

采油技术手册

(修订本)



石油工业出版社

B

目 录

第一章 机械堵水技术	(1)
一、机械堵水管柱分类及结构.....	(1)
(一)自喷井堵水管柱	(1)
(二)机械采油井堵水管柱	(12)
二、堵水用井下工具.....	(14)
(一)井下工具分类及型号编制原则	(14)
(二)堵水用主要井下工具	(17)
三、机械堵水管柱有关计算.....	(54)
(一)油管柱长度变化及力的计算	(54)
(二)支撑式封隔器坐封高度计算	(57)
四、机械堵水施工程序.....	(59)
第二章 油井化学堵水技术	(61)
一、聚丙烯酰胺高温溶胶堵水技术.....	(61)
二、甲叉基聚丙烯酰胺溶胶堵水技术.....	(62)
三、铬交联部分水解聚丙烯酰胺堵水技术.....	(63)
四、甲醛交联聚丙烯酰胺堵水技术.....	(65)
五、PR-8201 堵水技术	(66)
六、聚丙烯酰胺高温堵水技术.....	(68)
七、聚丙烯酰胺-306 (HM ₃ -306) 树脂堵水技术	(69)
八、丙凝堵水技术.....	(71)
九、聚丙烯酰胺-木质素磺酸盐堵水技术	(73)
十、部分水解聚丙烯腈堵水技术.....	(74)
十一、氟硅酸-水玻璃堵水技术	(75)
十二、硅酸凝胶堵水技术.....	(77)
十三、单液法水玻璃-氯化钙堵水技术	(78)

十四、双液法水玻璃氯化钙堵水技术	(79)
十五、硅土胶泥单液法堵水技术	(80)
十六、脲醛树脂堵水技术	(81)
十七、酚醛树脂堵水技术	(82)
十八、热塑性树脂堵水技术	(83)
十九、松香皂堵水技术	(84)
二十、活性稠油堵水技术	(85)
二十一、稠油-固体粉末堵水技术	(86)
二十二、有机硅堵水技术	(87)
二十三、泡沫堵水技术	(89)
二十四、氰凝堵水技术	(90)
二十五、石灰乳复合堵剂封堵大孔道堵水技术	(91)
第三章 注水井调整吸水剖面技术	(94)
一、注水井调剖技术	(94)
(一)水玻璃-氯化钙调剖技术	(94)
(二)木质素磺酸钙调剖技术	(95)
(三)木质素磺酸钠调剖技术	(102)
(四)聚丙烯酰胺-膨润土调剖技术	(103)
(五)聚丙烯酰胺-乌洛托品-间苯二酚调剖技术	
(PAM-HR 调剖技术)	(105)
(六)聚丙烯酰胺-硅土调剖技术	(109)
(七)聚丙烯酰胺-柠檬酸铝调剖技术	(111)
(八)PIA-601 调剖技术	(116)
(九)聚丙烯腈-氯化钙调剖技术	(119)
(十)TP-910 调剖技术	(122)
(十一)黄胞胶调剖技术	(125)
(十二)三相泡沫调剖技术	(128)
(十三)BD-861 调剖剂	(132)
(十四)聚乙烯醇颗粒调剖技术	(136)
(十五)水膨型聚丙烯酰胺颗粒调剖技术	(137)

二、注水井调剖施工设计及参数确定·····	(139)
第四章 油田堵水的选井、效果评定和选注工艺技术·····	(142)
一、选井·····	(142)
二、油井堵水效果评定·····	(143)
三、砂岩油层注水井调剖效果评定方法·····	(144)
四、选择性注入工艺技术·····	(145)
(一)选注工艺技术的原理·····	(145)
(二)选注工艺技术的依据·····	(145)
(三)选择性注入压力和堵剂用量计算·····	(149)
(四)选择性堵水工艺技术的使用方法·····	(150)
(五)选择性注入工艺技术的适应范围及优点·····	(152)

第一章 机械堵水技术

机械堵水是使用封隔器及其配套的控制工具来封堵高含水产水层，以解决油井各油层间的干扰或调整注入水的平面驱油方向，以达到提高注入水驱油效率，增加产油量，减少出水量的目的。我国已在自喷采油和机械采油等生产井上形成了一套机械堵水技术，成为注水开发油田提高开发效果的一项重要技术。

一、机械堵水管柱分类及结构

机械堵水必须借助于井下管柱来实现。已应用于现场、技术比较成熟的有两类：自喷堵水管柱和机械堵水管柱。

（一）自喷井堵水管柱

自喷井堵水管柱有七种型式，共 15 套管柱结构。

1. 桥式配产器堵水管柱

桥式（代号 QS）配产器堵水管柱有 4 套结构，见图 1—1~1—4。主要由桥式配产器和封隔器等井下工具构成。由于桥式配产器的各级堵塞器外径不一样，上一级堵塞器不能通过下一级，故投、堵操作应从下到上，打捞操作应由上到下。该类管柱最多能分 4 级，一般多用 2~3 级。

（1）QS 油管支撑管柱（图 1—1）

主要由 Y111 封隔器和 KQS 配产器等井下工具组成。该管柱底部死堵支撑井底，承受油管自重作用在封隔器上的轴向压缩力。该力使封隔器上的封隔件受轴向压缩而向径向扩张，以封隔油套管环形空间。

该管柱一般适用于中深井。下放管柱至井底即可坐封封隔器，上提管柱可使封隔器解封。该管柱结构简单，施工操作方

便，但最多能应用 2 级封隔器。封隔层之间的层间压力差不宜大于 6MPa。

(2) QS 机械卡瓦支撑管柱 (图 1—2)

主要由 KQW 支撑器 (或 Y211 封隔器)、Y111 封隔器和 KQS 配产器等井下工具组成。在正常工作状态下，KQW 支撑器 (或 Y211 封隔器) 安装于管柱底部，承受油管自重作用于封隔器上的轴向压缩力。油管自重产生的轴向压缩力使封隔器上的封隔件受压而向径向扩张，以封隔油套管环形空间。

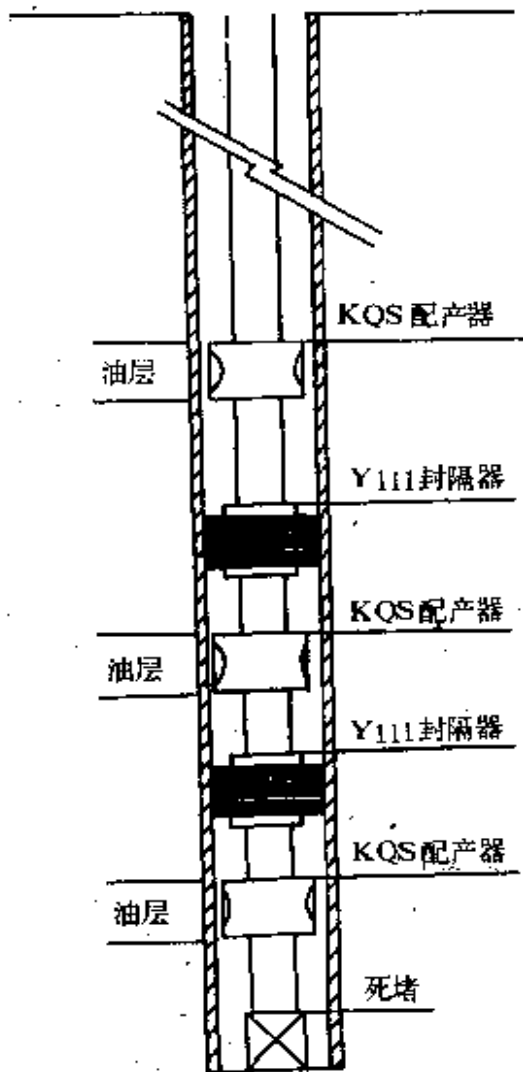


图 1—1 QS 油管支撑管柱

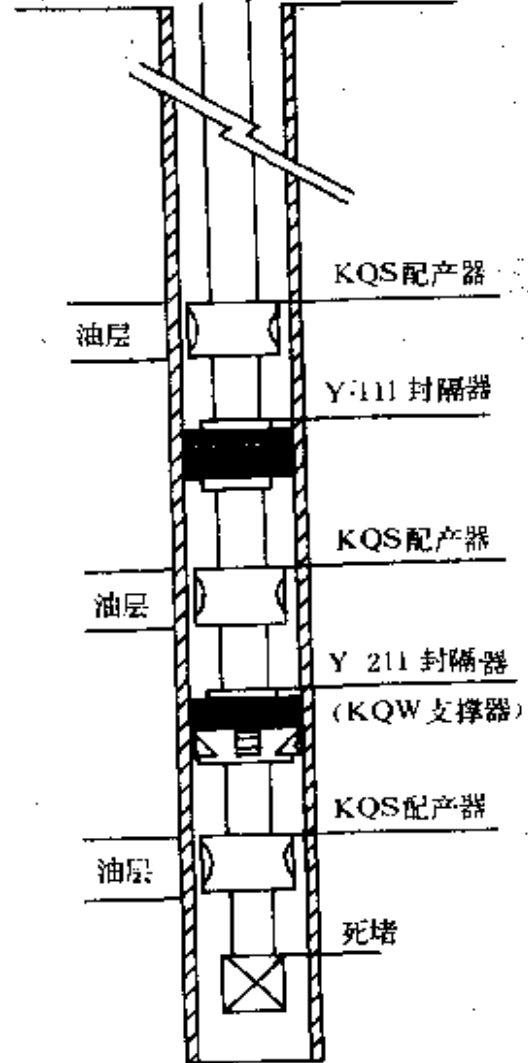


图 1—2 QS 悬挂管柱

该管柱结构较简单，施工作业时要防止支撑器中途坐封。一般用于井底口袋较深的油井，封隔层之间的压力差不宜大于6MPa。

(3) QS 卡瓦支撑液压坐封管柱 (图 1—3)

主要由 KQW 支撑器，Y141 封隔器，KQS 配产器和 KHD 油管悬挂器等井下工具组成。KHD 油管悬挂器为不压井作业时安装 KQW 支撑器用。在正常工作状态下，KQW 支撑器安装于

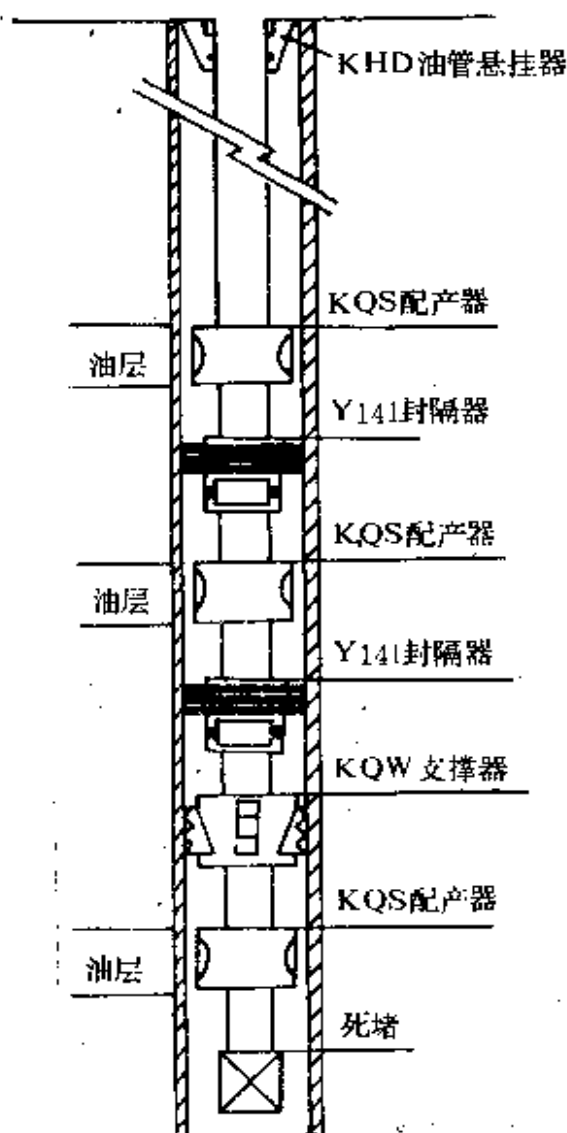


图 1—3 QS 卡瓦支撑液压坐封管柱

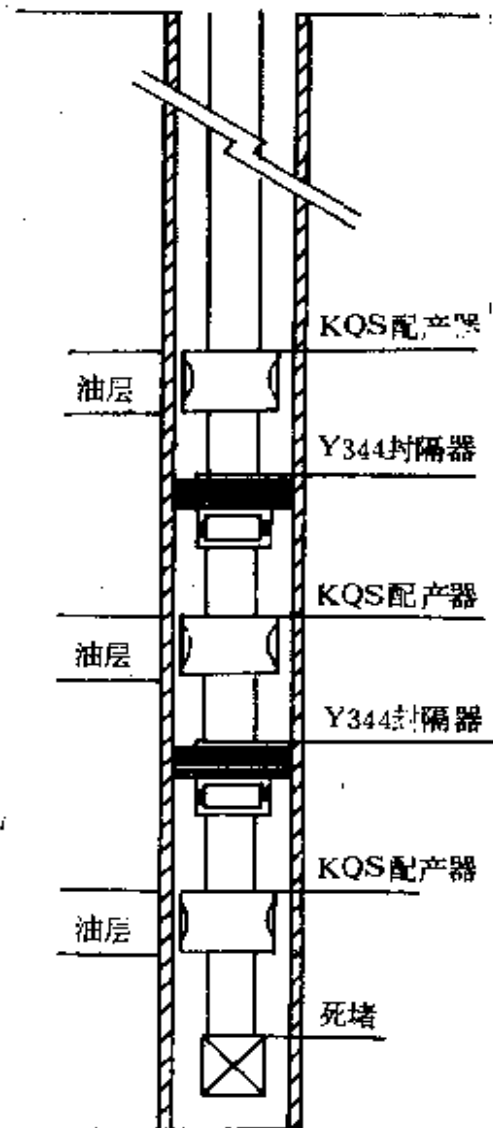


图 1—4 QS 悬挂管柱

最底部封隔器的下端，承受油管自重产生的轴向压缩力。封隔器采用管柱内的液压来坐封。

该管柱结构和封隔器坐封操作较复杂，封隔层之间压力不宜超过 8MPa，可以较多级卡堵水层。上提管柱即可使封隔器解封。

(4) QS 悬挂管柱 (图 1—4)

主要由 Y344 封隔器和 KQS 配产器等井下工具组成。该管柱采用液压方式坐封封隔器。结构简单，可以实现较多层段卡堵水作业。封隔层之间工作压力差小于 8MPa，一般适用于井深 2500m 以内的油井，井深超过 3000m 的油井要慎用。

由于封隔器采用液压方式解封，故这类管柱的解封可靠性略差。

2. 偏心堵水管柱

典型的偏心 (代号 PX) 堵水管柱结构有 2 套，见图 1—5 和图 1—6。主要由偏心配产器和封隔器组成。由于偏心配产器的堵塞器安装在侧面，投捞工具可以畅通无阻地从偏心配产器中心通过，可实现任意投捞和多级卡堵水。这类管柱具有测试方便，施工简单的特点。在堵塞器内安装不同规格油嘴，可实现控制不同生产层的产液量。

(1) PX 卡瓦支撑液压坐封管柱 (图 1—5)

主要由 KQW 支撑器、Y141 封隔器、KPX 配产器、KGD 油管堵塞器和 KHD 油管悬挂器等井下工具组成。KQW 支撑器安装在最底部封隔器的下端，承受油管自重产生的轴向压缩力。KHD 油管悬挂器为不压井施工时安装 KQW 支撑器用。Y141 封隔器为液压坐封封隔器。

该管柱结构和封隔器坐封操作较复杂，封隔层之间工作压力差小于 8MPa，可以实现多级卡堵水。上提管柱使封隔器解封。

(2) PX 悬挂管柱 (图 1—6)

主要由 Y344 封隔器、KGD 油管堵塞器和 KPX 配产器等井下工具组成。该管柱采用液压方式坐封封隔器，施工简便，可多层卡堵水。一般适用于井深 2500m 以内的油井，超过 3000m

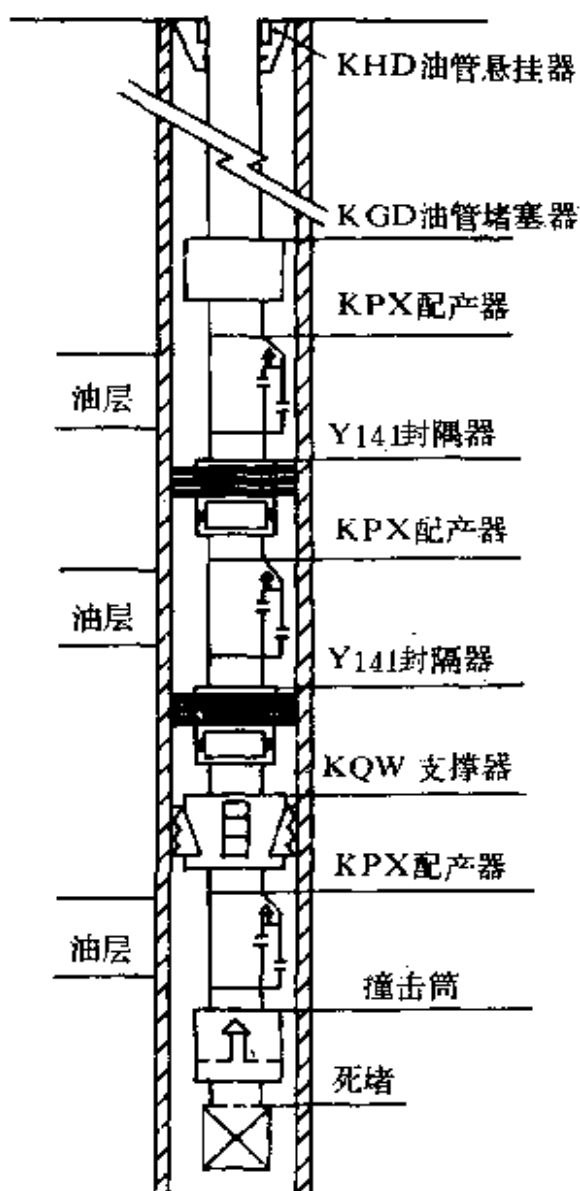


图 1—5 PX 卡瓦支撑液压
坐封管柱

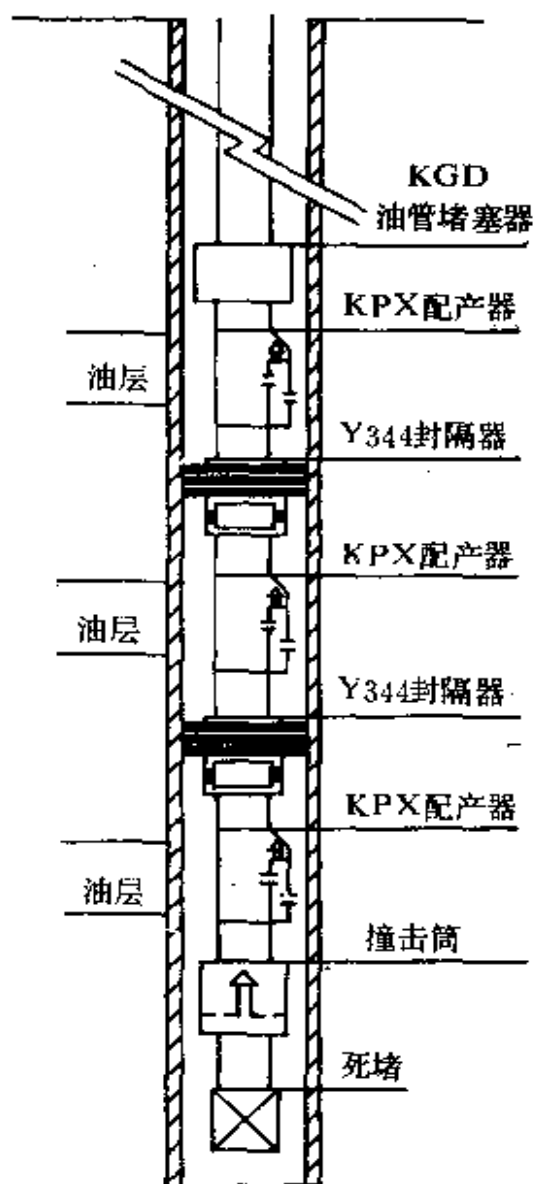


图 1—6 PX 悬挂管柱

要慎用。封隔层间压力差不宜超过 8MPa。由于该封隔器采用液压方式解封，解封可靠性略差。

3. 滑套堵水管柱

典型的滑套（代号 HT）堵水管柱结构有 2 套，见图 1—7 和图 1—8。主要由滑套堵水器和封隔器等井下工具组成，由于滑套堵水器中没有堵塞器，故施工作业中取消投捞工序。滑套

开关工具（即移位器）一次下井可将滑套全部打开或全部关上，也可以打开某几个或关上某几个，提高了施工工效和安全可靠性。该管柱特别适用于更多层段的卡堵水和深井卡堵水。

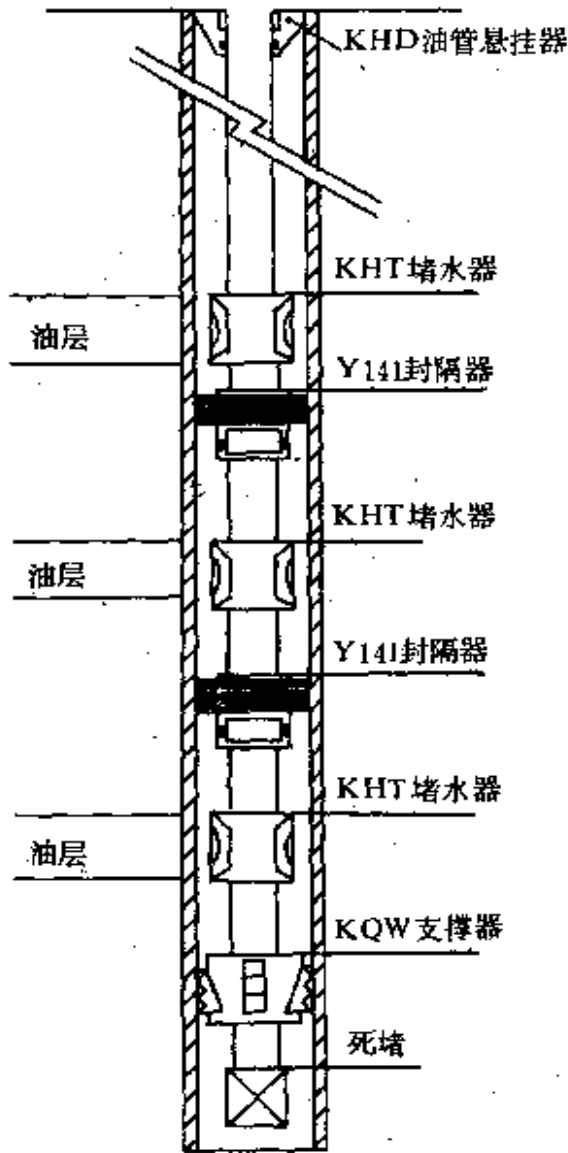


图 1—7 HT 卡瓦支撑液压坐封管柱

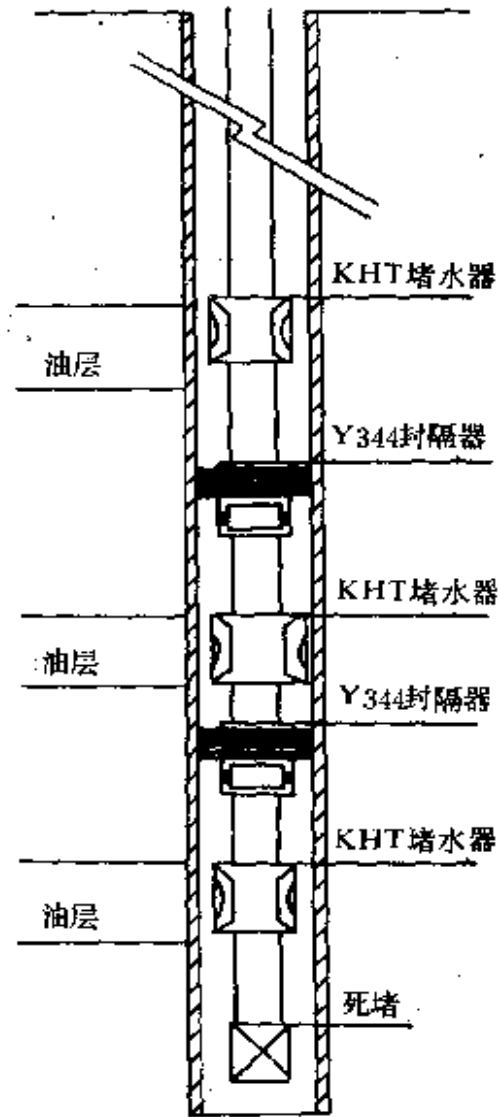


图 1—8 HT 悬挂管柱

(1) HT 卡瓦支撑液压坐封管柱 (图 1—7)

主要由 KQW 支撑器、Y141 封隔器、KHT 堵水器和 KHD 油管悬挂器等井下工具组成。KQW 支撑器一般安装于管柱尾部

最后一个封隔器的下部。承受油管自重产生的轴向压缩力。封隔器靠液压来坐封。

该管柱结构和封隔器坐封操作较复杂。封隔层之间压力不宜超过 8MPa。可以实现细分层卡堵水。上提管柱即可使封隔器解封。

(2) HT 悬挂管柱 (图 1—8)

主要由 Y344 封隔器和 KHT 堵水器等井下工具组成。该管柱采用液压方式坐封封隔器，操作简单，特别适用于不压井作业。井深超过 2500m 要慎用。该管柱可实现细分层卡堵水。由于封隔器采用液压方式解封，解封可靠性略差。

4. 固定堵水管柱

固定式 (代号 GD) 堵水管柱有 2 套典型结构，见图 1—9 和图 1—10。主要由可钻式封隔器、插入式密封段和带孔短节等井下工具组成。由于可钻式封隔器上有胀环，使封隔件处于无间隙的最佳状态下工作。该种管柱封隔层间工作压力差可高达 35MPa，工作寿命长，密封可靠，能多级卡堵水，在套管易变形地区采用更为理想。但施工工作量较大，一次管柱只能安装一个封隔器，封隔器不能解封，只能采用磨铣方法清除。

(1) GD 整体堵水管柱 (图 1—9)

主要由 Y443 封隔器、KDK 短节、KXM 导向头和 Y443 密封段等井下工具组成。KDK 短节上有孔，为未堵油层提供产油通道。Y443 密封段封堵 Y443 封隔器内密封腔，当整个井内管柱受外界因素影响长度发生变化时，可以随管柱在内密封腔内滑动。该管柱适用于 2500m 以内井深的油井。

(2) GD 定位堵水管柱 (图 1—10)

主要由 KHD 伸缩管、KDK 短节、Y443 封隔器、KXM 导向头和 Y443 密封段等井下工具组成。KHD 伸缩管以下管柱重力全部作用在第一个封隔器上，管柱因外界因素而引起长度变化时由 KHD 伸缩管调节，从而确保 Y443 密封段在 Y443 封隔器内密封腔固定不动，提高了密封的可靠性。该管柱工作可靠，

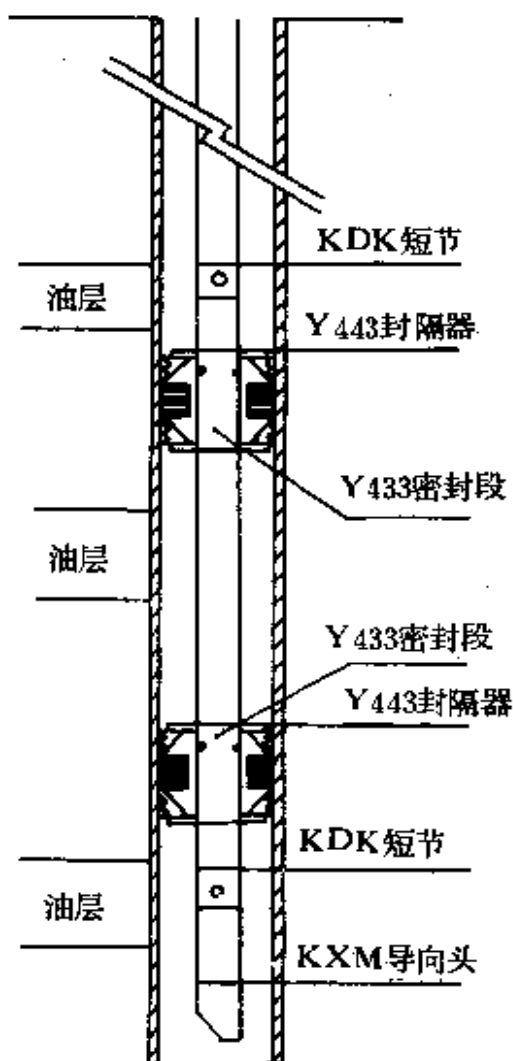


图 1—9 GD 整体堵水管柱

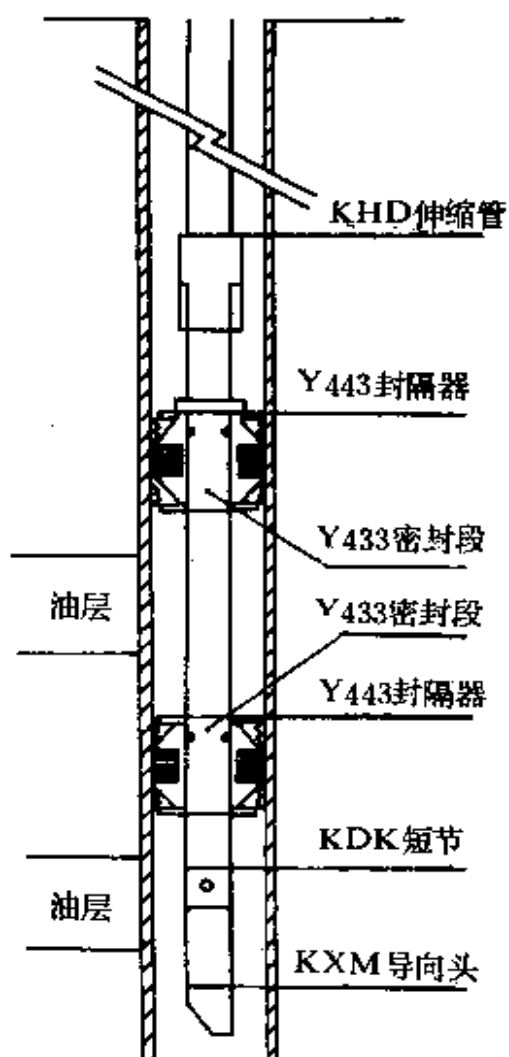


图 1—10 GD 定位堵水管柱

适用于深井、高压多级卡堵水油井。

5. 双管采油堵水管柱

典型的双管（代号 SG）采油堵水管柱有 2 套，见图 1—11 和图 1—12。主要由桥式配产器、封隔器等井下工具组成。该类管柱能消除高含水或高压采油层对低含水或低压采油层的干扰，充分发挥油井的生产能力。但该类管柱一般需要大尺寸套管，作业施工比较复杂而且工作量大。

(1) SG 单层采油堵水管柱 (图 1—11)

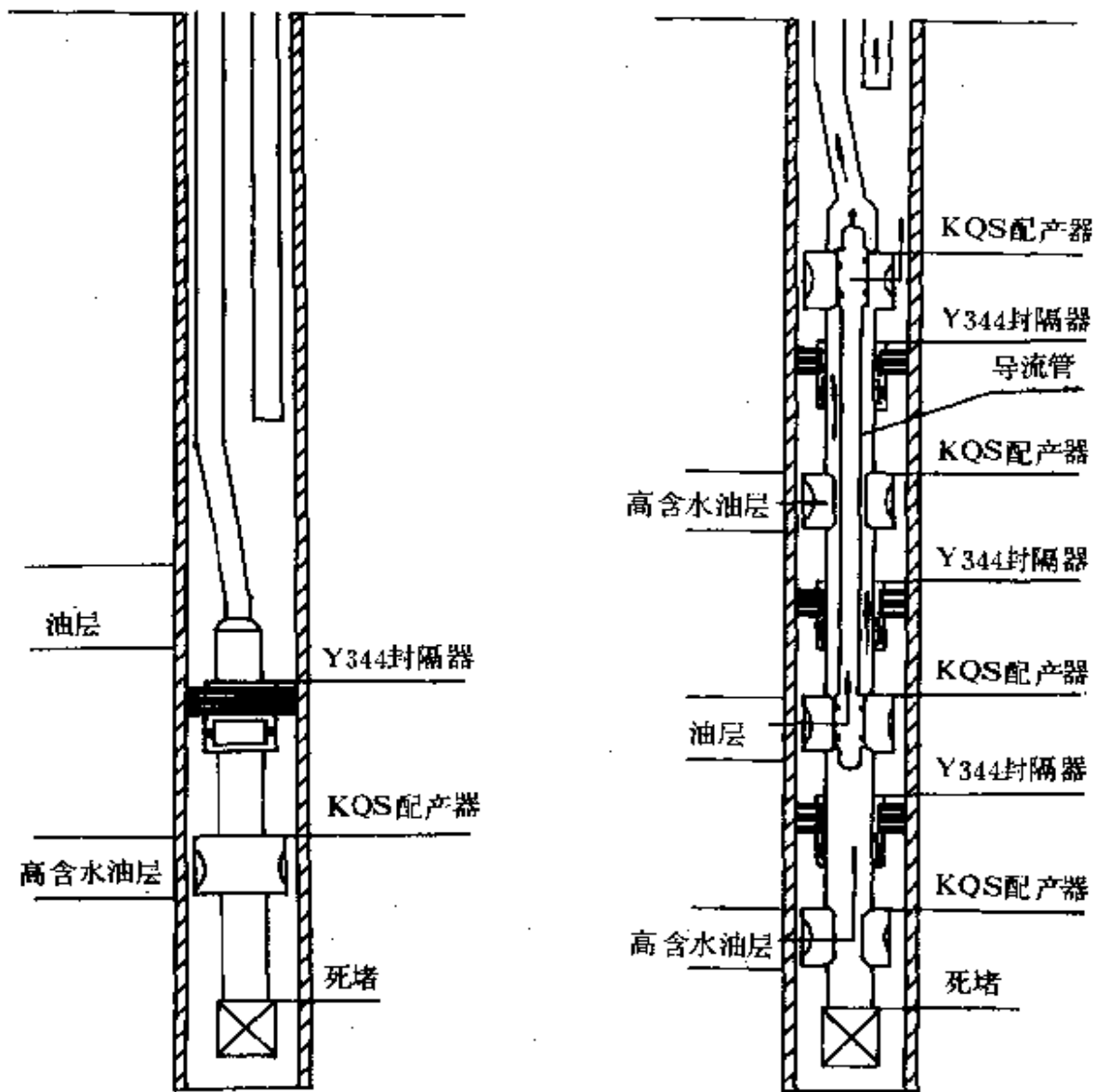


图 1—11 SG 单层采油堵水管柱 图 1—12 SG 多层采油堵水管柱

主要由 Y344 封隔器和 KQS 配产器等井下工具组成。该管柱结构较简单，分采二层，每层各自有生产油管，彻底消除了层间干扰。封隔层之间工作压力差小于 8MPa，适用于 2500m 以内井深的油井。

(2) SG 多层采油堵水管柱 (图 1—12)

主要由 Y344 封隔器、KQS 配产器和导流管等井下工具组

成。该管柱结构较复杂，施工难度大，封隔层之间压力差小于8MPa，但其可以实施多层卡堵水，能分别汇合低含水产油层产出液及高含水采油层产出液，并各自有独立生产油管，消除了层间干扰，可获得高产油量。

6. 斜井堵水管柱

典型的斜井（代号 XJ）堵水管柱结构有 2 套，见图 1—13 和图 1—14。主要由封隔器、带孔短节和滑套堵水器等井下工具组成。这类管柱适用于井斜小于 45° 的油井。

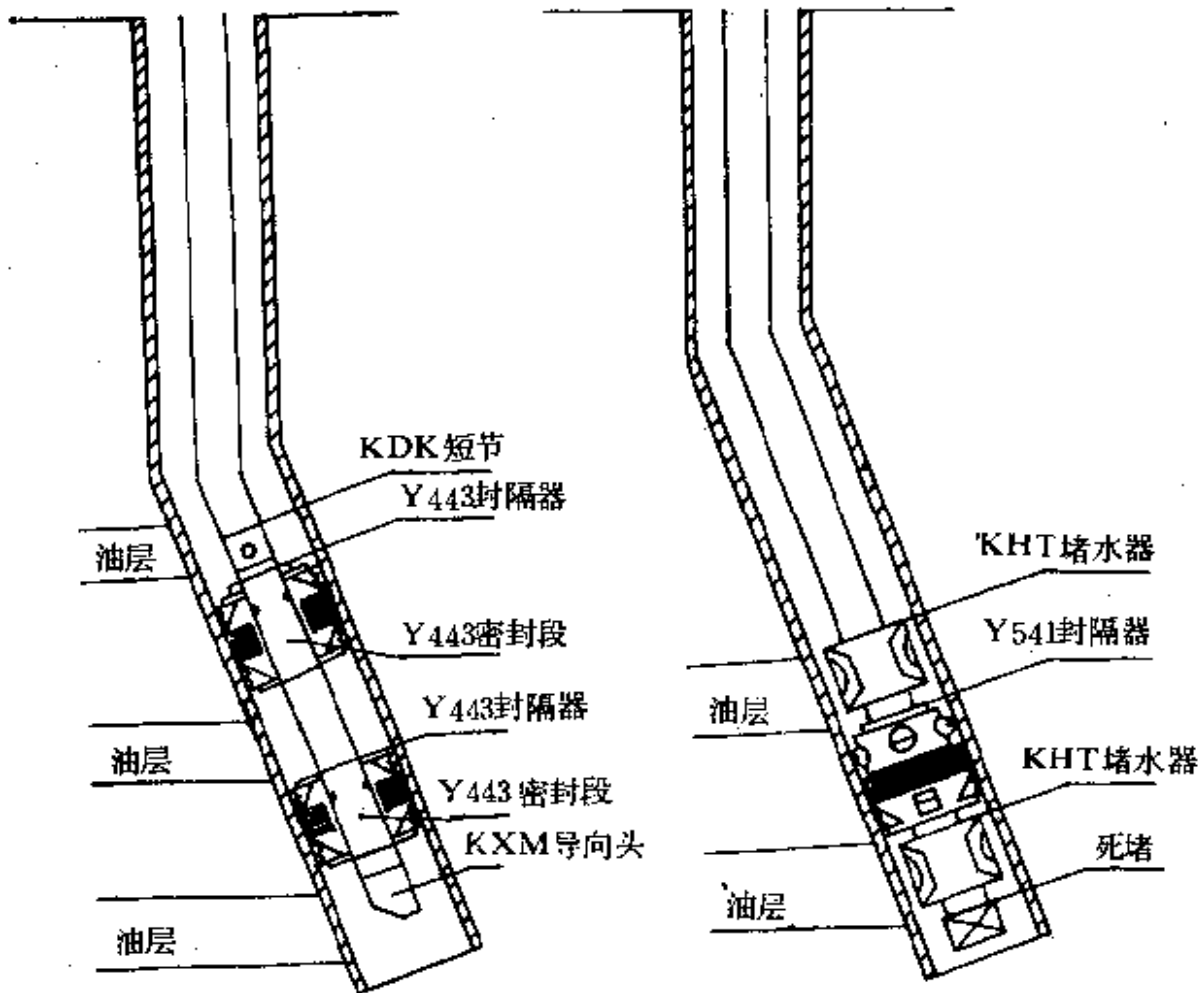


图 1—13 XJ 固定式堵水管柱

图 1—14 XJ 可取堵水管柱

(1) XJ 固定式堵水管柱 (图 1—13)

结构与图 1—9 和图 1—10 基本相同。主要由 Y443 封隔

器、Y443 密封段、KHD 伸缩管、KDK 短节和 KXM 导向头等井下工具组成。该管柱虽然施工工作量大，但在斜井中使用可靠性高。

(2) XJ 可取堵水管柱
(图 1—14)

主要由 KHT 堵水器、Y541 封隔器等井下工具组成。Y541 封隔器为液压坐封、上提解封封隔器，一般仅用于一级二段堵水工艺。该管柱在斜井中密封可靠，更换卡堵层段较容易。封隔层之间工作压力差为 30MPa。

7. 裸眼井堵水管柱

典型的裸眼井（代号 LY）堵水管柱目前常用的一种称为 LY 堵水管柱，见图 1—15。

该管柱主要由 KDK 安全接头、KHT 常闭开关、K341 裸眼封隔器、球和球座等井下工具组成。K341 裸眼封隔器为液压坐封、上提管柱解封的扩张式封隔器。该封隔器的层间工作压力差为 25MPa，适用于井深 3500m。

该管柱一般采用一个封隔器分采 2 层，下部油层和油管相通，上部油层和油套管环形空间相连。若堵底水（即下部油层），则上部采油层把油套管环形空间作为采油通道。该管柱结构简单，工作可靠。

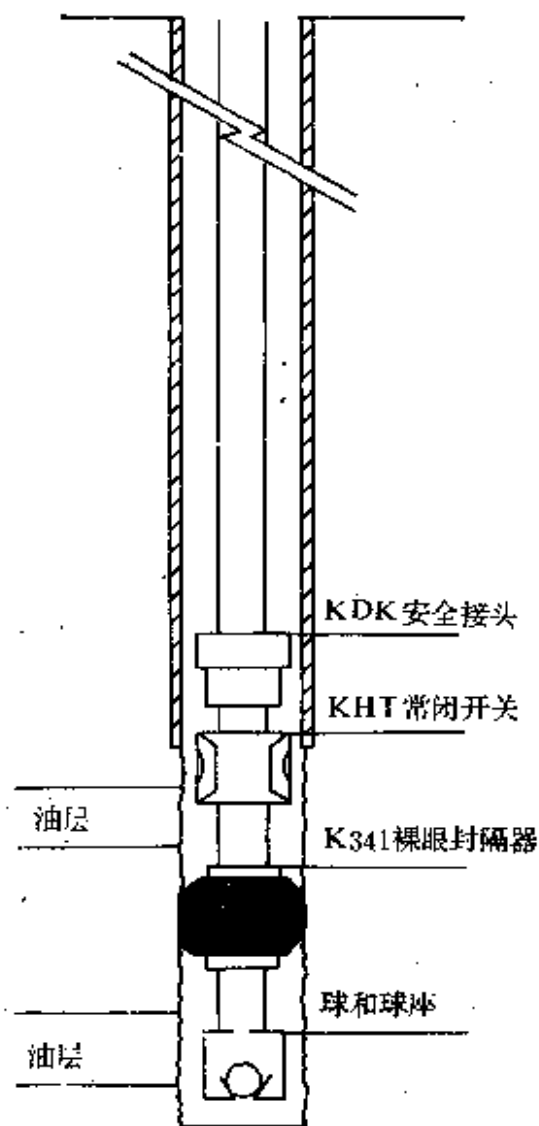


图 1—15 LY 堵水管柱

(二) 机械采油井堵水管柱

各种机械采油井（简称 JC）用的堵水管柱一般均采用丢手管柱结构，所用的井下工具基本与自喷井堵水管柱相同。

典型的机械采油堵水管柱有 5 套，见图 1—16~1—20。

(1) JC 支撑防顶堵水管柱（图 1—16）

JC 支撑防顶堵水管柱主要由 KQW 防顶器、KNH 活门、KPX 配产器（或 KHT 堵水器）、Y141 封隔器和 KQW 支撑器等井下工具组成。卡堵层段的管柱丢手在井内，以便各类抽油机

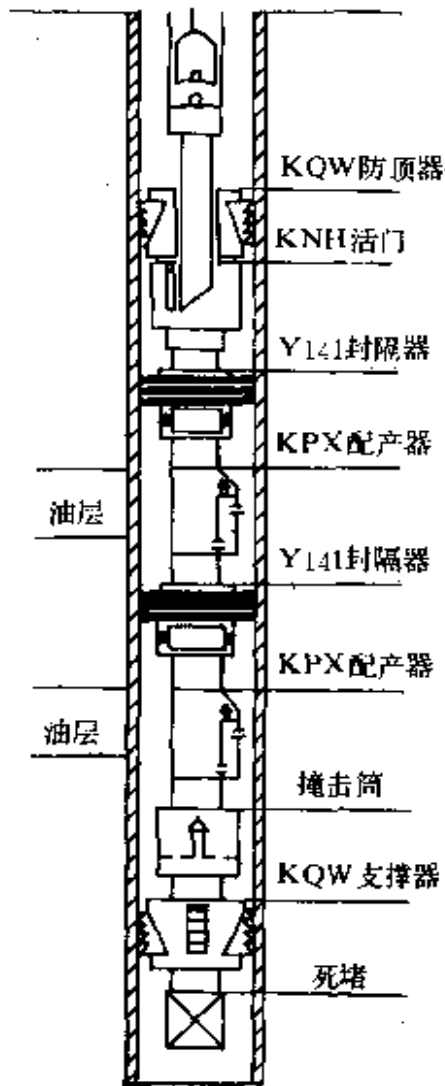


图 1—16 JC 支撑防顶堵水管柱

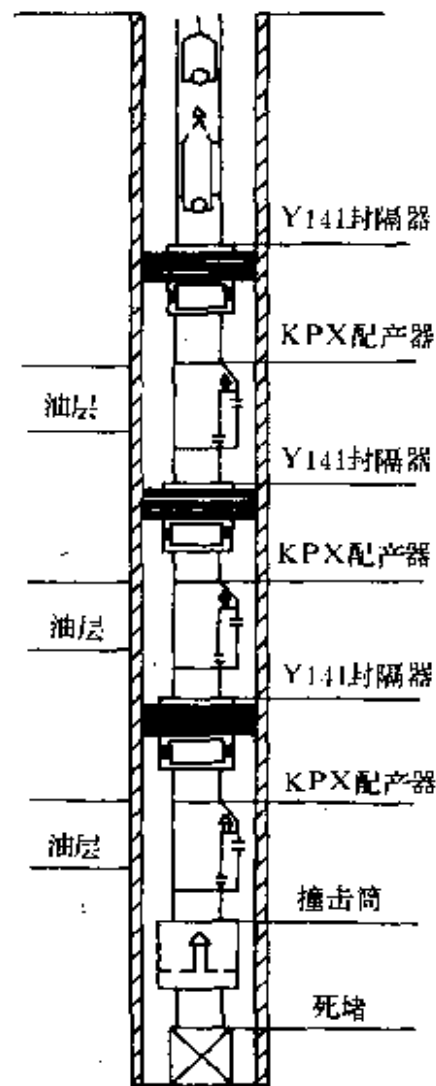


图 1—17 JC 整体堵水管柱

械设备在井内安装。该管柱的主要优点在于可进行不压井作业检泵及投捞、验封、找水和堵水等各种工艺措施。卡堵水可靠性高，缺点是施工工序多、难度大、周期长。一般适用于中深井。

(2) JC 整体堵水管柱 (图 1—17)

主要由 Y141 封隔器、KPX 配产器 (或 KHT 堵水器) 等井下工具组成。卡堵层段的管柱与抽油泵的管柱为一整体，管柱底部支撑井底 (或采用 KQW 支撑器)，管柱自重使封隔器处于良好工作状态。在该管柱中，抽油泵固定凡尔是可投捞的，实现了找水、堵水和采油同一管柱。该管柱结构简单，施工方便；但由于抽油泵固定凡尔为可投捞的而降低了泵效，检泵作业必须起出卡堵水管柱，也增加了施工的工作量。

(3) JC 堵底水管柱 (图 1—18)

主要由 Y411 丢手封隔器等井下工具组成。丢手封隔器安装于底水层上部，封堵层之间允许工作压差小于 15MPa。下入打捞管柱，上提一定值的张力负荷，封隔器即可解封。施工成功率高，工作可靠。

(4) JC 平衡丢手堵水管柱 (图 1—19)

主要由 KSQ 丢手接头、KNH 活门、Y344 封隔器、KQS 配产器 (或 KPX 配产器、KHT 堵水器) 等井下工具组成。该管柱的卡堵段丢手于井内，尾管下至井底。油层上部 2~5m 和油层下部 2~5m 各下一个平衡封隔器，以平衡相邻封隔器间液压产生的作用力，以确保管柱安全可靠地工作。

该管柱结构简单，能实施不压井作业检泵，工作可靠，封隔层间允许压力差小于 8MPa。但封隔器采用液压解封，解封性能较差。

(5) JC 固定堵水管柱 (图 1—20)

主要由 KSQ 丢手接头、Y443 封隔器、Y443 密封段、KDK 短节和 KXM 导向头等井下工具组成。各种井下工具的主要功能与图 1—13 相同。该管柱也适用于斜井，卡堵层之间允许工作压力差为 30MPa，能与各类机械采油井井下抽油设备相适

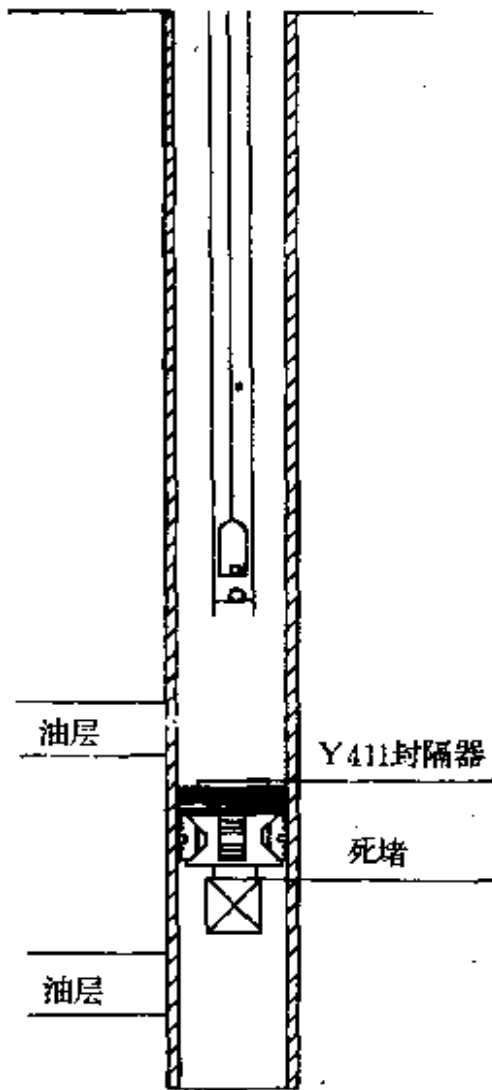


图 1—18 JC 堵底水管柱

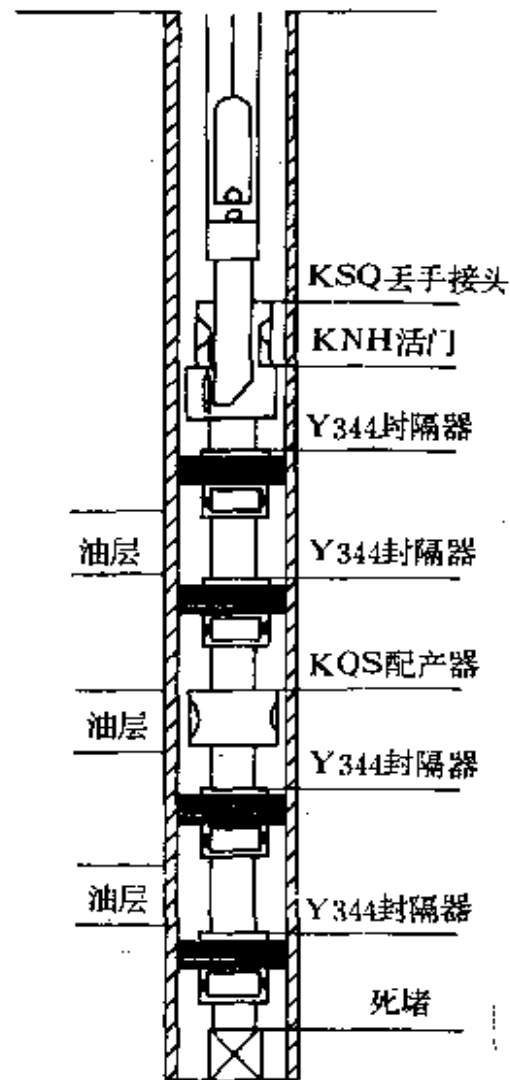


图 1—19 JC 平衡堵水管柱

应。主要缺点是必须逐个安装封隔器，作业工作量大，封隔器不能解封，只能采用磨铣工艺才能清除。

二、堵水用井下工具

(一) 井下工具分类及型号编制原则

根据有关标准规定，井下工具按功能分为封隔器、控制工具和修井工具三类。具体表示方法如下。

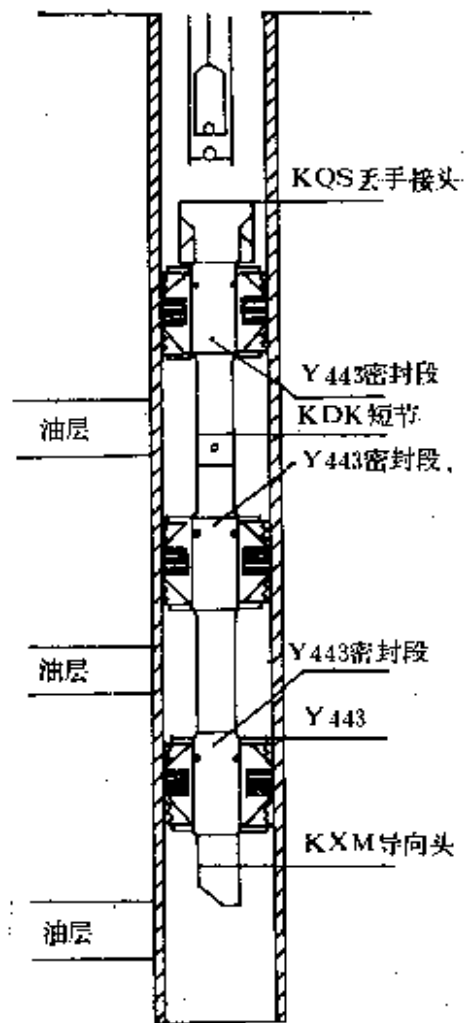
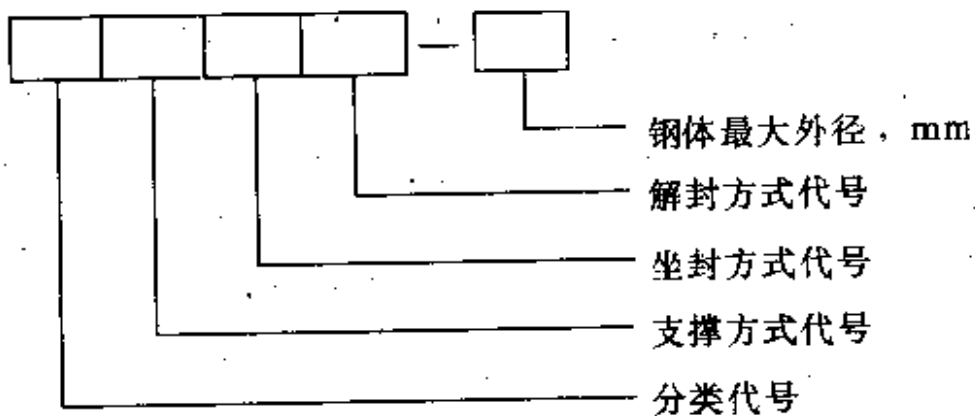


图 1—20 JC 固定堵水管柱

1. 封隔器分类及型号编制方法^①

(1) 分类及型号编制方法



① 参见 SY 5105—8 《油气田封隔器分类及型号编制方法》。

(2) 说明

1) 分类代号表示方法应符合表 1—1 规定。

表 1—1 分类代号表示方法

分 类	自封式	压缩式	楔入式	扩张式
代 号	Z	Y	X	K

注：根据封隔器的封隔件类型分类。

2) 支撑方式代号表示方法应符合表 1—2 规定。

表 1—2 支撑方式代号表示方法

支撑方式	尾 管	单向卡瓦	无支撑	双向卡瓦	锚 瓦
代 号	1	2	3	4	5

3) 坐封方式代号表示方法应符合表 1—3 规定。

表 1—3 坐封方式代号表示方法

坐封方式	提放管柱	转管柱	自 封	液 压	下工具
代 号	1	2	3	4	5

4) 解封方式代号表示方法应符合表 1—4 规定。

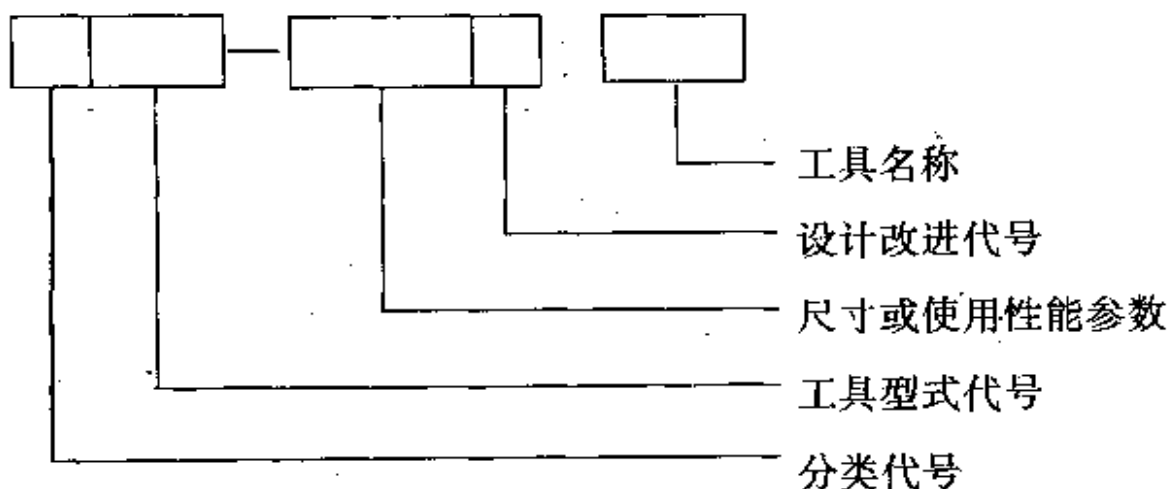
表 1—4 解封方式代号表示方法

解封方式	提放管柱	转管柱	钻 铤	液 压	下工具
代 号	1	2	3	4	5

(3) 举例 Y344—114 封隔器表示该型号封隔器钢体最大外径为 114mm，采用压缩式封隔件，无支撑，液压坐封和液压解封的一种封隔器。

2. 控制工具和修井工具的分类及型号编制方法^①

(1) 分类及型号编制方法



(2) 说明

- 1) 分类代号 K 表示控制工具类，X 表示修井工具类。
- 2) 工具型式代号 用工具型式名称中的两个关键汉字的第一个拼音字母表示，控制类工具见表 1—5。表中未列出的其它工具型式代号也按此规则编写，但不能出现两个相同的型式代号。
- 3) 尺寸或使用性能参数 表示方法应符合表 1—6 规定。
- 4) 设计改进代号 用 A、B、C……表示。
- 5) 工具名称 用汉字表示。

(3) 举例 KQS—110 配产器表示为控制类工具，最大外径 110mm 的桥式配产器。

(二) 堵水用主要井下工具

^①参见 ZB E14 005—89 《采油采气用井下工具分类及型号编制方法》。

表 1—5 控制类工具型式代号

序 号	工具特征	代 号	序 号	工具特征	代 号
1	桥式	QS	11	侧孔	CK
2	固定	GD	12	弹簧	TH
3	偏心	PX	13	轨道	GA
4	滑套	HT	14	正洗	ZX
5	凡尔	PE	15	反洗	FX
6	喷嘴	PZ	16	卡瓦	QW
7	缓冲	HC	17	锚爪	MZ
8	旁通	PT	18	水力	SL
9	活动	HD	19	连接	LJ
10	开关	KG	20	撞击	ZJ

表 1—6 尺寸特征及使用性能参数表示方法

项 目		代 号	单位及说明
尺寸特征	长 度		mm
	外直径		mm
	外直径×内通径		mm
连接螺纹	上端螺纹尺寸 × 下端螺纹尺寸	M (普通螺纹)	mm
		T (梯形螺纹)	mm
		S (锯齿形螺纹)	mm
		TBG (平式油管螺纹)	(in)
		UP TBG (外加厚油管螺纹)	
使用性能	工作压力		MPa
	引力载荷		kN
	扭 矩		kN·m

1. 封隔器类

(1) Y111 封隔器

用途 用于分层卡堵水、找水和试油等。

结构 靠尾管支撑井底，油管自重坐封，上提油管解封的压缩式封隔器。见图 1—21。

主要技术参数 见表 1—7。

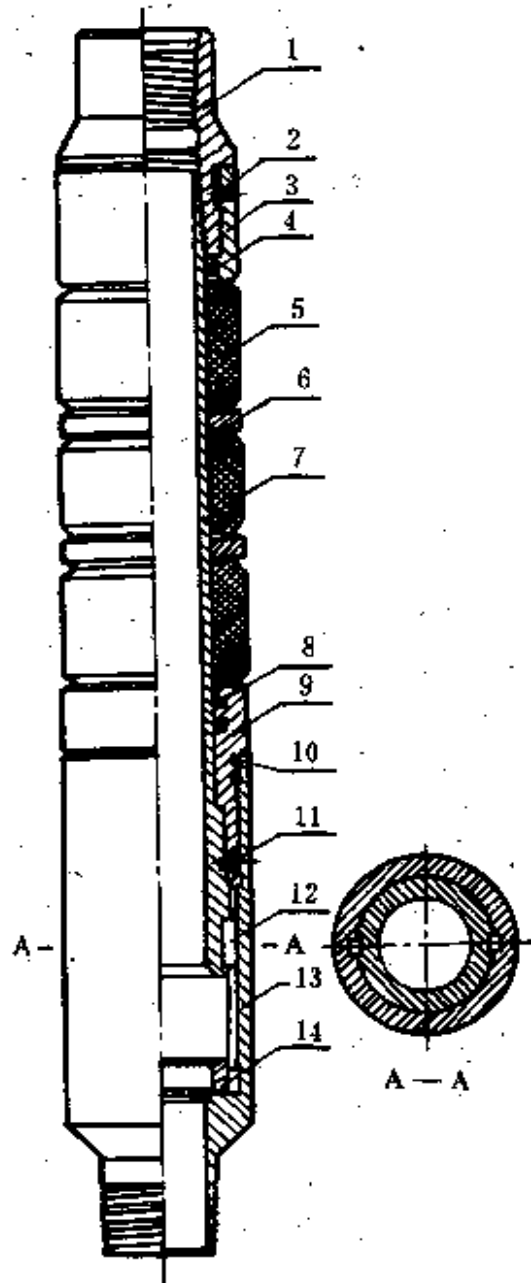


图 1—21 Y111 封隔器

- 1—上接头；2—销钉；3—调节环；4, 8, 10, —“O”型密封胶圈；5—胶筒；
6—隔环；7—中心管；9—承压接头；11—坐封剪钉；12—键；13—下接头；
14—压缩距垫环

表 1—7 Y111 封隔器技术参数

参 数	型 号		
	Y111-102	Y111-114	Y111-150
总长, mm	725	790	1040
最大外径, mm	102	114	150
内通径, mm	50	62	78
坐封载荷, kN	60~80	60~80	60~80
工作温度, ℃	120	120	120
工作压力, MPa	8	8	8
适用套管, in	5	$5\frac{1}{2} \sim 5\frac{3}{4}$	7
胶筒型号	YS100-12-15	YS113-12-15	YS146-12-15

(2) Y211 封隔器

用途 用于分层找水、堵水和试油。

结构 下端有一组带摩擦块的卡瓦总成, 依靠中心管上的卡瓦轨道使卡瓦支撑在套管内壁上。为油管柱自重坐封, 上提管柱解封的压缩式封隔器。见图 1—22。

主要技术参数 见表 1—8。

(3) Y411 封隔器

用途 用于封堵底水、代替水泥塞。

结构 上、下端各有一组单向卡瓦, 是一种依靠卡瓦轨道使下卡瓦支撑套管内壁, 油管自重坐封和释放上卡瓦, 能丢手的压缩式封隔器。见图 1—23。

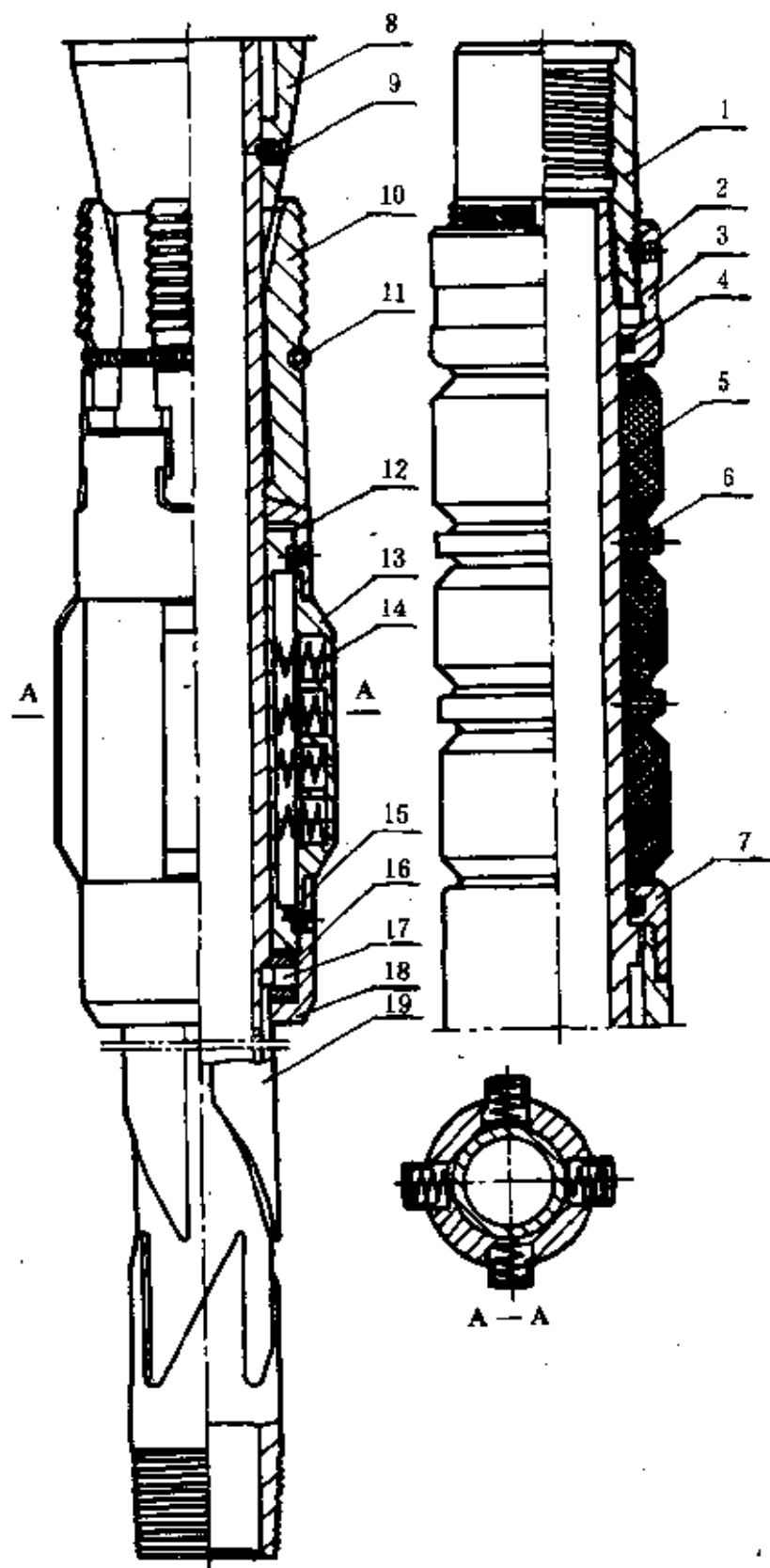


图 1—22 Y211 封隔器

- 1—上接头；2—定位销钉；3—调节环；4—“O”型胶圈；5—胶筒；6—隔环；7—限位套；8—锥体；9—坐封剪钉；10—卡瓦；11—弹簧；12—卡瓦座；13—扶正块；14—弹簧；15—扶正器座；16—滑环；17—滑环销钉；18—滑环套；19—轨迹中心管

表 1—8 Y211 封隔器技术参数

参 数		型 号		
		Y211-104	Y211-114	Y211-142
最大外径, mm		104	114	142
总长, mm		1565	1575	1720
内通径, mm		40	54	65
扶正块外径 mm	张开	120	131 (135) ¹⁾	170
	压缩	105	116 (120) ¹⁾	145
胶筒型号		YS100-12-15	YS114-12-15	YS140-12-15
工作压力 MPa	上压	25	25	25
	下压	8	8	8
工作温度, °C		120	120	120
坐封载荷, kN		60~80	60~80	100~120
防坐距, mm		480	500	530

1) 括号内尺寸用于 $5\frac{3}{4}$ " 套管。

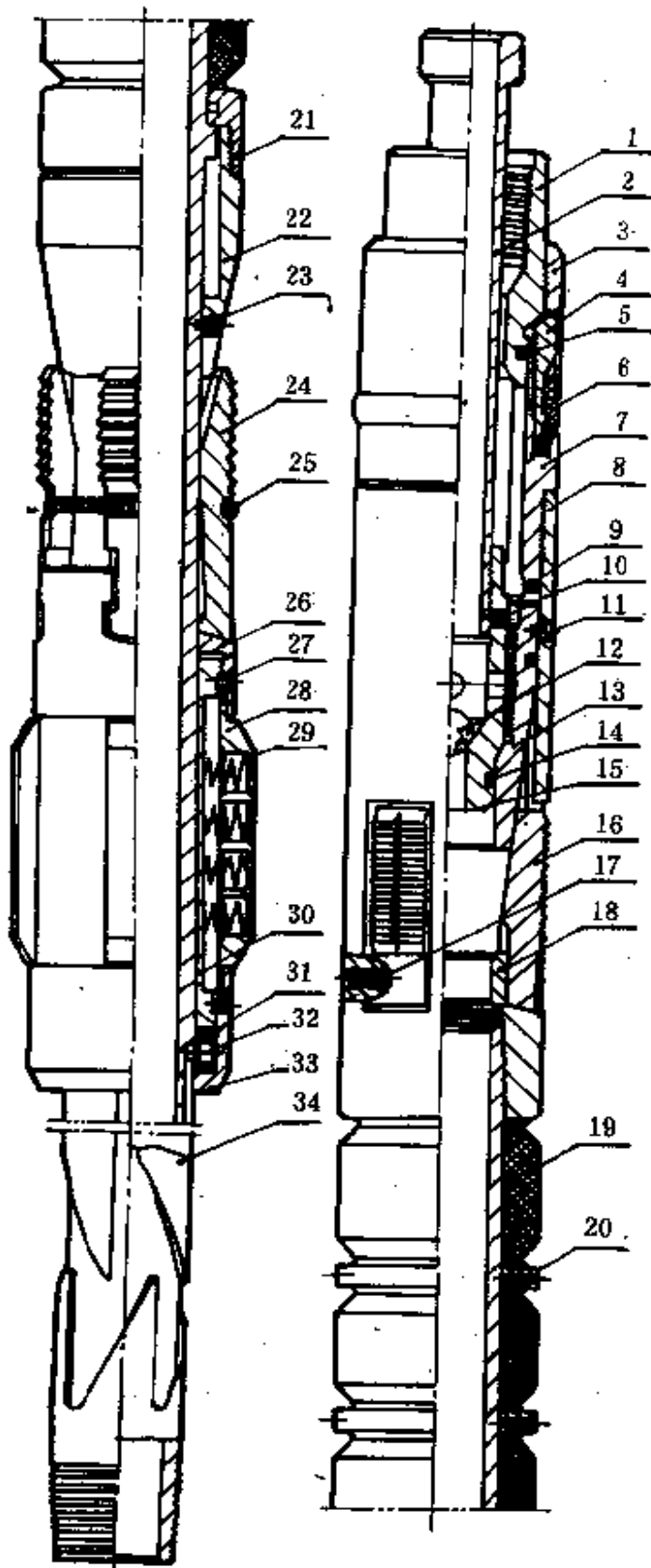


图 1—23 Y411 封隔器

1—丢手接头；2—连杆；
 3—护套；4—皮碗压环；
 5, 9, 14—“O”型胶圈；
 6—皮碗；7—上接头；8—
 卡瓦壳体；10—限位销钉；
 11—丢手销钉；12—钢球；
 13—上锥体；15—连杆接头；
 16—上卡瓦；17—限位销钉；
 18—卡瓦挡环；19—胶筒；
 20—隔环；21—限位环；
 22—下锥体；23—坐封销钉；
 24—下卡瓦；25—箍簧；
 26—卡瓦座；27—限位销钉；
 28—扶正块；29—弹簧；
 30—扶正器座；31—滑环；
 32—滑环销钉；33—滑环套；
 34—轨迹中心管

表 1—9 Y411 封隔器技术参数

参 数		型 号		
		Y411-104	Y411-114	Y411-142
总 长, mm		1910	1970	2200
最大外径, mm		104	114	142
最小通径, mm		40	54	65
扶正块外径 mm	张开	120	131 (135) ^①	170
	缩小	105	161 (120) ^①	145
胶筒型号		YS100—12—25	YS113—12—25	YS140—12—25
适用套管内径, mm		108~114	118~132	150~164
坐封载荷, kN		60~80	60~80	100~120
丢手压力, MPa		20~25	20~25	20~25
工作压力, MPa		25	25	25
工作温度, °C		120	120	120
防坐距, mm		480	500	530

①括号内尺寸用于 $5\frac{3}{4}$ " 套管。

配套工具 Y411 打捞矛, 见图 1—37。

(4) Y141 封隔器

用途 用于分层找水、堵水及试油。

结构 为支撑和液压坐封相结合的压缩式封隔器。主要特点是解决了支撑式封隔器不能实现多级使用的缺点, 又保留了上提管柱解封的优点。见图 1—24。

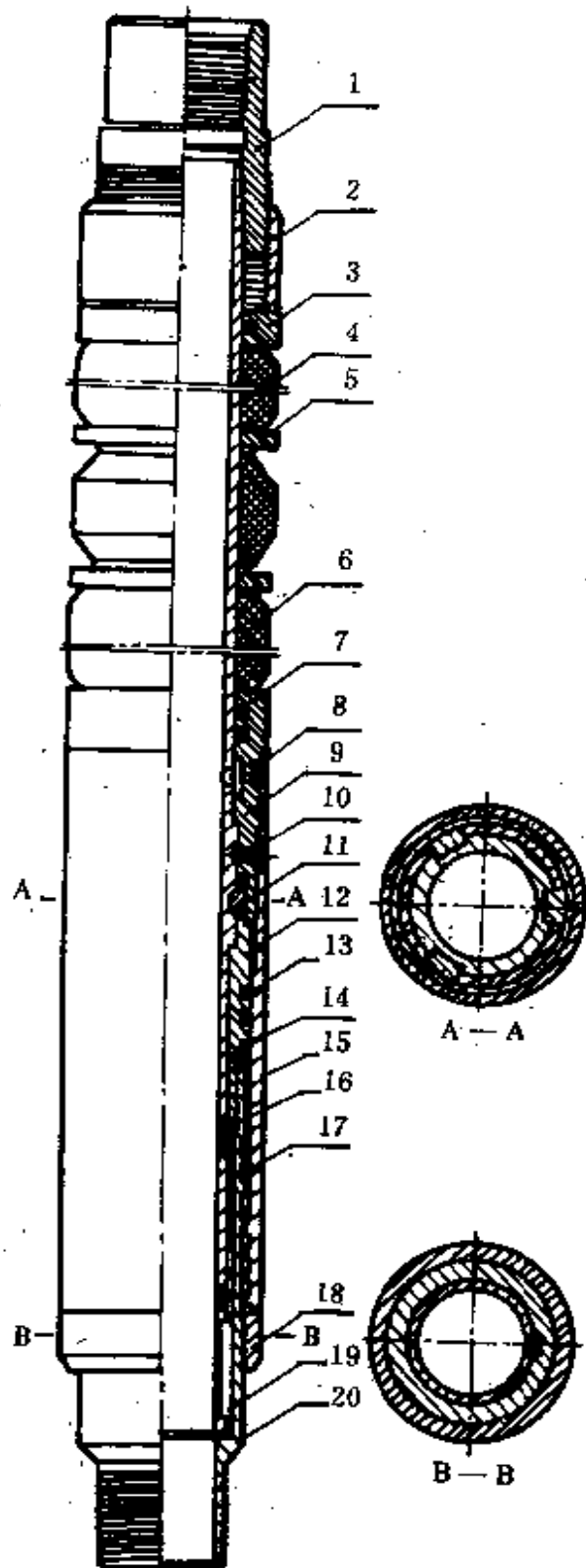


图 1—24 Y141 封隔器

1—上接头；2—调节环；3—挡环；4—胶筒；5—隔环；6—中心管；7, 8, 13, 14—“O”型胶圈；9—活塞；10—剪钉；11—卡块；12—悬挂体；15—活塞套；16—小卡簧；17—大卡簧；18—保护环；19—键；20—下接头

主要技术参数 见表 1—10。

表 1—10

型 号		Y141-114
最大外径, mm		114
内通径, mm		62
总长, mm		880
坐封压力, MPa		13
工作压力 MPa	上压	15
	下压	8
工作温度, °C		90
胶筒型号		YS113-12-15

配套工具 KHD 油管悬挂器, 见图 1—33; KQW 支撑器, 见图 1—32。

(5) Y344 封隔器

用途 用于分层找水、堵水、试油和油井热油循环清蜡。

结构 无支撑, 利用液压坐封和解封的压缩式封隔器。见图 1—25。

主要技术参数 见表 1—11。

(6) Y443 封隔器

用途 用于直井或斜井的分层找水、堵水和采油。

结构 两端各有一组卡瓦, 是一种液压坐封和磨铣解封的压缩式封隔器, 见图 1—26。

主要技术参数 见表 1—12。

配套工具 Y443 坐封工具, 见图 1—40; Y443 密封段, 见图 1—41; Y443 磨铣工具, 见图 1—42。

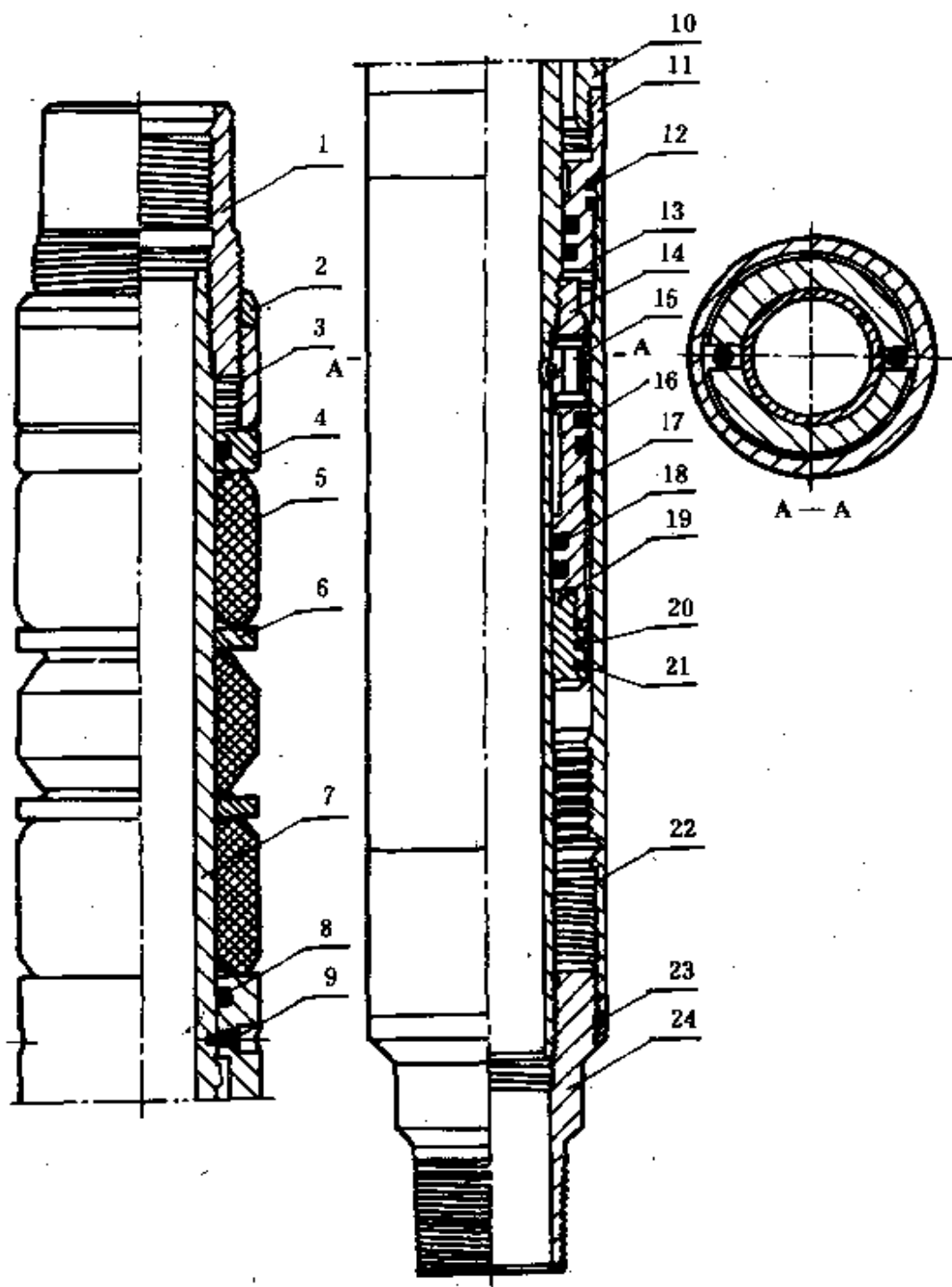


图 1—25 Y344 封隔器

1—上接头；2—上井帽；3—调节环；4—密封环；5—胶筒；6—隔环；7—中心管；8, 12, 16, 18—“O”型胶圈；9—剪钉；10—承压环；11—承压接头；13—活塞套；14—拉钉挂；15—解封拉钉；17—活塞；19—卡簧压帽；20—卡簧；21—衬簧；22—卡簧挂圈；23—上井帽；24—下井帽；25—下接头

表 1—11 Y344 封隔器技术参数

参 数	型 号	
	Y344-114	Y344-140
最大外径, mm	114	140
最小通径, mm	52	62
总 长, mm	1070	1085
坐封压力, MPa	12	12
工作压力 MPa	上压	8
	下压	15
工作温度, °C	90	90
解封压力, MPa	20	20
胶筒型号	YS113-12-15	YS140-9-15

表 1—12

型 号	Y443-114
最大外径, mm	114
内通径, mm	74
总 长, mm	900
坐封力, kN	200~220
工作压力, MPa	35
卡瓦破裂力, kN	30~60
适用套管内径, mm	118~132
连接螺纹	T89×6 (左)

(7) Y541 封隔器

用途 用于斜井的分层找水、堵水或注水。

结构 上端有锚，下端有卡瓦，内有个大气常压室，是一种利用井内液柱压力和常压室的压力差坐封，上提管柱解封的压缩式封隔器。见图 1—27。

主要技术参数 见表 1—13。

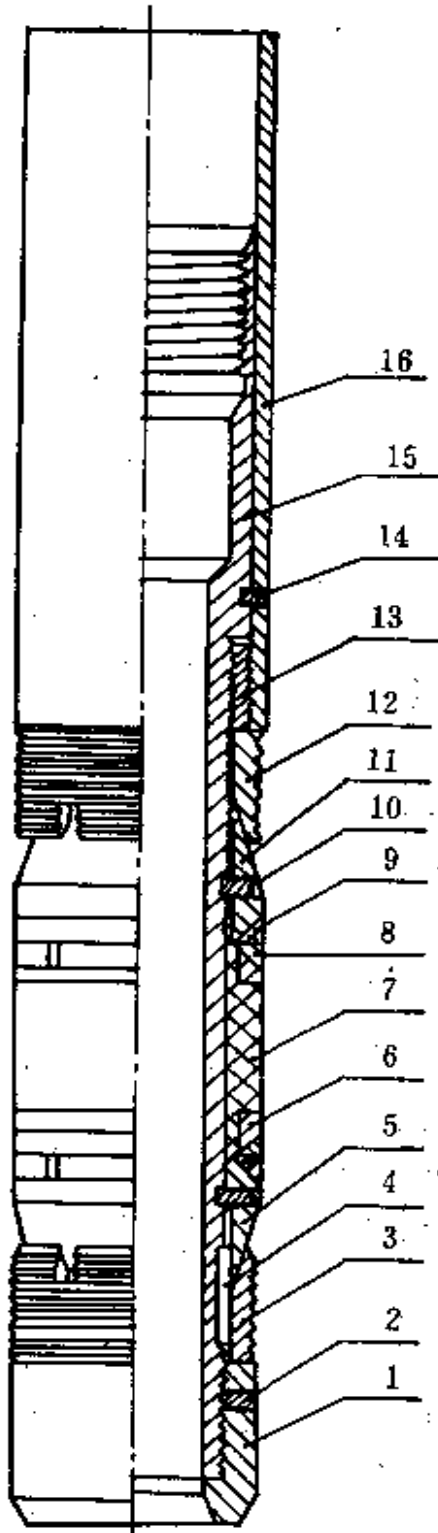


图 1—26 Y443 封隔器

1—下接头；2—固定销；3—下卡瓦；4—键；5—下锥体；6—保护块；7—胶筒；8—公胀环；9—母胀环；10—锥体释放销；11—上锥体；12—上卡瓦；13—锁环；14—释放销；15—中心管；16—释放套

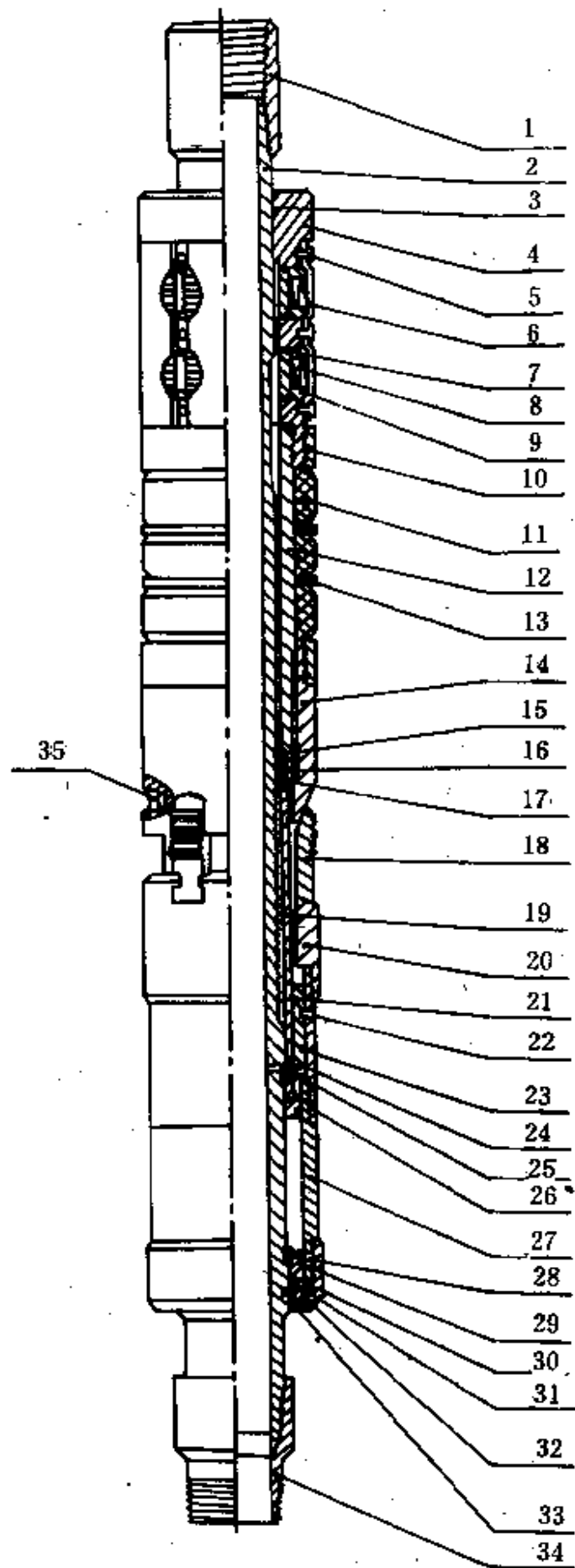


图 1—27 Y541 封隔器

1—上接头；2—中心管；
 3, 7, 21, 23, 29, 30
 —“O”型胶圈；4—锥体；
 5—扶钉；6—扶块；8—楔
 簧；9—楔块；10—规环；
 11—胶筒；12—上衬管；
 13—隔环；14—锥体；
 15—挡圈；16—锁套；
 17—锁套座；18—卡瓦；
 19—下衬套；20—卡瓦
 座；22—释放锁钉；24
 —释放活塞；25—上锁
 块；26—释放套；27—
 静压套；28—下锁块；
 31—静压活塞；32—护
 套；33—剪切环；34—
 下接头；35—限位销

表 1-13 Y541 封隔器技术参数

参 数	型 号								
	Y541-100	Y541-110		Y541-115			Y541-148	Y541-185	
适用套管内径, mm	108~115	118~122		121~127			157~162	195~203	
内通径, mm	36	40		50			62	73	
坐封载荷, kN	45	55		55			55	65	
工作压差, MPa	30	10	15	25	10	15	25	10	15
解封载荷, kN	60~70	30~45	45~60	60~80	35~45	55~65	90~100	60~70	90~100
水力锚密封压力, MPa	30	25		25			20	15	
工作温度, ℃	120	150		120			120	120	

(8) K341 封隔器

用途 用于裸眼采油井分层找水、堵水、化学堵水和酸化等工艺。

结构 无支撑，液压坐封，上提解封，密闭扩张式裸眼封隔器，见图 1—28。

主要技术参数 见表 1—14。

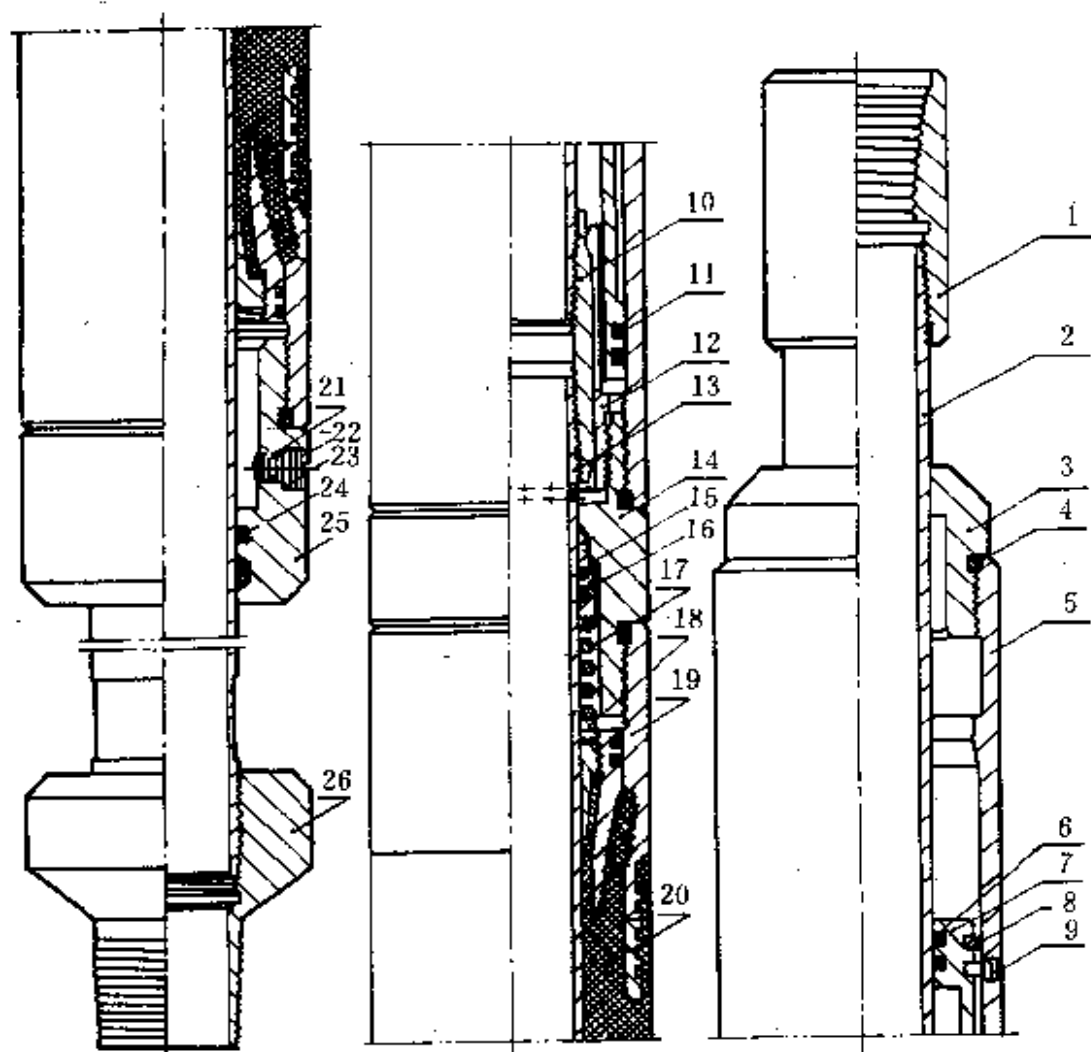


图 1—28 K341 封隔器

1—上接头；2—上中心管；3—钢套压帽；4, 6, 11, 16, 19, 21, 23, 24—“O”型胶圈；5—缸套；7—锁紧活塞；8—卡簧；9—剪钉；10—特殊接头；12—连接锁套；13—下中心管；14—凡尔座；15—凡尔；17—弹簧；18—弹簧座；20—胶筒；22—卸压销钉；25—卸压接头；26—下接头

表 1—14

型 号		K341—140	
最大外径, mm		140	
内通径, mm		62	
总 长, mm		2800	
坐封压力, MPa		10	
工作压力 MPa	上压	100	
	下压	150	
解封载荷, kN		10~20	
工作温度, °C		150	

2. 控制工具类

(1) KQS—110 配产器

用途 用于分层采油、找水、堵水、测压和试油。

结构 主要由工作筒和堵塞器等部件组成。见图 1—29。

主要技术参数 见表 1—15。

表 1—15 KQS—110 配产器技术参数

参 数		级 别			
		甲	乙	丙	丁
结构参数 mm	钢体外径	110	110	110	110
	总 长	700	700	700	700
	工作筒内径	54	48	42	38
	堵塞器外径	56	50	44	40
工作压力, MPa		15	15	15	15

(2) KPX—110 配产器

用途 用于分层堵水、找水、配产和试油。

结构 主要由偏心工作筒和堵塞器组成, 见图 1—30 和图 1—30a, b。

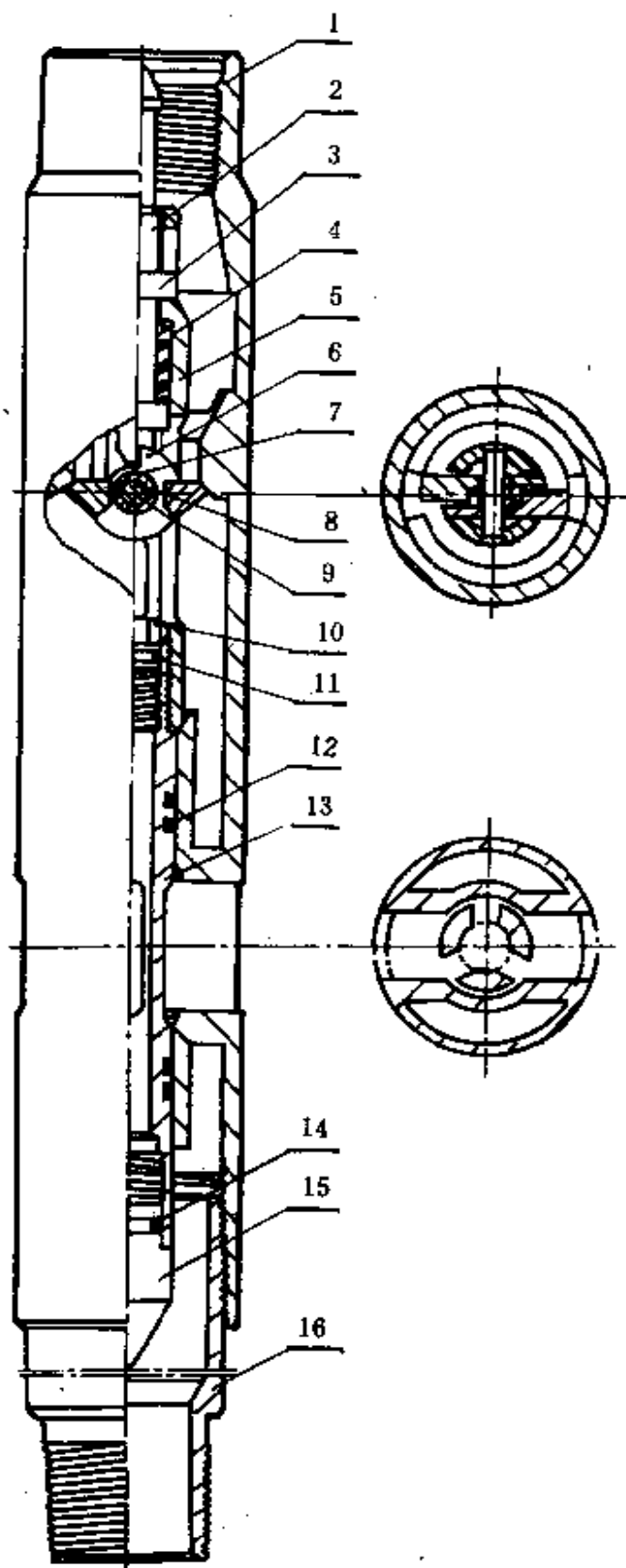


图 1—29 KQS—110 配产器

- 1—工作筒；2—打捞头；
 3—销子；4—压簧；5—
 支撑套；6—凸轮；7—扭
 簧；8—衬套；9—轴；
 10—油嘴；11, 12, 14—
 “O”型胶圈；13—密封段；
 15—导向头；16—下接头

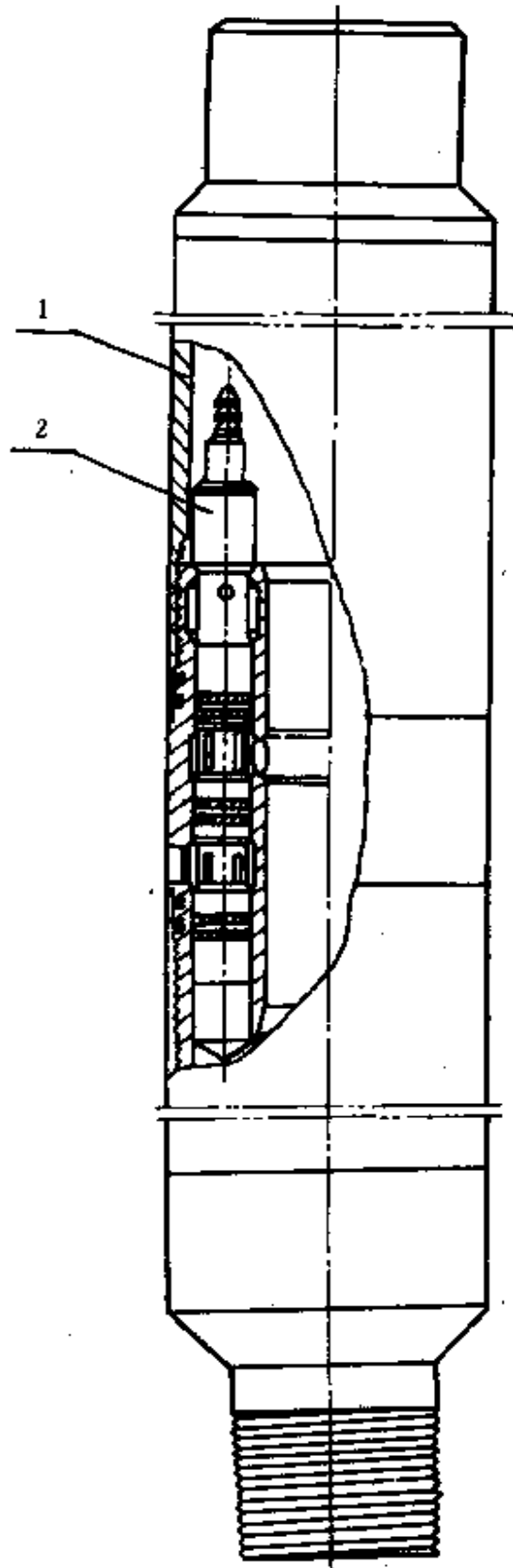


图 1—30 KPX 配产器

1—工作筒； 2—堵塞器

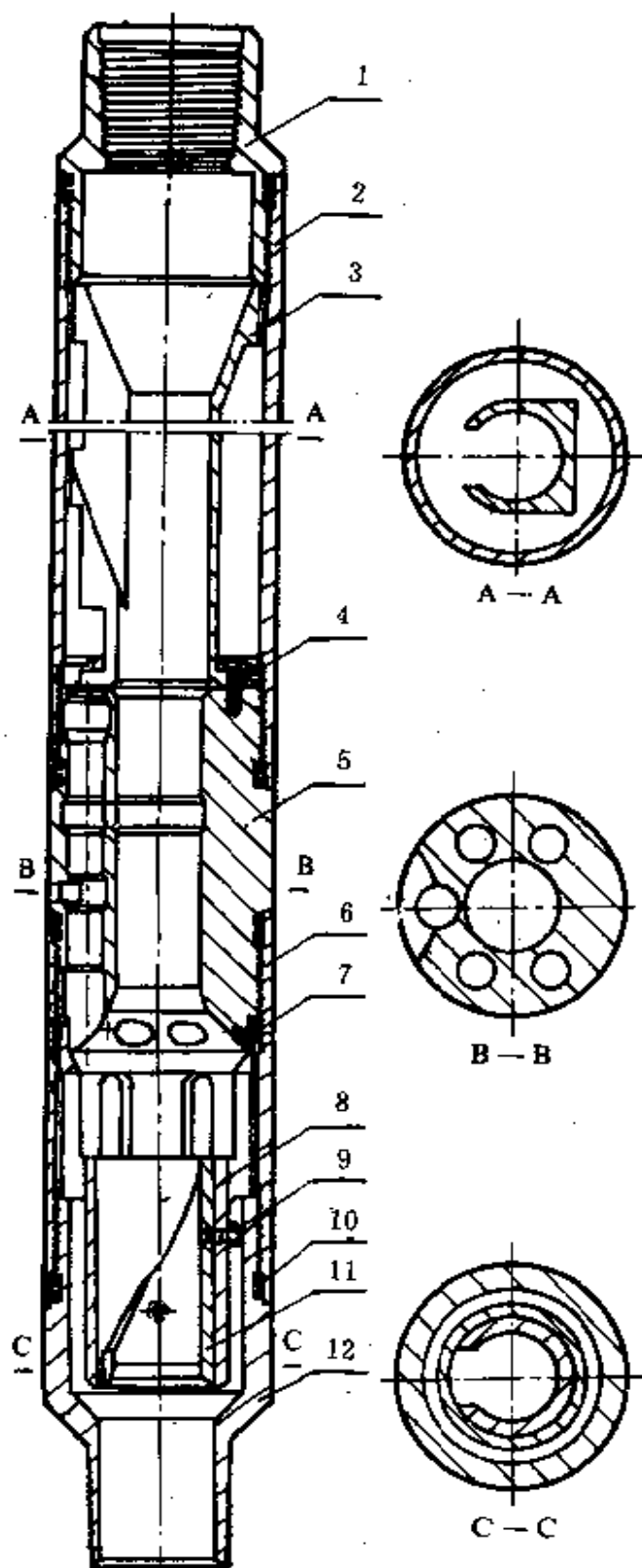


图 1—30a KPX 工作筒

1—上接头；2—上连接套；3—扶正器；4, 7, 9—螺钉；5—工作筒主体；
6—下连接套；8—支架；10—“O”型胶圈；11—导向体；12—下接头

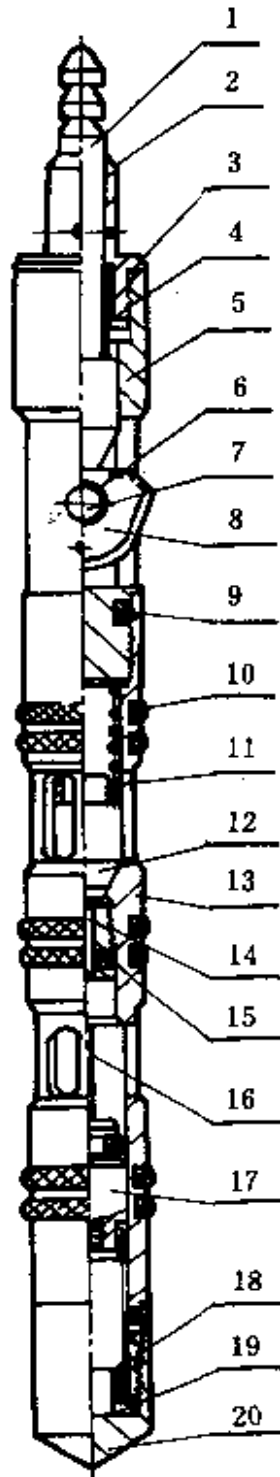


图 1—30b KPX 堵塞器

1—打捞杆；2—压盖；3, 9, 10, 15—“O”型胶圈；4—压簧；5—支撑座；6—扭簧；7—轴；8—凸轮；11—压簧；12—凡尔；13—密封段；14—油嘴；16—顶杆；17—活塞；18—拉簧；19—拉簧锚；20—导向头

主要技术参数 见表 1—16。

表 1—16

型 号	KPX-114×46×20
最大外径, mm	114
内通径, mm	46
密封段直径, mm	20
总 长, mm	995
工作压力, MPa	15

配套工具 KPX 投捞器 (见图 1—30)。

(3) KHT 堵塞器

用途 用于分层找水、堵水和试油, 尤其适用于斜井作业。

结构 主要由桥式工作筒和滑套组成。见图 1—31。

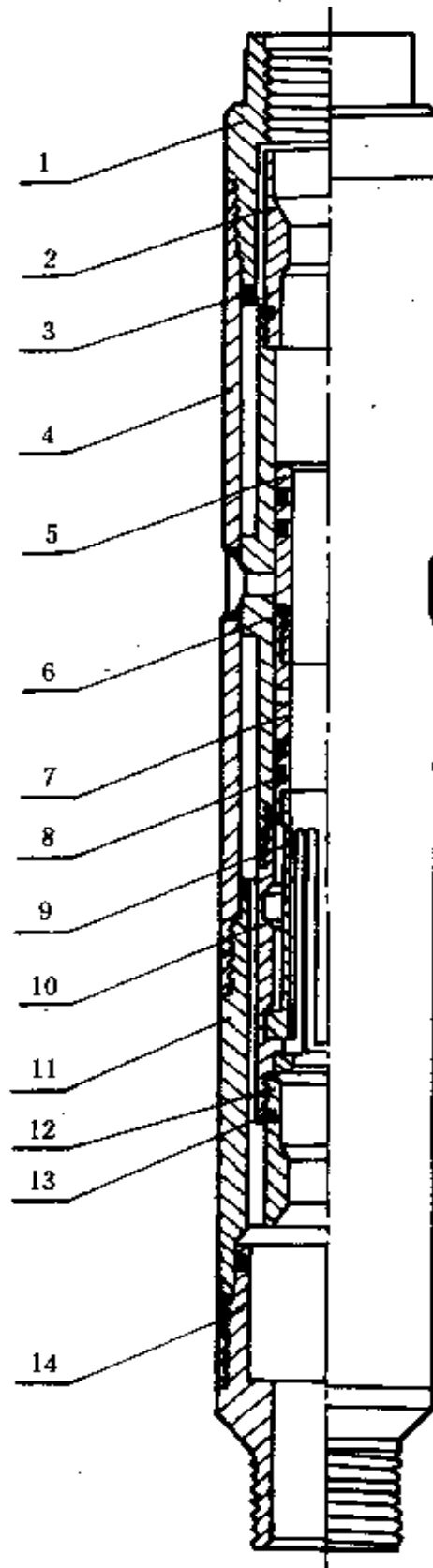
主要技术参数 见表 1—17。

表 1—17

型 号	KHT-114×46
外径, mm	114
内通径, mm	46
总 长, mm	790
进油孔径, mm	$\phi 8 \times 8$
工作压力, MPa	25
连接螺纹	TBG

图 1—31 KHT 堵水器

1—上接头；2—上限
位头；3、6、8、13
—“O”型胶圈；4—
工作筒总成；5—滑
套上段；7—滑套下
端；9—定位爪；
10—卡套；11—中
间接头；12—下
限位头；14—下接头



配套工具 KHT 移位器 (见图 1—36)。

(4) KQW 支撑器

用途 作为管柱下支点, 以防止管柱向下移动。

结构 主要由带摩擦块的卡瓦总成和带卡瓦轨道的中心管组成。见图 1—32。

主要技术参数 见表 1—18。

表 1—18

型 号	KQW-114
最大外径, mm	114
内通径, mm	50
总 长, mm	1050
适用套管内径, mm	122~132
工作压力, MPa	25
防坐距, mm	≤ 350

(5) KHD 油管悬挂器

用途 为不压井施工时, 活动管柱的配套工具, 用来在封隔器坐封上提或下放油管时, 密封油、套管环形空间。

结构 主要由油管挂和活动短节等部件组成, 见图 1—33。

主要技术参数 见表 1—19。

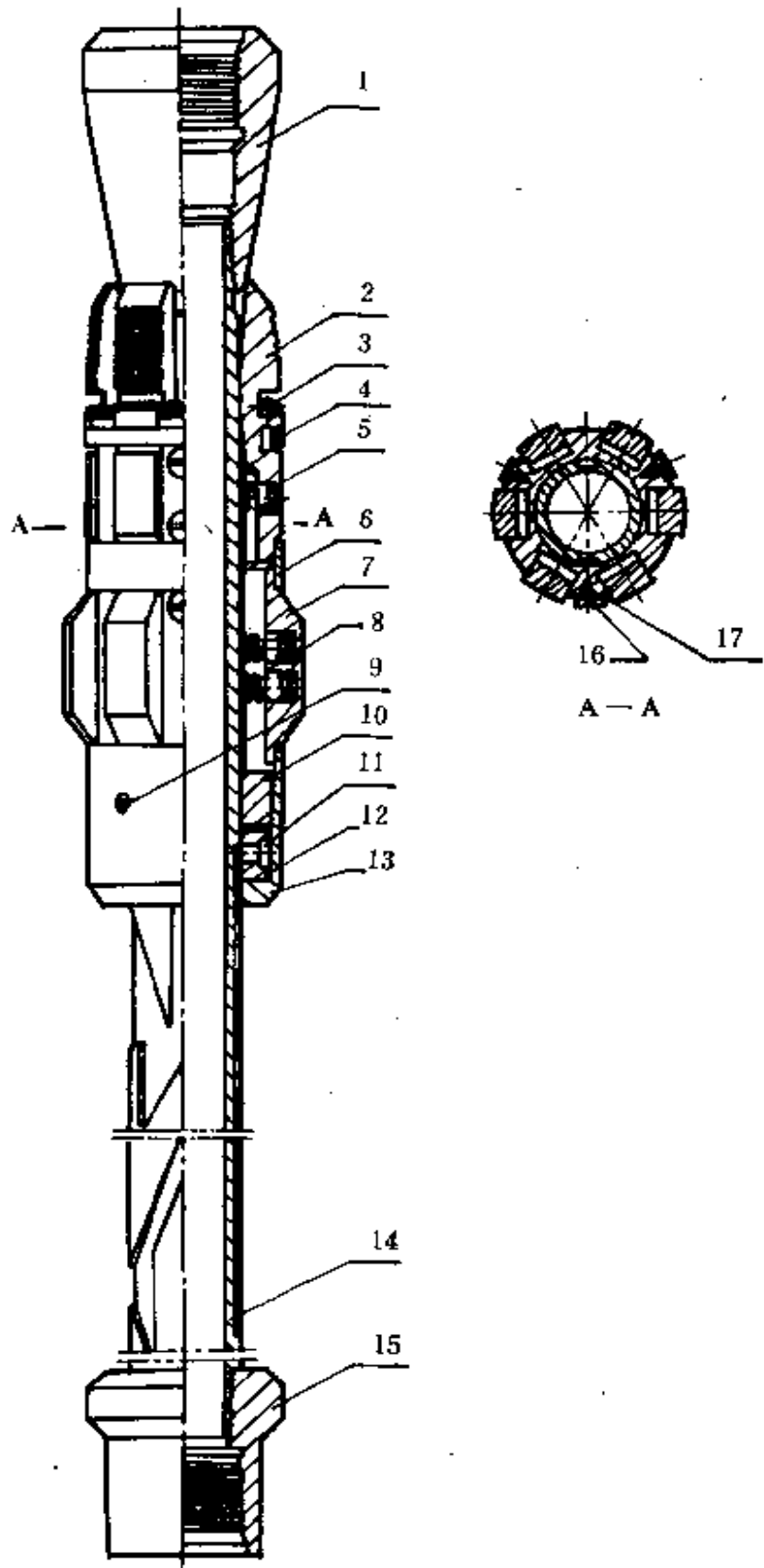
表 1—19

型 号	KHD-62
内通径, mm	62
总 长, mm	2500
活动距, mm	≤ 2000
工作压力, MPa	15

图 1—32 KQW

支撑器

- 1—锥体；2—卡瓦；
 3—箍簧；4—上限位
 环；5—内压簧；6—
 下限位环；7—摩擦
 块；8—外压簧；9—
 防松螺钉；10—卡瓦
 扶正座；11—滑环销
 钉；12—滑环；13—
 托环；14—中心管；
 15—下接头；16—固
 定螺钉；17—垫圈



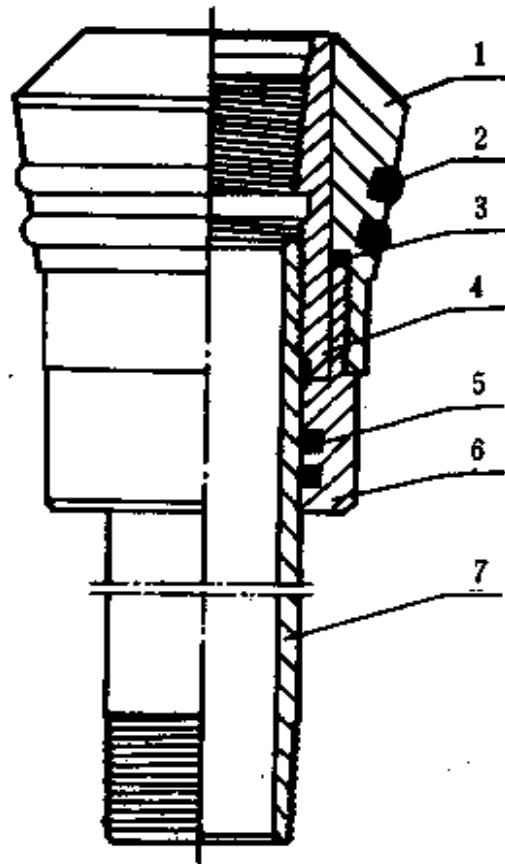


图 1—33 KHD 油管悬挂器

1—油管挂；2、3、5—“O”型胶圈；4—接箍；6—密封套；7—短节

(6) KGD 油管堵塞器

用途 封堵油管空间，用于不压井起下作业。

结构 主要由工作筒和堵塞器总成组成，见图 1—34。

主要技术参数 见表 1—20。

(7) KPX 投捞器

用途 用于投捞偏心配产器或配水器的堵塞器。

结构 主要由锁轮、投捞体总成和导向爪等部件组成。见图 1—35。

主要技术参数 与 KPX-114×46×20 配产器配套应用的 KPX-46 投捞器的最大外径 45mm，总长 1265mm。

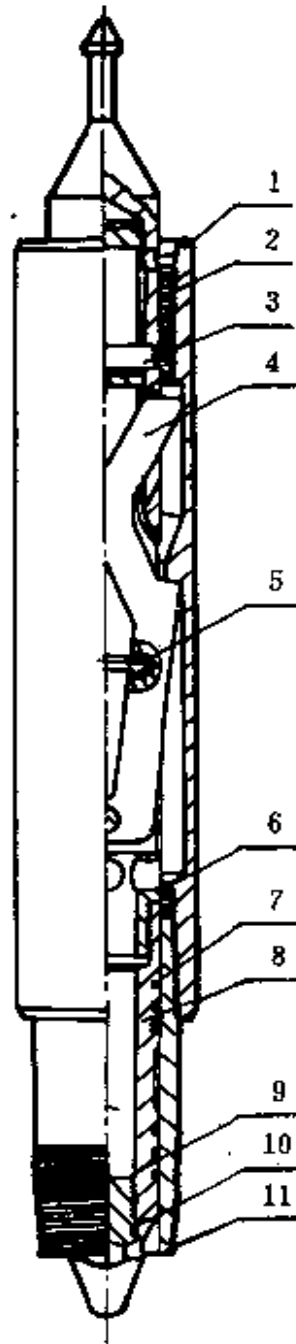


图 1—34 KGD 油管堵塞器

1—工作筒；2—打捞头；3—轴销；4—支撑卡；5—压簧；
6—支撑体；7，10—“O”型胶圈；8—密封段；9—导向头；11—密封短节

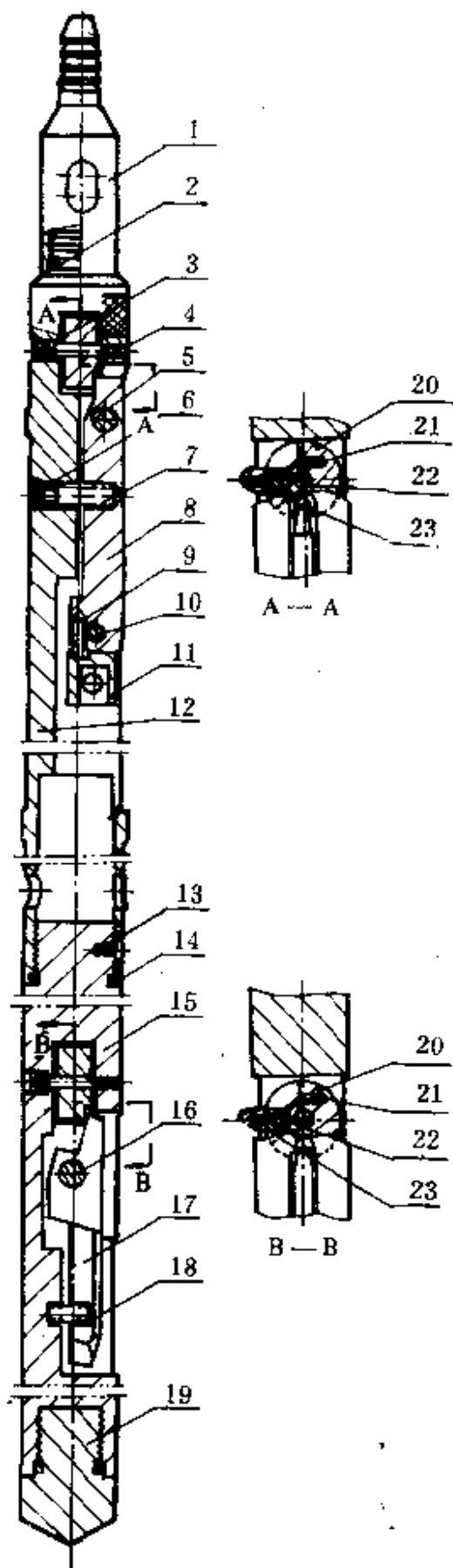


图 1—35 KPX 投捞器

- 1—绳帽；2、3、14—
“O”型胶圈；4—螺钉；
5—轴；6—销钉；7—压
簧；8—投捞爪；9—压簧；
10—螺钉；11—投捞头；
12—投捞体；13—螺钉；
15—导向体；16—轴；
17—导向爪；18—压簧；
19—导向头；20—锁轮；
21—扭簧；22—轴；
23—锁块

表 1—20 KGD-90 油管堵塞器技术规范

参 数	规 格				
	φ 55	φ 54	φ 53	φ 50	φ 42
外径, mm	90	90	90	90	90
内径, mm	55	54	53	50	42
总 长, mm	530	530	530	530	530
密封工作压力, MPa	15	15	15	15	15

注: 规格指工作筒密封短节内径。

(8) KHT 移位器

用途 用于开关 KHT 堵水器中的滑套。

结构 主要由控制套、开关爪和操纵爪等部件组成, 见图 1—36。

主要技术参数 用于 KHT-114×46 堵水器配套的 KHT-44 移位器的外径 44mm, 总长 2000mm, 连接螺纹为 M30×1.5。

(9) Y411 打捞矛

用途 为 Y411 封隔器解封的专用工具。

结构 主要由矛爪及锥体等零部件组成, 见图 1—37。

主要技术参数 Y411-90 打捞矛最大外径 100mm, 总长 700mm。

(10) KDK 安全接头

用途 接在井下易卡工具上部, 以便遇卡时可以从安全接头处倒扣, 起出接头上部管柱。

结构 主要由内部带有左旋螺纹的上、下接头组成, 见图 1—38。

主要技术参数 KDK-100 安全接头见表 1—21。

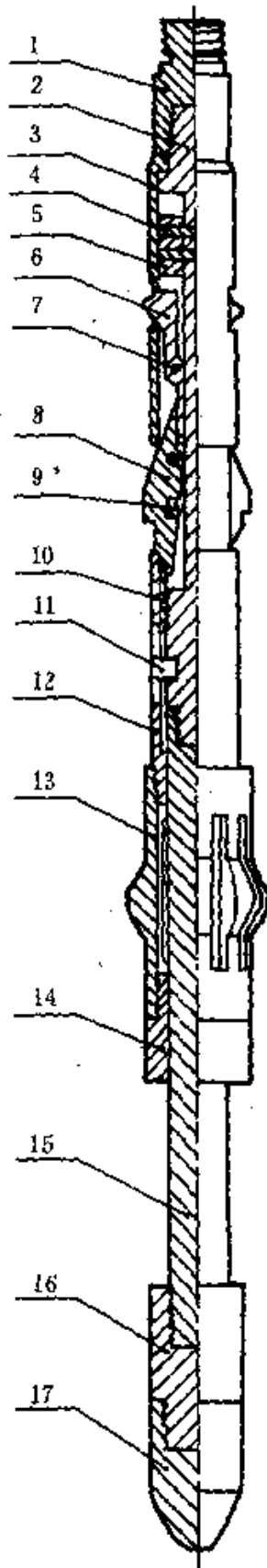


图 1—36 KHT 移位器

- 1—上接头；2—控制
- 体；3—锁套；4—安
- 全锁；5—爪体；6—
- 操纵爪；7—轴；8—
- 开关爪；9—压簧；10
- 调节套；11—销；
- 12—控制套；13—弓
- 簧；14—弓簧接头；
- 15—中心轴；16—下
- 接头；17—导向头

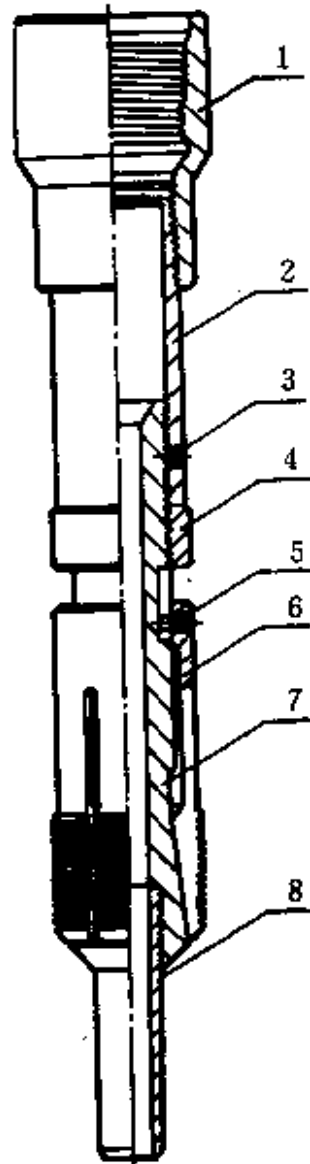


图 1—37 Y411 打捞矛

1—变扣接头；2—短节；3—定位销钉；4—调节环；5—剪钉；6—矛爪；7—锥体；8—冲砂管

(11) KHT 常闭开关

用途 用于连接油管 and 油、套管环形空间通道的开关。

结构 主要由滑套和滑套芯子等组成。见图 1—39。

主要技术参数 常用 KHT 常闭开关技术参数见表 1—22。

(12) Y443 坐封工具

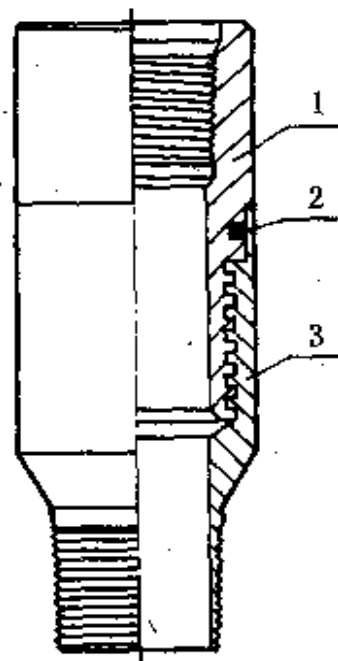


图 1—38 KDK 安全接头

1—上接头；2—“O”型胶圈；3—下接头

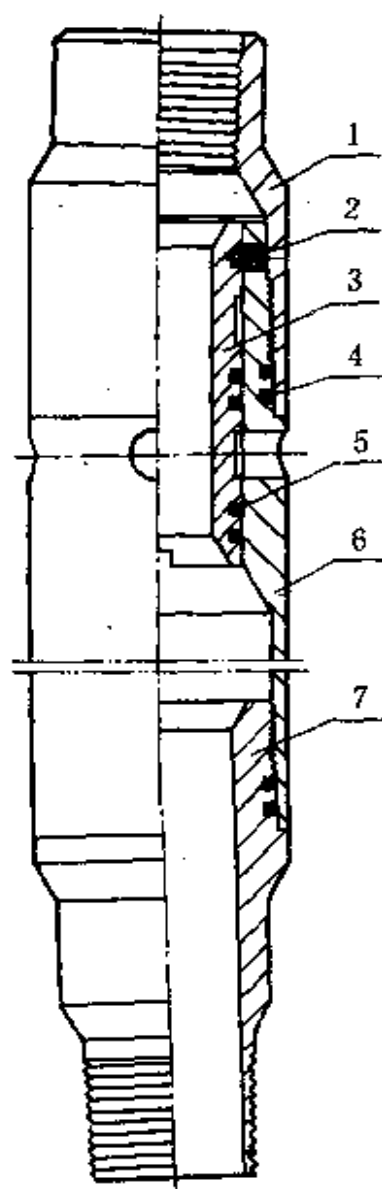


图 1—39 KHT 常闭开关

1—上接头；2—剪钉；3—滑套芯子；4—“O”型胶圈；5—“O”型胶圈；6—外套；7—下接头

用途 用来坐封 Y443-114 封隔器的专用工具。

结构 由产生下推力的 Y443 坐封器和产生上拉力的 Y443 加力器两部分组成。见图 1—40。

主要技术参数 见表 1—23。

表 1—21

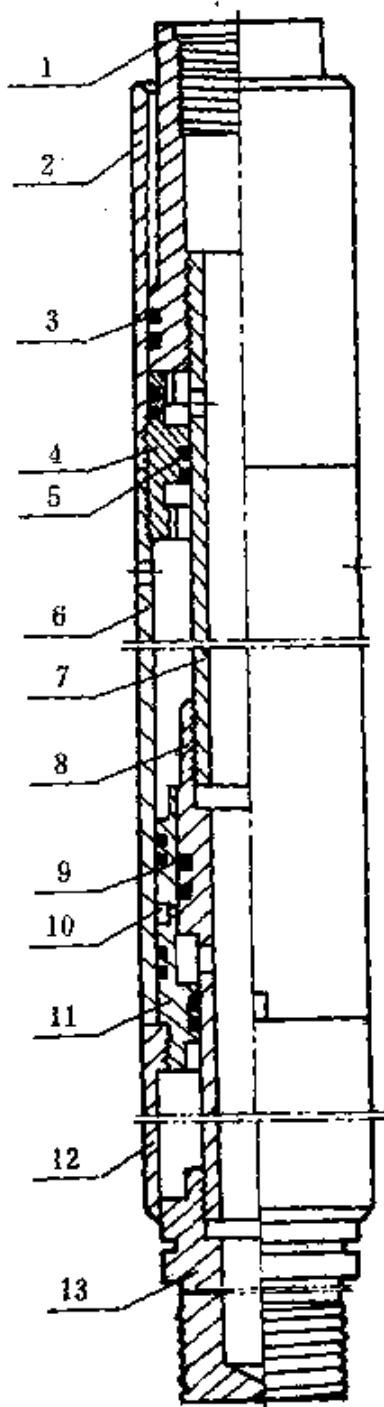
型 号	KDK-100
最大外径, mm	100
内通径, mm	62
总 长, mm	275
工作压力, MPa	25
安全螺纹	方扣 85×10 左旋

表 1—22

型 号	KHT-110
最大外径, mm	110
内通径, mm	30, 35, 52
总 长, mm	655
剪钉释放压力, MPa	8~10

表 1—23 Y443 坐封工具技术参数

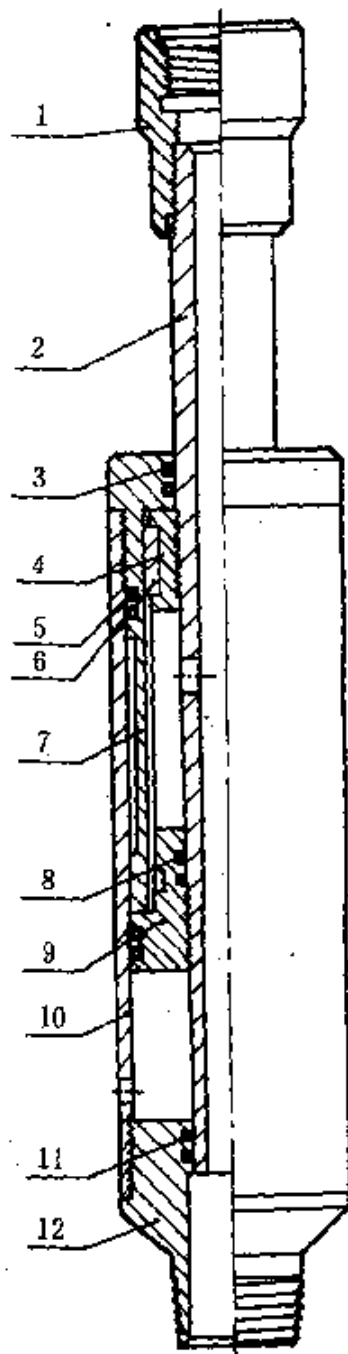
参 数	坐 封 工 具	
	Y443 坐封器	Y443 加力器
外径, mm	114	114
内通径, mm	—	40
总 长, mm	1178	832
工作压力, MPa	35	35
连接螺纹	TBG×T89×6 左	TBG



KYE坐封器

图1-40a Y443坐封器

1—上接头；2—上液缸套；3、5—“O”型胶圈；4—上活塞；6—下液缸套；7—上中心管；8—下中心管；9—固定活塞；10—剪钉；11—下活塞；12—推力套；13—连接头



KYE加力器

图1-40b Y443加力器

1—上接头；2—中心管；3、5、8、11—“O”型胶圈；4—定位接头；6—键；7—传扭矩套；9—活塞；10—活塞套；12—下接头

(13) Y443 密封段

用途 用于封隔 Y443 封隔器的内通径。

结构 主要由“V”型胶圈和中心管等组成，见图 1—41。

主要技术参数 常用 Y443 密封段技术参数见表 1—24。

表 1—24

型 号	Y443-74
外径, mm	74
内通径, mm	60
长 度, mm	800
工作压力, MPa	35
连接螺纹	TBG

(14) Y443 磨铣工具

用途 用于磨铣 Y443 封隔器。

结构 主要由磨头、打捞爪和心轴等部件组成。见图 1—42。

主要技术参数 常用 Y443-114 磨铣工具的外径 114mm，总长 1590mm，连接螺纹为 $2\frac{7}{8}$ IF。

(15) KQS 丢手接头

用途 用于丢手管柱。

结构 主要由锁球、滑套和上接头等组成，见图 1—43。

主要技术参数 常用 KQS-108 丢手接头技术参数见表 1—25。

(16) KNH 活门

用途 用于控制井下油管通道的开关。

结构 主要由活门、扭簧等零件组成，见图 1—44。

主要技术参数 见表 1—26。

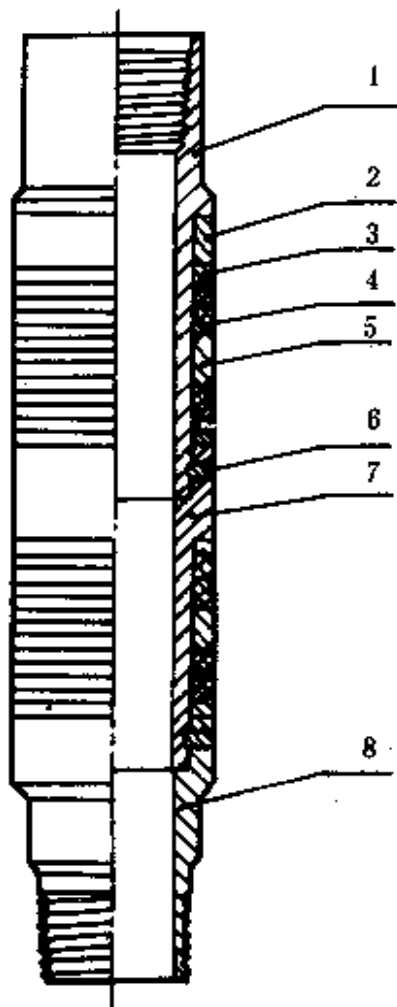


图 1—41 Y443 密封段

1—上中心管；2—垫圈；3—V形垫；4—“V”型胶圈；5—中间垫片；6—固定销；7—下中心管；8—下接头

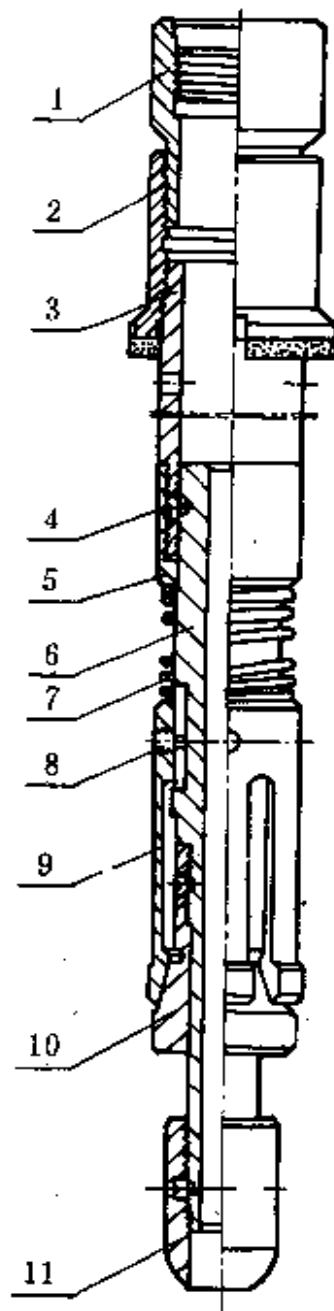


图 1—42 Y443 磨铣工具

1—上接头；2—磨头；3—连接套；4—固定螺钉；5—调节套；6—心轴；7—压簧；8—限位螺钉；9—打捞爪；10—安全接头；11—导向头

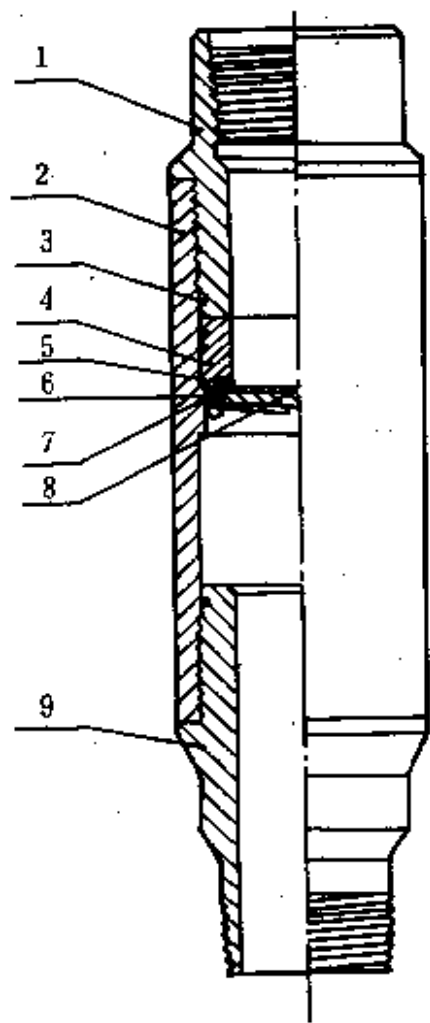


图 1—43 KSQ 丢手接头

1—上接头；2—下接头；3、4、10—“O”型胶圈；5—滑套；6—锁球；7—衬套；8—剪钉；9—密封套

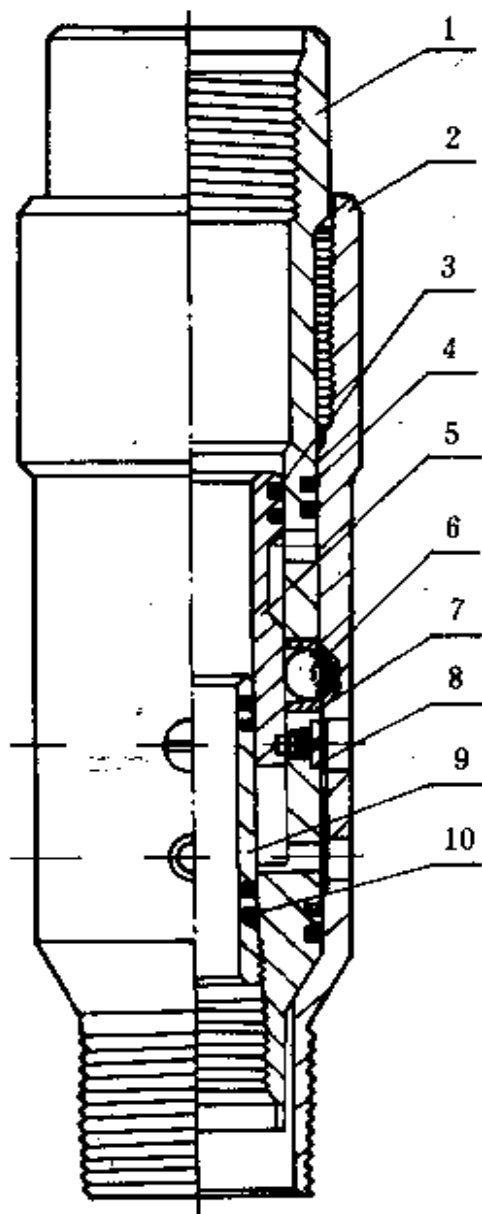


图 1—44 KNH 活门

1—上接头；2—壳体；3—“O”型胶圈；4—活门座；5—座垫；6—活门销；7—扭簧；8—活门；9—下接头

表 1—25

型 号	KSQ-108
外径, mm	108
内通径, mm	29
总 长, mm	390
释放压力, MPa	20
连接扣型	TBG

表 1—26

型 号	KNH-114
外 径, mm	114
内通径, mm	60
总 长, mm	500
工作压力, MPa	15
连接螺纹	TBG

三、机械堵水管柱有关计算

(一) 油管柱长度变化及力的计算

1. 油管柱自重效应产生的长度变化和轴向力

(1) 长度变化 ΔL_1

$$\Delta L_1 = \frac{L^2 Q}{2A_s E} \quad (1-1)$$

(2) 轴向力 F_1

$$F_1 = \frac{1}{2} LQ \quad (1-2)$$

2. 轴向拉力或压缩力效应产生的长度变化

(1) 长度变化 ΔL_2

$$\Delta L_2 = \frac{LF}{EA_s} \quad (1-3)$$

(2) 轴向力 F_2

$$F_2 = F \quad (1-4)$$

3. 弯曲效应产生的长度变化

(1) 长度变化计算

1) 压缩力产生的弯曲效应长度变化 ΔL_3

$$\Delta L_3 = \frac{-r^2 F_2^2}{8EI (W_s + W_i - W_o)} \quad (1-5)$$

2) 活塞效应引起弯曲的长度变化 ΔL_3

$$\Delta L_3 = \frac{-r^2 A_p^2 (\Delta p_i - p_o)^2}{8EI (W_s + W_i - W_o)} \quad (1-6)$$

(2) 产生弯曲效应的轴向压缩力

1) 外力产生弯曲效应的轴向压缩力 F_3

$$F_3 = F \quad (1-7)$$

2) 活塞效应产生弯曲的轴向力 F_3

$$F_3 = (A_p - A_i) \Delta p_i - (A_p - A_i) \Delta p_o \quad (1-8)$$

4. 膨胀效应产生的长度变化和轴向力

(1) 长度变化 ΔL_4

$$\Delta L_4 = \frac{-2L\mu}{E} \left[\frac{\Delta p_{ia} - R^2 \Delta p_{oa}}{R^2 - 1} \right] \quad (1-9)$$

(2) 轴向力 F_4 的计算

$$F_4 = -2\mu (\Delta p_{ia} A_i - \Delta p_{oa} A_o) \quad (1-10)$$

5. 温度效应产生的长度变化和轴向力

(1) 长度变化 ΔL_5

$$\Delta L_5 = \beta L \Delta t \quad (1-11)$$

(2) 轴向力 F_5

$$F_5 = \beta E A_s \Delta t \quad (1-12)$$

式中 F ——轴向拉力或压缩力, N;

Q ——单位长度油管在流体中的重力, N/m;

$$Q = 9.8 A_s l (\gamma - \gamma_o)$$

l ——单位长度, m;

γ ——油管重度, N/m³;

γ_o ——井内流体重度, N/m³;

L ——油管柱长度, m;
 E ——油管材料弹性模量, MPa;
 A_s ——油管壁厚横截面积, m^2 ;
 A_p ——封隔器密封腔横截面积, m^2 ;
 A_i ——油管内直径横截面积, m^2 ;
 A_o ——油管外直径横截面积, m^2 ;
 Δp_i ——封隔器处油管内压力变化, MPa;
 Δp_o ——封隔器处油管外压力变化, MPa;
 Δp_{ia} ——平均油管内压力变化, MPa;
 Δp_{oa} ——平均环形空间压力变化, MPa;
 r ——油管外径和套管内径间径向间隙, m;
 I ——油管对直径轴心的惯性矩, m^4 ;

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4)$$

D ——油管外直径, m;
 d ——油管内直径, m;
 μ ——泊松比, 钢为 0.3;
 β ——热膨胀系数, 钢为 $2.1 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$;
 R ——油管外径和内径之比;
 W_s ——油管在空气中单位长度的重力, N/m;
 W_i ——油管内液体单位长度的重力, N/m;
 W_o ——单位长度油管排开套管中同体积的重力,
 N/m;

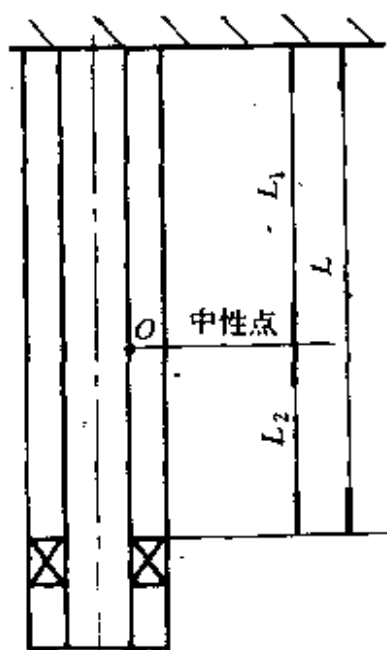
(二) 支撑式封隔器坐封高度计算

为了确保支撑式封隔器所需的坐封载荷, 施加一定管柱重力于封隔器上是必不可少的。这就提出了封隔器坐封时所必须的一定坐封高度 (油管悬挂器距顶丝法兰的高度), 它与封隔器下入深度、坐封载荷及油管和套管的尺寸等因素有关。

如图 1—45 所示, 支撑式封隔器坐封时管柱受力一般有两种

状态：一部分管柱处于受拉力（如图中 L_1 ）状态，另一部分管柱处于受压缩力（如图中 L_2 ）状态。在 L_1 和 L_2 之间有一点 O ，该点既不受拉力，也不受压缩力，称为中性点。坐封高度的近似计算公式为

$$H = \Delta L_1 - \Delta L_1' + \Delta L_1'' + S \quad (1-13)$$



式中 H ——坐封高度，cm；
 ΔL_1 ——管柱自重伸长，cm；
 $\Delta L_1'$ ——管柱中性点以上自重伸长，cm；
 $\Delta L_1''$ ——管柱中性点以下自重压缩长度，cm；
 S ——胶筒压缩距，cm；

1. 中性点的确定

设封隔器的坐封载荷为 F_s ，则中性点计算公式如下：

$$F_s = L_2 Q$$

图 1—45 支撑式封隔器坐封示意图

$$L_2 = \frac{F_s}{Q} \quad (1-14)$$

2. 坐封高度

$$H = \frac{L^2 Q}{2EA_s} - \frac{L_1^2 Q}{2EA_s} + \frac{L_2^2 Q}{2EA_s} + S \quad (1-15)$$

若管柱为单一尺寸，则式 (1—15) 可简化如下：

$$H = \frac{LF_s}{EA_s} + S \quad (1-16)$$

四、机械堵水施工程序

1. 确定堵水井

(1) 根据地质动态分析，选择含水上升，产油量下降的高含水井初定堵水井；

(2) 进行分层测试。测试流压、每个层段的产液量、产油量及含水率；

(3) 根据可靠的分层测试资料，预测（计算分析）机械堵水效果；

(4) 根据预测堵水效果及地质动态分析资料，正式确定堵水施工井。

2. 施工准备

(1) 井况调查 调查井身结构、油层、射孔、历次施工、历年生产和测试资料等及目前井下管柱和井场状况资料。

(2) 井眼准备 施工井必须作到套管内径清楚，射孔深度数据准确，卡点层段无串槽，套管内表面光洁无粘结物。

(3) 选择最佳堵水方案，编写施工设计。

3. 施工要求

(1) 尽量采用不压井作业。对必须采取压井作业的井，应根据油层岩性及流体的主要物理化学性质和油藏压力特性，选择合适的压井液，避免再次污染油层。

(2) 下井工具必须有产品合格证，施工中下入井内的各种工具要做好详细记录备查。

(3) 下堵水管柱前套管必须刮削处理，确保套管内壁光洁。

(4) 严格按设计施工，如需改变施工程序，必须由设计单位

提出补充设计。

(5) 相邻的偏心配产器、桥式配产器或滑套堵水器之间的距离应在 8m 以上，特殊情况不能小于 5m。

(6) 使用撞击筒应距最下级配产器 10~15m，距管柱底部死堵 10m 以上。

(7) 最上级配产器或滑套堵水器应距油管堵塞器工作筒 8m 以上。

(8) 下井工具及油管内外表面必须干净，无油污和泥沙等杂物，并用标准内径规通过。

4. 投捞测试作业

(1) 对投捞测试堵水井的管柱资料必须清楚，数据准确。

(2) 投捞测试必须确保定位准确，上提距离以撞击筒实际记录深度为基准。

(3) 浅井投捞测试应使用直径为 2mm 以上的录井钢丝；井深超过 1500m 应使直径为 2.4mm 以上的录井钢丝。

(4) 投捞器或井下开关工具下井前必须严格检查，作到各活动部件灵活可靠，连接部件紧固牢靠，与井内管柱部件尺寸配合无误。

(5) 打开阀门要慢，以防水力冲击，发生事故。

(6) 投捞器或井下开关工具通过井口及油管柱上的工具时速度要慢，一般小于 0.5m/s。

(7) 测试时要对测试密封段和仪表详细检查，起下操作要平稳，不得猛顿、猛放。

(8) 对分层取样、测压和找水的层段必须对封隔器进行验封，合格后方可进行测试。

(9) 为确保堵塞器（或测试密封段）能顺利坐入或起出，盘根过盈量必须在 0.1~0.3mm 之间。

第二章 油井化学堵水技术

将化学剂经油井注入到高渗透出水层段，降低近井地带的水相渗透率，减少油井出水，增加原油产量的一整套技术称为油井化学堵水技术。目前，我国各油田已在现场使用过的油井化学堵水技术，按其所用化学剂来分类有 25 种，分述如下。

一、聚丙烯酰胺高温溶胶堵水技术

1. 堵水原理

聚丙烯酰胺为高分子聚合物，大分子中的酰胺基与地层岩石表面通过氢键作用使其产生单分子层吸附，分子中的羧钠基对水有较强的亲合力，在粘度效应、残余阻力和粘弹效应作用下，封堵层孔隙变小、水流受阻使之起到选择性堵水的作用。

2. 典型配方

配方一

部分水解聚丙烯酰胺 0.5~1.0% (质量)；
硫代硫酸钠 0.03~0.05%。

配方二

部分水解聚丙烯酰胺 0.5~1.0%；
邻苯二胺 0.04~0.08%；
硫代硫酸钠 0.03~0.05%；。

3. 性能与应用范围

该堵剂为选择性堵水材料，可用于砂岩或碳酸盐岩油井堵水。堵剂地面粘度为 30~50mPa·s，堵水效率为 70~80%。配方一适用井温为 40~80℃，配方二适用井温为 80~130℃。地层水总矿化度应小于 5000ppm，地层渗透率应小于 0.3 μm^2 。

4. 施工工艺

堵水施工前先将部分水解聚丙烯酰胺按需要量配制成 2% 水溶液，硫代硫酸钠和邻苯二胺按要求用量配制成 5~10% 水溶液，施工时混调均匀，然后补加水配成要求的堵剂浓度。

施工工艺步骤如下：

- (1) 堵水前用找水管柱进行细分层找水；
- (2) 下施工管柱至主要出水层段；
- (3) 注活性水或酸水 $5\sim 10\text{m}^3$ 预处理地层；
- (4) 注堵剂排量为 $0.3\sim 0.5\text{m}^3/\text{min}$ ，注入压力小于 3MPa；
- (5) 注完堵剂后挤 $3\sim 5\text{m}^3$ 柴油，再替 $3\sim 5\text{m}^3$ 清水；
- (6) 关井 24 小时后起出堵水管柱；下生产管柱恢复生产。

采用聚丙烯酰胺溶胶堵水，每口施工井堵剂用量为 $260\sim 380\text{m}^3$ ，封堵半径为 7m 左右，每 m 地层堵剂用量为 $60\sim 70\text{m}^3$ 。

二、甲叉基聚丙烯酰胺溶胶堵水技术

1. 堵水原理

甲叉基聚丙烯酰胺由丙烯酰胺与双丙烯酰胺聚合而成，大分子中含有与聚丙烯酰胺相同的酰胺和羧钠两种活性基团，可与地层表面作用产生亲水膜，起到选择性堵水的作用。

2. 典型配方

甲叉基聚丙烯酰胺 0.3~0.7%

硫代硫酸钠（亚硫酸氢钠）0.03~0.05%。

3. 性能与应用范围

该堵剂水溶液在 100ppm 氯化钙存在下，地面粘度小于 $50\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，温度低于 90°C 时粘度稳定。堵水效率为 60~70%，适用于砂岩油层堵水，油层空气渗透率小于 $0.5\mu\text{m}^2$ ，井温为 $40\sim 90^\circ\text{C}$ 的抽油井。

4. 施工工艺

施工前应先将甲叉基聚丙烯酰胺配成2%浓度水溶液，将除氧剂硫代硫酸钠配成5~10%水溶液。然后用泵车混调均匀，并加清水配成所需浓度待用。

封堵层如有细分夹层可预先下入封隔器卡堵。也可下施工管柱至主要出水层。

堵水施工步骤如下：

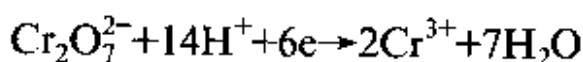
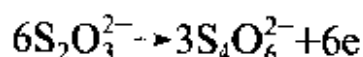
- (1) 注堵剂前先泵入柴油或活性水 $10\sim 15\text{m}^3$ ；
- (2) 挤堵剂排量为 $0.2\sim 0.4\text{m}^3/\text{min}$ ；
- (3) 泵入堵剂后顶替柴油或清水 10m^3 ；然后关井24~48小时；
- (4) 起出施工管柱和封隔器，换生产管柱投产。

采用甲叉基聚丙烯酰胺堵水，每口井堵剂用量 $150\sim 200\text{m}^3$ ，封堵半径为4~6m，每m地层堵剂用量为 $40\sim 50\text{m}^3$ 。

三、铬交联部分水解聚丙烯酰胺堵水技术

1. 化学反应原理

堵剂的制备采用氧化还原体系交联剂。氧化剂为重铬酸钠，还原剂为硫代硫酸钠，反应式如下：



氧化还原反应生成的三价铬离子再与聚丙烯酰胺的羧钠基作用发生交联，使聚合物成网状结构的凝胶体。该化学反应在酸性条件下和一定温度下进行。为延缓交联反应，使生成的凝胶体有一定强度和粘度，可对渗透层产生物理堵塞。为非选择性堵水剂。

2. 典型配方

部分水解聚丙烯酰胺（粉剂或胶状体）分子量 300~500 万，水解度 5~20%，用量为 0.4~0.8%。

氧化剂重铬酸钠用量为 0.05~0.10%，还原剂硫代硫酸钠用量为 0.05~0.15%。

配制的堵剂水溶液用工业盐酸调 pH 为 4~6，在 60~80℃ 条件下延缓交联时间为 3~4 小时。

3. 性能与应用范围

制备的堵剂地面粘度小于 50mPa·s，在常温下 24 小时不发生交联，70℃ 凝胶时间为 3.5 小时，凝胶粘度为 $2\sim 3\times 10^4$ mPa·s，热稳定性好，堵水效率大于 95%。

该堵剂适用于碳酸盐岩或砂岩油层堵水，处理层渗透率大于 $0.5\mu\text{m}^2$ ，油层厚度在 3m 以上，生产能力大，出水层位清楚，见水特征为底水或同层水的油井。

4. 施工工艺

施工前先将粉剂或胶体的部分水解聚丙烯酰胺配制成 2% 浓度水溶液，将重铬酸钠和硫代硫酸钠分别配制成 5~10% 浓度水溶液。施工时，先将重铬酸钠水溶液按需要量加入部分水解聚丙烯酰胺溶液贮罐中，调匀后，再加入硫代硫酸钠水溶液并补加余量水使配制的堵剂为要求浓度。然后用泵车循环均匀待用。

堵水前应按要求选井，测井温，洗井和冲砂；按施工要求下施工管柱，有条件的可下封隔器卡堵。

施工操作步骤是：

(1) 挤前置液稀酸，浓度为 0.5~1.5% 的盐酸，每 m 油层用量为 $0.5\sim 1.5\text{m}^3$ ，清洗井筒和井底油污，疏通渗透层。

(2) 泵入堵剂，排量 $0.3\sim 0.5\text{m}^3/\text{min}$ 。

(3) 顶替清水 $10\sim 20\text{m}^3$ 关井候凝 24~48 小时。

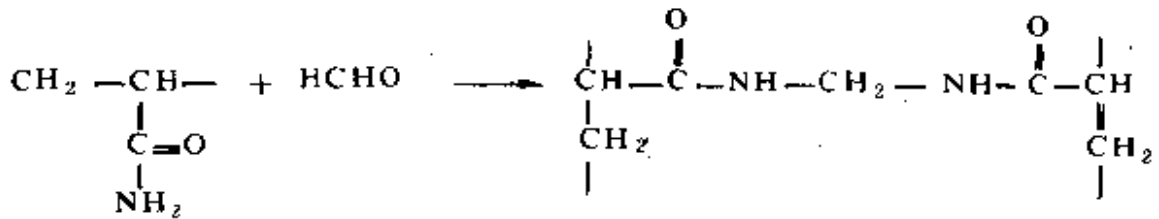
(4) 换生产管柱投产。

采用铬交联部分水解聚丙烯酰胺堵水，每口施工井堵剂用量为 $80\sim 120\text{m}^3$ ，处理半径 3~5m，平均每 m 油层堵剂用量为 $25\sim 35\text{m}^3$ 。

四、甲醛交联聚丙烯酰胺堵水技术

1. 化学反应原理

甲醛交联聚丙烯酰胺是用部分水解聚丙烯酰胺为成胶剂，甲醛为交联剂，在酸性条件下生成的凝胶体。反应式如下：



交联反应生成体形结构的凝胶，凝胶有较大的粘弹性并可有效的堵塞出水孔道。该堵剂为非选择性堵水剂。

2. 典型配方

部分水解聚丙烯酰胺分子量 300~500 万，水解度为 10%，用量为 0.8~1.0%。

甲醛用量为 0.55~1.1%，其余为水。

按配方制备的堵剂用工业盐酸调 pH 为 1.5~3，在 75℃ 下，凝胶生成时间为 2~3 小时。

3. 性能与应用范围

堵剂在常温下粘度小于 60mPa·s，流动性好，易优先进入含水饱和度高的层段。在地层温度下延缓交联时间可控制 1~5 小时，凝胶粘度大于 2×10^4 mPa·s。热稳定性好，30 天不水化不破胶。堵水效率大于 90%。

该堵剂适用于封堵砂岩油藏同层水和与注水井连通的高渗透条带。处理层纵向渗透性差异大，油水界面明显的井可优选，油层厚度为 5~13m 的油井。

4. 施工工艺

堵水前，在配制站先将粉剂或胶体聚丙烯酰胺水解，并配成合要求的低浓度水溶液。施工时，将已配制的水溶液送到井场放入

15m³ 池内,然后加入定量的盐酸和甲醛混合液,用泵车循环均匀。

采用该堵剂施工步骤如下:

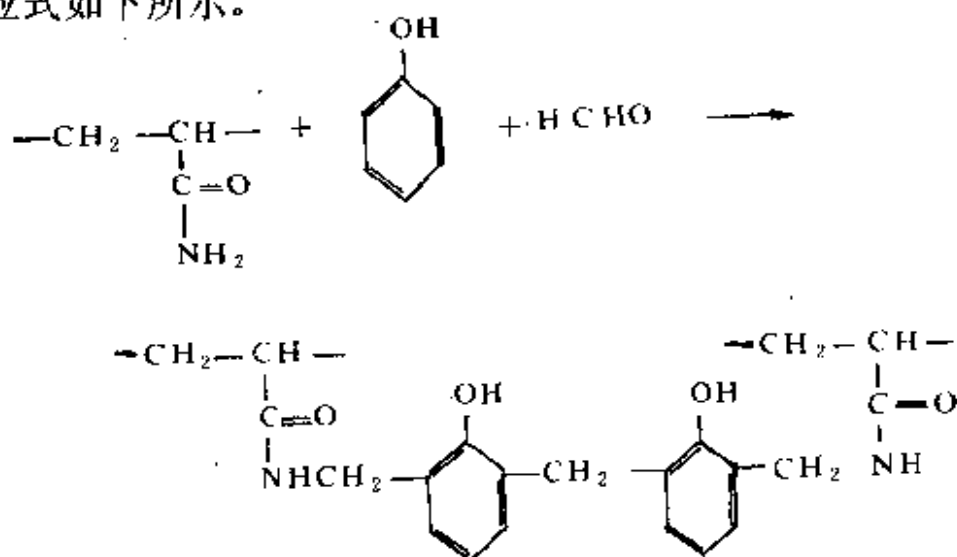
- (1) 按设计要求下施工管柱;
- (2) 注堵剂前用 1% 稀盐酸按每 m 油层 1~2m³ 用量预处理油层;
- (3) 试挤, 观察地层吸水情况;
- (4) 挤堵剂, 排量为油层产液量的 6~10 倍, 施工泵压不大于油层启动压力 5MPa;
- (5) 顶替轻质原油或柴油, 用量为每 m 油层厚度 0.5m³;
- (6) 关井候凝 1~2 天;
- (7) 按要求下生产管柱投产。

用该堵剂堵水, 每口施工井堵剂用量为 80~150m³, 处理半径为 3~8m。

五、PR-8201 堵水技术

1. 化学反应原理

堵剂由聚丙烯酰胺、甲醛和苯酚组成。由于在反应物中加入可生成树脂的组分, 形成带有环状结构的聚合物-树脂复合凝胶, 其性能与常规凝胶相比有明显改进和提高。制备复合凝胶化学反应式如下所示。



2. 典型配方

部分水解聚丙烯酰胺分子量 250 万~500 万，水解度 5~20%，用量 0.8~1.5%；

甲醛（37%）用量 0.18~1.1%；

苯酚用量 0.1~0.5%；

硫代硫酸钠用量 0.05%，其余为水。

配方中部分水解聚丙烯酰胺为凝胶剂，甲醛为交联剂，苯酚为稳定剂，硫代硫酸钠为除氧剂。

3. 性能与应用范围

堵剂适用于碳酸盐岩裂缝发育的高渗透层堵水，地面粘度小于 $50\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，泵入性好，使用温度为 $120\sim 150^\circ\text{C}$ ，延缓交联时间可控制在 3~10 小时，凝胶粘度为 $(15\sim 20)\times 10^4\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，耐矿化度能力好，堵水效率可达 98%，恒温热稳定时间大于 30 天凝胶粘度不变。

该堵剂可用于底水锥进的自喷井或抽油井堵水。用于生产剖面渗透性差异大，有接替产层并且水平裂缝发育的井。

4. 施工工艺

施工前先将粉剂或胶体聚丙烯酰胺在配液站配制成 2% 浓度的水溶液，然后将该水溶液送到井场贮槽中。施工时，先将 5% 苯酚按需要量加到贮槽中并调匀，再将要求用量的甲醛加入并补加所需余量水调匀。

根据油田地质特征和开发特点，堵水施工可采用全井笼统挤堵或分层挤堵两种工艺。笼统挤堵用于 I、II 级裂缝为主、钻井中漏失较严重、地层渗透性好、纵向差异大的井；分层挤堵用于钻井中漏失严重、缝洞发育、生产井段长的井。

施工步骤如下：

(1) 注堵剂前用清水试挤，观察地层吸水情况以确定施工排量；

(2) 挤堵剂，排量为 $0.3\sim 0.5\text{m}^3/\text{min}$ ；

(3) 用清水或柴油 $5\sim 10\text{m}^3$ 顶替;

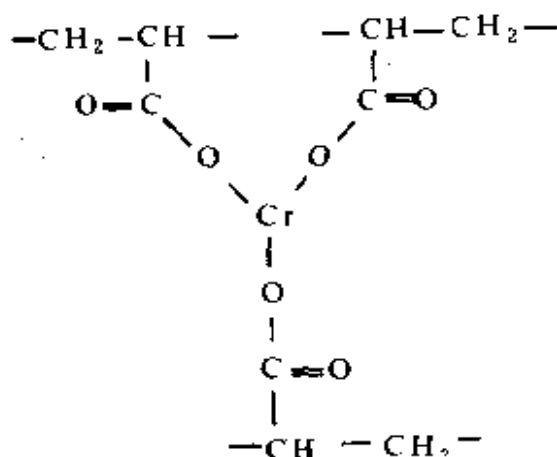
(4) 关井 48 小时候凝。

施工中采用低压差、小排量, 压力升值小于 3MPa 。每口施工井堵剂用量为 $80\sim 150\text{m}^3$, 每 m 地层堵剂用量 30m^3 左右。

六、聚丙烯酰胺高温堵水技术

1. 化学反应原理

该堵剂适用于 100°C 以上油层堵水, 在高温作用下, 氧化剂与还原剂发生反应, 氧化剂重铬酸钠中的六价铬被还原成三价铬。生成的三价铬离子再与凝胶剂部分水解聚丙烯酰胺中的羧钠基作用生成如下结构的凝胶;



交联反应生成的凝胶具有体型结构, 亲水性和对岩石面表吸附能力强, 为非选择性堵水剂。

2. 典型配方

部分水解聚丙烯酰胺分子量 $300\sim 400$ 万, 水解度 $5\sim 20\%$, 用量为 $0.4\sim 0.8\%$, 粉剂或胶体均可;

重铬酸钠用量为 $0.06\sim 0.4\%$;

硫代硫酸钠用量为 $0.05\sim 0.135\%$;

邻苯二胺用量为 $0.02\sim 0.04\%$, 其余为水。

配方中部分水解聚丙烯酰胺为凝胶剂, 重铬酸钠为氧化剂, 硫代硫酸钠为还原剂, 邻苯二胺为热稳定剂。

3.性能与应用范围

按配方配制的堵剂地面粘度小于 $40\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，可延缓交联，在 120°C 下凝胶时间为 $45\sim 150\text{min}$ ，生成的凝胶粘度为 $3\times 10^4\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，堵水效率大于 95%，恒温下稳定 30 天不破胶不水化。

该堵剂适用于油层为碳酸盐岩或砂岩的油井堵水，抗盐性能好，可在 10000ppm 矿化度水中使用。适用温度为 $100\sim 130^\circ\text{C}$ ，处理井纵向渗透率差异大，水平裂缝发育，井底主要产水层含水率高并有接替层的油井。

4.施工工艺

施工前先将部分水解聚丙烯酰胺配制成 1.5% 水溶液，再将氧化剂水溶液（5~10%）加入并调匀。施工时将还原剂和稳定剂水溶液（10%）加入并补充所需余量水调匀。配制的堵剂最终 pH 值可在 5~9 间。

堵水施工可根据情况采用全井笼统挤堵或分层挤堵工艺。有条件的井可下封隔器卡堵。处理井应下施工管柱于主要出水层。

堵水施工步骤如下：

- (1) 注清水测试地层吸水情况以确定起始排量；
- (2) 挤堵剂，排量为 $0.2\sim 0.4\text{m}^3/\text{min}$ ；
- (3) 顶替清水或柴油 $5\sim 10\text{m}^3$ ，清洗井筒以防近井油层污染；
- (4) 关井候凝 72 小时；
- (5) 换生产管柱投产。

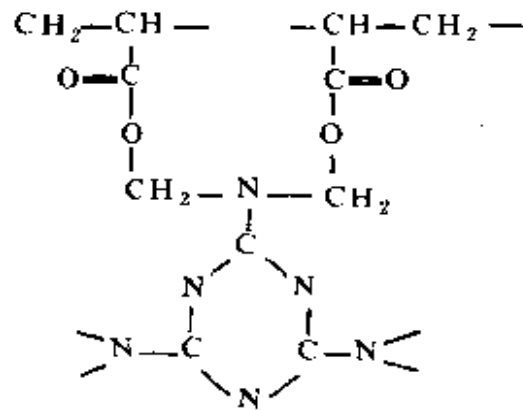
每口堵水井用堵剂量为 $80\sim 120\text{m}^3$ ，处理地层半径一般为 $4\sim 6\text{m}$ 。

七、聚丙烯酰胺-306 (HM₃-306)

树脂堵水技术

1.化学反应原理

HM₃-306 树脂交联剂分子中含有多个甲氧甲基，可与聚丙烯酰胺中的酰胺基和聚丙烯酸中的羧基反应生成网状结构凝胶，其结构式如下：



2. 典型配方

配方一 部分水解聚丙烯酰胺分子量为 300~400 万，水解度为 10~15%，用量为 1~2%。

HM₃-306 树脂用量为 1~2%，其余为水。

配方二 丙烯酰胺-丙烯酸共聚物分子量为 150~300 万，聚合物中酰胺基与羧基比值为 9:1，用量为 2.5~3.5%。

HM₃-306 树脂用量为 1~3%，其余为水。

按配方一和配方二配制的堵剂用盐酸调至 pH < 6，可得到高粘弹性凝胶。

3. 性能与应用范围

堵剂配制液地面粘度小于 80mPa·s，70℃下凝胶时间为 20 小时左右；凝胶吸水能力大，可使体积膨胀 3 倍。凝胶吸附力强、粘度大 (12×10⁴mPa·s)、强度高，在 10MPa 下堵塞性能稳定。可用于 50~150℃ 油层堵水。

该堵剂适用于砂岩油层堵水，油井初产量高、见水早、含水上升速度快的井可优选。堵水井要求地层纵向渗透率差异大，出水层位清楚，油层未经大型压裂，并且无大裂缝和漏失。

4. 施工工艺

先将要求规格的聚丙烯酰胺或丙烯酰胺丙烯酸共聚物在配液站配制成一定浓度的水溶液，然后用罐车送到井场，泵入大罐备用。施工前用工业盐酸调聚合物溶液至 pH=2~4；再加入需要量的 HM₃-306 树脂并用泵车循环，直到调匀为止。

施工步骤如下：

(1) 注前置液盐酸水溶液 5m^3 ，盐酸水溶液 $\text{pH}=3$ ，用于顶替井筒液体和清洗井筒、井壁污物；

(2) 挤注堵剂，排量为 $0.2\sim 0.3\text{m}^3/\text{min}$ ；

(3) 顶替清水或柴油 $5\sim 10\text{m}^3$ 以防堵剂污染井筒或油层；

(4) 关井候凝 48 小时；

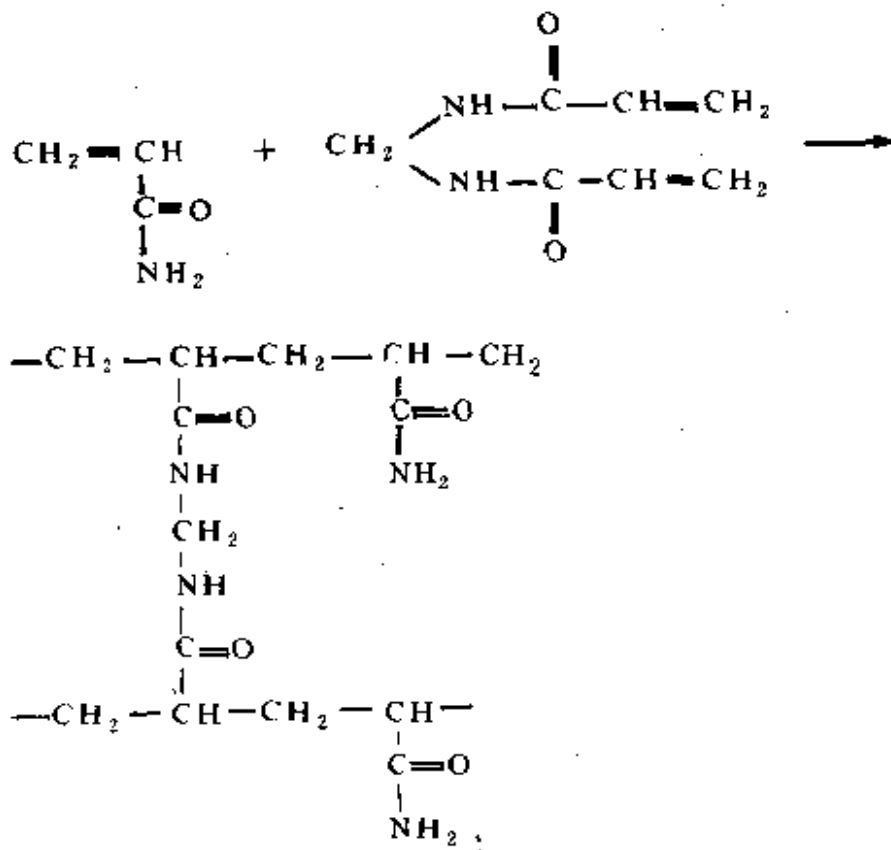
(5) 按原工作制度开井投产。

堵水施工可以分层选堵也可以全井笼统堵水。每施工一口井堵剂用量为 $30\sim 80\text{m}^3$ ，堵水半径不应小于 3m 。

八、丙凝堵水技术

1. 化学反应原理

丙烯酰胺与双丙烯酰胺在引发剂过硫酸铵存在和一定温度条件下，可聚合成高分子化合物。化学反应生成的聚合物为体型结构凝胶体，具有很高的粘度、强度和堵水能力。生成的凝胶体对岩石表面吸附能力强，为非选择性堵水剂。反应式如下：



2. 典型配方

丙烯酰胺 (AM) 为粉剂或 40% 含量水溶液, 用量为 5~8%;

N·N-甲叉基双丙烯酰胺 (MBAM) 用量为 0.01~0.03%;

过硫酸铵用量为 0.05~0.15%;

缓聚剂用量为 0.001~0.1%。

3. 性能与应用范围

堵剂为地下聚合封堵材料, 可用于砂岩高渗透层或碳酸岩裂缝发育的油层堵水, 配制液地面粘度小于 $3\text{mPa}\cdot\text{s}$, 使用温度范围为 $40\sim 80^\circ\text{C}$, 凝胶时间 $30\sim 180\text{min}$, 生成的凝胶粘度为 $8\times 10^5\text{mPa}\cdot\text{s}$, 封堵效率大于 95%, 长期恒温考察不水化、不破胶。

该堵剂适用于地层渗透性差异大、出水层位清楚、含水大于 60% 的油井堵水。地层水中总矿化度应小于 50000ppm。

4. 施工工艺

注堵剂前应先将丙烯酰胺与双丙烯酰胺分别按要求用量配成水溶液, 再混合调匀, 然后将缓凝剂和引发剂按用量调入配制好的单体水溶液中, 使水溶液 pH 值保持在 7。

可根据情况采用不同的施工管柱, 有条件的井最好分层堵水, 也可笼统堵水。

施工步骤:

(1) 注堵剂前先注 $1\sim 2\text{m}^3$ 轻质油进行预处理, 如果井筒或近井地带铁离子含量较高时, 可用 10% 盐酸进行处理, 并用清水洗净;

(2) 挤堵剂, 排量为 $0.3\sim 0.5\text{m}^3/\text{min}$;

(3) 顶替清水 $5\sim 10\text{m}^3$, 以防堵剂在井筒候凝;

(4) 关井候凝 24~48 小时;

(5) 开井投产。

每口堵水井堵剂用量为 $40\sim 60\text{m}^3$, 处理地层半径为 2~3m。

九、聚丙烯酰胺-木质素磺酸盐堵水技术

1. 化学反应原理

聚丙烯酰胺-木质素磺酸盐堵水剂，是由木质素磺酸钠、聚丙烯酰胺、重铬酸钠和氯化钙按一定比例配制而成。木质素是一类具有苯丙烷骨架的芳香族化合物，含有甲氧基、羟基等官能团，能产生多种化学反应，如氧化、氯化等。当六价铬离子经氧化-还原反应生成三价铬离子后，与聚合物可进行如下三种交联反应：

- (1) 使聚丙烯酰胺分子相互交联；
- (2) 使木质素磺酸钠分子相互交联；
- (3) 使聚丙烯酰胺分子与木质素磺酸钠分子相互交联。

交联后的产物为复合凝胶体，是非选择性堵水剂。

2. 典型配方

配方一

木质素磺酸钠质量指标为水分 $<8\%$ ， $\text{CaO}<1.3\%$ 、灰分 $<28\%$ ，含糖 $<3\%$ 、 $\text{pH}<9$ ，水不溶物 $<1\%$ 。配制堵剂用量为 $4\sim5\%$ ；

聚丙烯酰胺分子量为300万以上，非水解体、用量为 1% ；

重铬酸钠用量为 $1.0\sim1.4\%$ ；

氯化钙（工业品）用量为 $1\sim1.6\%$ 。

该配方适用于 90°C 以下地层温度堵水。

配方二

木质素磺酸钠用量为 $4\sim6\%$ ；

聚丙烯酰胺用量为 $0.8\sim1.0\%$ ；

重铬酸钠用量为 $0.9\sim1.1\%$ ；

氯化钙用量为 $0.4\sim0.6\%$ 。

该配方适用于 $90\sim120^\circ\text{C}$ 地层温度堵水。

3. 性能与应用范围

堵剂配制液地面粘度小于 $100\text{mPa}\cdot\text{s}$ ， 70°C 条件下凝胶时间为 $2\sim 3$ 小时，凝胶粘度为 $(3\sim 5)\times 10^5\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，堵水效率大于 97% ， 70°C 下恒温观察 100 天不破胶不水化。

该堵剂适用于封堵单一出水层或因套管破损及出水层位清楚且出水层干扰生产层明显，平时多次卡封卡不住，且有潜在生产能力的出水井。

4. 施工工艺

先将聚丙烯酰胺配制成 2% 浓度水溶液，将重铬酸钠、氯化钙用淡水混配成一定浓度水溶液，再将木质素磺酸钠配制成要求含量水溶液。施工前，将三种水溶液混调均匀。

堵水一般采用单独卡封分层施工，堵水井下施工管柱。

施工步骤如下：

- (1) 挤堵剂，排量为 $0.2\sim 0.4\text{m}^3/\text{min}$ ；
 - (2) 顶替清水或柴油 5m^3 ，防止堵剂在井筒凝固；
 - (3) 关井 48 小时候凝；
 - (4) 如开井后生产层有堵剂污染，可用酸解办法恢复生产。
- 每口堵水井用堵剂量为 $40\sim 70\text{m}^3$ ，平均处理半径为 $2\sim 3\text{m}$ 。

十、部分水解聚丙烯腈堵水技术

1. 化学反应原理

聚丙烯腈在一定温度下与碱作用可被水解生成部分水解聚丙烯腈。部分水解聚丙烯腈含有羧钠基、酰胺基和腈基，当羧钠基与氯化钙相遇时，则会发生如下反应：



反应生成物为稳定的絮状物，可有效地堵塞出水层。

2. 典型配方

部分水解聚丙烯腈由腈纶废丝水解制取，配制成含量为 6.5~8.5% 的水溶液（甲液），将氯化钙配制成含量为 20~30% 的水溶液（乙液），隔离液（丙液）为轻质原油或柴油。三种液体用量体积之比为

甲液：乙液：丙液 = 2：1：1

3.性能与应用范围

该堵剂反应后沉淀率高，可达 83~93%，沉淀物在水中淡化度小于 23%，在 90℃ 下于淡水中浸泡 95 天性能稳定。絮状沉淀物堵水效率高，可达 91~95%。

堵剂适用于砂岩油层堵水。处理层温度在 40~90℃，油层厚度大于 5m。要求油井堵前产液量高，含水大于 80%，出水类型为同层水，出水层位清楚，地层渗透性级差大于 2。

4.施工工艺

堵剂应在施工前 3~5 天分别按要求浓度配制成水溶液。部分水解聚丙烯腈和氯化钙水溶液施工时应过滤除去杂质。

施工步骤如下：

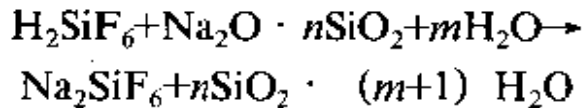
- (1) 按甲、乙、丙液顺序和配比，采用分段段塞法注入堵剂。挤入速度一般为 $0.2\sim 0.3\text{m}^3/\text{min}$ ；
- (2) 根据堵剂用量可泵入二个或更多循环段塞；
- (3) 注完堵剂后顶替清水 20m^3 ；
- (4) 关井候凝 24~72 小时后，开井投产。

该堵剂封堵强度高，对油层易造成伤害。因此，不宜大剂量施工，现场平均单井用堵剂量为 40m^3 ，堵水半径为 1.5m 左右。

十一、氟硅酸-水玻璃堵水技术

1.化学反应原理

氟硅酸和水玻璃在未接触前为低粘度液体，混合后经化学反应生成半固态凝胶体，反应式如下所示：



当地层水中含盐量较高时，两种物质均可与电解质反应生成沉淀物。因此，氟硅酸—水玻璃堵水剂的反应产物是多种反应的复合体凝胶。最终凝胶状态呈白色干稠—硬稠半固体。堵剂生成物具有较高的活性，能牢固地吸附在砂岩表面上，起到良好的堵水效果。

2. 典型配方

堵剂配方由甲、乙两种液体组成，甲液为氟硅酸，浓度为8~13%，其中含2%的甲醛（防腐）。乙液为水玻璃，模数为3.3~3.5。两种液体的体积配比为

$$\text{乙液} : \text{甲液} = (0.5 \sim 1.2) : 1$$

3. 性能与应用范围

堵剂配制液地面粘度低、可泵性能好。凝胶后强度大（针入度4~12），抗盐性能好，在矿化水中浸泡2个月体积溶介率小于30%。堵水效率大于95%，为非选择性堵水剂。

该堵剂适用于高含水油层堵水。单层有效厚度大于5米、过早水淹、采出程度低或多油层层间渗透率级差大，油层非均质系数大于1的油井效果更好，使用温度为30~95℃。

4. 施工工艺

大厚层（大于5m）底部高渗透层堵水采用光油管下到被堵层底部；多油层中的层间堵水，可采用封隔器卡封堵水。

施工步骤如下：

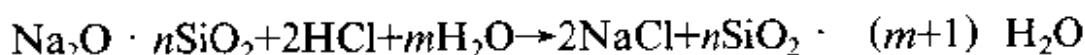
- (1) 注清水5~10m³；
- (2) 挤注氟硅酸—清水—水玻璃—清水，一般采用2~3个段塞循环，排量为0.3~0.5m³/min；
- (3) 关井候凝24小时。

采用该堵剂堵水，每口井堵剂用量为 $40\sim 80\text{m}^3$ ，堵水半径为 $2\sim 2.5\text{m}$ ，平均每 m 油层堵剂用量为 4.9m^3 。

十二、硅酸凝胶堵水技术

1. 化学反应原理

硅酸钠在酸性条件下生成硅酸，反应式如下：



生成的硅酸溶胶进一步脱水凝聚，形成网状结构凝胶体可封堵高渗透出水层。

2. 典型配方

水玻璃模数为 $3\sim 4$ ，含量为 $5\sim 15\%$ ；

盐酸含量为 10% ；

水玻璃与盐酸用量的体积比为 $4:1$ 。

3. 性能与应用范围

堵剂配制液地面粘度小于 $80\text{mPa} \cdot \text{s}$ ， 70°C 下凝胶时间为 $9\sim 10$ 小时，凝胶粘度大于 $2 \times 10^4\text{mPa} \cdot \text{s}$ ，堵水效率大于 90% ， 60°C 恒温观察凝胶稳定性好，可用于 $60\sim 80^\circ\text{C}$ 地层温度堵水。

该堵剂适用于砂岩油层堵水。堵水井油层厚度要大于 5m ，有可采储量和一定供液能力，地层渗透率级差大于 1.5 ，水淹速度快，含水大于 60% 。

4. 施工工艺

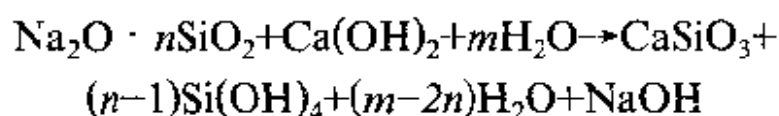
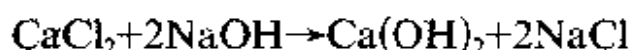
注堵剂前，堵水井应下施工管柱，有条件的井应尽量分层堵水，若笼统堵水应防止油层污染堵塞。

施工前应分别配制好水玻璃和盐酸水溶液，施工采用分段注入法，注入程序为清水—水玻璃—清水—盐酸，一般每口井注 $2\sim 3$ 个段塞循环，排量控制在 $0.4\text{m}^3/\text{min}$ 。最后顶替清水 $3\sim 5\text{m}^3$ 关井 $24\sim 48$ 小时候凝，每口井堵剂用量 $40\sim 80\text{m}^3$ 。

十三、单液法水玻璃-氯化钙堵水技术

1. 化学反应原理

水玻璃与氯化钙很容易发生反应，为减缓反应速度实现单液法操作，应先加碱使氯化钙变成氢氧化钙，再与水玻璃缓慢作用。



反应生成物为凝胶状弹性固体，可有效地封高渗透出水层。

2. 典型配方

水玻璃模数为 2~3，含量为 5~20%，氯化钙（工业品），氢氧化钠（工业品），其余为水，配方中各组分用量比为

水玻璃：氯化钙：氢氧化钠：水 = 1：0.06：0.04：0.5

3. 性能与应用范围

堵剂配制液为乳状液，地面粘度小，可泵入性好，50℃条件下凝胶时间为 0.5~3 小时，凝胶粘度大于 $2 \times 10^4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ，堵水效率大于 98%。

该堵剂可用于砂岩或碳酸盐岩油层堵水。油井地层渗透率级差大于 1.5，油层厚度在 3m 以上，出水类型为窜槽水或同层水。适用温度 40~80℃。

4. 施工工艺

堵剂配制方法是先将氯化钙用水搅拌溶解，然后加入氢氧化钠使其成均匀乳液，待温度降至 20℃ 左右时，再加入水玻璃搅拌均匀。

施工步骤如下：

(1) 注堵剂前先挤注清水进行预处理；

(2) 挤堵剂, 排量为 $0.3 \sim 0.4 \text{m}^3 / \text{min}$;

(3) 顶替清水 $5 \sim 10 \text{m}^3$;

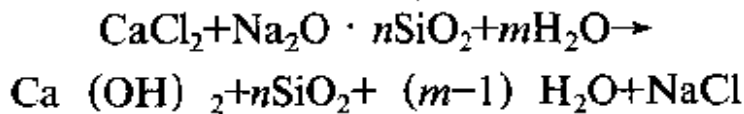
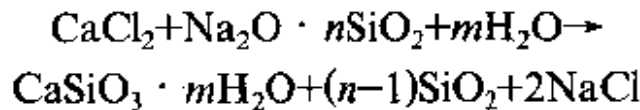
(4) 关井候凝 $24 \sim 48$ 小时。

每口井堵剂用量为 $40 \sim 60 \text{m}^3$, 每 m 油层注堵剂量为 $1 \sim 3 \text{m}^3$ 。

十四、双液法水玻璃氯化钙堵水技术

1. 化学反应原理

水玻璃与氯化钙接触后, 可立即发生反应, 生成物为硅酸钙、氢氧化钙等多种组分的复合物。反应式如下:



反应产物为弹性固体凝胶, 可有效地封堵高渗透出水层。

2. 典型配方

水玻璃模数为 $3 \sim 4$, 含量为 $15 \sim 20\%$;

氯化钙水溶液含量 $17 \sim 26\%$ 。

两者体积用量比为 $1:1$, 清水为隔离液。

3. 性能与应用范围

两种原料水溶液地面粘度小于 $20 \text{mPa} \cdot \text{s}$, 容易泵入地层。在 60°C 条件下, 凝胶时间为 $1 \sim 2$ 小时, 凝胶强度为 $8 \sim 15 \text{MPa}$, 抗盐性好, 热稳定时间长。封堵效率为 $85 \sim 95\%$ 。

该堵剂可用于砂岩高渗透油层堵水。适用井温为 $40 \sim 80^\circ\text{C}$, 可用于封堵夹层水、窜槽水和底水。

4. 施工工艺

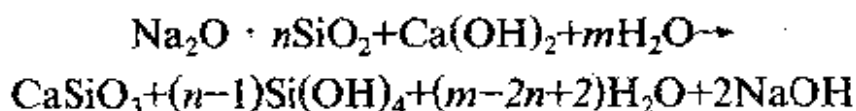
根据井况和条件可采用不同的施工管柱，可卡封堵水，也可笼统堵水。现场堵水步骤为清水—水玻璃—清水—氯化钙，一般泵 3 个段塞循环，最后再顶替 $5\sim 10\text{m}^3$ 清水。关井 24 小时。

施工中排量为 $0.1\sim 0.3\text{m}^3/\text{min}$ ，每口井用堵剂量 $5\sim 30\text{m}^3$ ，注入半径为 $1\sim 2\text{m}$ 。

十五、硅土胶泥单液法堵水技术

1. 化学反应原理

硅土胶泥堵水剂由水玻璃、氢氧化钙和硅土组成。化学反应分二步进行，第一步为凝固反应。反应式如下所示：



该反应速度缓慢，生成物为硅酸钙和碱性硅酸凝胶。

第二步为硬化反应，上述反应产物中的碱性硅酸凝胶逐渐分解生成二氧化硅，增强堵剂的硬度。

在反应用原料中，如采用含钙、镁离子的蒙脱石，可不用氢氧化钙组分。

2. 典型配方

水玻璃模数为 $2\sim 3$ ，含量为 $15\sim 20\%$ ；氢氧化钙用量为水玻璃重量的 5% ；硅土无特殊要求。各组分配比为：

水玻璃：水：硅土：氢氧化钙 = $1 : 0.5 : 0.7 : 0.05$

3. 性能与应用范围

堵剂配制液为含硅土的悬浮液，凝胶时间为 $2\sim 3$ 小时，凝固时间小于 10 小时，用针入度法测强度为 2mm ，堵水效率大于 95% 。使用温度为 $30\sim 60^\circ\text{C}$ 。

硅土胶泥堵水剂可用于封堵裂缝发育的高渗透砂岩油井或注水井，也可用于封窜或打水泥塞。

4. 施工工艺

堵剂悬浮液配制方法是先在大罐中加入需要量的清水，然后在搅拌或循环条件下加入硅土和氢氧化钙，均匀后，再泵入水玻璃，并搅拌均匀。

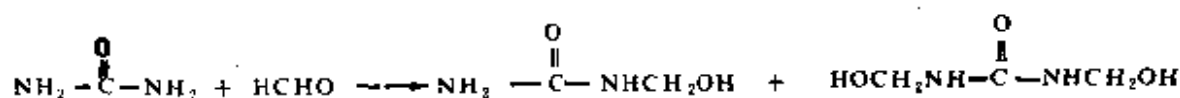
堵水井应测准出水层位，下封隔器采用分层堵水，堵前下施工管柱。

施工中要求挤注清水 $5\sim 10\text{m}^3$ 作为前置液，注堵剂时应先调均匀再泵入地层，排量视堵层吸收能力而定。最后顶替清水 10m^3 ，关井候凝 $24\sim 48$ 小时。

十六、脲醛树脂堵水技术

1. 化学反应原理

尿素与甲醛在温度和碱性条件下进行加成反应，生成物为一羟、二羟和多羟甲基脲。反应式如下：



反应生成物在硬化剂氯化铵作用下，可进一步缩合，形成多孔结构型不熔不溶的高分子化合物。固化物强度大、封堵能力极强。

2. 典型配方

尿素为工业品，含量为 98%；甲醛工业品，含量为 36%；氯化铵水溶液含量为 15%，堵剂配制液各原料配比为：

尿素：甲醛：水：氯化铵 = 1：2：(0.5~1.5)
：(0.01~0.05)

3. 性能与应用范围

堵剂配制液地面粘度小于 $10\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，易泵入地层、凝固时间可控，一般为 $0.5\sim 3$ 小时。生成的固化物堵水效率大于 98%。为热固性树脂，耐温性能好、强度大、不易解堵。

该堵剂适用于砂岩或碳酸盐岩堵水，可用于封堵裂缝发育的高

渗透出水孔道，也可用于封堵底水，窜槽水和出砂严重的油井。

4. 施工工艺

施工前先将甲醛于大罐中加清水稀释到需要的浓度，然后加入尿素搅拌至完全溶解，再将氯化铵缓慢加入溶解。如果需要缩短凝固时间可用盐酸调 pH 值为酸性。

施工井要求下施工管柱，用封隔器卡封后单层堵水。

施工步骤如下：

- (1) 堵前注清水 $5\sim 10\text{m}^3$ ；
- (2) 挤堵剂，排量为 $0.3\sim 0.5\text{m}^3/\text{min}$ ；
- (3) 二替清水 $5\sim 10\text{m}^3$ ，然后关井后凝。

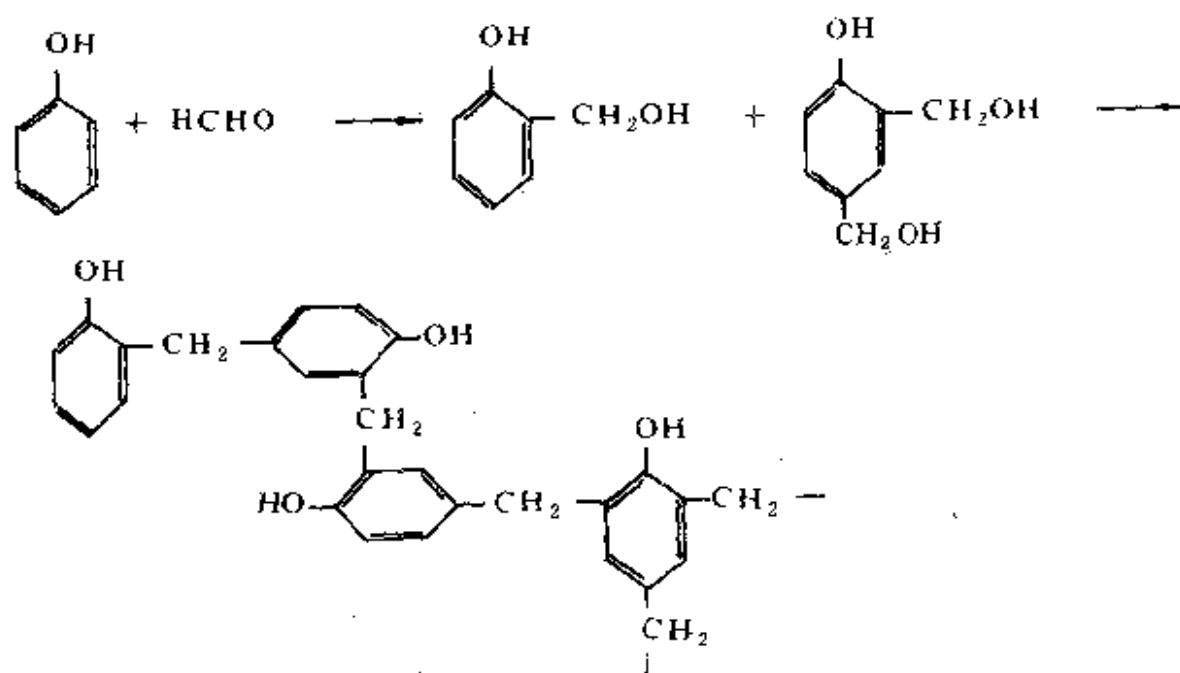
每口井堵剂用量为 $5\sim 15\text{m}^3$ ，注入半径为 $1\sim 3\text{m}$ 。

十七、酚醛树脂堵水技术

1. 化学反应原理

化学反应分两步进行。先将苯酚与甲醛在碱性条件下制备成一羟甲基酚和二羟甲基酚的混合物。再以该混合物为原料，在酸性条件及固化剂存在下进一步缩合成热固性树脂。

反应步骤如下：



2. 典型配方

羟甲基酚水溶液含量 50~70%，氯化钠和草酸（盐酸）为工业品。堵水用配方有下面两种：

配方一 羟甲基酚：草酸=1：0.06（质量）

配方二 羟甲基酚：氯化铵：盐酸（20%）=1：0.025：0.025

3. 性能与应用范围

堵剂配制液地面粘度小于 30mPa·s，易泵入地层，凝固时间可在 0.5~3 小时控制，固化后强度大，耐温性好，堵水效率大于 98%。

堵剂适用于出水层位清楚的砂岩或碳酸盐岩油井堵水，也可用于堵底水、封窜和出砂井。使用温度为 40~150℃。

4. 施工工艺

堵水井要求下施工管柱，采用封隔器单层堵水。

施工步骤如下：

- (1) 注前置液清水 5~10m³；
- (2) 挤堵剂，排量 0.2~0.4m³/min；
- (3) 顶替清水 10~15m³；
- (4) 关井候凝 24 小时。

采用该堵剂每施工一口井用量为 10~20m³，堵水半径为 1~2m。

十八、热塑性树脂堵水技术

1. 化学反应原理

热塑性树脂由聚乙烯、乙烯醋酸乙烯酯和石蜡组成。使用前，先将各组分共熔，然后制成一定规格的球体，再用携带液将其挤入地层。在温度作用下，球体熔溶生成高粘弹物，该粘弹物不溶于水，可有效阻止水的流动，起到堵水作用。

2. 典型配方

聚乙烯用量为 2~15%，熔溶指数为 0.15g / 10min；

乙烯醋酸乙烯酯用量为 5~15%，熔溶指数为 2~5g / 10min；

石蜡用量为 70~90%，熔点为 55~79℃。

3.性能与应用范围

堵剂配制液为颗粒悬浮液，在 120℃ 条件下熔溶时间小于 3 小时，熔溶后的粘度大于 5000mPa · s，堵水效率大于 75%。

该堵剂适用于高温（120~160℃）深井堵水，也可用于封堵炮眼，或窜槽。

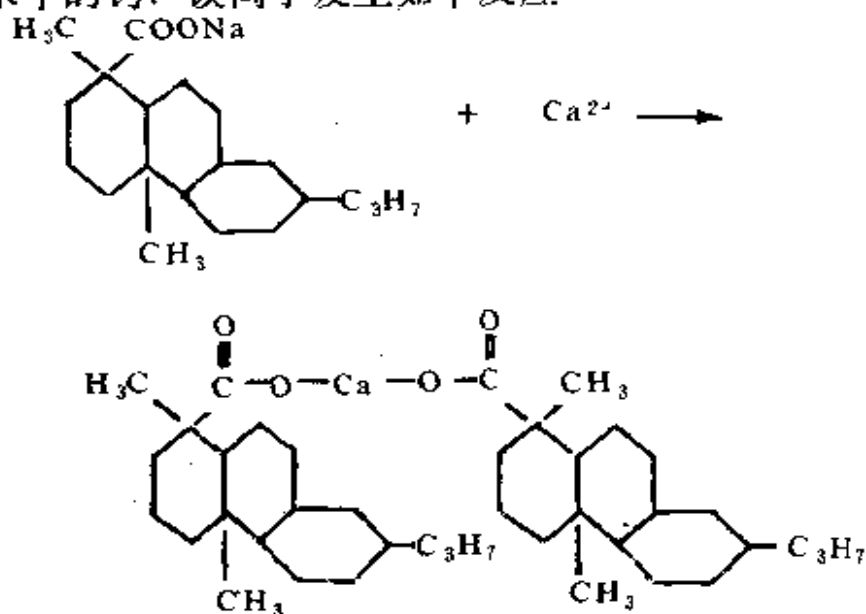
4.施工工艺

堵水井要求下施工管柱，施工前用清水或活性水进行预处理。施工时用清水将球体配制成含量为 12% 的悬浮液，泵入后顶替清水 5~10m³，关井 3 小时即可开井投产。

十九、松香皂堵水技术

1.化学反应原理

将纯碱用水溶解并加热到 90℃，然后加入松香进行皂化，再用水稀释成 7~15% 浓度。产物松香酸钠水溶液泵入地层后，与地层水中的钙、镁离子发生如下反应



反应生成物为固体，可堵塞出水孔道。

2. 典型配方

堵剂中各组分配比为：

松香酸：氢氧化钠：水 = 1 : 0.18 : 1 (质量)

3. 性能与应用范围

堵剂配制液地面粘度小于 $30\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，易泵入地层并可优先进入出水孔道，可做为选择性堵水剂使用。使用温度为 $40\sim 60^\circ\text{C}$ ，凝固时间 $0.5\sim 3$ 小时。凝固体强度较大，稳定性好，堵水效率为 $66\sim 85\%$ 。

该堵剂适用于砂岩油井堵水，地层水中钙、镁离子含量应大于 5000ppm 。

4. 施工工艺

施工前堵水井要求下施工管柱。地层水中钙、镁离子含量高时，可采用单液法注入，也可采用段塞法注入。

施工中应先按要求配制好堵剂水溶液，再按如下步骤施工：

(1) 注堵剂前先注清水预处理地层；

(2) 注堵剂，连续法注入排量为 $0.2\sim 0.3\text{m}^3/\text{min}$ 。段塞法注入顺序为清水—堵剂—清水—氯化钙—清水，每井泵 $2\sim 3$ 个循环；

(3) 顶替清水 $2\sim 5\text{m}^3$ ；

(4) 关井候凝 $1\sim 2$ 天。

每口堵水井用堵剂量为 $10\sim 40\text{m}^3$ ，封堵半径 $1\sim 2\text{m}$ 。

二十、活性稠油堵水技术

1. 化学反应原理

活性稠油堵水剂由稠油和表面活性剂组成。混合液泵入地层后，可与地层水形成油、水分散体，改变岩石的界面张力，体系中的油滴产生贾敏效应使水流动受阻，可降低水相渗透率。

2. 典型配方

原油（胶质、沥青质含量大于 50%）粘度为 500~1000mPa·s。
表面活性剂 AS（烷基磺酸钠）或 ABS（烷基苯磺酸钠）或 Span-80。

配方中各组分用量比

原油：活性剂 = 1：0.005。

3.性能与应用范围

堵剂配制液地面粘度小于 300mPa·s，形成水分散体后最大粘度为 1300mPa·s，堵水效率为 60% 为选择性堵水材料。

该堵剂可用于 40~60℃ 油层堵水。适用于出水类型为同层水的砂岩油井。

4.施工工艺

施工前应先起出油管，确定出水层位后，再下施工管柱，并将封隔器下到堵层上 1m 处。

施工步骤如下：

- (1) 堵前先注清水 5~10m³；
- (2) 将预热至 50~70℃ 的活性稠油在 0.1~0.3m³/min 排量下挤入地层。每井用量 50~80m³；
- (3) 顶替柴油 5m³；
- (4) 关井 24 小时。

二十一、稠油—固体粉末堵水技术

1.化学反应原理

在乳化剂的作用下，稠油、固体粉末混合液泵入地层后与地层水形成油包水型乳化液，可改变岩石表面性质，使地层水的流动受阻并因此降低水相渗透率。

2.典型配方

原油中胶质、沥青质含量大于 45%，粘度大于 500mPa·s。

固体粉末，贝壳粉、石灰、水泥，粒度为 150~300 目。

表面活性剂为 AS 或 ABS。

配方组成为

原油：粉末 = 100：3

原油：水 = 30：70

3.性能与应用范围

堵剂配制液地面粘度小于 $200\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，油包水型乳状液形成时间为 $10\sim 30$ 分钟，粘度升高为 $20\sim 40$ 倍，使用温度下性能稳定。

该堵剂可用于，出水类型为同层水的砂岩油层堵水。要求堵水井渗透性差异大，油层厚度在 10m 左右，水淹厚度小，含水大于 70% 。

4.施工工艺

堵水前要求测井温，找准水层后，下施工管柱至堵层。

施工前，用泵车将粉末与原油按配方用量调成浆液并加热至 $50\sim 70^\circ\text{C}$ 。

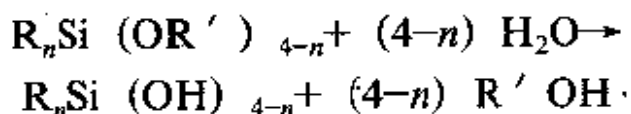
施工步骤如下：

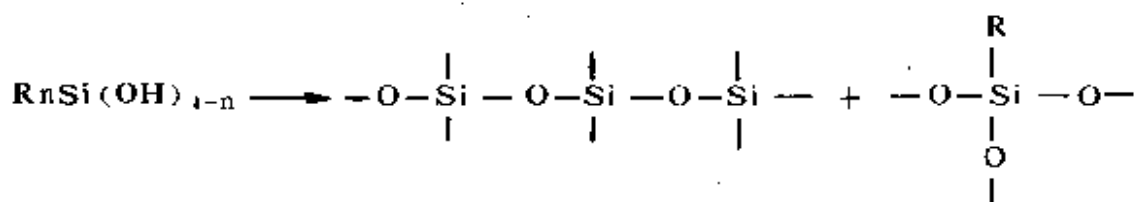
- (1) 注前置液清水 5m^3 ；
- (2) 挤堵剂，排量 $0.2\sim 0.4\text{m}^3/\text{min}$ ，每井用量为 60m^3 ；
- (3) 顶替 0.1% 活性水 $5\sim 10\text{m}^3$ ；
- (4) 开井后换生产管柱投产。

二十二、有机硅堵水技术

1.化学反应原理

氯硅烷釜残液中含氯量大于 40% ，遇水反应剧烈，不便于直接使用。采用醇解法将氯硅烷制成一种中间体 $\text{R}_n\text{Si}(\text{OR})_{4-n}$ 后，即可实现缓慢水解的目的。反应式如下：





反应最终产物为线型或体型结构物，可牢固吸附于砂岩表面并改变表面性质。形成的亲油憎水膜可起到选堵作用。

2. 典型配方

氯硅烷釜残液密度为 1.11，含氯量为 39~40%。

醇类为乙醇或多元醇。

原料配比

釜残液：醇 = 100：(5~50) (质量)

3. 性能与应用范围

堵剂配制液地面粘度低，凝固时间为 5~60 分钟，岩心抗折强度为 $(1.84 \sim 9) \times 10^5 \text{Pa}$ ，在 16000ppm 矿化度水中使用无影响。堵水效率大于 80%，为选择性堵水剂。

该堵剂适用于砂岩油层堵水。适用井温为 150~200℃。堵水井含水上升速度快、地层渗透率差异大、出水层要清楚。

4. 施工工艺

堵水前应按要求先制备釜残液与醇的反应物，用柴油做稀释剂。

堵水井要求下施工管柱，如施工目的层出砂应先防砂。

施工步骤如下：

- (1) 注清水或活性水预处理地层；
- (2) 注堵剂，排量为 $0.1 \sim 0.3 \text{m}^3 / \text{min}$ ；
- (3) 顶替清水 $3 \sim 5 \text{m}^3$ ；
- (4) 关井 1~2 天。

每口井堵剂用量为 $4 \sim 12 \text{m}^3$ ，施工压力应小于 9MPa。

二十三、泡沫堵水技术

1. 化学反应原理

三相组分混合形成泡沫后，有较好的粘弹性和膨胀性，在地层中能填满裂缝孔道，且在地层条件下反应生成水泥石，由于泡沫水泥浆在高含水饱和带硬化而在含油饱和带不硬化也不被吸附，因而具有选择性堵水效果。

2. 典型配方

堵剂配制液由干水泥、氯化钙、发泡剂、空气和水组成。氯化钙用量为 2%，水：水泥 = 0.5 : 0.6；发泡剂（ABS 或 AE1910）为干水泥用量的 0.5~1.5%；水：发泡剂 = 100 : 1；地面气化度为 20~40%。

3. 性能与应用范围

三相泡沫各组分混合物密度低（ $1.6 \sim 1.8 \text{g/cm}^3$ ），起泡速度快，膨胀率大，且稳定性能好。

堵剂可用于砂岩油层堵水。适用井温为 $40 \sim 50^\circ\text{C}$ ，堵水井渗透率小于 $0.05 \mu\text{m}^2$ ，渗透率差异大，非均质系数大于 1.5，油层厚度大于 10m 的油井。

4. 施工工艺

堵水井要求下施工管柱，每口井注泡沫溶液量为 $20 \sim 50 \text{m}^3$ ，液气比为 1 : 10 到 1 : 20，处理半径 3~6m。

施工步骤如下：

- (1) 注堵剂前先挤注 $\frac{1}{3}$ 左右量的起泡液；
- (2) 注入经一级和二级混合的三相泡沫溶液；
- (3) 控制压风机排气量为 $3 \text{m}^3/\text{min}$ 以上，使之与泡沫溶液在泡沫发生器内混合发泡；
- (4) 顶替轻质油 $1 \sim 10 \text{m}^3$ 脱气；
- (5) 关井 24~48 小时。

3.性能与应用范围

配制液地面粘度 $15\sim 50\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，凝胶时间从几分钟到几十分钟，凝固强度为 $1.3\sim 1.5\text{MPa}$ ，岩心突破压力大于 0.9MPa 。

该堵剂可用于砂岩高含水油层堵水。处理地层温度小于 60°C ，可用于封窜、堵漏和防砂井。

4.施工工艺

堵水井要求下施工管柱，每口井堵剂用量为 $50\sim 150\text{L}$ ，每 m 油层为 $20\sim 30\text{L}$ 。

施工前地层必须用溶剂或轻质油预处理，浆液配制按聚集体—增塑剂—稀释剂—乳化剂—表面活性剂—催化剂的顺序调配均匀。也可采用甲、乙液的配制方式：

甲液 预聚体、增塑剂、稀释剂；

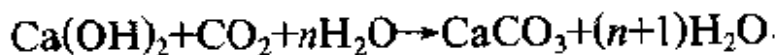
乙液 乳化剂、表面活性剂、稀释剂。

施工时，将甲乙液混合后再泵入地层。最后顶替溶剂或轻质油将堵剂全部挤进地层。然后关井反应候凝。

二十五、石灰乳复合堵剂封堵 大孔道堵水技术

1.化学反应原理

石灰粉遇水后迅速反应，生成 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 胶体粒子的凝聚结构。在地层水中少量 CO_2 的作用下，可继续发生如下反应：



配方中加入水泥后，水硬性胶结材料和碳酸钙会进一步增强石灰浆的凝聚结构，并使之成为凝固体。生成的凝固体对油层出水大孔道有很强封堵能力。

2. 典型配方

石灰粒度为 $40\sim 150\mu\text{m}$ ，用量为 28%；

120℃ 油井水泥用量为 13%；

膨润土用量为 3%；

石棉用量为 2.5%；

蛭石用量为 2.2%；

Tz-1 降失水剂用量为 0.5%；其余为水。

3. 性能与应用范围

按配方用量配制的石灰乳悬浮液稠化和初凝时间可以控制，在 125℃ 和 $4\sim 5.5\text{MPa}$ 的动态条件下，稠化时间大于 8 小时，凝固后强度大，岩心抗压强度大于 $5\times 10^6\text{Pa}$ 。堵剂配制液地面粘度为 $15\sim 20\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

该堵剂可用于碳酸盐岩油层堵水。封堵裂缝应大于 $100\mu\text{m}$ ，使用温度为 $70\sim 150^\circ\text{C}$ 。生产井为自喷井、抽油井或电泵井。

4. 施工工艺

(1) 堵剂配制

先将需要量的水加入罐内，启动搅拌器，在搅拌下加入 Tz-1 降失水剂至溶解，然后加入膨润土和石棉粉，再加入蛭石、石灰和油井水泥并搅拌均匀后测相对密度达 $1.2\sim 1.35$ 便可注入。

(2) 堵水管柱

采用不带喇叭口的光油管柱，油管下深至套管鞋以上 $5\sim 8\text{m}$ ，井口只坐悬挂器和可卡封 $2\frac{1}{2}$ " 油管的半封封井器。

(3) 施工方法

施工步骤如下：

1) 注堵剂前，油、套管环形空间必须充满液体至井口；

2) 堵剂挤注前要搅拌均匀，挤注过程中必须连续进行，排量控制在 $0.12\sim 0.3\text{m}^3/\text{min}$ ；

- 3) 挤堵中套压升值达 3.5MPa 时，应停止挤注，改为挤顶替液；
- 4) 挤堵施工结束应及时进行反冲洗井；
- 5) 上提油管至套管鞋 20m 以上，关井后凝 2~3 天。

第三章 注水井调整吸水剖面技术

注水井调整吸水剖面技术（以下简称调剖技术）是在注水井中用注入化学剂的方法，降低高吸水层段的吸水量，从而相应提高注水压力，达到提高中低渗透层吸水量，改善注水井吸水剖面，提高注入水体积波及系数，改善水驱状况的一类工艺技术。

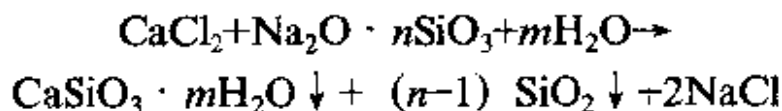
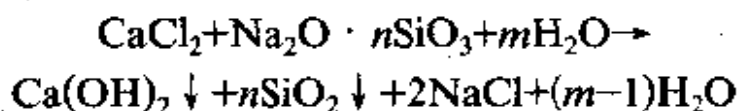
当前已用于油田的注水井调剖技术，按其所用化学剂来分类主要有十六种。下面将分述其化学剂及施工工艺技术。

一、注水井调剖技术

（一）水玻璃—氯化钙调剖技术

1. 化学反应原理

水玻璃与氯化钙溶液相遇后生成沉淀物，这些沉淀物可以堵塞地层孔道。化学反应式如下：



由于两种反应物均系水溶液，且粘度较低，因此能选择性优先进入高吸水层。在地层中反应后，生成的沉淀物对高渗透层能产生更有效的堵塞作用。注入时，两种反应液先用油或水隔开，进入地层后随着注入液向外推移，隔离液越来越薄，最后两种反应液相遇而产生沉淀。

2. 配方

甲液 20%水玻璃+0.3%聚丙烯酰胺水溶液。

乙液: 10~15%CaCl₂水溶液。

甲液: 乙液=1:1 (体积比)

隔离液 清水。

处理量 100m³ 以下时隔离液用量为 3~6m³, 100~800m³ 时隔离液用量为 10~20m³。

根据地层情况, 可选用活性水或活性酸作为前置液。

顶替液为清水。

3. 原材料规格与配制方法

水玻璃 相对密度为 1.5 左右, 模数小于 3.2。

氯化钙 工业固体产品。

将计算量的水玻璃及聚丙烯酰胺放入池内, 加水搅拌均匀, 稀释至所需体积; 在另一池中先加入所需水量的 1/2, 再加入氯化钙, 搅拌溶解后, 稀释至所需体积。

4. 性能与应用范围

水玻璃与氯化钙的反应条件及反应产物均不受温度的影响, 因此使用不受温度条件的限制。

该方法可用于注水井调整吸水剖面, 也可用于生产井堵水。用于生产井堵水时, 需要相应改变其配方, 增加反应产物强度。

5. 施工工艺

施工地面流程示意图如图 3—1 所示。

施工程序为:

①前置液—②清水—③甲液—④隔离液—⑤乙液—⑥顶替液。

若为多段塞处理, 可重复程序②—⑤。

施工后, 关井候凝 1 天。

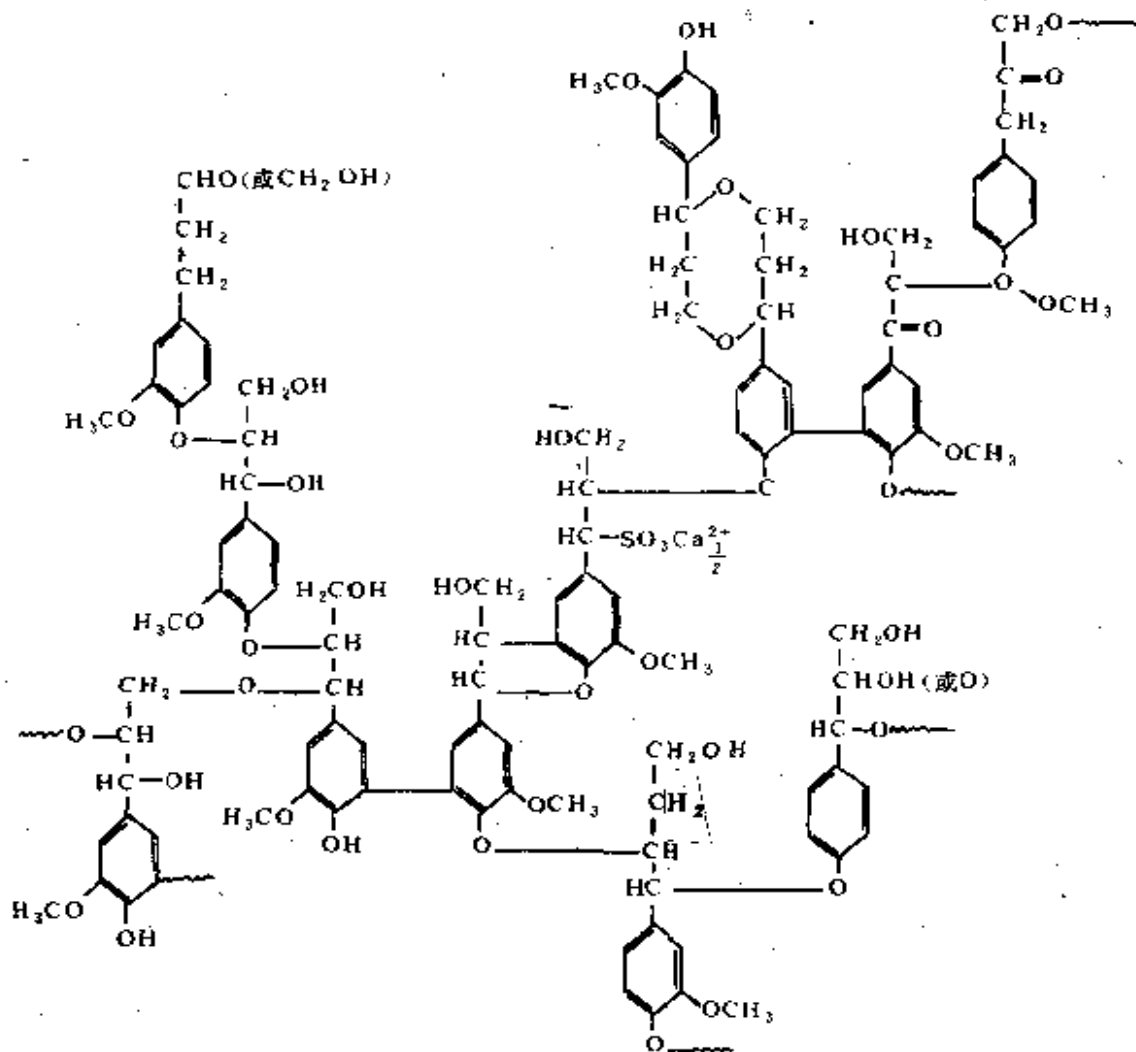
井下管柱可使用 745—6 滑套式多层处理管柱。

(二) 木质素磺酸钙调剖技术

1. 化学反应原理

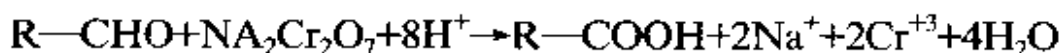
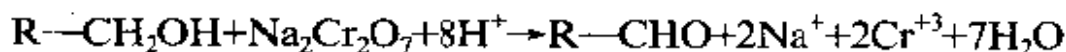
木质素磺酸钙-聚丙烯酰胺是用 Cr^{3+} 交联而成的一种新型复合堵剂。

木质素磺酸钙（简称木钙 Ca-Ls）的分子结构复杂，含有各种特性的官能团，如甲氧基、羟基、双键、醚键、羧基、芳香基和磺酸基等。根据 Adler 提出的木质素结构和木钙的生产过程，木钙的结构可表示如下：



聚丙烯酰胺（PAM）分子中的一 CONH_2 可作为交联基团。

在复合冻胶堵剂中起交联作用的是 Cr^{3+} ，是通过 Cr^{6+} （重铬酸钠）还原而得到的。木钙中所含的还原糖以及木钙分子中的羟基和醛基均可在一定条件下将 Cr^{6+} 还原为 Cr^{3+} ：



Cr^{3+} 在水中不是单独存在的，是通过与水络合、水解、羟桥作用产生多核羟桥络离子，结构式如下：

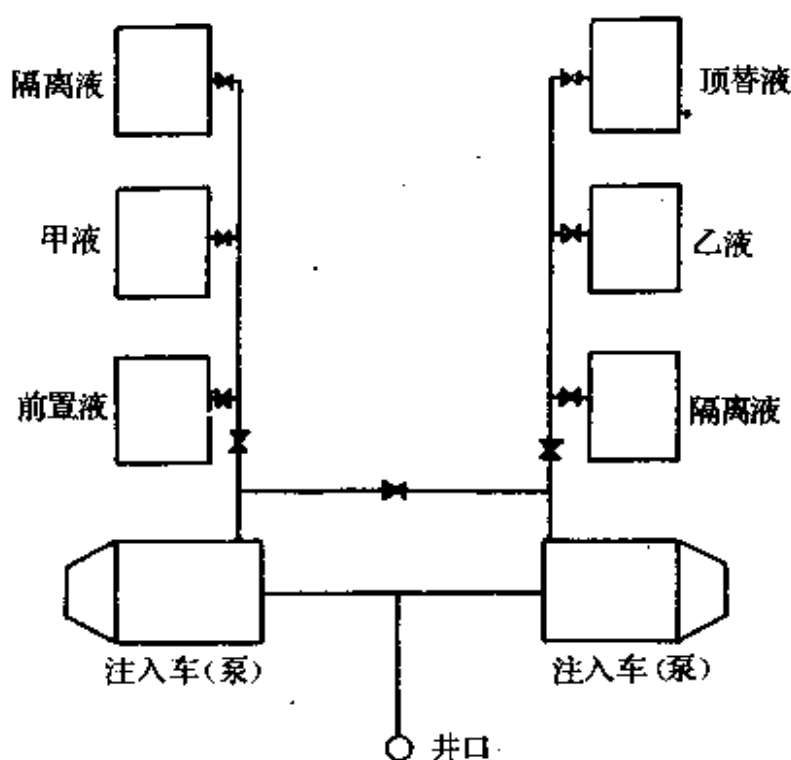
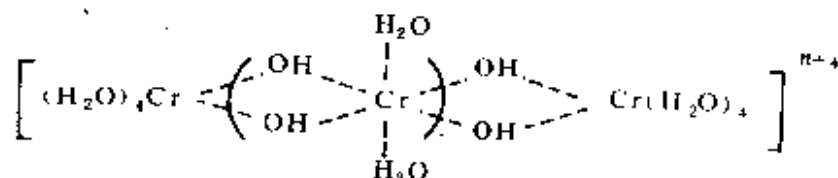
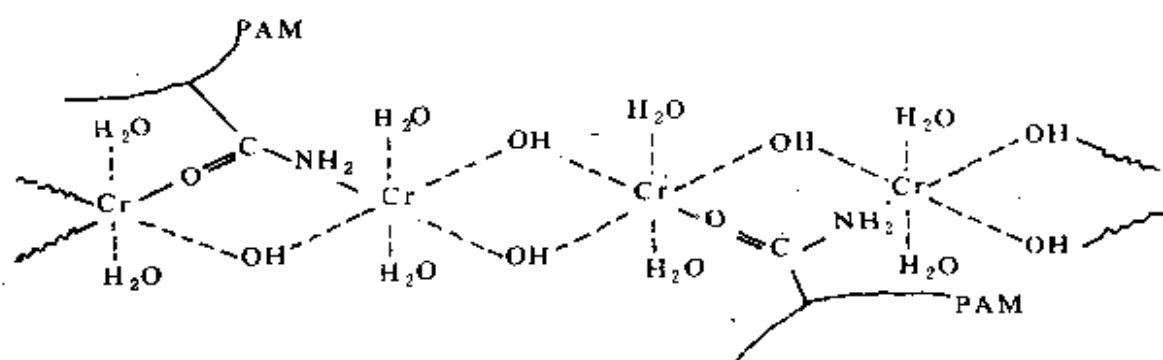


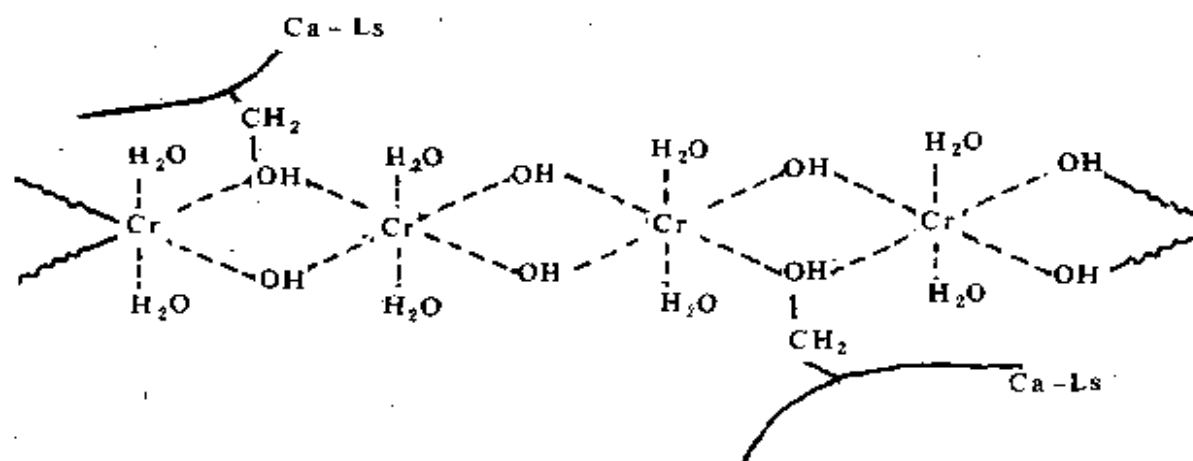
图 3—1 双液法调剖施工地面流程示意图

木钙、聚丙烯酰胺与多核羟桥络离子可产生如下三种情况的交联反应。

(1) PAM 之间的交联反应

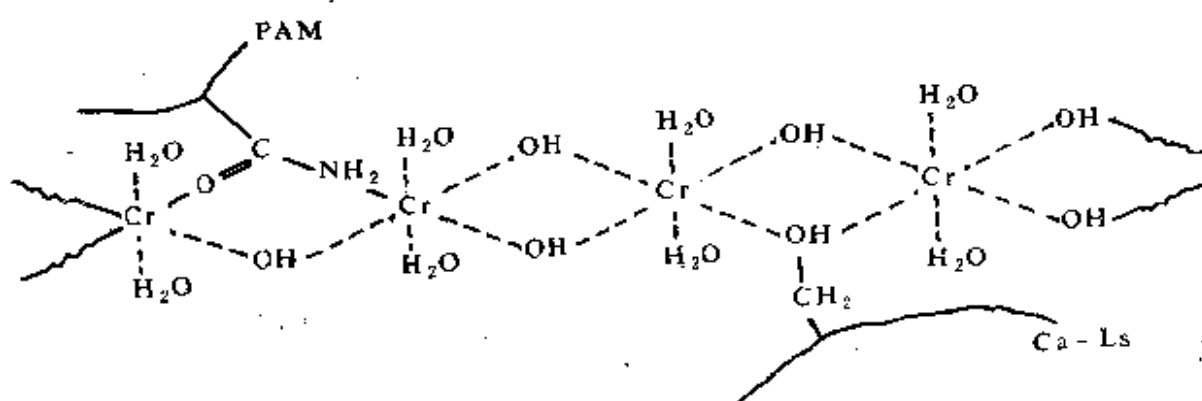


(2) 木钙之间的交联反应

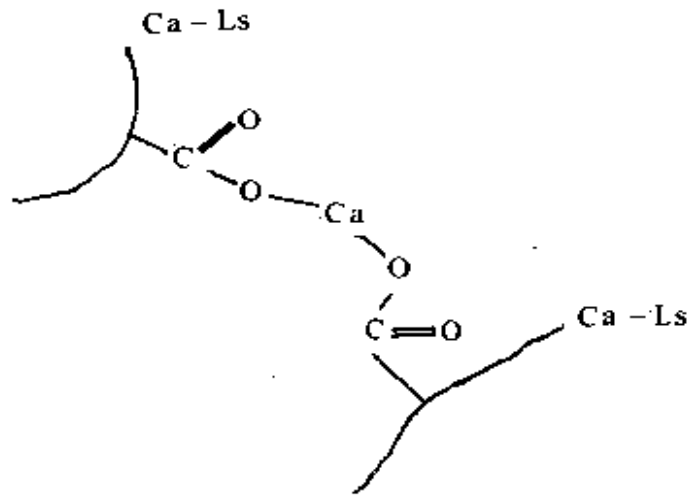


木钙中的 $-\text{SO}_3^-$ 也可以发生类似反应。

(3) PAM 与木钙之间的交联反应



由于复合冻胶堵剂的配方中还有 CaCl_2 ，而木钙中的部分醛基可被 Cr^{6+} 氧化为羧基，故下式的交联反应应同时存在。



可见，复合冻胶堵剂是多种冻胶结构同时存在的一种复杂的冻胶。

2. 基本配方

木质素磺酸钙	3~6%
聚丙烯酰胺	0.7~1.1%
氯化钙	0.7~1.1%
重铬酸钠	1.0~1.1%

3. 影响调剖产物性能的主要因素

(1) 各组分用量的变化对成胶时间和视强度的影响见图 3—2~图 3—5。

(2) 其它影响因素

- 1) 温度 随着温度降低，成胶时间延长，视强度增大；
- 2) pH 值 pH 值在 3.0~6.5 之间调剖剂反应性能良好。本剂配好后的 pH 值为 6.0~6.5，故不需要再调配；
- 3) 水的矿化度 水的矿化度小于 $6 \times 10^4 \text{mg/L}$ 时，复合冻胶能保持良好的性能；
- 4) 聚丙烯酰胺水解度 水解度越低其视粘度越高。

4. 选井条件

(1) 油井投产后曾有过高产史，因含水高而减产。堵前液量在 $50 \sim 100 \text{m}^3/\text{d}$ ，含水 80~90%；

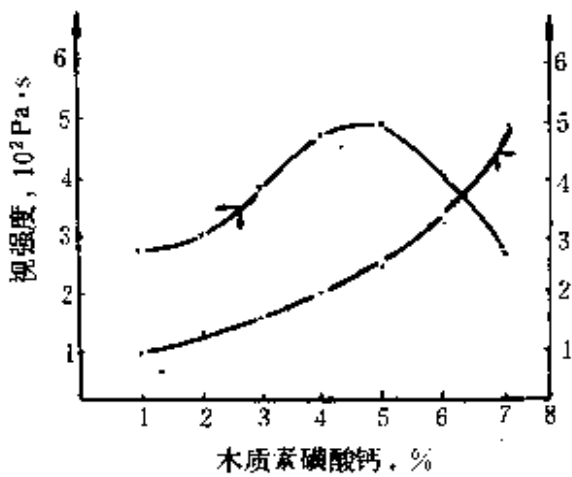


图 3—2 木质素磺酸钙用量与成冻时间 (70℃) 及视强度的关系

配方: PAM1%, CaCl_2 1%,
 $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ 1%, 木钙为变量,
 其余为清水

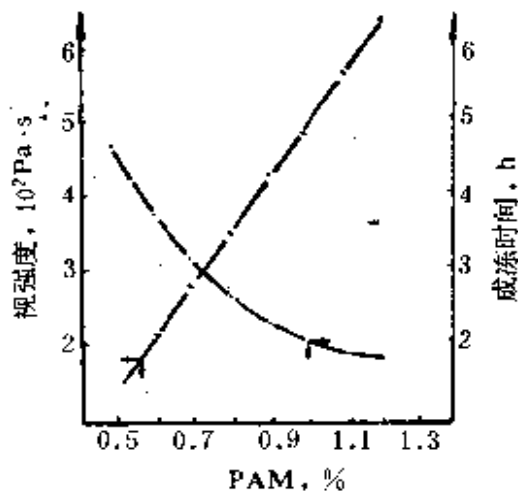


图 3—3 聚丙烯酰胺用量与成冻时间 (70℃) 及视强度的关系

配方: 木钙 5%, CaCl_2 1%,
 $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ 1%, PAM 为变量,
 其余为清水

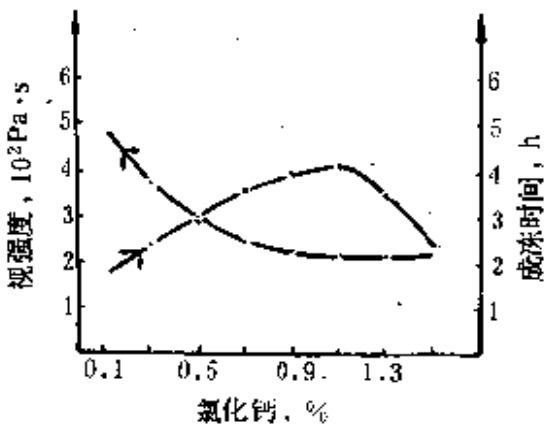


图 3—4 氯化钙用量成冻时间 (70℃) 及视强度的关系

配方: 木钙 5%; PAM1%,
 $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ 1%, CaCl_2 为变量, 其余为
 清水

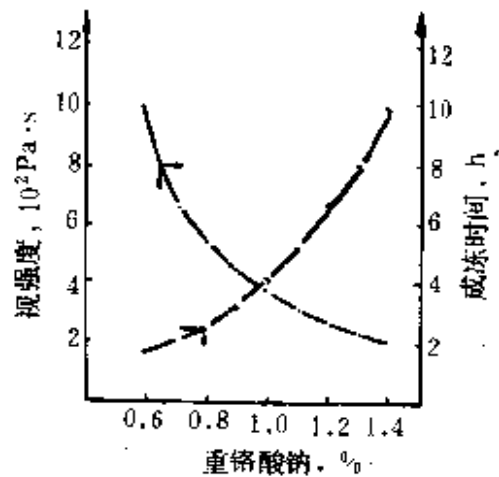


图 3—5 重铬酸钠用量与成冻时间 (70℃) 及视强度的关系

配方: 木钙 5%, PAM1%,
 CaCl_2 1%, $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ 为变量, 其余为
 清水

(2) 对单层开采或同层出水油井进行封堵, 要求纵向渗透率级差大 (1: (5~10)), 油层厚度大于 10m;

(3) 封堵半径一般为 3~8m。

5. 施工工艺

(1) 施工地面流程图如图 3—6 所示。

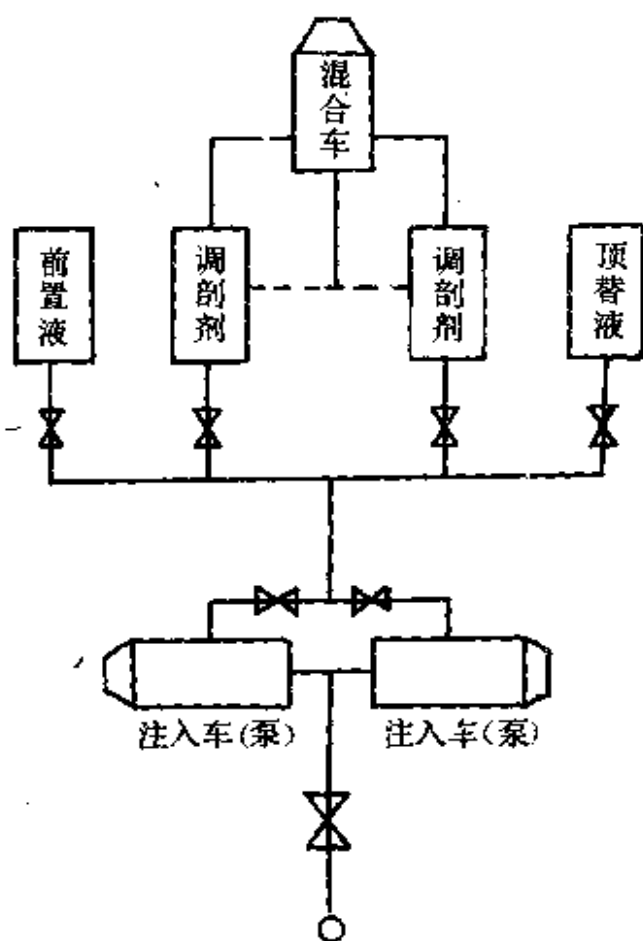


图 3—6 单液法调剂施工地面流程示意图

(2) 施工泵压一般在 10~20MPa, 排量为 0.2~0.3m³/min。

(3) 井下施工管柱 为了适应多层处理的需要, 可自上而下一次分别处理三层。该管柱包括 K344-114 封隔器、KGD-110 节流器、KHT-110 节流器和密封座等。堵完下层后投球憋压,

剪断 KHT-110 节流器的滑套销钉，使球杆和滑套与座落于密封座内，堵住下一层同时打开上面第二层。再挤堵剂，依次操作。

(三) 木质素磺酸钠调剖技术

1. 化学反应原理

与木质素磺酸钙相似。

2. 基本配方

配方一：

木质素磺酸钠	4.0~5.0%
聚丙烯酰胺	1.0%
重铬酸钠	1.0~1.4%
氯化钙	1.0~1.6%

该配方适用于 90℃ 以内的地层温度。

配方二：

木质素磺酸钠	3.0~4.0%
聚丙烯酰胺	0.4~0.6%
重铬酸钠	0.5~0.6%
氯化钙	0.5~0.6%

该配方凝胶时间达 20 小时以上，适用于大剂量处理高渗透地层。

配方三：

木质素磺酸钠	4.0~6.0%
聚丙烯酰胺	0.8~1.0%
重铬酸钠	0.9~1.1%
氯化钙	0.4~0.6%

适用于 90~120℃ 地层使用。

配方四：

木质素磺酸钠	4.0~5.0%
重铬酸钠	2.2~2.5%

适用于 50~70℃ 地层大剂量使用。

3. 原材料规格要求

(1) 木质素磺酸钠 系亚硫酸盐法造纸工业的副产品。其质量标准为含水 $<8\%$ ， $\text{CaO}<0.3\%$ ，灰分 $<28\%$ ，含糖 $<3\%$ ， $\text{pH}<9$ ，水不溶物 $<1\%$ ；

(2) 聚丙烯酰胺 分子量为 300 万以上的非水解体；

(3) 重铬酸钠 工业品；

(4) 氯化钙 工业品。

4. 主要性能

该调剖剂的成胶时间根据配方不同，可控制为几小时至几天，强度为 $100\sim 150\text{Pa}\cdot\text{s}$ ，热稳定性好。冻胶在 $5\sim 10\%\text{HCl}$ 中， 70°C 条件下的溶解率为 80% ，因此，若在地层中误堵可用酸解除。

5. 施工工艺

(1) 配制方法：先将聚丙烯酰胺溶解稀释成浓度为 2% 的水溶液，再将重铬酸钠和氯化钙用水配成溶液（二者可以混配），然后将木质素磺酸钠单独配成溶液。施工前按配方比例复配而成。

(2) 施工前一般要求测吸水剖面。施工管柱视具体情况而定。若不卡封，注入量应低于或近于正常注水排量；若卡封后单层处理，可提高注入压力。

(3) 用清水将堵剂全部顶入地层，一般关井候凝 2 天。

(四) 聚丙烯酰胺-膨润土调剖技术

1. 调剖作用机理

对于非均质多油层的注水井，水基膨润土调剖剂在注入时容易进入到高渗透层，膨润土颗粒在地层中遇水膨胀，并与聚合物形成絮状物及凝胶体，堵塞吸水层段水流通通道，改变吸水剖面，以改善驱替效果。

储层的孔隙度和渗透率之间有一定的相互关系。1972 年毕尔提出了砂砾混合体的渗透率与孔隙度、砂砾半径及卵砾半径之间的数学表达式为

$$K = \frac{\phi^3 / (1 - \phi)^2}{5[3(f_s / r_s + f_c / r_c)]^2} \quad (3-1)$$

式中 K ——渗透率, cm^2 ;

ϕ ——孔隙度;

r_s ——砂砾平均半径, cm ;

r_c ——卵石平均半径, cm ;

f_s ——砂砾占岩石颗粒总体积及其封闭孔隙体积之比;

f_c ——卵石占岩石颗粒总体积及其封闭孔隙体积之比。

由上式可知, 随着孔隙度降低, 渗透率成倍下降。如果用膨润土或其它粘土矿物多次填充油层有效孔隙, 必然会降低高渗透层的渗透率。向注水井中注入膨润土颗粒, 将会降低高渗透层的有效孔隙及渗透率, 从而减弱高渗透层段的吸水强度, 强化其它层的吸水强度, 达到调整注水井吸水剖面及平面调整。

2. 基本配方

(1) 膨润土盐水泥浆调剖

1%食盐水: 膨润土粉 = 1 : (0.3~0.4)

(2) 膨润土(或红土)泥浆加聚丙烯酰胺絮凝型调剖

膨润土泥浆: 聚丙烯酰胺 = 2 : 1

聚丙烯酰胺分子量 350 万左右, 水解度 30%, 浓度 200~800ppm。

(3) 红土-聚丙烯酰胺调剖

红土泥浆: 聚丙烯酰胺 = 1 : 1

其中红土泥浆的配制方法为 1m^3 水中加入红土 750~850kg, 再加 15~20kg 煤碱剂; 聚丙烯酰胺浓度为 0.2%, 分子量 380 万左右, 水解度 36%左右。

3. 原材料规格要求

(1) 聚丙烯酰胺 分子量 300~600 万, 水解度 36%左右;

(2) 膨润土 成分为蒙脱石 73.9%, 伊利石 26.1%;

(3) 红土 成分为高岭土 37.5%, 伊利石 62.5%。

4. 施工工艺

(1) 膨润土泥浆施工程序

- 1) 在 10m^3 罐中配制 $5\sim 6\text{m}^3$ 1% 的盐水;
- 2) 将膨润土粉缓慢加入盐水中, 循环搅拌使其相对密度至 1.16~1.20 之间;
- 3) 在低于地层破裂压力 80% 的情况下, 将调剖剂注入地层;
- 4) 注完调剖剂后用井筒容积的盐水顶替, 关井 2~3 天等候膨润土膨胀, 然后开井恢复正常注水。

(2) 膨润土(红土)泥浆-聚丙烯酰胺调剖施工程序

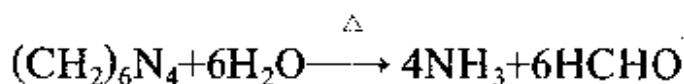
- 1) 配制好膨润土泥浆及聚丙烯酰胺溶液;
- 2) 将上述两种溶液按比例分别用水泥车泵入, 在管线及井筒中混合后进入地层;
- 3) 用清水顶替, 其用量为井筒体积的 2 倍;
- 4) 关井 24 小时, 开井后按原注水压力恢复注水。

膨润土调剖是一种因地制宜, 利用廉价材料的一种技术。在新疆克拉玛依油田已形成一定的规模, 见到了较好的效果。所用膨润土产于夏子街, 红土产于蚊子沟。

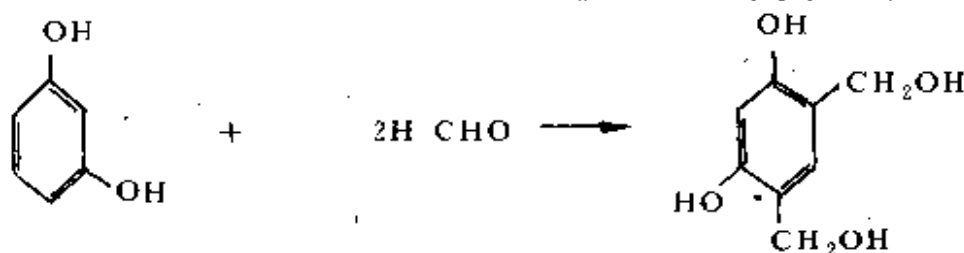
(五) 聚丙烯酰胺-乌洛托品-间苯二酚调剖技术 (PAM-HR 调剖技术)

1. 反应原理

(1) 乌洛托品学名六亚甲基四胺, 在酸性介质中加热可产生甲醛



(2) 甲醛与间苯二酚反应可生成多羟甲基间苯二酚



3. 原材料技术指标

聚丙烯酰胺 工业品，水解度 5~15%
分子量 400~600 万

乌洛托品 工业品

间苯二酚 工业品

4. 基本性能

在上述配方范围内，70℃时 4 小时不会出现局部成胶现象。室内成胶时间一般在 8 小时左右，20℃下成胶时间大于 15 天。

岩心试验结果表明，压力在 0.58MPa 以下时，一般堵塞率为 100%。

5. 影响调剖性能的主要因素

(1) PAM 浓度的影响

1) 对成冻时间的影响 PAM 浓度对成冻时间影响不大，这是该调剖剂性能的特点之一。现场施工时，只要 PAM 浓度在 0.1~1.2% (质量) 范围内，可以不考虑 PAM 浓度对成冻时间的影响。

2) 对冻胶强度的影响 PAM 浓度在 0.6% 以下时对冻胶强度影响较大。当浓度超过 0.6% 时，直径为 12.7mm 的钢球可被托在试管顶部不下沉，冻胶强度很高。

3) 对冻胶稳定性的影响 PAM 浓度低于 0.1% 时不能形成冻胶，浓度在 0.2~1.0% 范围内对冻胶热稳定性影响较小。

(2) PAM 水解度和分子量的影响

1) 水解度的影响 PAM 水解度对调剖剂的冻胶热稳定性影响不明显。只有在 PAM 浓度较低时，适当增加 PAM 的水解度能延长冻胶热稳定时间。如 PAM 浓度为 0.2% (质量) 时，水解度为 20% 的试样 70℃ 下稳定 94 天，而非水解的试样 70℃ 下只能稳定 66 天。通过反复多次试验，认为水解度最好在 5~15% 之间。

2) 分子量的影响 PAM 分子量对成冻时间、冻胶强度及冻胶的热稳定性影响较大。PAM 平均分子量在 100 万到 1000

万之间随着 PAM 平均分子量的增高调剂剂的性能变好。但 PAM 分子量太高时，生产和溶胀都较困难。综上所述，一般 PAM 分子量最好在 400~600 万之间。

(3) 乌洛托品浓度的影响

1) 对成冻时间的影响 当乌洛托品浓度在 0.06% (质量) 以下时对成冻时间影响较大。低于 0.04% (质量) 时，成冻时间随着乌洛托品浓度的增加而缓慢变短。当乌洛托品浓度大于 0.4% (质量) 时，成冻时间基本不随乌洛托品浓度增加而变化。

2) 对冻胶强度的影响 乌洛托品浓度在 0.04~0.1% (质量) 范围内，调剂剂相对强度近似与乌洛托品浓度成正比。当乌洛托品浓度大于 0.12% (质量) 时，相对强度变化不大。

3) 对冻胶稳定性的影响 当乌洛托品浓度较低时，其浓度与热稳定时间成正比。当浓度超过 0.2% (质量) 时，继续增加乌洛托品浓度对热稳定时间影响不大。

(4) 间苯二酚浓度的影响

1) 对成冻时间的影响 当间苯二酚浓度低于 0.01% (质量) 时，浓度对成冻时间影响较大。而间苯二酚浓度在 0.01~0.04% (质量) 时，成冻时间随间苯二酚浓度的增加而缩短。当间苯二酚浓度高于 0.04% (质量) 时，浓度对成冻时间影响不大。

2) 对冻胶强度的影响 间苯二酚浓度对调剂剂冻胶强度的影响较大，两者近似正比关系。

3) 对冻胶热稳定性的影响 间苯二酚浓度对冻胶热稳定性影响很大 (特别是浓度较低时)。冻胶热稳定性随间苯二酚浓度的增加而迅速增加。

(5) pH 值的影响

从试验中得知 HR-PAM 调剂剂成冻的 pH 值范围是 1.45~7.5。pH 值低于 1.45，成冻为白色块状，极易析水；pH 值高于 7.5，上述配方不成冻；当 pH 值在 1.45~7.5 时，随着 pH 值的升高成冻时间变短。pH 值一般应控制在 2~5 之间。

(6) 水质的影响

矿化度在 5000mg/L 以下的水质不影响冻胶的长期热稳定性。

6. 施工工艺

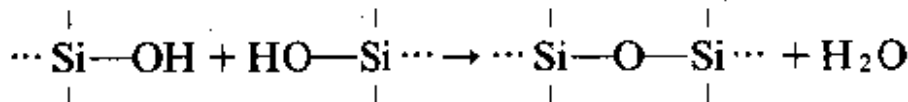
(1) 先将 PAM 配制成水溶液，然后加入间苯二酚和乌洛托品，根据处理量和施工时间用 HCl 调节合适的 pH 值，以控制成胶时间。

(2) 本方法可用于大剂量处理。调剖剂可在配液站统一配制。胜利油田施工时，用四台 3W6B-4 型高压柱塞泵将堵剂泵送到配水间，然后再分配到施工井上。

(六) 聚丙烯酰胺-硅土调剖技术

1. 作用原理

膨润土（或红土）以悬浮状分散在溶液中，其表面积很大。聚丙烯酰胺分子链上的极性基团易与粘土颗粒表面发生吸附作用，随着聚丙烯酰胺浓度的增加，其吸附量也随之增加，并形成一种稳定的凝聚体。在体系中引入水玻璃组分，在适当的 pH 环境中水玻璃发生缩合作用，生成网状结构的硅-氧长链



这种网状结构可与 PAM 分子链上的极性基团起作用，生成一种稳定的有很高强度的混合凝胶，对孔道及裂缝有很强的堵塞作用。

2. 基本配方

红土泥浆：混合液 = 2.5 : 1

其中红土泥浆为 100mL 水中含 65g 红土；混合液由水解聚丙烯酰胺与水玻璃组成，其配比为

0.5% 水解聚丙烯酰胺溶液：水玻璃 = 3 : 1

3. 原材料技术指标

(1) 水解聚丙烯酰胺 (HPAM)

分子量	300~400 万
水解度	30%
状态	粉状颗粒
颜色	白色
包装	袋装

(2) 水玻璃

模数	2.5~3.6
相对密度	1.3~1.5
状态	液体
颜色	淡灰色
包装	桶装

(3) 红土

状态	粉状颗粒
颜色	土红色
典型样品	克拉玛依蚊子沟红土

(4) 红土泥浆

相对密度	1.32
含量	65g/100mL 水
粘度	马氏漏斗粘度计 30~40s

(5) 混合液 粘度不随温度变化而变化, 在 0~50℃ 时粘度为 0.005~0.01Pa·s。

4. 主要技术性能

红土泥浆与混合液混合后, 针入度渐减, 凝胶强度渐增, 8 小时针入度为零。岩心试验结果渗透率降低达 99.91% 以上, 突破压力为 0.1~0.16MPa/cm。红土泥浆与混合液混合后粘度较小, 可以满足施工要求, 可泵时间为 2 小时。本配方还具有凝胶遇到破坏后再次成胶的能力。

5. 配制方法

(1) 红土泥浆的配制 按 65g/100mL 水的比例配制所需的体积数, 搅拌均匀。浸泡 24 小时并经多次循环搅拌后测其相对

密度和粘度，合格即可。

(2) 混合液的配制 先将 HPAM 干粉溶于一定量的工业酒精中，然后加入一定量的水充分搅拌溶解，稀释至所需体积的量，溶解时间为 2 天。按配方要求将 HPAM 溶液和水玻璃按 3:1 体积比混合均匀即可。

6. 施工步骤

- (1) 按比例配制好所需的红土泥浆和混合液；
- (2) 按挤入工艺流程连接好管线，并试压合格；
- (3) 根据该井破裂压力确定其最高泵压，并按 2.5:1 比例在管线中混合后挤入地层；
- (4) 用清水顶替，其量为环形空间体积的 1.5~2 倍；
- (5) 关井 48 小时后开井恢复注水。

(七) 聚丙烯酰胺-柠檬酸铝调剖技术

1. 作用原理

该技术是通过在油层岩石颗粒表面形成聚合物吸附层，逐步降低其孔隙尺寸及高渗透层的渗透率。先注入粘度与水相近，对地层岩石表面吸附量大的聚合物，使其在高渗透层岩石表面形成吸附层，然后相继注入柠檬酸铝溶液和第二种聚合物溶液。注入地层中的柠檬酸铝溶液由于柠檬酸根与 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Fe^{3+} 、 Fe^{2+} 和 H^+ 等离子子的作用，形成络合物释放出 Al^{3+} 离子，通过 Al^{3+} 与聚合物交联作用，使注入的第一种聚合物与第二种聚合物交联，使在岩石表面上形成吸附层。连续交替注入聚合物和柠檬酸铝，可以增加吸附层的厚度，大大降低被处理层段的渗透率，如图 3—7 所示。反应时间可以通过调整柠檬酸铝的浓度和用量来控制。

2. 基本配方

根据注水井吸水剖面、指示曲线、压降试验和室内试验结果等资料，计算并确定聚合物溶液及交联剂的浓度和用量以及段塞大小及隔离液的用量等。配方浓度和注入步骤一般为：

第一聚合物溶液 1000~1600ppm

隔离液（水）

交联剂柠檬酸铝 500~1000ppm

隔离液（水）

第二聚合物溶液

多段塞可重复上述步骤。

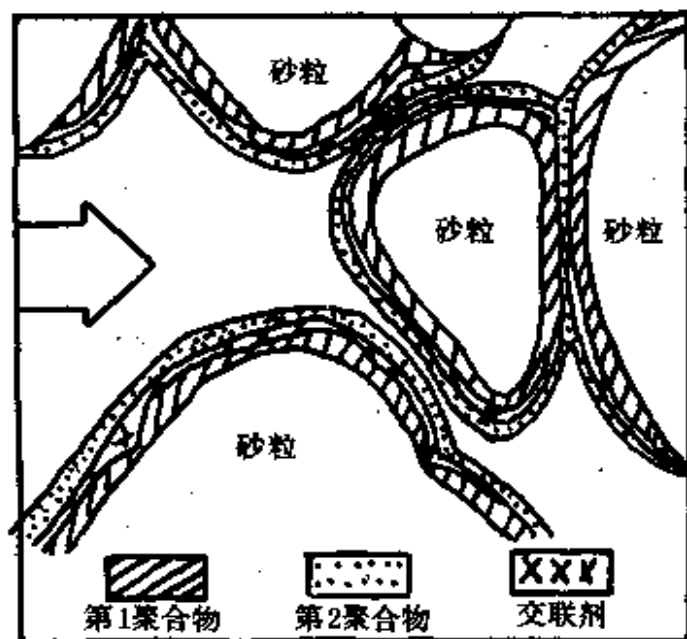


图 3—7 聚丙烯酰胺-柠檬酸铝调剖作用示意图

3.室内试验内容及其方法

室内试验主要是测定岩心对聚合物的吸附量和残余阻力系数，确定试验所用的各组分浓度。

(1) 聚合物吸附量测定

采用流动吸附试验方法测定聚合物吸附量。为了使模型上测定的吸附量能较好地代表注水井井底附近地层的吸附量，采用试验井的地层砂作模型，并在水驱残余油饱和度条件下进行吸附量测定。测定分七步进行：1) 首先注水 3pv (pv 为试验岩心的孔隙体积)；2) 注浓度为 1000ppm 的第一种聚合物 8pv；3) 注隔离液水 3pv；4) 注浓度为 300ppm 交联剂柠檬酸铝溶液 5pv；

5) 注隔离液水 1pv; 6) 注浓度为 1000ppm 的第二种聚合物 8pv; 7) 恢复注水 5pv 后结束试验。

(2) 残余阻力系数测定

残余阻力系数 RRF 的大小反映了聚合物对高渗透层段的堵塞程度。可由下式求得

$$RRF = \frac{\lambda_{wb}}{\lambda_{wa}} = \frac{K_{wb}}{K_{wa}} \quad (3-2)$$

式中 λ_{wa} ——注聚合物后的流度;
 λ_{wb} ——注聚合物前的流度;
 K_{wa} ——注聚合物后的渗透率;
 K_{wb} ——注聚合物前的渗透率。

(3) 剪切安定性试验

在注聚合物过程中, 搅拌混调、泵送、流经阀门及射孔孔眼等都会引起剪切降解, 使体系的粘度变小, 结果降低了驱油效果。

本测定方法是将浓度为 1000ppm 的三种聚合物水溶液在四种不同剪切速度下通过岩心, 测定剪切前后的筛网系数和粘度加以比较。剪切安定性用保留率表示。保留率是指剪切后粘度 (或筛网系数) 与剪切前粘度 (或筛网系数) 的比值。

(4) 筛网系数的测定

用岩心测定聚物流经多孔介质时的粘度周期长, 成本高, 因此在初评时采用筛网粘度计测定筛网系数, 既省时又方便。用筛网系数 SF 来描述聚合物的注入性能

$$SF = \frac{t_p}{t_w} \quad (3-3)$$

式中 t_p ——聚合物水溶液流经筛网粘度计的时间;
 t_w ——注入水流经筛网粘度计的时间。

在相同条件下，筛网系数小说明聚合物溶解性能好，水不溶物少，注入性能好。

4. 用量计算

对吸附型双液法多段塞调剖方法的用量计算，应根据室内试验提供的聚合物在岩心上的吸附量、交联配比、交替处理次数和矿场注入示踪剂资料等综合数据，来计算聚合物和交联剂的合理用量。计算方法如下：

(1) 聚合物用量计算

$$W_p = \frac{W_{AD} \cdot Q_w \cdot B \cdot T \cdot N}{S_w \cdot M \cdot C_p} \quad (3-4)$$

式中 W_p ——聚合物用量，kg；

W_{AD} ——聚合物在岩石表面上的吸附量， kg/m^3 ；

Q_w ——注示踪剂时的日注水量， m^3/d ；

B ——处理层段相对吸水量百分数，%；

T ——示踪剂突破时间（平均值），d；

S_w ——油层目前含水饱和度，%；

M ——油层孔隙度，%；

C_p ——聚合物商品浓度，%；

N ——交替处理次数。

如以某试验井为例，已知 $W_{AD}=0.1104\text{kg}/\text{m}^3$ ， $Q_w=250\text{m}^3/\text{d}$ ， $B=80\%$ ， $T=20\text{d}$ ， $S_w=72\%$ ， $M=29\%$ ， $C_p=50\%$ ， $N=3$ ，代入式 (3-4) 可得 $W_p=12689.6\text{kg}$ 。

(2) 柠檬酸铝用量计算

根据柠檬酸铝溶液中铝离子与聚合物中的羧基的理论交联比 (1:3)，求出聚合物和柠檬酸铝溶液的用量比例关系。

形成一个交联分子团所需聚合物用量

$$W_p = \frac{M_a \cdot N_p}{D \cdot C_p} \quad (3-5)$$

式中 W_p ——形成一个交联分子团所需聚合物的用量;
 M_a ——聚合物中丙烯酸钠的分子量, $M_a=94$;
 D ——聚合物的水解度, %;
 N_p ——交联比中聚合物的份数, $N_p=3$;
 C_p ——聚合物的商品浓度, %。

形成一个交联分子团所需柠檬酸铝溶液用量

$$W_{AL} = \frac{M_{AL} \cdot N_{AL}}{C_{AL}} \quad (3-6)$$

式中 W_{AL} ——柠檬酸铝溶液用量;
 M_{AL} ——铝的原子量, $M_{AL}=27$;
 C_{AL} ——柠檬酸铝溶液中铝离子浓度, %
 N_{AL} ——交联比中铝离子份数, $N_{AL}=1$ 。

由于已知 $M_a=94$, $D=12\%$, $N_p=3$, $C_p=50\%$,
 $M_{AL}=27$, $N_{AL}=1$, $C_{AL}=3\%$, 代入公式 (3-4) 和 (3-5),
 可得出 $W_{AL}:W_{Ap}=1:5$ 。

考虑到柠檬酸铝在地层中的损耗, 实际用量比定为 1:1。

5. 施工工序

现场施工分为以下八道工序:

- (1) 调剖施工前进行注示踪剂、脉冲试井及分层测试;
- (2) 注水井下封隔器, 将处理层段卡开;
- (3) 注调剖剂溶液, 注入压力由启动压力开始, 最高不得超过油层破裂压力的 80%。
- (4) 保持日注入量不变, 注入调剖剂浓度由低逐渐增高 (依据压力变化而定);
- (5) 交替注入周期 2~3 次;
- (6) 关井 2 天;
- (7) 开井注水, 保持处理前的注水工作制度;

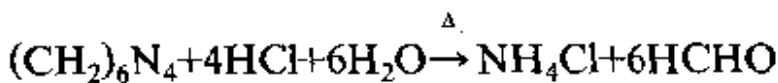
(8) 起出封隔器，正常注水并观察效果。

(八) PIA-601 调剖技术

1. 化学反应原理

该调剖剂由聚丙烯酰胺 (PAM)、苯酚、六亚甲基四胺 (乌洛托品) 三种原料组成。

六亚甲基四胺受热缓慢释放出甲醛，甲醛再与 PAM 和苯酚缩合，主要反应如下。

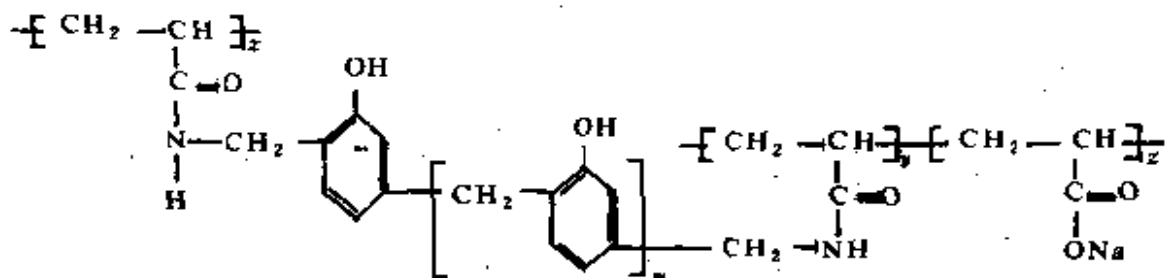


六亚甲基四胺

甲醛

由 PAM、苯酚、六亚甲基四胺为原料制备的 PIA-601 调剖剂是以 PAM-酚醛树脂为主要成分的复合凝胶体，此外还有部分酚醛树脂、甲撑基聚丙烯酰胺凝胶。

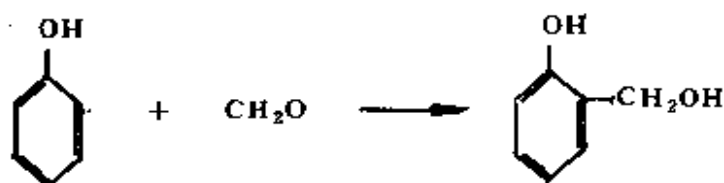
PAM-酚醛树脂凝胶：



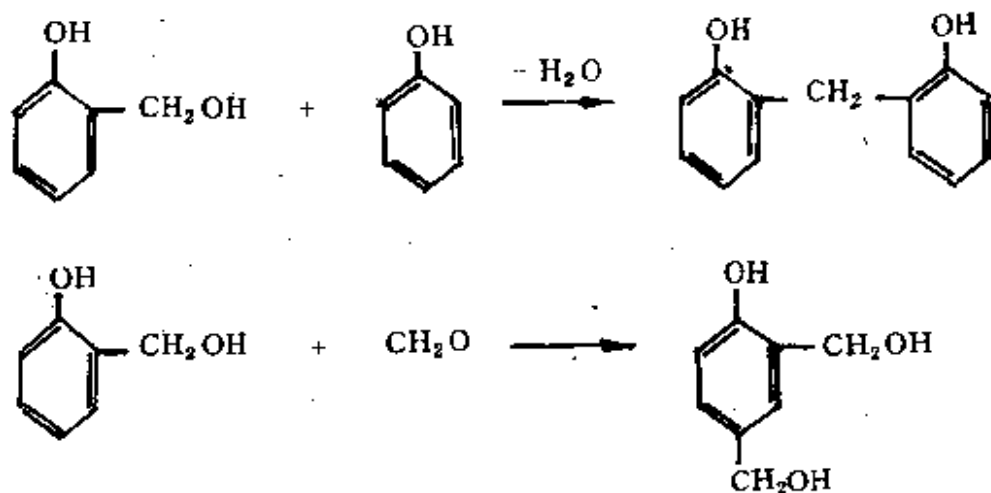
酚醛树脂凝胶：

酚与醛的缩合反应受 pH 值、温度、固化剂和配比的影响，使反应及其生成物相当复杂。当甲醛水溶液与苯酚混合物，其反应进行得十分缓慢，只有当体系中加入酸性催化剂 (pH < 3) 或碱性催化剂 (pH > 7) 时，反应才能迅速进行。在中性或弱酸性介质 (pH = 4~7) 中，需要加热才能进行反应。

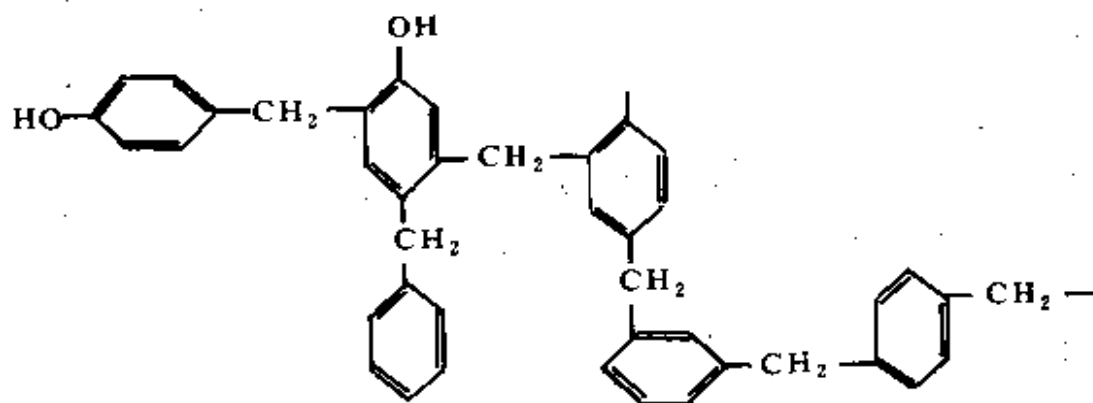
苯酚与甲醛按下式进行缩合反应，生成羟甲基苯酚



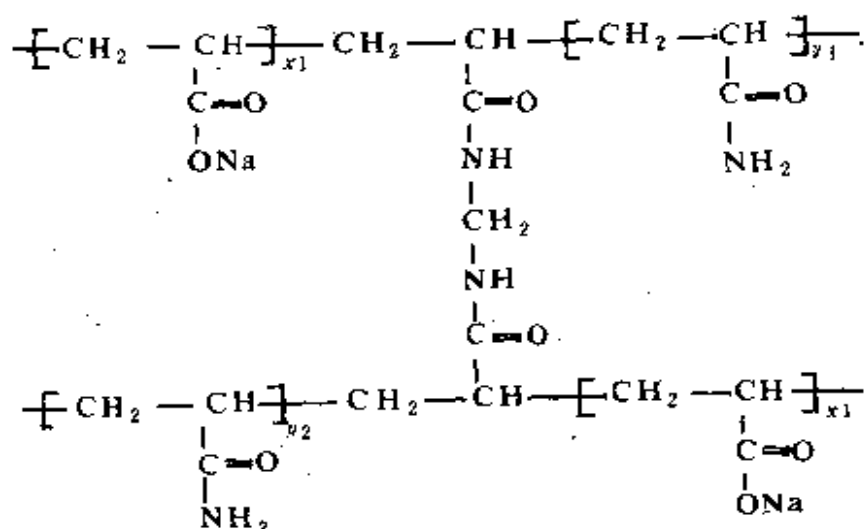
由于反应体系中酚、醛、羟甲酚三者共存，进而发生加成缩合反应



反应混合物邻位或对位上的各种异构体混合物，仍可继续发生反应，得到高分子量的酚醛树脂



甲撑基聚丙烯酰胺:



PIA-601 是上述几种凝胶的复合物, 强度较高。

凝胶的网状结构中导入芳香环, 提高了热稳定性。甲醛是由六亚甲基四胺受热后缓慢释放出来的, 因而延长了体系中缩合交联反应的时间, 以利于进行大剂量深部处理。

2. 基本配方

聚丙烯酰胺	0.5~0.9%
苯酚	0.05~0.3%
六亚甲基四胺	0.1~0.6%

3. 原材料技术性能

聚丙烯酰胺	工业品, 白色固体粉末, 分子量 300~600 万, 水 解度 5~30%
苯酚	工业品
六亚甲基四胺	工业品

4. 调剖剂的主要性能

(1) 成胶时间 调剖剂在室温下凝胶化速度缓慢, 初始粘度为 30mPa·s, 在 25℃ 下放置 5 天粘度为 44mPa·s, 便于配制、贮存和泵送, 利于大剂量处理。在 70℃ 时调剖剂的粘度随时间变化如表 3-1 所示。

表 3—1 调剖剂在 70℃ 下的成胶变化

时间 h	24	52	59	62	64	66	75	78	99	144
粘度 mPa·s	29	34	57	1.0×10^4	2.0×10^4	2.2×10^4	2.5×10^4	3.9×10^4	4.6×10^4	5.1×10^4

由表 3—1 可见，在地层温度下随着时间的延长，凝胶化加快，粘度不断增高，三天后逐渐达到所要求的粘度。

(2) 热稳定性 在 70℃ 下经两个月观察，凝胶粘度基本不变，说明该调剖剂热稳定性好。

(3) 堵水效果 岩心试验结果表明，经调剖剂处理后，岩心水相渗透率降低 99% 以上。

5. 施工工艺

(1) 下施工管柱或不动管柱施工，可分层堵或笼统堵；

(2) 注入段塞为锥形，即先低浓度后高浓度（PAM 浓度 0.35~0.70%）；

(3) 处理前应先注 2~5m³ 清水，清洗井筒或近井地带；

(4) 注入量 300~800m³，排量 0.2~0.5m³/min，泵压升值 1.0~3.0MPa；

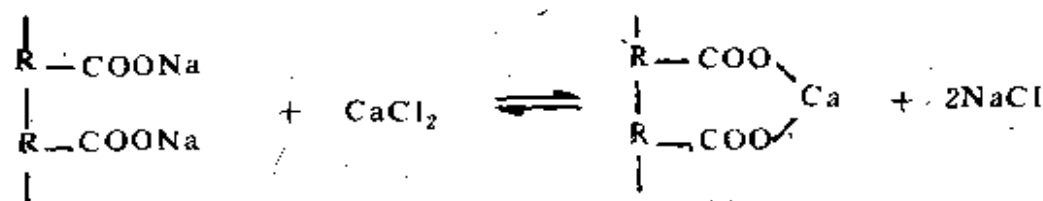
(5) 顶替清水 10~20m³；

(6) 关井 3 天。

(九) 聚丙烯腈—氯化钙调剖技术

1. 化学反应原理

当聚丙烯腈（HPAN）溶液中加入 CaCl₂ 时，该聚合物的羧基部分会产生下述反应



在试验条件下，反应产物是一种性能稳定的棉絮团状沉淀物。这种沉淀物有很好的韧性，能封堵地层孔隙通道，阻止水的流动。因高渗透层孔隙度大，进入孔道的封堵液多，所形成的堵塞物也多，因此对高渗透层具有选择性调剖作用。

2. 基本配方

甲液 (HPAN 溶液) 6.5~8.5%

乙液 (CaCl_2 溶液) 20~30%

甲液 : 乙液 = 1 : 1 (体积比)

隔离液为原油 (冬季施工加入 20% 左右柴油)。所用 HPAN 溶液为聚丙烯腈废丝加碱水解而得。

3. 主要性能

(1) 调剖剂沉淀物不淡化 为了测试其淡化情况，取 8.7% 的 HPAN 65mL 与 30% 的 CaCl_2 55mL 反应，经测定沉淀物及其网络的水中共有钙离子 3235mg。将全部沉淀物置于三角瓶中捣碎，加入蒸馏水，在 90℃ 水浴中恒温浸泡，每隔一段时间用蒸馏水更换 1 次，并测定换出水中钙离子含量，结果列于表 3—2。

表 3—2 沉淀物在蒸馏水中析出 Ca^{2+} 数据

浸泡时间, d	1	3	7	15	22	30	95
析出量, mg	423	556	618.5	663.5	698.5	714.5	754.4
剩余率, %	86.9	82.8	80.9	79.5	78.4	77.9	76.7

从表 3—2 可见，浸泡 95 天后析出的钙离子仅占 23.3%，而这部分 Ca^{2+} 主要来自沉淀物所网络的水中。观察表明，沉淀物既未变软溶解，也未淡化。●

●此结果与国外文献报导不相符。

(2) 产生沉淀的几率大 测定沉淀率的方法是将 CaCl_2 溶液倒入 HPAN 溶液中。边倒入边搅拌，直至完全生成白色棉絮状沉淀物为止。测反应生成的水量，按下式计算沉淀率

$$\text{沉淀率} = \frac{V_1 + V_2 - V_3}{V_1 + V_2} \times 100\% \quad (3-7)$$

式中 V_1 ——HPAN 溶液用量，mL；

V_2 —— CaCl_2 溶液用量，mL；

V_3 ——反应后生成的水量，mL。

试验表明，当 HPAN 浓度在 6% 以上， CaCl_2 溶液浓度在 10% 以上时，反应所生成的沉淀物为 50~93%。可根据地层要求的堵塞程度，选择合适的浓度范围及二者的体积比。

(3) 沉淀反应不受施工条件影响

- 1) 在高含盐情况下能正常反应，不影响沉淀物的生成；
- 2) 铁离子含量不影响沉淀率；
- 3) 剪切不影响沉淀率；
- 4) 不同温度不影响沉淀率；
- 5) 长期放置不影响沉淀率。

(4) 沉淀物可被酸溶解 试验表明，沉淀物可被酸溶解。将 10g 沉淀物置于 15mL 16% 的 HCl 中，在 75℃ 温度下 5 分钟完全溶解，在常温下 15 分钟也可基本溶解。由此可见，现场处理时若有误堵可用盐酸解除。

4. 配制方法

HPAN 溶液的配制只需将水解过的浓溶液稀释至所需要的浓度即可； CaCl_2 溶液按所需浓度溶解配制。配制好的溶液使用时应过滤，若无过滤条件应提前 3~5 天配制，沉淀后取上部清液使用。

5. 施工工艺

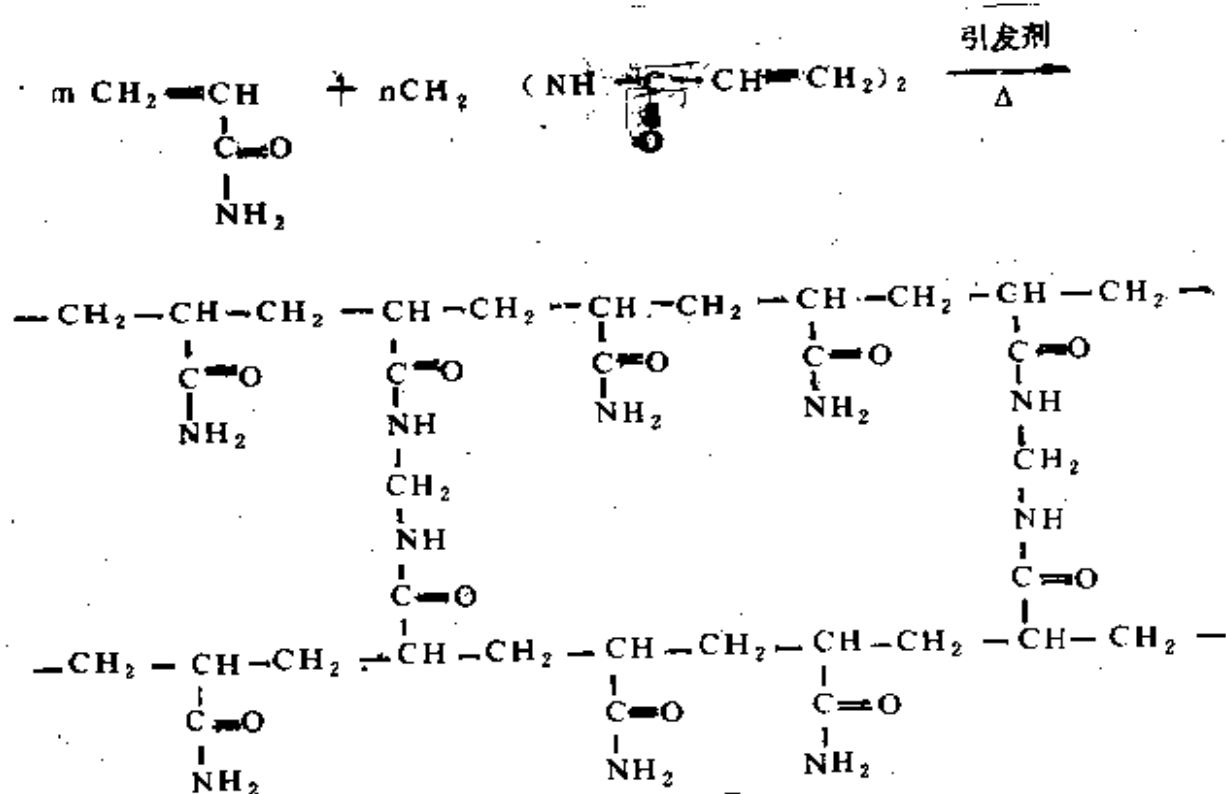
注入处理液按 CaCl_2 —隔离液—HPAN 顺序进行。实际使用时，可按上述顺序挤入两个或两个以上循环。

施工时可使用光油管，也可使用封隔器分层处理。

(十) TP-910 调剖技术

1. 作用机理

(1) 化学反应机理 丙烯酰胺 (AM) 分子中有共轭体系结构。由于羰基吸电子能力强，使 C=C 键上的电子云密度降低，因此很容易在 C=C 键上进行自由基型和离子型的连锁加聚反应。在交联剂存在时，聚合和交联反应同时进行，生成网状结构的高粘聚合物



(2) 调剖机理

1) 分流作用 单体在地层内发生聚合和交联反应，生成高粘聚合物，封堵高渗透吸水层。再注水时，水流方向将发生改变，流向受聚合物影响小或未受影响的中低渗透层，使原来吸水指数低或水驱未波及的渗透层受到水驱作用，从而增加了体积波及系数，并提高了注入水的有效利用率。

2) 改善流度比 根据处理层渗透率等因素的不同，采用不

同浓度和交联度的聚合物。在注水过程中注入水将沿着聚合物的边缘流动，并在聚合物处理区产生指进，使得与水相接触的聚合物边缘逐渐溶胀、溶解，增加了水的粘度，改变了流度比，提高了面积扫油效率，同时扩大了处理后的影响半径。

2.基本配方

现场应用的基本配方为在 100mL 水溶液中含有

丙烯酰胺	3.5~5g
过硫酸钾(铵、钠)	0.008~0.02g
N,N-甲撑基双丙烯酰胺	0.015~0.03g
缓聚剂	0~40ppm
缓冲剂	0~0.6g

其它添加剂根据具体情况酌定。

3.主要组分及质量要求

(1) 单体 AM，工业品，是调剖剂的主要成分，为白色晶体粉末，活性 AM 含量 95% 左右。也可以使用 AM 单体水溶液。

(2) 引发剂 过硫酸盐(钾、钠、铵)，化学试剂或工业品，为白色晶体粉末，用于引发聚合反应，是调剖剂中不可缺少的成分。高温情况下也可使用有机引发剂。

(3) 交联剂 N, N-甲撑基双丙烯酰胺，工业品，为白色粉末。其作用是增加聚合物的强度并降低溶解度，处理高渗透地层时必须使用。

(4) 缓聚剂 铁氰化钾，桔红色晶体。用于延长聚合反应的诱导期，处理高温地层时使用。

(5) 配制用水 新鲜淡水，用于溶解单体及添加剂。

4.主要性能

(1) 本调剖剂为清澈透明水溶液，相对密度 $d_4^{20} = 1.006$ ，地面粘度 $\mu_{20} = 1.04\text{mPa} \cdot \text{s}$ ，聚合反应后粘度随单体浓度和交联度而异，可在几万至 200 万毫帕秒范围内控制调整。

(2) 可泵时间与单体浓度、反应温度、引发剂的种类及用

量、反应速度控制剂（缓聚剂）的浓度和用量等因素有关，一般可在 1~15 小时内控制使用。

(3) 调剖剂与水有良好的配伍性。一般地面水、矿化度较低的地层水、回注水均可使用。矿化度较高的地层水可使反应速度减缓，但对成胶后的强度无明显影响，使用时调整引发剂用量即可。

(4) 调剖剂在较大的 pH 值范围内均可反应成胶，但最佳的 pH 值范围是中性至弱碱性，此范围内反应缓和稳定，可抑制某些干扰元素的氧化作用。若环境的 pH 值不稳定，可用适当的缓冲剂调节。

(5) 本调剖剂属于低交联度冻胶体，有很强的吸水膨胀性，其体积膨胀倍数和速度与交联度有关，可以控制，因而能形成较大的影响半径，增强调剖效果和驱油能力。

(6) 岩心试验结果表明，调剖剂的阻力系数小（1.2~2.1），便于注入；残余阻力系数大（37~557），调剖效果好；突破压力为 0.37~0.44MPa/cm，堵塞强度高。

5. 主要特点和使用范围

(1) 主要特点

1) 聚合反应在地下进行，消除了聚合物粘度大、易降解等弱点，也简化了地面合成工艺；

2) 调剖剂粘度与水相近，能象注入水一样优先进入高吸水层段或裂缝，具有良好的选择性调剖作用；

3) 同时兼有纵向调整吸水剖面和横向提高驱油效果的双重功效；

4) 调剖剂强度和可泵时间可控；

5) 用量少，有效期长。

(2) 应用范围 适用于 30~90℃ 砂岩地层和灰岩地层注水井调整吸水剖面和生产井堵水。

6. 配制方法及施工工艺

(1) 配制时先将单体、交联剂及其它添加剂按比例溶于新鲜

干净水中，最后加入引发剂，搅均匀后即可泵入地层。

(2) 由于调剖剂粘度低，注入容易，注入压力应低于或接近于正常注水压力，可使用光油管，也可采用卡封管柱施工。用清水将调剖剂顶入地层后关井候凝 2~3 天，开井后按原注水方式恢复注水。

应注意丙烯酰胺单体为有毒化学品，施工配制时要注意安全，严防进入体内。

(十一) 黄胞胶调剖技术

1. 结构及作用机理

黄胞胶 (Xanthan gum 简写 Xc) 亦称黄单胞菌胶，是淀粉或蔗糖经野油菜黄单胞菌 (*Xanthomonas Campestris*) 发酵产生的一种多糖物质。由于黄单胞菌胶分子易溶于水，且有良好的增粘性、假塑性、乳化稳定性、耐酸碱、抗盐钙，与槐豆胶、瓜胶相互作用成胶有明显的增效性，与多种物质在同一溶液体系中有良好的兼容性，所以其用途十分广泛。

黄胞胶是由 D-葡萄糖、D-甘露糖、D-葡萄糖醛酸、乙酰基、丙酮酸等组成的“五糖重复单位”聚合而成的生物聚合物，其结构如图 3—8 所示。黄胞胶分子中的羧基与多价金属离子如 Cr^{3+} 、 Al^{3+} 等结合而形成黄胞菌冻胶 (Xanthan Gels)。如图 3—9 所示，这种结合是一种弱结合方式，所形成的冻胶在受到剪切作用时可变稀，但仍保持它的假塑性，当剪切力消除时，又能恢复到原来的交联强度。这一特点使其在调剖应用中具有许多优点。

2. 基本配方

配方一

黄胞胶	0.25~0.35%
三氯化铬	0.01~0.02%
甲醛溶液	0.1~0.2%
pH 值	6~7

配方二

黄胞胶	0.25~0.35%
甲醛溶液	0.1~0.2%
重铬酸钾 (钠)	0.015~0.018%
亚硫酸钠	0.014~0.020%
保护剂	酌情加入
pH 值	3~5

3. 原材料技术指标

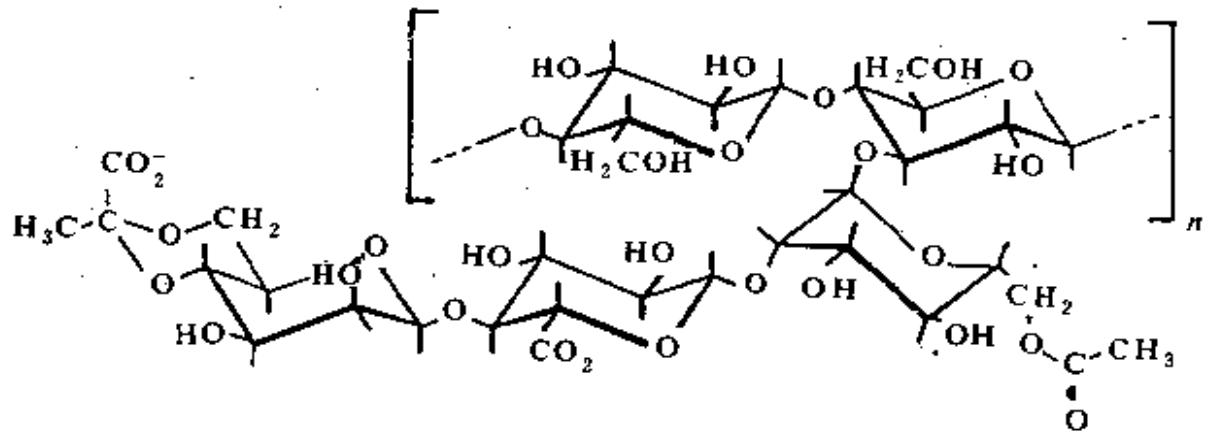


图 3—8 黄胞胶“五糖重复单位”结构

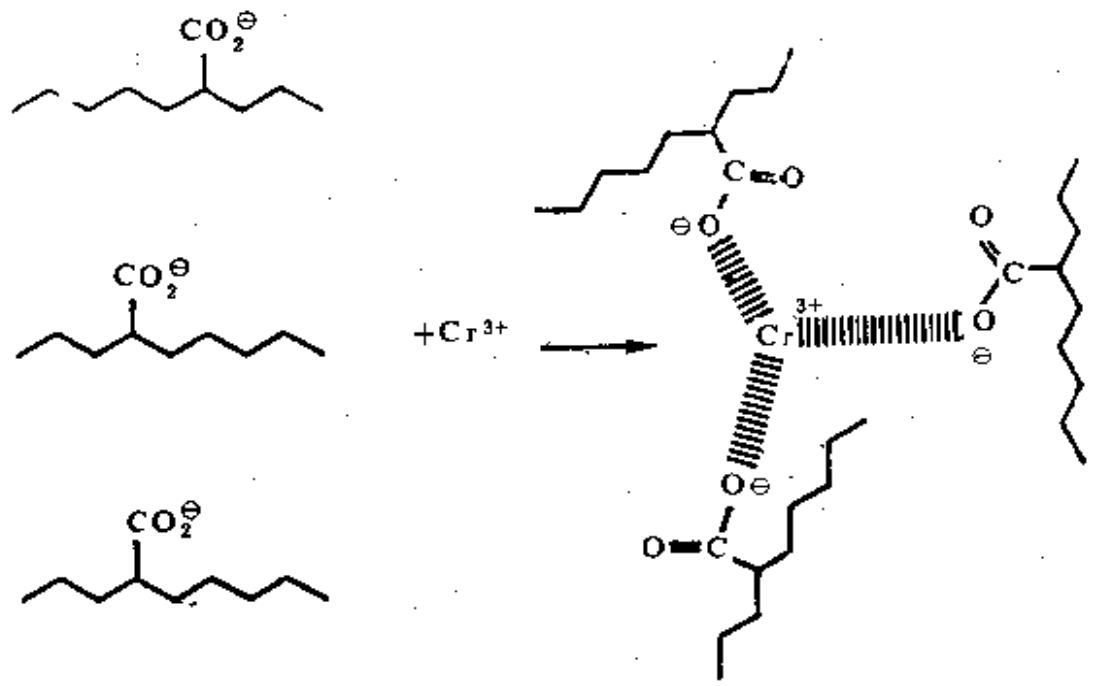


图 3—9 冻胶的形成过程

黄胞胶 工业品，土黄色粉末或发酵液，分子量 250~2500 万；

三氯化铬 试剂或工业品，白色晶体；

重铬酸钾（钠） 工业品，桔红色晶体颗粒；

亚硫酸钠 工业品，白色晶体颗粒；

甲醛 工业品，液体水溶液。

4. Xc / Cr³⁺ 冻胶特性

(1) 可一次混合无注入风险 由于 Xc / Cr³⁺ 冻胶具有假塑性，因而配制时可将各种成分在地面一次混合，即使在地面粘度变稠或形成冻胶，仍具有可泵性。假如在注入系统出现故障也不用担心会堵塞管道和井筒，可保证施工安全。

(2) 冻胶具有剪切稳定性 由于 Xc / Cr³⁺ 是一种弱结合冻胶，剪切只是使其结构变得松弛而不致断链降解，因此，一旦剪切力消失，冻胶仍能恢复到原来的粘度。

(3) 选择性注入 研究表明，预先制成假塑性的冻胶比牛顿流体对高渗透层更具有选择性。

(4) 可逆性 由于黄胞胶的滞留量特别低，因而不会永远改变地层渗透性。一旦冻胶失效，地层渗透率能得到恢复。

(5) 使用温度 Xc / Cr³⁺ 的使用温度为 30~70℃

(6) 原材料的安全性 黄胞胶属无毒品；二价铬虽属有毒物质，但毒性较低；重铬酸钾（钠）是毒害品，强氧化剂，作用时应注意安全。

5. 配制方法

配制时在搅拌下加入 Xc 粉末，充分搅拌均匀，防止“鱼眼”存在，然后加入各种添加剂，循环均匀即可注入。可以配制好过夜使用，也可在无“鱼眼”存在的情况下配制好后立即使用。

6. 施工工艺

(1) 施工可以使用光油管，也可使用封隔器隔开低渗透层施工；

(2) 施工时用注入泵或水泥车，压力控制与正常注水相近连续注入。在使用封隔器情况下可以提高压力注入，但最高压力不

得超过地层破裂压力的 85%；

(3) 顶替液为清水，其数量比油管容积与地面管线容积之和多 $1\sim 2\text{m}^3$ 即可；

(4) 关井 2~3 天后，开井恢复正常注水，并测试观察处理效果。

(十二) 三相泡沫调剖技术

1. 作用机理

三相泡沫调剖是由于稳定的泡沫流体在注水层中叠加的气液阻效应——贾敏效应作用和岩石孔隙中泡沫气泡的膨胀（压降下），使水流在岩石孔隙介质中流动阻力大大增加；同时从液体中析出的氧能改变岩石表面的性质，并在一定的条件下使多孔介质的表面憎水，这些作用均能限制水的窜通。但在含油地带泡沫不起作用。

三相泡沫流体是由水溶液、气体和固体颗粒所组成的一种低密度高粘度的假塑性流体。其中液体是连续相，气体是非连续相，固体膨润土颗粒分散在液体中。由于溶液中的凝胶作用，使液体、气体和固体颗粒形成连续稳定的三相泡沫流体。

2. 基本配方

起泡剂 十二烷基磺酸钠 (ALS) 1~1.5% (有效成分)
或烷基苯磺酸钠 (ABS) 1.5~2.0%

稳定剂 羧甲基纤维素 (CMC) 0.5~1.0%

膨润土 6~8%

其余为水

3. 泡沫特点

泡沫根据起泡液的成分分为二相泡沫和三相泡沫，前者含有表面活性剂（起泡剂）和添加剂，后者除上述成分外还含有固相，如膨润土、粘土、白粉等。三相泡沫的稳定性比二相泡沫高出许多倍，这是因为固相的颗粒能加固小气泡之间的薄膜。泡沫的性能不同于其它液体，它具有弹性，在泡沫系统中液、气两相形成的小气泡具有压缩性。无论是二相泡沫或三相泡沫其稳定性

均靠加入一种稳定添加剂（如 CMC、硅酸钠及非极性溶剂等）来提高。研究泡沫调剖技术，关键问题是提高泡沫的稳定性。

4. 泡沫稳定性的影响

泡沫稳定性的主要影响因素有起泡剂（表面活性剂）的种类、水基溶液的类型、稳定添加剂、泡沫充气程度和压力等。

泡沫稳定性是指一定量的泡沫随时间而自行破灭的快慢。

(1) 稳定剂对泡沫稳定性的影响 以硅酸钠添加增塑剂六偏磷酸钠的混合物作为泡沫的稳定剂，对于不同类型的起泡剂（阴离子表面活性剂）及不同类型的水基溶液（如用氯化钙型水、碳酸钠型水和淡水）的泡沫稳定性进行了试验，结果如表 3—3 所示。

表 3—3 水基泡沫的稳定性

s / mL

表面活性剂 (浓度 3%)	淡水		氯化钙型水				碳酸钠型水							
	碳酸钠+六偏磷酸钠, %													
	5	2+1	5+1	8+1	5	2+1	5+1	8+1	5	2+1	3+1	4+1	5+1	8+1
烷基苯磺酸钠	4.5	5.5	5.5	5.2	4.7	7.1	10.0	5.2	7.6	8.3	12.5	25.0	50.0	50.1
普鲁格勒斯 (Прогресс)	4.0	5.8	4.3	4.2	4.0	4.3	4.5	5.0	6.6	6.6	14.2	25.0	33.3	33.3
梯波尔 (Типол)	4.0	4.5	4.3	3.7	4.0	4.0	4.3	4.5	5.5	7.1	14.3	25.1	33.2	33.3

由表 3—3 可以看出，若用硅酸钠和六偏磷酸钠作为稳定剂，在碳酸钠型水中泡沫稳定性显著增加。

(2) 泡沫质量对泡沫稳定性的影响 泡沫的质量或泡沫的充气程度对泡沫的稳定性具有影响。若泡沫的质量以 R 表示，则

$$R = \frac{\text{气体的体积}}{\text{泡沫总体积}} \quad (3-8)$$

即泡沫总体积中气体体积的含量称为泡沫的质量。泡沫质量

R 的数值范围不同, 从 50~90%, 若 R 值稍低于 50%, 水-气混合物中的气泡在液体中呈现悬浮状态而不是单一体。同时在泡沫气-液界面形成一种热力学不稳定系统, 这种不稳定系统的表面能自然地趋向缩小, 结果将导致泡沫逐渐破灭, 直到两种组分完全分离。据实验结果认为, 泡沫的稳定性随泡沫的质量增加而增大。

(3) 压力对泡沫稳定性的影响 用含有 1% DC-PAC (起泡剂-表面活性剂) 的蒸馏水中形成的泡沫, 在不同压力下其气泡直径、分散度及气泡的稳定性见表 3—4。

表 3—4 不同压力对泡沫的分散度及稳定性的影响

压力 MPa	气泡的直径 d μm	分散度 δ μm^{-1}	泡沫的稳定性 min / cm^3
0.1			6.0
2.5	53.2	0.1127	9.3
3.5	51.47	0.1165	49
4.5	49.16	0.1220	133.3
6.0	44.65	0.1343	333.3

5. 泡沫发生器的结构及工作原理

我国克拉玛依油田所使用的一种泡沫发生器的结构, 如图 3—10 所示。

泡沫发生器长为 600mm, 直径 88.9mm, 质量 16.5kg, 可用于 $100\text{m}^3 / \text{h}$ 以内的气液流量发泡。当气体和液体通过管汇进入滤管时起到了过滤和一级混合作用, 再通过旋流发生片使泡沫流体进行二次高速旋转混合, 这样就形成了较为均匀的泡沫流体

6. 施工工艺

现场施工地面流程示意如图 3—11 所示。

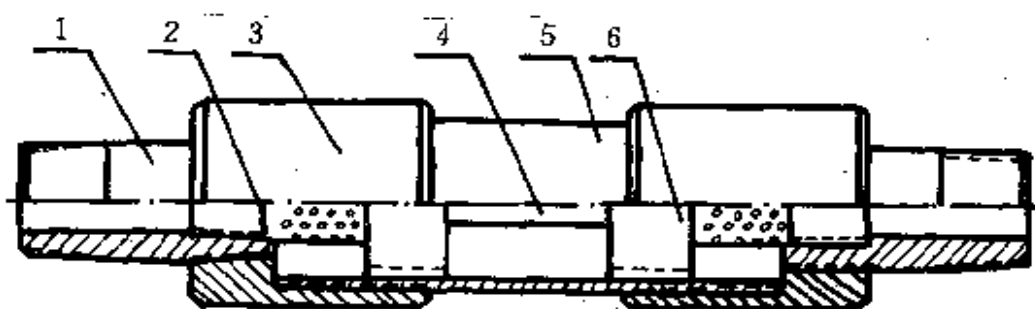


图 3—10 泡沫发生器结构示意图

1—接头；2—滤管；3—接箍；4—支撑杆；5—混合室；6—旋流发生器

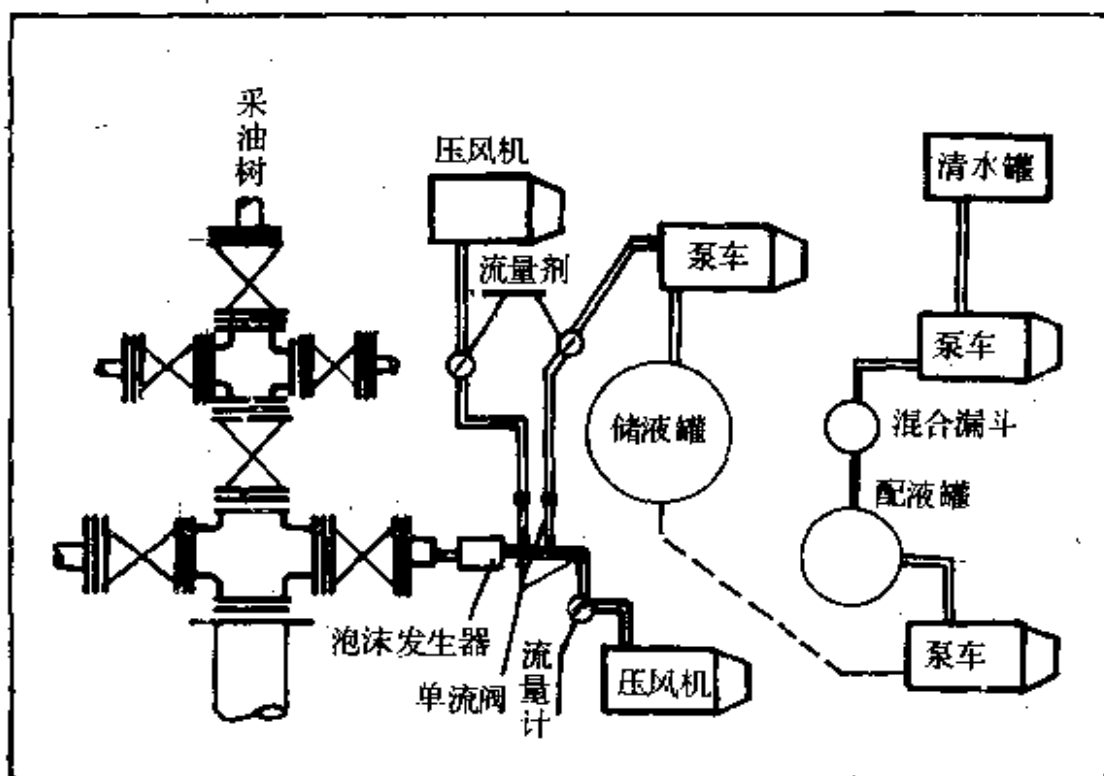


图 3—11 泡沫调剖地面流程示意图

用混合漏斗将三相泡沫溶液配好，泵入储液罐内，并循环均匀。用压风机两部，水泥车 1 部注入泡沫并鼓入空气，压风机一

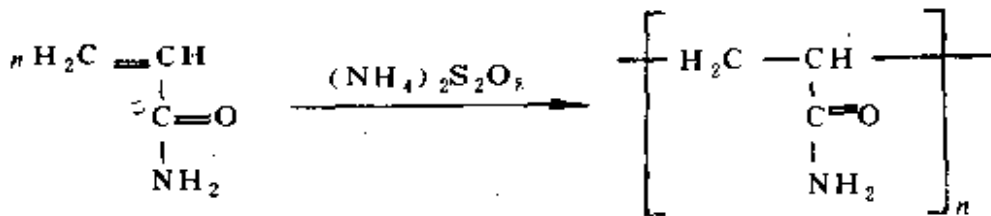
般不需控制排量，但每部车要求达到 $8\text{m}^3/\text{min}$ 以上，使其按施工设计要求达到一定的气液比。泡沫流体的气液比一般控制在 $70\sim 80\%$ 。若在施工中压风机排气量达不到要求，可采用控制水泥车排量的方法来提高气液比。

施工完后，按施工前的注入量立即开井注水。

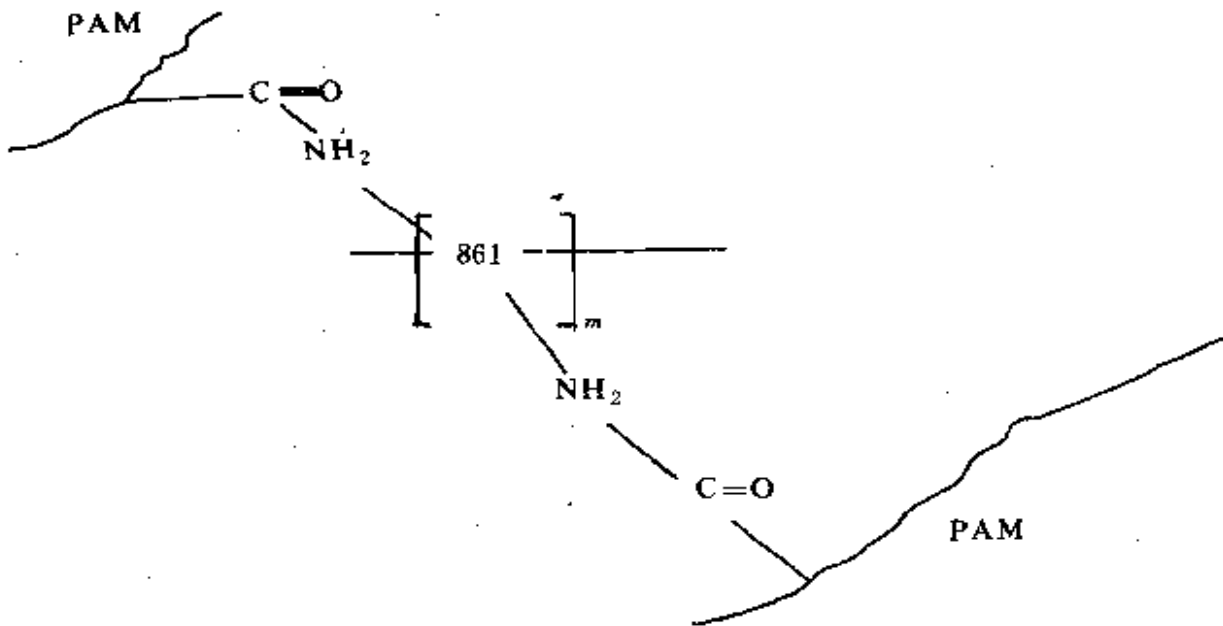
(十三) BD-861 调剖剂

1. 作用原理

(1) 化学反应机理 丙烯酰胺单体在 $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$ 作用下，生成聚丙烯酰胺 (PAM) 高聚物。



交联剂 861 在酸性水溶液中首先与水形成水合络离子，进而与 PAM 生成冻胶，其示意式如下



(2) 调剖机理

1) 调剖剂溶液优先进入注水井高渗透吸水层段或油井高渗透产水层段，生成聚合物冻胶封堵地层孔道；

2) 冻胶吸水体积膨胀，在注水井中可扩大调剖剂的影响半径。

2. 基本配方

溶剂	清水	95%~96%
成胶剂	丙烯酰胺	4~5%
引发剂	过硫酸铵	0.2~0.4%
交联剂	861	0.05~0.1%

3. 原材料技术指标

(1) 丙烯酰胺单体 (AM) 工业品，白色晶体粉末，有效成分 93~95%；

(2) 过硫酸铵 (AP) 工业品，白色晶体粉末；

(3) 化学药品 861 工业品

4. 主要性能及特点

(1) 地面粘度低与水接近，可优先进入高渗透层段；

(2) 地下合成聚合物，不存在机械剪切降解现象；

(3) 冻胶强度大，封堵能力强，热稳定性好，有效期长；

(4) 成胶时间及冻胶强度可在堵剂工艺要求范围内调节；

(5) 配制简单，施工方便，便于推广；

(6) AM 单体为中等毒性，切忌误入口中。

5. 影响堵剂性能的主要因素

(1) pH 值影响 当 pH 值在 2~6 范围内，成胶时间和冻胶强度都比较稳定，因此实际使用时可选择在 3~5 之间。

(2) 温度影响 温度对调剖剂的反应速度影响十分明显。调剖剂在地层中随着温度升高，引发剂产生游离基而诱发 AM 单体发生聚合反应生成冻胶，温度与成胶时间的关系见图 3—12 所

示。

(3) 铁及还原剂影响 该堵剂是采用过氧化物作引发剂，从而诱导 AM 单体进行聚合反应。在体系中无还原物质存在的情况下，引发剂是靠温度上升而产生游离基。溶液中若有还原剂存在（如 Fe^{2+} ）时，将发生下述反应



从而使产生游离基的速度大大加快，致使聚合速度加快，成胶时间缩短而不利于施工。

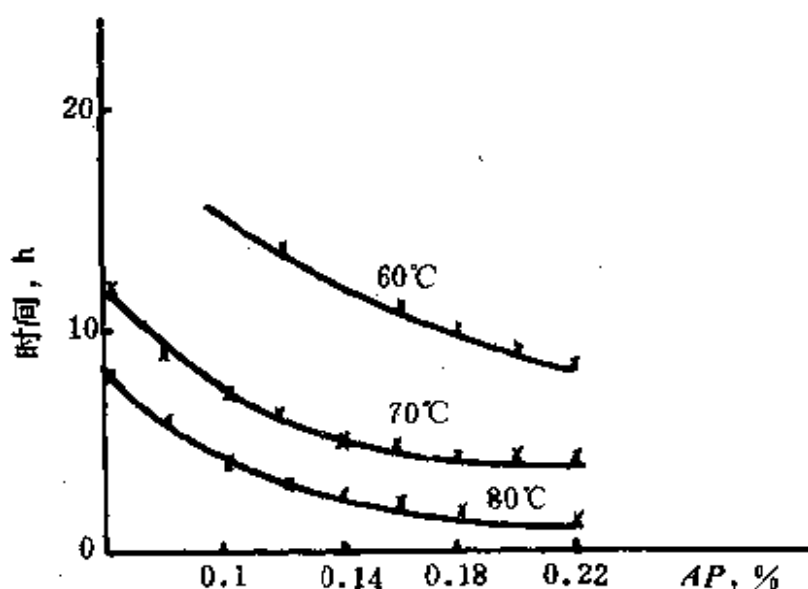


图 3—12 温度与成胶时间关系曲线

此外，由于发生氧化还原反应，消耗了引发剂而使反应速度难以控制，因此，该堵剂在地面配制时，应尽量使用玻璃钢或塑料衬里容器，施工管柱最好用新涂料油管，尤其在井温高于 70°C 的施工井更要注意这一点。

(4) 铜离子影响 铜离子是 AM 单体聚合反应的有效阻聚剂，当溶液中铜离子浓度大于 50ppm 时聚合反应就不能进行。因此，体系中必须避免引入意外的铜离子。AM 单体在运输过

程中为了防止自聚，有时也加入阻聚剂，所以每批新的原料使用前都要作成胶试验，以确定体系引发剂的合适用量。

(5) 冻胶吸水体积膨胀性能 调剖剂成胶后的冻胶具有吸水后体积膨胀的特点，试验数据见表 3—5。

表 3—5 冻胶体积膨胀倍数与粘度关系

体积倍数	1.00	2.09	3.50	4.08	4.93
粘度, $10^4 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ($D_r = 0.3000 \text{s}^{-1}$)	127	89	76	63	54
配方 (70℃)	AM, 5%; AP, 0.2%; 861, 0.075%				

6. 配制方法

(1) 在井场摆放四个 13m^3 玻璃钢或塑料衬里的容器，其中两个容器盛装清水，另外两个用于配制堵剂溶液；

(2) 用清洁的水罐车拉运清水，放入清水容器中；

(3) 起动泵车，将清水泵入堵剂容器，同时从加料漏斗加入称量过的药品，循环均匀，并立即泵入地层。两套容器交替配制，以保证堵剂连续注入。

7. 施工工艺

(1) 预处理 一般的注水井不需要进行预处理。若注水管柱生锈、结垢或地层井壁堵塞，则需用 5~10% 盐酸进行预处理，用量为每米油层厚度按 $0.5 \sim 1.0\text{m}^3$ ，再注水 3~5 天后施工。

(2) 前置液 注堵剂前最好先注入 1~3% HCl 10m^3 ，再注入 $10 \sim 20\text{m}^3$ 清水，以使地层暂时处于酸性介质中，有利于成胶作用。

(3) 注入压力及排量 注入压力与排量应与正常注水时相接近。在特殊情况下注入压力不得超过地层破裂压力的 75% 以下，排量一般控制在 $0.2 \sim 0.4\text{m}^3 / \text{min}$ 。

(4) 施工管柱 一般施工使用光油管。若层位多，且主要吸水层清楚，则可配合封隔器将处理层卡开，这样既可减少堵剂用量，又可提高封堵效果。

(5) 后处理 施工后要将井筒冲洗干净，清除井筒中可能遗留下来的冻胶，以免堵塞井下水嘴或抽油泵。

(十四) 聚乙烯醇颗粒调剖技术

1. 作用机理

聚乙烯醇颗粒具有吸水溶胀而不溶解的性能。溶胀后的颗粒可以封堵或降低高吸水层的吸水量，提高低渗透层的吸水量，扩大水驱体积。

选择聚合物的粒径 ϕ_p 与处理层的有效孔隙直径 ϕ 有关。 ϕ 是有效渗透率 K 和有效孔隙度 n 的函数，可用下式表示

$$\phi = a\sqrt{K/n} \quad (3-9)$$

室内研究指出，当 $\phi_p < \frac{1}{2}\phi$ 时，颗粒可以进入孔隙内，岩心表面无滤积物；当 $\phi_p > \frac{1}{2}\phi$ 时，岩心表面有滤积物，即大部分颗粒不能进入孔隙内；当 $\phi_p < \frac{1}{4}\phi$ 时，颗粒可以在孔隙内随携带液移动。选择合适的粒径可使颗粒主要进入高渗透层或裂缝。

2. 原材料规格及使用

聚乙烯醇 PVA-1799，白色固体粉末颗粒，相对密度 1.31。

根据地层渗透率、孔隙度及吸水能力的大小，选择合适的颗粒直径及固液携带比，可以水为携带液，注入地层即可。

3. 主要性能

(1) 水中溶解性 在清水中间歇搅拌换水，定时将未溶解的 PVA 过滤烘干称重，计算水中溶解量。PVA-1799 在清水中的溶解值随时间变化如表 3—5 所示。

表 3—5 PVA-1799 在水中溶解值

溶解时间,d	10	20	30	40	50	60	70	80
溶解值,%	5.68	5.77	6.30	6.62	6.57	7.12	7.16	7.12

注: PVA 粒径 0.5~1mm, 35℃。

可见溶解速度随时间延长而减慢, 两个月后趋于稳定。

(2) 遇水膨胀性 PVA-1799 遇水膨胀性受水温和离子影响较小。在 35℃ 清水中浸泡 2 小时, 体积膨胀为原来的 2.5 倍左右。当粒径适当时易进入地层孔隙。

(3) 静水中的沉降速度 实测粒径 1.0mm 的 PVA-1799 在静水中的沉降速度为 1.685m/min。如果水的注入速度大于沉降速度, 则可忽略调剖剂自身的下沉作用。

(4) 室内岩心封堵试验 用蒸馏水携带 PVA, 在不同渗透率的岩心上进行封堵试验, 封堵效率均在 98% 以上。

(5) 反排对封堵效果的影响 岩心试验表明, 反排后的封堵效率仍有封堵前的 70% 左右, 说明 PVA 颗粒进入岩心孔隙后, 反排不会使封堵完全失效。

4. 施工工艺

该方法施工简便, 将 PVA-1799 粉末以清水为携带液, 用注入泵或水泥车泵入地层即可。其携带比视地层吸收能力而定。施工完后可立即开井注水。

由于施工中准确预计 PVA 的用量较困难, 可采用少量分次的处理办法。

该方法在大庆油田现场处理 100 多井次, 有效率 90% 以上。

(十五) 水膨型聚丙烯酰胺颗粒调剖技术

1. 作用原理

水膨型聚丙烯酰胺是一种部分交联的聚丙烯酰胺。控制适当的交联度可使其失去水溶性而具有遇水溶胀的性质，使其体积增大。控制交联度可控制其体积膨胀的倍数。

水膨型聚丙烯酰胺是白色固体粉末，相对密度约为 1。选择合适的粒径使其能进入高渗透层孔隙或裂缝，吸水溶胀后对地层可产生堵塞作用。

2. 主要性能

(1) 在水中的溶解性 在 85℃ 清水中浸泡粒径 0.8~1.0mm 的水膨型 PAM 在水中的溶解速度随时间延长而减慢，20 天以前速度较快，在此之后溶解值趋于稳定（见表 3—6）。

表 3—6 水膨型 PAM 在清水中的溶解度

溶解时间,d	10	20	30	40	50	60
溶解值,%	7.25	11.28	11.2	11.43	11.53	11.54

注：粒径 0.8~10mm，水温 35℃。

(2) 遇水膨胀性试验 水膨型 PAM 遇水膨胀性受水温和水中离子的影响较大，水温越高膨胀速度越快，最终膨胀可达 25 倍左右。若水中离子浓度增大，溶解度下降。放入常温清水中 30 分钟，体积膨胀为原来的 7.14 倍，而在饱和氯化钙溶液中 30 分钟，体积基本不变。

(3) 在水中沉降问题 由于水膨型 PAM 的相对密度约为 1，与水接近，所以施工中不会产生下沉，易被清水带入地层。

(4) 室内岩心封堵试验 室内岩心试验分为孔隙型和裂缝型岩心两类。将无裂缝的高、低渗透岩心各一个并联为一组，用水携带水膨型 PAM 调剖剂进行封堵试验。根据相同压力下流量变化的计算，高渗透岩心在不同压力下的平均效率为 69.4~95.5%，而低渗透岩心在不同压力下平均降水 28.3~61.9%。

将裂缝岩心与无裂缝岩心各一个并联为一组，裂缝岩心在不同压力下的平均封堵效率为 97.2~93%，孔隙岩心在不同压力下平均增水 43.8~108.7。

3. 现场施工工艺及应用情况

施工时可以用清水、盐水或轻质油携带，携带浓度视地层吸水能力等因素而定。

将设计量的颗粒剂全部注入地层后即可开井注水。处理时，颗粒剂用量一般宜采用少量、分次的方法施工。

该调剖法已在大庆油田应用，成功率 90% 以上。

二、注水井调剖施工设计及参数确定

1. 施工设计主要内容

- (1) 处理井有关资料数据；
- (2) 确定施工前是否对井筒或地层采取预处理；
- (3) 施工所采用的管柱结构及地面流程；
- (4) 所需设备；
- (5) 所使用调剖剂的组成、性能及配制方法；
- (6) 计算并确定调剖剂的合理用量；
- (7) 施工步骤；
- (8) 注入压力及注入速度控制；
- (9) 后续工作，包括关井要求及开井后的工作措施；
- (10) 施工注意事项。

2. 施工参数确定

(1) 数值模拟计算 根据处理井及其油层资料，所使用的调剖剂性能及其对油藏的影响和对处理结果的要求（即对处理井的高渗透层渗透率希望的降低值和有效期）等，利用数值模拟程序可以计算调剖剂的合理用量、优选施工参数、分析有关参数对调剖效果的影响，预测调剖后的效果，并可预制出调剖前后吸水剖面变化图。

(2) 计算公式

1) 冻胶型调剖剂处理体积计算

假定地层为均质无限大，在单相流径向渗流条件下，由达西定律推导出下列计算处理半径的公式

$$R = \frac{(\ln r_e) (f_g - 1) + (\ln r_w) (RRF - f_g)}{RRF - 1} \quad (3-10)$$

式中 R ——处理半径，m；

r_e ——注水井注入水影响半径，m；

r_w ——井筒半径，m；

f_g ——处理层段处理前后注入能力之比；

RRF ——残余阻力系数。

应用上述公式时，为计算方便， f_g 可根据处理井的设计要求确定。若要求将处理层段的吸水量降低75%，则

$$f_g = \frac{1}{(1 - 0.75)} = 4$$

残余阻力系数 RRF 的值，可由处理井或附近代表井的岩心实验测得。

将以上值代入 (3—10) 式中计算 R 值。再用下面公式计算调剖剂的处理体积

$$V = \pi R^2 H \phi \quad (3-11)$$

式中 V ——处理体积， m^3 ；

R ——处理半径，m；

H ——处理层厚度，m；

ϕ ——处理层孔隙度，%。

根据堵剂性能及处理井的有关参数，利用上述公式编制简单

的计算程序，可以方便地计算出处理半径及处理体积，供现场施工参照使用。但在实际使用时尚需根据处理井的井况条件，综合考虑来确定实际处理量。

(2) 吸附型调剖剂处理体积计算

考虑地层对调剖剂的吸附作用，用地层孔隙体积求出的预计处理体积和经地层吸附后处理剂所能达到的实际处理体积，用下面公式计算

$$\frac{V}{V_i} = \frac{(1 - S_{or}) \phi}{\frac{G}{C} + \phi (1 - S_{or})} \quad (3-12)$$

式中 V ——经吸附后的实际处理体积， m^3 ；

V_i ——预计的处理体积， m^3 ；

S_{or} ——残余油饱和度，%；

ϕ ——地层孔隙度，%；

G ——单位体积吸附量， g/m^3 ；

C ——聚合物浓度， g/m^3 。

3. 施工压力控制

为了使调剖剂能更好地选择性进入高吸水层，控制注入压力是工艺中的一个重要环节。

在采用光油管笼统注入的处理井中，注入压力一般控制在稍低于该井正常注水压力或在正常注水压力附近，也可根据不同地层的启动压力来控制。调剖剂的注入压力应高于高渗透层的启动压力，低于低渗透层（不希望进入的地层）的启动压力。若使用封隔器卡封后单层处理，必要时可以采用高压快速注入，但最高压力不得超过地层破裂压力的 80%；也可根据数值模拟优选的注入压力及调剖剂与地层的实际情况，综合确定合理的注入压力及排量。

第四章 油田堵水的选井、效果 评定和选注工艺技术

一、选 井

根据油井堵水方法的不同，选井条件也不尽一致。根据我国油田的实际情况和堵水方法，大致可参考以下条件。

1.砂岩油田油井堵水选井条件

- (1) 油井单层厚度较大。一般要求单层厚度在 5m 以上。
- (2) 油井各油层纵向渗透率差异较大。可优先选择油层纵向渗透率级差大于 2 的油井。
- (3) 优先选择纵向水淹程度不均匀。纵向上部分层段未发挥作用，目前尚有较大生产潜力的油井。
- (4) 进行堵水的油井出水层位必须清楚。
- (5) 油井固井质量好，没有层间串槽。

2.砂岩油田注水井调剖和封堵大孔道选井条件

- (1) 位于综合含水高，采出程度较低，剩余饱和度较高的开发区块的注水井。
- (2) 与井组内油井连通情况好的注水井。
- (3) 吸水 and 注水状况良好的注水井。
- (4) 吸水剖面纵向差异大的注水井。
- (5) 注水井固井质量好，无串槽和层间串漏现象。

3.碳酸盐岩油田油井堵水选井条件

- (1) 油井的生产层段是以裂缝为主的裂缝性储层。
- (2) 油井的生产层段是以溶蚀孔洞为主的孔洞型储层。
- (3) 油井的生产层段是以晶间孔和粒间孔为主的孔隙型储层。

(4) 油井的生产层段中水平裂缝比较发育。

(5) 油井的生产剖面纵向差异大，除主力层段外有接替层段。

二、油井堵水效果评定

油井堵水效果应根据油田油井的具体情况，采用相应的效果评定方法。结合我国油田和油井堵水当前的具体情况，提出以下具体方法。

1. 堵水有效与否的确定

油井施工后是否有效，可参照下列条件进行评定。

(1) 油井堵水后全井产液量上升，综合含水率下降 5% 以上。

(2) 油井堵水后全井产液量下降，但含水率明显下降，实际采油量上升或稳定。

(3) 油井堵水后含水比大幅度下降，产油量也略有下降。

任一油井堵水后能符合上述条件之一者，可认为是堵水有效井。

2. 堵水成功率和有效率计算

油井堵水工艺技术施工作业成功的井数与堵水施工总井数之比为堵水成功率。

堵水施工的油井中，有效井的总数与堵水施工油井中可对比井总数之比为堵水有效率。

3. 堵水井增产油量和降低产水量计算

堵水后的日增产油量为堵水后第一个月平均日产油量与堵水前最后一个月平均日产油量之差。

堵水后的累计增产油量为油井堵水后有效期内的实际累积产油量与堵前最后一个月平均日产油量和有效天数乘积之差。

油井堵水后的日降产水量为堵水前最后一个月平均日产水量与堵水后第一个月平均日产水量之差。

堵水后的累计降低产水量为堵水前最后一个月内的平均日产水量和有效天数的乘积与堵水后有效期内的实际产水量之差。

三、砂岩油层注水井调剖效果评定方法

1. 砂岩油层注水井调整吸水剖面是否有效的确定

(1) 注水井经调剖措施施工后，其本井变化情况符合下列三项条件之一者为有效。

1) 处理层吸水指数较调剖前下降 50% 以上；

2) 吸水剖面发生明显合理变化，高吸水层降低吸水量，低吸水层增加吸水量在 10% 以上；

3) 压降曲线明显变缓。

(2) 调整注水井吸水剖面相应的油井，其有效与否应参照油井堵水有效条件来确定。

2. 砂岩油层注水井调整吸水剖面的成功率和有效率

(1) 注水井调剖现场施工技术符合调剖井设计技术要求的井次与调剖总井次数之比为注水井调剖的成功率。

经调剖措施施工的注水井中，有效井次与总调剖井次数之比为注水井调剖有效率。

(2) 调剖施工注水井相对应的油井中，有效井数与总对应油井数之比为对应油井见效率。

3. 砂岩油层注水井调整剖面后增产油量和减产水量计算

增产油量为对应油井单井增产油量之和；单井增产油量按油井堵水后增产油量计算方法进行计算。

减产水量为对应油井单井减产水量之和；单井减产水量按照油井堵水后降产水量计算方法进行计算。

四、选择性注入工艺技术

选择性注入工艺技术（简称选注工艺）是指在调剖堵水中，运用工艺技术手段，而不是靠堵剂本身的自然选择功能来达到堵剂有选择性地进入要求封堵的层段，使堵剂不进入或少进入不需要封堵的中低渗透地层。其主要技术要点是驱动压力梯度值的合理选值和地层有效吸水厚度的合理推算，进而计算出井口最高注入压力界限值和较少的堵剂用量。具体的技术指标主要有两个，一个是驱动压力梯度值不能大于或等于 $0.04\text{MPa}/\text{m}$ ，一个是计算用地层有效吸水厚度一般为全井有效厚度的 $30\sim 40\%$ 。

（一）选注工艺技术的原理

由于地层层间和层内的绝对渗透率一般都存在着较大的差异，在长期注水中各层的水驱油效率不同，残余油饱和度也就不同，这会使得各层之间水相渗透率的差异越来越大。在一定的注入压力条件下，向地层注入水基液体时（如堵剂），各层的启动时间会有较大的差别，由此产生了层间的启动时间差。若在启动时间差限时间内将堵剂挤完时，堵剂就不会进入其它中低渗透层内，启动时间差的大小决定于注入压力的高低，因此合理控制注入压力就会达到选择性注入的目的。

（二）选注工艺技术的依据

选注工艺技术主要是用控制注入压力的方法来达到堵剂有选择性地进入地层，用控制注入压力能达到选注的依据有两个方面，一个是地层本身具有的自然有利条件因素；另一个是人为地合理利用自然条件因素。

1. 自然条件因素

从室内试验研究认识到，地层本身具有可以利用的条件有以下三方面。

（1）启动时间 不同条件的地层具有不同的启动时间。无论注入压力多低，地层都不存在不起动的问题，只是在同一压力条

件下起动时间不同而已。如表 4—1 所示。

表 4—1 不同条件地层的起动时间

b

物理模型渗透率 $10^{-3}\mu\text{m}^2$	注入压力梯度值, MPa/m		
	0.02	0.03	0.05
50	> 34	> 25	25
100	> 25	> 20	20
150	> 10	4.0	4.0
200	> 17	9.0	1.5
300	18	3.5	1.3
500	2.0	2.0	1.5
650	1.5	1.0	0.5
1000	1/4	1/6	1/60

从表 4—1 中可以看出, 地层渗透率越低, 当注入压力也低时, 中低渗透地层的起动时间就越长。因此, 进行层间调剖堵水时, 就可以利用控制压力来使一些地层在未起动前或起动不久将堵剂挤完, 以达到选择性注入的目的。例如, 挤堵剂若需要 4 小时挤完时, 压力梯度选用 0.03MPa/m , 可使渗透率为 $0.3\mu\text{m}^2$ 以下的地层不进或少进堵剂。

(2) 地层间吸水性能差异 由于同一口井内不同条件的地层受注水效益不同, 因而地层间残余油饱和度也不同, 这就使得地

层间的吸水差异不仅决定于渗透率的差异，而且不同流速比影响所造成的差异更大。表 4—2 为有关的试验数据。

表 4—2 不同渗透率下的流速比

物理模型渗透率 $10^{-3}\mu\text{m}^2$	9300	4600~1130	285	260	100
平均流速比	1.4	4.0	7.1	8.0	38.4

从表中可以看出地层渗透率越低，油对水流的阻力越大，且一般地层渗透率越低，受注水的效益也越小，其残余油饱和度也就越高，高渗透地层的情况正好相反。地层渗透率的差异加上流速比的影响，使不同渗透率的地层之间吸水性能差异更大。例如，表 4—2 中渗透率为 1.13 和 $0.1\mu\text{m}^2$ 的地层间吸水差别如下：

- 1) 渗透率差异形成的吸水差异为 $1.13 / 0.1 = 11.3$ 倍。
- 2) 由于流速比影响，使渗透率为 $1.13\mu\text{m}^2$ 地层的吸水能力下降到 $1.13 / 4 = 0.282\mu\text{m}^2$ 水平，而渗透率为 $0.1\mu\text{m}^2$ 地层下降到 $0.1 / 38.4 = 0.0027\mu\text{m}^2$ 水平。
- 3) 两种地层间的吸水性能差不是 11.3 倍，而是 $0.282 / 0.0027 = 104$ 倍。

由此可见注入压力较低时，水流进入较低渗透地层就越困难。因此可以利用注入压力的合理控制来达到有利于堵剂的选择性注入。

(3) 层间干扰 对层间非均质的地层合注时存在层间干扰问题。层间干扰的表现之一是注入压力越高，中低渗透层所占的吸水比例越大；当压力上升到一定值后，中低渗透层的吸水比例有突变性上升现象。表 4—3 是渗透率级差为 1:3:7 三个物理模型组成的一组模型试验结果。

从表 4—3 可以看出，当注入压力梯度值超过 $0.04\text{MPa} / \text{m}$

时，例如达到 0.05MPa/m，中低渗透层的吸水百分比有一突增性的变化。

上述三个方面的自然条件因素都说明了可以用控制注入压力的方法，来达到选择性注入的目的。问题是如何人为地利用这些条件。

表 4—3 不同压力梯度下的吸水比

注入压力梯度, MPa/m	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05
中低渗透层吸水, %	24.1	27.4	27.9	29	36.3

2. 人为控制因素

关键是找出合理的注入压力标准和具体的压力指标来控制选择性注入。经试验研究和现场验证，找出了注入压力梯度值和选择性注入之间所存在的规律性关系。

注入压力梯度 p_t 同时受多个因素制约的，可由下式表示

$$p_t = (p_{\text{注}} + p_{\text{液}} - p_{\text{地}}) / l \quad (4-1)$$

式中 p_t ——注入压力梯度值, MPa/m;

$p_{\text{注}}$ ——挤注堵剂时的井口注入压力, MPa;

$p_{\text{液}}$ ——油层中部液柱压力, MPa;

$p_{\text{地}}$ ——井组内任一口井当年地层压力, MPa;

l ——最小油水井井距, m。

从式 (4—1) 可以看到, p_t 的大小决定着 $p_{\text{注}}$ 的大小, 因此如何人为地确定合理的 p_t 值是选注工艺技术的关键。

p_t 值是以上述三方面的自然条件因素为依据, 经过试验研究得到的, 即 p_t 值不能大于 0.04MPa/m。可将这个数值作为最高注入压力界限指标来控制选择性注入。经过对 5 种堵剂在六个油田上的 20 口井调剖结果和 1988~1989 年在辽河油田进行的

21 口井现场试验，证明其符合率可达 90~100%。

(三) 选择性注入压力和堵剂用量计算

1. 选择性注入压力计算

由式 (4—1) 得

$$p_{\text{注}} = p_t l + p_{\text{地}} - p_{\text{液}} \quad (4-2)$$

前面指出 p_t 不能超过 $0.04\text{MPa}/\text{m}$ ，即 0.04 是最高界限数值。具体应用时， p_t 比 $0.04\text{MPa}/\text{m}$ 越小效果会越好。现场试验证明，有的井 p_t 可以降到 $0.025\text{MPa}/\text{m}$ 。推荐现场将 p_t 控制在 $0.038\sim 0.025\text{MPa}/\text{m}$ 的范围内。

2. 合理堵剂用量计算

合理堵剂用量是对两个有关因素的合理推算得到的。

(1) 地层有效吸水厚度的合理推算 根据前述三方面自然条件因素及大量水井吸水剖面资料得知，不是所有地层在注入堵剂时间内都吸水，并且吸水层之间的吸水量差别也较大。尤其运用选注工艺技术后，因注入压力受到人为控制，会使层间吸水差异更大。因此一般有效吸水厚度只占全井有效厚度的 $30\sim 40\%$ 。计算堵剂用量时不应按全井有效厚度而应按有效厚度的 $30\sim 40\%$ 计算。计算厚度的减少可导致堵剂用量减少。

(2) 堵剂深入地层半径的推算 从物理堵塞的观点可知，不同堵剂在不同渗透率地层内的耐压强度不同，因此堵剂深入地层半径大小应根据堵剂的耐压强度来定。目前国内进行层间调剖堵水的深入半径一般为 $3\sim 5\text{m}$ 。按室内对两种堵剂测定耐压强度而知，堵剂挤入有效半径为 0.5m 就足以满足要求，说明将目前的挤入半径缩小的潜力是较大的。堵剂用量的减少不单纯是对选择性注入起相辅的作用；而且由于使措施费用降低，能有利于堵水技术的扩大应用。

对于堵剂用量的减少，在辽河石油勘探局欢喜岭油田进行过 21 口井试验。试验所采用的有效吸水厚度为全井有效厚度的 30

~40%。堵剂用量比以往平均减少 50%左右，而增产效果提高 2~3 倍。

(四) 选择性堵水工艺技术的使用方法

堵水井选定后，按照下面的步骤进行。

1. 有关数据

按照表 4—4、4—5 和 4—6 要求数据收集齐全，并注意如下情况：

- (1) 如果封堵层内水，则表 4—5 应反映层内数据；
- (2) 地层压力应选一口对应油井的当年地层压力；

表 4—4

封堵井段 m	最小油水井井距 m	对应油井 地层压力 MPa	注水情况	
			压力, MPa	注水量 m ³ /d

表 4—5

层号	有效厚度, m	渗透率, 10 ⁻³ μm ²	吸水情况, %

表 4—6

平均孔隙度, %	注水井底温度, ℃	地层温度, ℃	地层油粘度, mPa.s

2. 注入压力计算

(1) 注入压力梯度值的确定 考虑到压力表读数等误差, 则注入压力梯度值在计算时不取 0.04MPa/m , 而取 0.038MPa/m 或更小, 作为计算最高注入压力界限值的参数。另外应以 0.025MPa/m 计算出一个低限值, 作为挤堵剂时的开始注入压力。如果低限值可行时, 注入压力就不应升到高限值。将 p_1 的选值代入式 (4—2), 就可计算出井口注入压力。

(2) 注入排量控制 排量的控制决定了注入压力的高低。层间调剖堵水时, 由于一般堵剂用量不大, 可将注入排量控制在 $300\sim 200\text{L/min}$, 以使注入压力尽量降低, 这样堵水效果会更好。原则上是宁可注入排量低, 注入时间长, 也不使注入压力超过上限值。因为实践证明, 如果注入压力超过上限值不会取得好的效果。

(3) 有效吸水厚度计算

1) 有吸水剖面数据时, 当 2~3 个层的吸水百分数之和大于或等于 80% 时, 可只考虑这些层的有效厚度。

2) 没有吸水剖面数据, 但有分层渗透率数据时, 可将各层按高、中、低渗透率分三级组合。如果组合后渗透率级差为 1:3:10 以上 (最高级大于 10) 时, 可只按高渗透层的有效厚度计算; 如果小于 1:3:10 时, 可按中高渗透层的有效厚度来计算。

3) 当没有吸水剖面和分层渗透率数据时, 可按全井地层有效厚度的 30~40% 计算。

(五) 选择性注入工艺技术的适应范围及优点

1. 适应范围

(1) 除适用于注水井调剖堵水外，从理论上讲也适用于油井堵水。用于油井堵水时，计算公式(4—1)中的 l 可取两口油井之间的最小井距，同时要求对应油井正常生产。此时注入压力梯度高限值是否也是 $0.04\text{MPa}/\text{m}$ ，需在实践中进行修正。

(2) 无论对于层间还是层内施工，只要是均质地层都不适用。

2. 选注工艺优点

(1) 在出水层(目的层)不清楚时也可达到选择性封堵目的。

(2) 因堵剂的有效利用率高，可节省堵剂用量并减少施工时间(指层间堵水)，可取得较好的经济效益。

(3) 工艺简便易行。

(4) 可避免或减轻堵剂对中低渗透地层的污染。

(5) 能有效地发挥堵剂的选择性作用。

(6) 选注工艺可比用一般常规施工工艺的增产原油效果平均高 $1\sim 2$ 倍以上。