Xiangguo, SONG Helong, WANG Jingsheng, et al. Method making of heterogeneity model cemented by quartz sand epoxy resin: ZL200510063665.8 [P]. 2005-09-07.
- [14] 张雷,陈建波,李金蔓,等.边底水稠油油藏热采吞吐后转弱凝胶驱开发方式[J].油气地质与采收率, 2016, 23(1): 124-128.
ZHANG Lei, CHEN Jianbo, LI Jinman, et al. Conversion of cyclic steam stimulation to weak gel flooding in heavy oil reservoir with edge and bottom water [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 124-128.
- [15] 吴丽,陈民锋,乔聪颖,等.稠油油藏过渡带油水分布规律及布井界限[J].油气地质与采收率, 2016, 23(3): 77-82.
WU Li, CHEN Minfeng, QIAO Congying, et al. Water and oil distribution law and limits for well pattern in the oil-water transition zone of heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 77-82.
- [16] 王增林,张民,杨勇,等.稠油热化学驱过程中影响因素及其交互作用对采收率的影响[J].油气地质与采收率, 2017, 24(1): 64-68.
WANG Zenglin, ZHANG Min, YANG Yong, et al. Effect of influencing factors and their interaction on thermo-chemical recovery of heavy oil [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 64-68.
- [17] 卢祥国,胡勇,宋吉水,等. Al³⁺交联聚合物分子结构及其识别方法[J].石油学报, 2004, 26(4): 73-76.
LU Xiangguo, HU Yong, SONG Jishui, et al. Molecular construction of Al³⁺ cross-linked polyacrylamide gel and its identification method [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 26(4): 73-76.

编辑 常迎梅