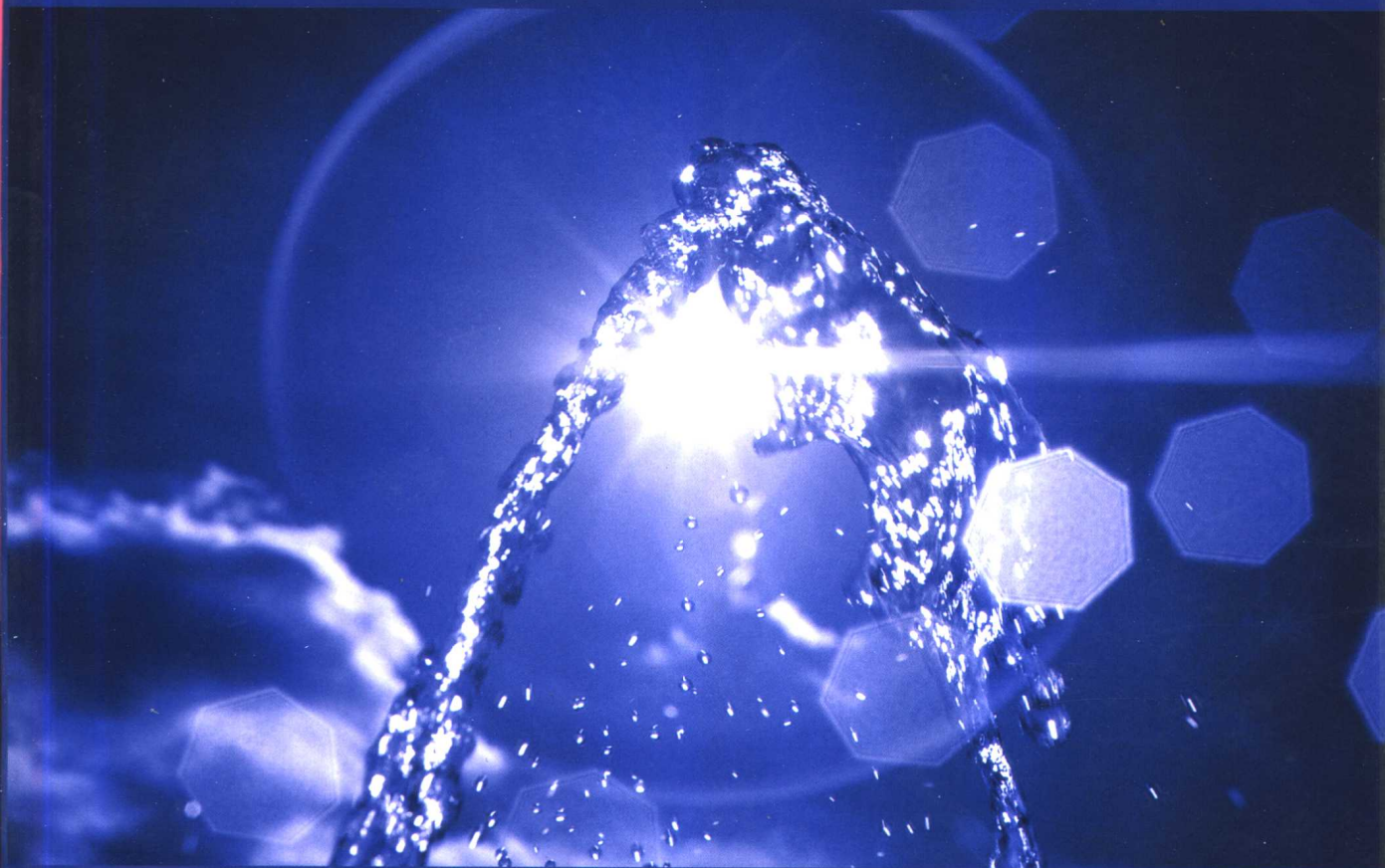


化学调剖堵水技术

刘一江 王香增 编著



石油工业出版社

化学调剖堵水技术

刘一江 王香增 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

注水开发的油田,随着生产时间的延长,油田进入高含水后期,为稳油控水,提高经济效益,化学调剖堵水愈加显得重要。

这是一本从化学调剖堵水工艺技术、化学调剖堵水剂、化学调剖堵水机理、油井堵水技术、注水井调剖技术、选择性堵水剂、地层深部调剖堵水剂、区块整体调剖堵水技术、调剖堵水决策技术等9个方面全面介绍化学调剖堵水的书籍。本书总结了多年的科研和现场实践经验,参考了国内外油田化学方面的有关资料,采纳了一些学者的研究成果。本书本着理论联系实际,择善而取的原则,对一些较好的研究内容进行了借鉴。

本书可供油气田注水开发的工程技术人员和管理干部及开发工程研究人员和石油院校相关专业的师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

化学调剖堵水技术/刘一江,王香增编著.

北京:石油工业出版社,1999.11

ISBN 7-5021-2740-2

I. 化…

II. ①刘…②王…

III. 采油井-化学堵水-技术

IV. TE358

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2002)第 43667 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

北京乘设伟业科技排版中心排版

石油工业出版社印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 18.25 印张 466 千字 印 1001—3000

1999 年 11 月北京第 1 版 2002 年 8 月北京第 2 次印刷

ISBN 7-5021-2740-2/TE·2153

定价:48.00 元

目 录

第一章 化学调剖堵水工艺技术综述	(1)
第一节 问题的提出	(1)
第二节 油井出水原因分析方法	(3)
第三节 堵水类型划分	(6)
第四节 堵水选井选层	(8)
第五节 堵水施工规模	(11)
第二章 化学调剖堵水剂	(15)
第一节 国内外调剖堵水剂应用现状	(15)
第二节 聚合物性能特征	(18)
第三节 聚合物溶液	(26)
第四节 凝胶类堵剂	(37)
第五节 评价调堵指标	(39)
第六节 用作堵水剂的黄胞胶和聚丙烯酰胺	(41)
第三章 化学调剖堵水机理研究	(53)
第一节 物理模型试验	(53)
第二节 调剖堵水的渗流机理	(56)
第三节 调剖堵水的驱油机理	(60)
第四节 聚合物调剖堵水机理	(61)
第五节 乳状液调堵机理	(75)
第六节 颗粒—聚合物复合型堵剂调堵机理	(78)
第七节 颗粒型堵剂堵塞机理	(80)
第四章 油井堵水技术	(88)
第一节 油井堵水工艺	(88)
第二节 聚丙烯酰胺类堵水剂	(91)
第三节 树脂类堵水剂	(93)
第四节 水泥及挤注水泥工艺	(104)
第五节 高强度氰凝堵水剂	(114)
第六节 低温堵水剂	(116)
第七节 复合堵水剂	(118)
第五章 注水井调剖技术	(123)
第一节 调剖剂选择及调剖工艺	(123)
第二节 单液法调剖技术	(127)
第三节 双液法调剖工艺	(131)
第四节 聚合物调剖剂	(142)
第五节 乳化液调剖剂	(157)

第六节	两性离子调剖剂·····	(160)
第七节	黄胞胶调剖剂·····	(165)
第八节	硬葡聚糖—铬冻胶调剖剂·····	(168)
第九节	其他类型调剖剂·····	(177)
第六章	选择性堵水剂·····	(185)
第一节	体膨型堵水剂·····	(185)
第二节	聚合物类堵水剂·····	(188)
第三节	稠化油堵水剂·····	(195)
第四节	复合选堵剂·····	(198)
第七章	地层深部调堵水剂·····	(205)
第一节	深部调堵技术·····	(205)
第二节	地下合成凝胶·····	(210)
第三节	深部可动凝胶·····	(217)
第四节	延迟交联凝胶·····	(219)
第五节	醇—盐沉淀调堵技术·····	(222)
第八章	区块整体调剖堵水技术·····	(230)
第一节	区块整体调堵技术简介·····	(230)
第二节	中原文明寨油田区块整体调剖技术·····	(232)
第三节	胜利油田桩 45—1 块整体调剖堵水技术·····	(236)
第四节	大港油田港东开发区区块整体堵水调剖技术·····	(238)
第九章	调剖堵水决策技术·····	(246)
第一节	压力指数决策技术·····	(246)
第二节	油藏工程(RE)决策技术·····	(257)
第三节	井间示踪剂监测技术·····	(269)
第四节	井间示踪剂在调剖堵水中的应用·····	(278)
第五节	效果预测技术·····	(284)
单位换算表	·····	(287)

第一章 化学调剖堵水工艺技术综述

第一节 问题的提出

一、复杂断块油气藏重要特征

我国的石油工业自 1939 年玉门油田开发以来,取得了突飞猛进的发展。截止 1997 年底,我国年产原油已达 $16050 \times 10^4 \text{t}$,居世界第 5 位。从已投入开发的油气田类型来看,大致可以分为 7 个类型的油气藏:中高渗透多层砂岩油气藏、低渗透砂岩油气藏、复杂断块油气藏、砾岩油气藏、裂缝性碳酸盐岩油气藏、火成岩油气藏、变质岩油气藏。

我国东部一些新生代断陷盆地,在多次地质构造运动的作用下,断层非常发育,地质构造十分复杂,形成了不同时代多套含油层系、多种油气藏类型的复合式油气区,油气区内的油气藏常常被大量断层所切割,称作复杂断块油气田。中原油田就属于这样的油气田。

复杂断块油气田在已投入开发和未动用储量中所占比例都很大。这类油气田地质特点的复杂性给认识油气水分布规律带来很大困难,也使后期提高采收率技术困难重重。从目前人们的研究来看,按油气田成因来看,大体可分为背斜型、断层型和盐丘型断块油气田三种类型。从开发经验来讲,小断块油气田井网密度较大,井距一般为 $150 \sim 250 \text{m}$;开发井一次均匀布井效果不理想,一般采用不均匀布井。我国一般大都采用注水驱开发封闭的断块油气田,注水较晚,则采油速度低,一般为 $0.45\% \sim 1.3\%$;注水较早,则可以明显提高采收率。

具体来讲,复杂断块油气田具有以下地质特征:

- (1)断层多、断块小、构造破碎复杂。
- (2)同生断层造成各断块地层层位能、厚度和岩性变化大。
- (3)沉积条件不同,形成多种渗透率的储层。
- (4)断层分割使各断块油气富集程度差异大。
- (5)构造、断层和岩性等多种因素的影响使油气关系复杂。
- (6)各断块或同一断块不同层系流体性质差异大,一般认为面积小于 1km^2 的断块为小断块,面积 $0.5 \sim 0.3 \text{km}^2$ 的为复杂断块,面积小于 0.3km^2 难以形成完善注采系统的,称为极复杂断块。

中原油田位于我国的东部在河南、山东两省的交界处,含油面积 5300km^2 ,其地质构造属渤海湾沉降带的一部分,是一个由地质断裂而形成的其有裂谷特点的盆地,称之为东濮凹陷,开发层系包括濮城 Es_1 、 Es_2 上、 Es_2 下、 Es_3 、 Es_4 等 7 个油藏,以及文明寨、卫城、文东、文南、文留、胡状集、马厂等 14 个油气田,属复杂断块油气田。

二、调剖堵水的目的意义

我国陆上石油 80% 以上是靠注水开发的。一个油藏往往由多个油层组成,由于各油层渗透性的差异,注入水将沿高渗透层突进,造成油井过早水淹。因此对于注水开发的油田,油井

出水是一个普遍问题,及时弄清产水层和产水方向,采取合理有效的措施——即调剖堵水措施是非常必要的。

1. 油井产水的危害

油井产水,对经济效益影响很大。某些高产井可能转变为无工业价值的井。对于出水井,如不及时采取措施,地层中可能出现水圈闭的死油区,注入水绕道而过,从而降低采收率,造成极大的浪费。油井出水还有可能使储层结构破坏,造成油井出砂;油井出水后也会增加液体相对密度,增大井底油压,使自喷井转为抽油井;油井出水会腐蚀井下设备,严重时可能引发事故。同时,由于产水增加,必然会使地面的脱水费用增加。因此,对于油井出水采取增大排液量,以水带油的方法是不合算的。找水、堵水是油田开发中必须及时解决的问题,也是油田化学研究的重要课题。

2. 油井出水情况分类

根据水的来源不同,相应的堵水措施也不相同。

根据水的来源可将油井出水分同层水和异层水(外来水)。注入水、边水和底水属同层水。由于油层的非均质性和油水的流度比的不同,随着油水界面的前进,注入水及边水可能沿高渗透层不均匀前进,纵向上可能单层突进,横向上可能形成指进。油层出现底水时,原油的产出可能破坏油水平衡关系,使油水界面在井底附近呈锥形升高,形成“底水锥进”。异层水又叫外来水,可分为上层水、下层水和夹层水。油井固井质量差、套管损坏引起流体窜槽或误射水层是异层水引起油井出水的主要原因。

对付异层水,在可能的情况下,应采取将水层封死的方法。同层水进入油井是不可避免的。边水内浸、底水锥进、注采失调是注入水效率低、油井含水率上升、原油产量大幅度下降的根源。所以,对油井出水应及时采取措施,以达到缓出水、少出水和降低含水率上升速度的目的。

3. 调剖堵水技术在油田开发中的作用和效果

注水井调剖、油井堵水效果的评价,不仅应从单井注采状况考虑,最终应归结到产油层的利用程度、注入水的波及体积、注水开发油藏的阶段采出程度、注水开发效果和注水采收率等几个方面。国内外油田多年的实践表明,从油藏整体上看,调剖堵水的效果主要表现为下述五个方面:

(1)降低油井的含水比,提高产油量。封堵或卡堵高含水层,减少了油井的层间干扰,发挥了原来不能正常工作的低渗透层的作用,改变了水驱油的流线方向,提高了注入水的波及体积。因此堵水可有效地提高采油的日产水平。化学堵剂的作用较大幅度地降低了堵水半径内的井底水相渗透率,减少了产水量和油井含水比。

(2)增加产油层段厚度,减少高含水层厚度,改善油井的产液剖面。

(3)提高注入水的利用率,改善注水驱替效果。

(4)改善注水井的吸水剖面。注水井调剖后改善了注水井的吸水剖面,纵向上控制了高渗透层过高的吸水能力,使低渗透层的吸水能力相应提高,某些不吸水层开始吸水,从而增加了注入水的波及体积,扩大了油井的见效层位和方向,改善了井组的注入开发效果。

(5)从整体上改善注入开发效果。油田区块的整体处理效果表现为整个区块开发效果得到改善,区块含水上升速度减缓,产量递减速度下降,区块水驱特征曲线斜率变缓。

第二节 油井出水原因分析方法

国内外堵水成功与否的实践活动证明,堵水作业失败一半以上是由于不能认识和确定出水的原因所致,因此正确分析油井的出水原因是十分重要的,因为出水原因直接决定对油藏类型的认识,直接影响油田的开发效果,直接决定应该采用何种措施。以往的分析方法往往受各种因素的限制无法准确地判断油井出水的真实原因,经常只能作出几种可能的推测,为此希望找到一种行之有效的分析方法来正确分析油井出水原因。

分析油井出水原因有以下几种常规方法:

(1)分析水的氯离子含量和总矿化度来判断出水层位:该方法只适合于油层与水层的矿化度相差很大的油井,但对于各层的地层水的矿化度差别不大的油井,无法判断油井的出水原因。另外,这种分析矿化度的方法可以区分出是地层水还是地面水(钻井液滤液或作业液)。

(2)DDL—Ⅲ测井系列测井:这包括温度、密度、流量、压力、持水率及噪声等参数的测试。这种方法能测出出水剖面,能判断桥塞是否密封,能判断管外是否窜槽,但测试费用高,也不可能对所有的出水油井进行测试,更不能经常测试。

(3)进行压力恢复试井,看是否有多层反应:这种方法只适合油层和水层原压力和渗透性有明显差异的油井,而对于差别不大的井就无能为力了。

(4)根据测井曲线、固井质量曲线和试油情况测出水层位。

(5)封隔器、测井温等其他方法找水。

下面提出了一种分析油井出水原因的新方法,即无量纲采油(水)指数分析法。DDL—Ⅲ找水测试结果表明该方法可以正确地分析油井的出水原因。

采油指数(J_o)就是单位生产压差下的日产油量,反映一口油井的原油生产能力。这样,只要有不同时刻的日产油量和生产压差(地层压力与井底流压之差),便可求得各个时刻的系列采油指数。最大采油指数($J_{o\max}$)取这一系列采油指数中的最大值。

采水指数(J_w)是单位生产压差下的日产水量。同样,可以根据油井的日产水量和生产压差计算出不同时刻的采水指数。最大采水指数($J_{w\max}$)取这一系列采水指数中的最大值。

为了进行归一化处理,取($J_{o\max}$)和($J_{w\max}$)的较大值作为 $J_{\max}$ 。然后将出水油井不同时刻的采油指数除以 $J_{\max}$ 得到了无量纲采油指数,将出水油井不同时刻的采水指数除以 $J_{\max}$,得到了无量纲采水指数。

1. 底水油藏出水规律的理论分析

如图 1.1 所示,对于底水油藏油井,人们往往只射开油层的上部,下部底水随着时间的推移要占据原来属于油的通道,从而导致油的相对渗透率降低,采油指数必然降低,而水相的相对渗透率增加,采水指数必然增加。这样底水油藏生产规律主要表现为无因次采油指数降低,同时无量纲采水指数增加,从而含水逐渐上升。

2. 异层出水规律的理论分析

如图 1.2 所示,对于异层出水的油井,异层的水不进入油层,油层的相对渗透率不受影响,从而无量纲采油指数基本保持不变。但是此时原油产量却要下降,原因是异层出水使油井的含水上升,井底流压增加,生产压差变小。异层出水的另外一个特征是无量纲采水指数在短时间有一个突然的上升,之后基本保持不变。

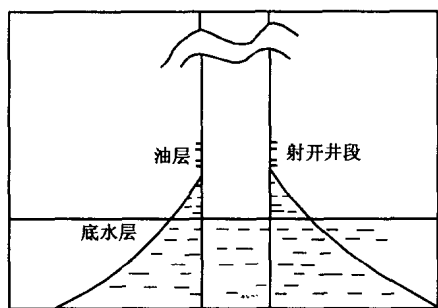


图 1.1 同层出水示意图

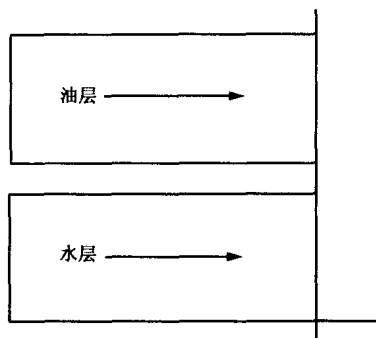


图 1.2 异层出水示意图

3. 油井出水原因的实例验证

某油田开发初期有 6 口油井见水,采用无量纲采油(水)指数法对这 6 口井的出水原因进行了分析,后来有 5 口井进行了 DDL—Ⅲ生产测井(LN201、LN203、LN206 和 LN10),还有一口井(LN3)进行了找水作业。这 5 口井的测试结果证明采用无因次采油指数和无量纲采水指数法可以准确地判断出水是来自油层本身还是来自异层水。现将这 5 口井的情况作一简要分析。

LN201 井的试采层位为三叠系 I 油组,图 1.3 给出了该井的无量纲采油(水)指数随时间的变化关系。从该图可以看出无量纲采油指数(J_o)逐渐下降,而无量纲采水指数(J_w)逐渐上升,含水率(f_w)逐渐上升,反映出典型的底水油藏生产特征。DDL—Ⅲ测试结果表明油层下部油水同出,即对于该井而言属于底水油藏,这与该井处于油层边部相吻合。

LN3 井原来的试采层位为三叠系 II 油组,图 1.4 给出了该井的无量纲采油(水)指数随时间的变化关系。从该图可以看出无量纲采油指数逐渐下降,而无量纲采水指数逐渐上升,含水率逐渐上升。反映出典型的底水油藏生产特征。事实上三叠系 II 油组属于底水油藏,测井解释也是上油下水。后来的找水作业证明了该井属于底水油藏。

LN203 井的试采层位是三叠系 I 油组,图 1.5 给出了该井的无量纲采油(水)指数随时间的变化关系。从该图可以看出无量纲采水指数基本不随时间变化,反映出典型的异层水窜的生产规律。DDL—Ⅲ测试结果表明水主要是从桥塞下面的水层漏来的。

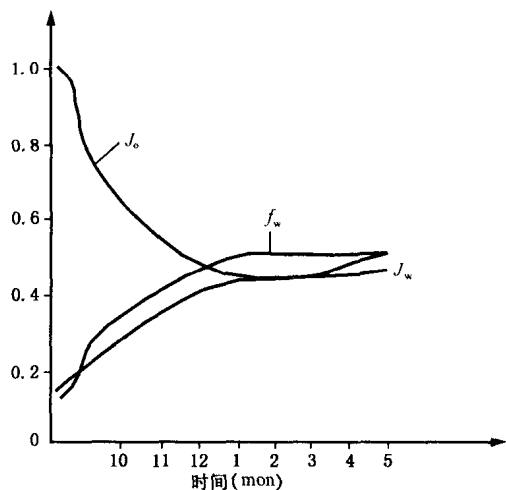


图 1.3 LN201 井无量纲采油(水)指数随时间的变化关系

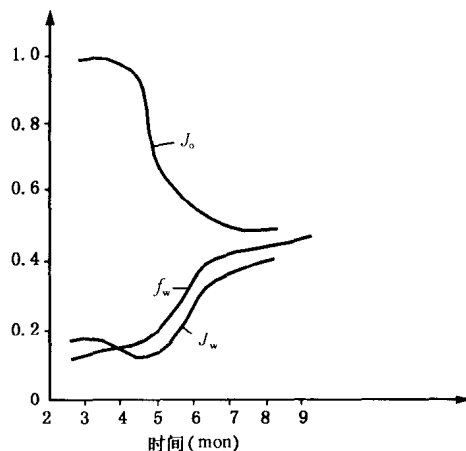


图 1.4 LN3 井无量纲采油(水)指数随时间的变化关系

LN206 井的试采层位是三叠系 I 油组,图 1.6 是该井的无量纲采油(水)指数随时间的变化关系,从该图可以看出无量纲采油指数和无量纲采水指数基本不随时间变化,反映出典型的异层水窜的生产规律,DDL-Ⅲ测试结果表明水主要是从桥塞下面的水层漏来的。

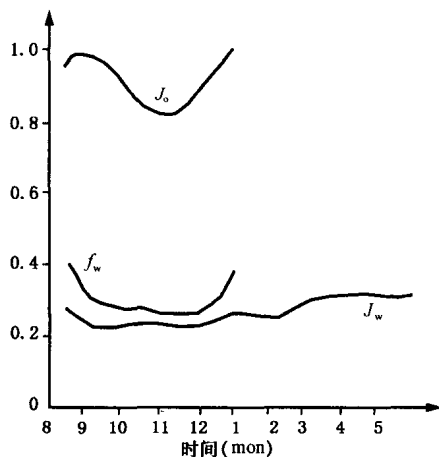


图 1.5 LN203 井无量纲采油(水)指数随时间的变化关系

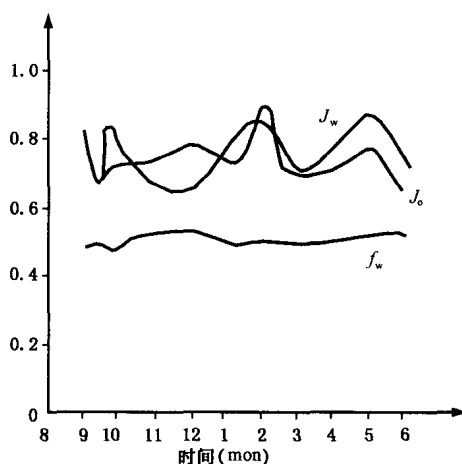


图 1.6 LN206 井无量纲采油(水)指数随时间的变化关系

LN10 井试采层位是三叠系 I 油组,图 1.7 是该井无量纲采油(水)指数及含水率随时间变化关系图。生产很快就见水,但能自喷生产,生产两个月之后(9 月份)关井测压力恢复曲线,测试后开井无法自喷生产,图中的虚线表示油井关井阶段,之后采取多次替喷措施才使油井恢复自喷生产。从图中的含水率曲线来看,含水先上升后下降,之后趋与平稳,出现了无法解释的出水规律,人们对于油藏的认识出现了不同意见。但采用此方法使该问题得到了解决,从油井再次恢复自喷生产之后的一段曲线来看,无因次采水指数趋于平稳,而无量纲采油指数逐渐上升并趋于平稳,这现象表明油井恢复生产初期出水能力在下降而出油能力在上升,之后两者保持稳定,同层出水绝对不可能出现这样的现象,因此可以推断油井出水的真实原因是异层出水,且关井过程中出现了水层的水向油层倒灌现象。这样,油层井筒附近是高含水区域,恢复生产之后油层有一段排水过程,排水过程当然表现出出水能力下降而出油能力上升,油层的水排替结束之后,出油出水能力可基本保持不变。

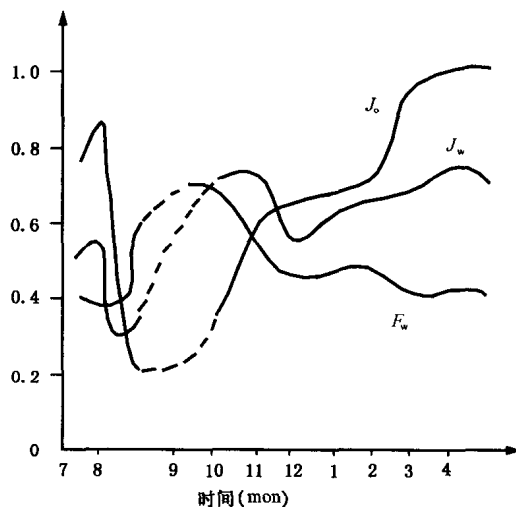


图 1.7 LN10 井无量纲采油(水)指数随时间的变化关系

DDL-Ⅲ测试结果表明,该井的出水原因是固井质量不好导致管外窜槽,即所谓的异层出水。

综上所述,该方法可解决以下几个问题:无量纲采油(水)指数法可以根据油井产量和压力测试数据判断油井出水原因;异层水窜表现为无量纲采油指数基本不变,无量纲采水指数先有一个跳跃之后基本保持不变;同层出水表现为无量纲采油指数逐渐减小而与此同时无量纲采水指数

逐渐增大,含水率也增加;无量纲采油(水)指数法还可以判断水层的水是否倒灌到油层;判断作业是否污染了油层;还可以判断油井的增产措施效果。这些都为下一步的堵水措施提供了依据。

第三节 堵水类型划分

一、堵水类型分类

根据不同的地质条件和油井出水原因,选择相对应的堵水类型,是提高油井堵水成功率和有效率的关键所在,堵水类型大体可分为以下几种:

(1)封堵上或者下含水层的水环形空间窜入射孔井段。在地层剖面含水层与油层由厚度大于1.5~2.0m的低渗透隔层隔开(图1.8)。

(2)封隔下部已水淹的射孔层段。含水层由未射孔的套管和厚度达1.5~2.0m以上的低渗透隔层与已水淹的射孔层段隔开(图1.9)。封堵水淹层回采上部生产。

(3)封堵上部或层间水淹层。这些水淹层由未射孔套管和厚度达1.5~2.0m以上的低渗透隔层与已射开生产层隔开(如图1.10)。封堵水淹层时应保护下部生产。

(4)在射开的整体地层范围内封堵水淹层段。在水淹层段与含油层段之间没有岩性隔层或者由厚度小于1.5~2.0m的低渗透隔层分隔(如图1.11)。

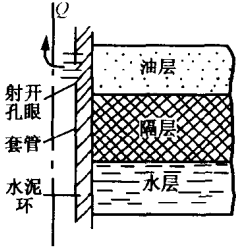


图 1.8 封堵下层水窜示意图

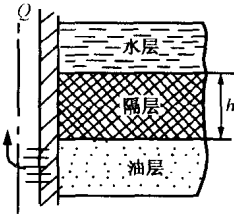


图 1.9 封堵下部水淹层示意图

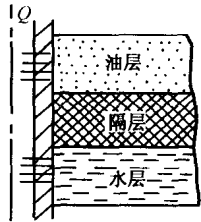


图 1.10 封堵上部水淹层示意图

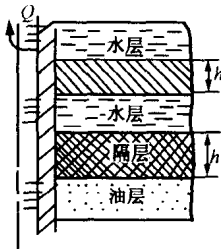


图 1.11 封堵两个水淹层示意图

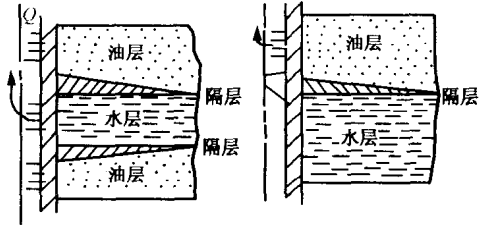


图 1.12 封堵水窜入上、下两层示意图

(5)封堵油水同层中来自未射孔底层窜到射孔井段的水,油水层之间没有厚度大于1.5~2.0m岩性隔层(如图1.12)。水通过不密封的水泥环进入油井,个别情况下是近井地带的底水锥进。由于油水界面升高,从射孔井段出水也属于这种水淹类型。

分隔产油层段和水淹层段的低渗透隔层的厚度(1.5~2.0m)以电测解释层位划分的可信度下限为准。除此之外,厚度值1.5~2.0m也是进行分采以及套管胶结水泥环承受采油压差的最低值。同时这一界限也是达到准确安置井下装置(封隔器、射孔枪、生产管柱等)的下限。根据这项准则,在油水隔层厚度大于1.5~2.0m的情况下,自含水层沿着管外环形空间窜入油井和水属于上层水或下层水。而在隔层厚度为0~1.5m的情况下,产出水属于油水同层的底部水。

除上述对堵水类型进行分类外,还对封堵作业进行分类:

- (1)封堵套管的不密封连接件,其中包括连接丝扣和对接部件,水的渗流流量小于1L/s;
- (2)封堵套管潜漏洞(裂缝、孔洞、所射孔眼等);
- (3)加大套管外水泥环上返高度。

为了更有依据地选择堵水剂,其性能完全符合堵水要求,并且为了在相似地质矿场条件和工艺方案情况下扩大利用可互换堵水剂的可能性,根据堵水剂与周围介质的物理化学作用原理,同时考虑其分散状态和在胶体和固体中形成空间结构的机理,对堵水剂进行了分类。这种分类与传统的分类不同,不是让堵水专家注意堵水剂的化学特性,而是注意每类堵水剂的可用功能。

二、地质、工艺及堵剂合理组合的推荐方法

按照穿透能力对具体的地质工艺条件选择堵水剂类型,首先应以堵水剂主要组成的微粒尺寸为优先选择条件,可根据表 1.1 的各类堵水剂与其对应的微粒尺寸表和表 1.2 的岩石渗透率与其孔道半径对应关系表所列数据进行选择。

表 1.1 各类堵水剂与其对应的微粒尺寸表

堵剂类型	堵水剂中分散微粒的尺寸(μm)
离子型和分子型分散溶液	$(0.3 \sim 1.0) \times 10^{-3}$
高分子量聚合物浓溶液(如聚丙烯酰胺)	$(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3}$
乳酸	$(1 \sim 5) \times 10^{-3}$
低分子有机硅化合物,低分子量聚合物的稀溶液,水玻璃	$(1 \sim 5) \times 10^{-3}$
表面活性剂的胶束溶液,二氧化硅灰浆	$(5 \sim 40) \times 10^{-3}$
交联凝胶聚合物	0.01~10
树脂	0.1~10
水泥	10~80
天然和人造填充剂	10~500

表 1.2 岩石渗透率与其孔道半径对应关系表

渗透孔道半径(μm)		1~10	10~100	100~500	500~1000	1000 以上
岩石渗透率 (μm)	碎屑岩	<5	5~11	11~20	20~26	≥ 26
	碳酸岩	<6.5	6.5~12	12~22	22~30	≥ 30

按照各种堵水类型选择有效堵水方法和堵水剂取决于地质工艺条件,它们主要是指:射孔段至水淹层的距离、水窜的方向(自上层或自下层)、射孔井段距油水界面的距离、油井含水率、封堵层的吸水指数、水油层的相对吸水指数、堵水后产层的生产压差、堵水层的地层温度、被封堵水的矿化度。

正确地选择堵水工艺和堵水剂应能保证:

(1)挤入地层的堵水剂能充满油井近井地带,并按设计留有一定的孔隙和通道,而且在工艺可接受的期限内形成最佳结构状态;

(2)形成足够强度的封隔层,可承受生产时设计压差,保持或改善原油在生产层中的渗透条件;

(3)在不降低堵水效果的前提下最大限度地减少施工次数和简化工艺工序,减轻对施工人员的人身伤害,并防止残液排放污染环境。

在套管外水泥环不能保证把油层封隔开的情况下,必须预先注入可渗透性的堵剂,在水层的近井地带建立隔板,扩大封隔带。为了保护近井地带的油层,必须寻找有利于应用选择性堵水剂的地质工艺条件,保障在含水层和含水通道形成选择性堵水结构。

第四节 堵水选井选层

调剖堵水施工能否成功,很大程度上取决于施工井的地质条件,因此选井选层非常重要,选择调剖堵水井,除应该主要考查上节提出的 9 种指标外,同时还要确定正确的施工工艺和调堵剂类型,确保施工井有效。

具体来言,根据部分油田的经验,总结出选井的原则。

一、油井堵水选井原则

以储量为基础,选择由于水窜导致含水上升过快,使油井失去生产能力,但剩余储量又较高的油井,一般原则是:

- (1)初期产能高,目前供液能力强,累计产油量低,动用程度较低;
- (2)累计水油比不大于 1,一般不超过 2;
- (3)水驱控制高,波及体积大的区域内高含水井;
- (4)综合含水高(不小于 80%),以注入水型为主,注采关系清楚;
- (5)油井单层厚度较大,具有丰厚的剩余可采储量,一般要求单层厚度在 5m 以上;
- (6)油井固井质量好,无层间窜槽。见水特征为底水锥进,由高渗透层造成水淹,而不是水泥环破坏窜槽引起;
- (7)具有明显的油水界面,油井出水层位清楚;
- (8)地层非均质,出水层渗透率大于出油层渗透率,垂直渗透率接近水平渗透率;
- (9)油井动液面高,因高液面表明产水量超过了泵抽能力,通过降低产水量,液面下降,可提高产油量所需的压差。

二、注水井调剖选井原则

注水井调剖一般采用以下原则:

- (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)累计注采比尽量接近于 1,这时最需要启动新层;
- (3)与井组内油井连通情况好的注水井;
- (4)吸水和注水良好的注水井;
- (5)吸水剖面纵向差异大的注水井;
- (6)注水井固井质量好,无窜槽和层间窜漏现象。

三、堵层含水界限

确定堵层的含水界限,应主要考虑以下问题:不同时机堵水对油田可采储量的影响;不同时机堵水对油田产量水平的影响;油田开发过程中所发生的各种费用允许油田开采到的含水水平。但由于高含水后期还有大量的油量需采出,过早堵水也是不利的。

过早堵水对于没有接替开采井点的油层,或者虽有开采井点,但会形成一定滞流区的井网,可采储量的损失是很大的。如四点法面积井网,在含水 85%或 90%堵水时采收率要比不堵水减少 4%~8%左右。有接替开采井点条件下(如行列井网、反九点法面积井网),早堵虽不至影响可采储量,而且会有一定程度的增加,但增加幅度远没有含水 98%时堵水增加的幅

度大。综合各方面研究结果,油井堵水时,堵层含水越高,对增加油田可采储量越有利。

关于堵层含水界限对产量水平的影响,我们针对各种井网和油层条件利用数值模拟进行了计算。堵水后由于终止了该井点特高含水阶段的采油过程,使其转移到由接替井点开采,势必在一定程度上影响该油层的采油速度。但总的来说,堵层含水越高,对保持油田产量水平越有利。

另外,堵层含水较低时,虽然可以减少大量的产水量,有利于改善阶段开发效果,但对增加可采储量不利。如果采取堵后再解堵的方法,解堵后产水量急剧增加,最终与不堵水方案相差很小,使油田后期的产水负担加重,并且增加了解堵程序。图 1.13 是数值模拟计算的累积注水和累积产水量变化,也证明早堵水虽然阶段累积注水量和累积产水量下降,但解堵后反而增加更快。

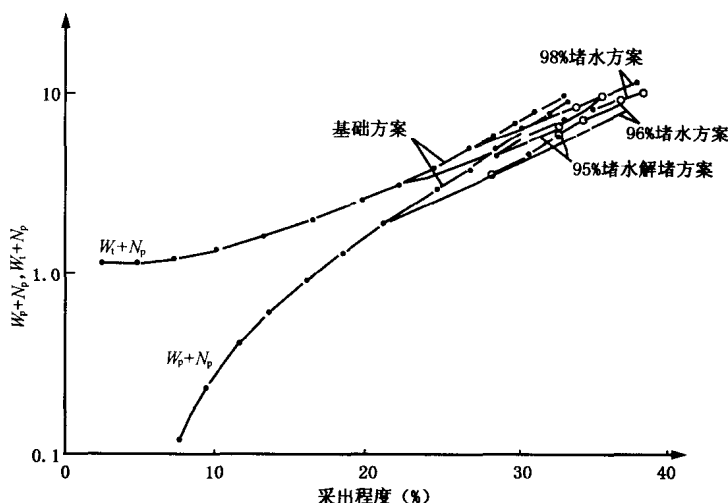


图 1.13 行列井网不同方案注入—采出曲线

综上所述,无论是从堵水对油田可采储量的影响,还是从堵水对油田产量水平的影响考虑,堵层含水界限都是以含水高些为好。从油田单位原油生产可变费用与含水的关系分析可知,油价 367 元时,油井可以采到含水 97.4% 左右,油价每吨 510 元时,油井可以采到含水 98% 左右,当油价不再提高时,继续开采会出现一定的企业亏损。

为了改善现阶段开发效果,同时又不影响油田可采储量,堵层在平面上有接替开采井点时,可以适当早堵。

四、堵水原则综合分析

油井要在有利于增加油田可采储量和尽可能小地影响油田采油速度的前提下,合理选井选层进行堵水。

(1)原则上只有达到堵层含水界限的油层才可以对其封堵。但从平面调整和改善油田现阶段开发效果考虑,油井堵水要综合考虑井网和油层的注采关系特点,在堵后有接替开采井点的情况下,可以适当早堵,含水达到 95% 以上便可以堵水。如果堵水后,在周围没有开采井点或者会形成一定的滞留区时,堵层含水则需达到 98% 以上。

(2)油井堵水选层时,应优先选择由于井网注采关系或油层非均质性造成平面矛盾较大的油层进行堵水。

(3)选择堵水时,要优先选择层间含水差异较大、流压较高的油井。此外,所选油井要具有一定规模的产液能力和良好井况。

(4)油井堵水前应尽可能获取较准确的分层测试资料,结合动、静态分析,综合判断堵层的含水状况。考虑到目前分层测试较困难,根据高含水井中的主产液层一般也是高含水层的经验,含水达到90%以上的油井可以考虑堵其中的高产液层。

(5)在达到油田含水水平控制要求的前提下,为满足油田产量的要求,具备提液条件的井应优先选择提液,否则考虑堵水作业。

(6)油井堵水作业除考虑增油降水效果外,还要考虑经济上是否合理,即要求增油降水幅度取得的盈额应大于堵水作业费用。

(7)使注、堵、采协调平衡。由于堵水后接替层能力较好时,堵后放大压差其开采速度明显加快,因此要注意注入量的适当调节,以保证具有稳定生产能力。被堵层也要按照周围相关油井的压力、含水状况适当调整注入量。对于接替能力差的油井,接替层具备压裂条件时可以采取堵水与压裂结合的做法。

五、堵水效果评价方法

自喷开采阶段,堵水的主要目的是为了放大生产压差而增加产油量。高含水后期堵水的目的是降低无效产水量,实现区块、井组整体的稳油降水。因此,高含水后期的堵水效果不仅体现堵水井本身增油的多少,还体现在降水多少,平面上增油多少,以及区块水淹速度减少多少等方面。

评价堵水措施效果的好坏,可以采取多种办法。利用水淹特征曲线可以有效地研究一口井(或一个区块)水淹特征变化和评价堵水效果。

水淹特征曲线是累积油液比与累积产液量的变化曲线,反映在含水期内产出的累积液量中累积产油量的比例变化与累积液量的关系。由两个无因次变量组成:

$$Y = \frac{N_p}{N_p + W_p} \quad X = \frac{N_p + W_p}{N_{pn} + W_{pn}}$$

式中 N_p, W_p ——含水期累积产油、产水量, $10^4\text{t}, 10^4\text{m}^3$;

N_{pn}, W_{pn} ——绘制曲线时含水期累积产油、产水量, $10^4\text{t}, 10^4\text{m}^3$ 。

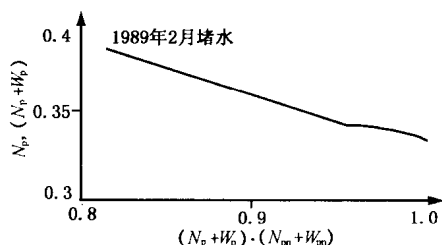


图 1.14 喇6-221 井水淹特征曲线

由于水淹特征曲线揭示了水淹动态的主要趋势,因此比较堵水前后水淹动态变化趋势,便可以分析评价堵水的效果。堵水后曲线上抬,与横坐标夹角变小表明堵水有效果,水淹趋势变好。如果堵水后水淹特征曲线方向无变化,或者变化不大,或堵水后又恢复到原来的方向,则证明堵水无效果。如图 1.14 表示喇6-221 井用水淹特征曲线分析堵水效果。

观察累积注水量和累积产水量的变化也是分析评价区块堵水效果的有效方法。通过绘制累积注入曲线(累积注水量与累积产油量之比和采出程度的关系曲线),对比分析累积注入曲线和累积采出曲线的斜率变化趋势便可以评价堵水效果。累积注入曲线和累积采出曲线的斜率变小,则表明堵水是有效的,反之则是无效的。如果累积注入曲线和累积产出曲线的延长线交点右移;则位移数值代表了由于堵水增加的采出油量(对单井只能观察累积产出曲线,见图 1.14)。

用上述水淹特征曲线、累积注入与采出曲线评价堵水效果,需要采取措施 1~2d 后方可进行。对比分析措施前后产量、含水等开发指标,产油量上升、含水下降或产油量上升(或略有下降)但产水量下降幅度较大,表明堵水有效果,否则说明堵水无效。实际上油井堵水后本井产量变化值,等于未堵层产油量变化值与堵层原产油量之差值。堵水后本井增油效果与层间含水差别大小、堵后压差增加幅度及接替层的生产能力成正比。这也是堵水要优先选择层间含水差异大、接替层条件好和流压较高并有一定产液规模油井的依据。

第五节 堵水施工规模

一、调剖堵水半径和堵剂用量的确定

在调剖堵水作业中,堵剂用量越大,封堵半径越大,所花费用越高。因此,在优化措施经济效果的前提下,应合理确定调堵半径。

下面以解析法给出堵水半径的推荐方法。假定油层中有一径向流系统,且流动符合达西定律,堵水前油井产水量为:

$$Q_{wi} = \frac{232.82K_w h(p_r - p_{wf})}{B_w \mu_w \ln(R_e/r_w)} \quad (1-1)$$

式中 Q_{wi} ——处理前油井产水量, m^3/d ;

K_w ——处理前水的有效渗透率, μm^2 ;

h ——油井产层有效厚度, m ;

p_r ——平均地层压力, MPa ;

p_{wf} ——井底流动压力, MPa ;

B_w ——水的体积系数, 无因次;

μ_w ——水的粘度, $mPa \cdot s$;

R_e ——油井供油边缘半径, m ;

r_w ——井眼半径, m 。

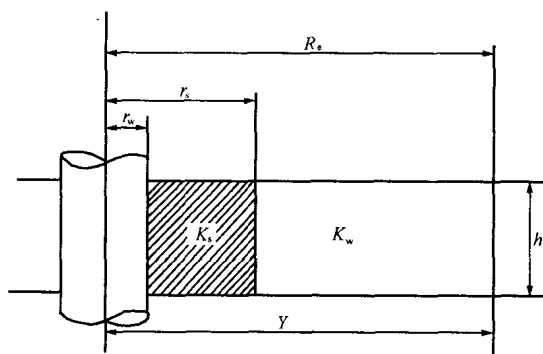


图 1.15 堵水处理后油井径向示意图

假设经聚合物堵水处理后,油井径向示

意图如图 1.15 所示。其中堵水剂介于井眼半径 r_w 与处理带半径 r_s 之间,经堵水处理后水的流度为 λ_s ,有效渗透率为 K_s 。

堵水后,假定油井产水量降低为 Q_{ws} :

$$Q_{ws} = \frac{232.82K_s h(p_s - p_{wf})}{B_w \mu_w \ln(r_s/r_w)} \quad (1-2)$$

式中 Q_{ws} ——处理后油井产水量, m^3/d ;

K_s ——处理后地层中水的有效渗透率, μm^2 ;

p_s ——处理后地层处理半径处的地层压力, MPa ;

r_s ——处理后地层处理半径, m 。

以堵水处理区以外为研究对象,由达西定律可得:

$$Q_{ws} = \frac{232.82K_w h(p_r - p_s)}{B_w \mu_w \ln(R_e/r_w)} \quad (1-3)$$

由式(1-2)、(1-3)得:

$$Q_{ws} = 232.82h(p_r - p_{wf}) / \{B_w[(\mu_w/K_s)\ln(r_s/r_w) + (\mu_w/K_w)\ln(R_e/r_s)]\} \quad (1-4)$$

假定堵水处理后,在井供油范围内存在平均渗透率 K_a ,则:

$$Q_{ws} = \frac{232.82K_a h(p_r - p_{wf})}{B_w \mu_w \ln(R_e/r_w)} \quad (1-5)$$

式中 K_a ——处理后地层的平均渗透率, μm^2 。

由式(1-4)和式(1-5)得油井堵水后油层中水的平均流量 λ_a :

$$\lambda_a = \frac{K_a}{\mu_w} = \frac{\ln(R_e/r_w)}{(1/\lambda_s)\ln(r_s/r_w) + (1/\lambda)\ln(R_e/r_s)} \quad (1-6)$$

式中 λ ——未处理地层水的流量, $\mu m^2/(mPa \cdot s)$;

λ_a ——处理后地层水的平均流量, $\mu m^2/(mPa \cdot s)$;

λ_s ——处理地层水的流量, $m^2/(mPa \cdot s)$ 。

由式(1-6)可得:

$$r_s = \text{EXP}\{\lambda/(\lambda_a - 1)\ln R_e + (\lambda/\lambda_s - \lambda/\lambda_a)\ln r_w\}/(\lambda/\lambda_s - 1) \quad (1-7)$$

$$\lambda = K_w/\mu_w \quad (1-8)$$

$$\lambda_s = K_s/\mu_w \quad (1-9)$$

对层数为 n 的多层油藏,假设生产流体沿各小层呈平面径向稳定渗流,则堵水前、后各小层的产水量 Q_{wk} ($k=1,2,\dots,n$)可用下式计算:

$$Q_{wk} = \frac{K_k h_k}{\sum_{k=1}^n K_k h_k} \cdot Q_w \quad (1-10)$$

式中 Q_{wk} ——堵水前、后第 k 小层的产水量, m^3/d ;

k_k ——堵水前、后第 k 小层的水相渗透率, μm^2 ;

h_k ——第 k 小层的有效厚度, m ;

Q_w ——堵水前后油井的产水量, m^3/d ;

堵水处理前后油井的产水指数之比 R_i 为:

$$R_i = \frac{(Q_{wk}/\Delta p)_i}{(Q_{wk}/\Delta p)_s} = \frac{\lambda}{\lambda_a} \quad (1-11)$$

式中 R_i ——堵水处理前后,油井的产水指数之比,无量纲。

R_{RF} 称残余阻力系数,它是未处理带(原始的)与处理带的水的流量之比,表示注入堵水剂前后多孔介质渗透率的变化特征,可用实验室的岩心驱替实验得到:

$$R_{RF} = \frac{\lambda}{\lambda_s} = \frac{K_w}{K_s} \quad (1-12)$$

式中 R_{RF} ——残余阻力系数,无量纲。

将式(1-11)和式(1-12)代入(7)式,得:

$$r_s = \exp[(R_i - 1)\ln R_e + (R_{RF} - R_i)\ln r_w]/(R_{RF} - 1) \quad (1-13)$$

上式只有当 $R_i < R_{RF}$ 和 $R_{RF} > 1$ 时成立。

对注水井调剖,可按同样的方法推导出形式与式(1-11)相同的计算调剖处理半径 r_s 的计算公式。