

化学封隔体在南海西部油田应用

胡 达 (中海油能源发展股份有限公司工程技术湛江分公司, 广东 湛江 524057)

摘 要: 目前南海西部油田在完井阶段主要采用机械封隔器或遇油遇水膨胀封隔器进行分层开采, 但随着生产时间的推移, 管外封隔器失效或高压水层窜漏导致含水率上升, 不仅增加造成地层水处理负荷, 同时造成电力资料的浪费。化学管外封隔器能有效解决上述问题, 同时比二次完井作业风险小、费用低, 该技术对治理管外窜问题有良好的应用前景。

关键词: 管外封; 封隔器失效; 水窜

0 引言

在油田开发过程中, 经常遇到由于封隔器失效, 高压水层窜漏等导致的含水率上升的问题。以往处理手段多采用二次完井方式, 二次完井存在工期长、风险大、费用高的问题, 对于长水平段裸眼筛管完井的井, 根本无法进行二次完井作业。化学管外封隔器可以有效的解决管外机械封隔器失效、高压水层窜漏等问题, 相对二次完井工期短、风险小、费用低, 以及可应用于长水平段裸眼筛管完井的井。为今后南海西部油田管外窜治理提供了一种新的手段。本文将以南海西部油田的一次化学管外封堵作业过程说明其应用。

1 作业背景概况

1.1 井况介绍

WC* 油田 * 井是一口水平井, 水平段长 258m, 采用 8-1/2" 裸眼下入 4-1/2" 预充填筛管完井, 筛管中部接入一个遇油遇水自膨胀封隔器, 将产层分隔上、下两层, 遇油遇水自膨胀封隔器内底部按密封筒, 使用后期下入中心管实现分层开采。该井预估投产含水 22%, 投产实际含水达 81.5%, 遇油遇水自膨胀封隔器膨胀后含水率逐步下降, 生产 4 个月后, 含水率突升至 93.9%, 通过地质油藏分析为高部水层漏至上部产层。下入中心管对上、下两层进行控水开采, 控水后含水率基本无变化。分析认为高部水层窜漏以及膨胀封隔器失效。

1.2 常规解决思路

以往南海西部油田主要采用二次完井方式进行控水。针对此类情况, 作业流程如下:

起出原井生产管柱——打捞中心管——从顶部封隔器下部盲管位置开始, 每隔 20m 将筛管割断——打捞顶部封隔器——套铣筛管外部砂子——打捞割断筛管——重复上述套铣、打捞筛管作业直至将所有筛管全部起出——对上部水淹层进行水泥封堵——下入防砂管柱对下部产层进行防砂——下入生产管柱。

该井水平段长 258m, 底部防砂管柱长 598m, 若采用以往二次完井方式进行控水, 需切割、打捞和套铣 30 次左右, 预计起出原井防砂筛管将花费 1 个月时间。筛和这起出后, 采用水泥固井, 水泥封堵地层窜漏能力有限, 后续依然存在窜漏的可能性较大。所以采用以往二次完井方式, 存在作业工期长、难度大、风险高和控水

有效期短的问题。而化学封隔体可有效解决地层窜漏、封隔器失效等问题。

2 化学封隔体简介

化学管外封隔器属于非牛顿液体, 常规封隔材料进入环空后, 由于重力作用, 会发生“重力下沉”, 无法充满整个环形空间, 无法实现完全封隔。我们使用的化学封隔体以三乙醇胺钛等为核心组分, 具备剪切变稀、静止后能够迅速恢复强度的高触变特性。可以根据施工时间将固化时间控制在 3~10h。触变特性值 ≥ 0.7 , 触变结构强度 $\geq 200\text{Pa}$, 静止后粘度可快速升高, 由触变流体成为高强粘弹固体, 防止“重力坍塌”。具备高强度特性, 固化后轴向压差 $> 10\text{MPa}$, 可以在水平环空形成高强度阻流环, 分隔管外 / 内水平空间, 实现分段控水, 且不受矿化度影响, 有效期可达 3 年以上。相比二次完井控水具有作业简单、工期短、费用低等特点。

2.1 解变性实验

在剪切速度达到 200 s^{-1} 时, 化学管封隔体粘度迅速降至 $200\text{MPa}\cdot\text{s}$ 并趋于稳定。如图 2 左; 停止搅拌后, 10s 后化学封隔体弹性模量迅速升至 20GPa , 然后在 400s 内缓慢升至最大约 270GPa 。如图 2 右。

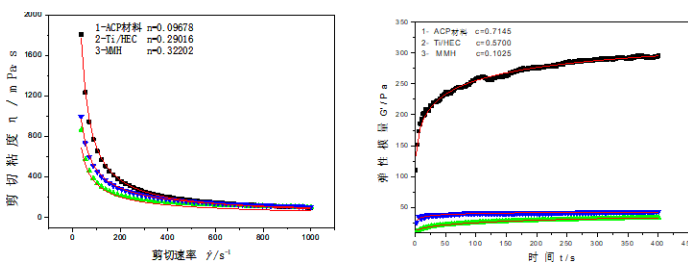


图 2 解变性实验曲线

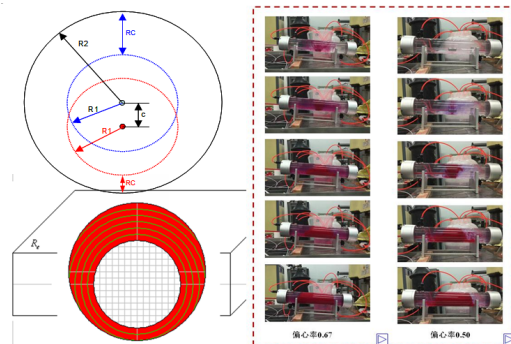


图 3 不同偏心率下化学管外封隔器坍塌实验

2.2 有效充填性

考虑井筒内管柱偏心率是否对体系固化造成影响——实现有效充填需要保证合理的触变特征值。室内模拟实验验证在不同偏心率条件下均可顺利填充环空，实现环空有效封隔，见图3。

2.3 承压性

准备一个2-7/8"油管与5-1/2"套管环空工装，环空间隙：2.5cm，在环空内注入化学管外封隔器材料，固化后往油管内打压，测得其突破压力为2.7MPa，见图4；在一段有机玻璃管内注入一段化学封隔体，从左部打压，测得化学封隔体在有机玻璃管内滑移力为0.8MPa/m，见图5。

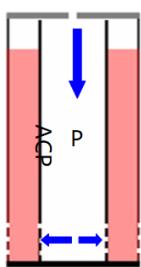


图4 单位长度突破压力



图5 单位长度滑移压力

3 化学封隔体控水思路及作业难点

3.1 化学封隔体思路

①重新封堵遇油遇水自膨胀封隔器位置，实现有上、下产层有效分隔；

②封堵上部水淹层井筒及地层内部可能的窜流通道。

如图1所示，先注入一段化学封隔体（绿色）解决遇油遇水自膨胀封隔器失效导致上、下产层连通的问题。然后再注入一段化学封隔体（红色）封堵上部水淹层内部可能的窜流通道和筛管外部井筒。

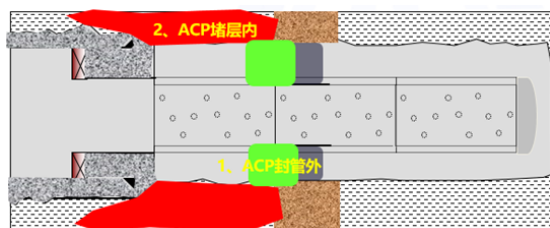


图6 化学封隔体封隔示意图

3.2 作业难点

①定点挤注化学管外封隔器。化学管外封隔器注入至指定位置，避免提供封堵上部产层造成后续封堵产层堵剂无法进行层，以及化学管外封隔器对下部产层造成污染；

②精确顶替化学管外封隔器至指定位置。设计段塞长度为30m，化学管外封隔器用量近1方，须精确计算顶替量，防止过顶替导致化学管外封隔器无法注入到指定位置，欠顶替导致化学管外封隔器段塞过短承压能力差。

4 工艺实施

①防砂管柱最小内径为95mm，筛管内任务艰巨为

101mm，选择85mm外径的K344封隔器作为定点挤注工具。挤注化学封隔体工具串如图7；

②根据筛管与井眼容积计算化学封隔体用量约1方，地面配制10方井筒清洗液、1方保液和1方化学封隔体，依次从挤注管柱内注入，最后顶替3.6方修井液，将挤注管柱内化学封隔体全部挤至筛管与井筒环空，上提管柱100m，反循环洗井挤注管柱内残留ACP，候凝10h后，再次下入挤注管柱至原坐封位置，打压5MPa，对化学封隔器进行验封，验封合格后起出挤注管柱；

③封堵上部产层作业工序与上部相关，区别在于化学封隔体用量更大，按封隔半径为0.3m计算需化学封隔体4方，封隔上部产层与筛管环空需化学封隔体1.5方；

④封堵作业完成后，下入带顶部封隔器和插入密封的中心管将上部产层与下部产层隔离开，密封二次机械封堵，保证控水可靠性；

⑤控水作业实施后，含水率下降11%，日增油30m³。

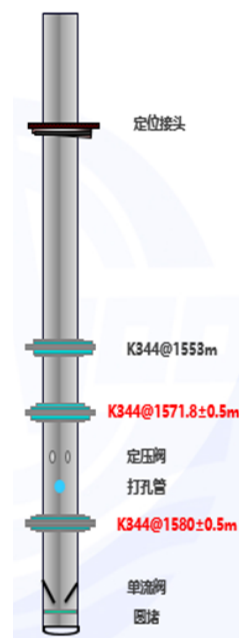


图7 化学封隔体挤注工具串

5 结束语

本文以某油某井为例，详细介绍了化学封隔体的特性以及化学封隔体在治理控水与管外窜作业中的应用。该工艺具备作业简单、作业工期短、风险低和可靠性高等特点，应用前景良好。

参考文献：

- [1] 魏发林, 刘玉章, 李宜坤, 熊春明, 杜政学. 水平井环空化学封隔器预聚体 (ACP-H) [J]. 石油科技论坛, 2015年增刊:168-170.
- [2] 胡振超, 周泓宇, 万小进, 于志刚, 张德政. 南海西部油田高含水水平井控堵水工艺矿场应用及展望 [J]. 新疆石油天然气, 2020(12):100-104.

作者简介：

胡达 (1986-)，男，汉族，湖北天门人，工程师，主要从事采油工艺工作。