

油井出砂预测技术的发展与应用综述

王艳辉 刘希圣 王鸿勋

(石油大学·北京)

摘要 油气井出砂是石油开采过程中遇到的重要问题之一。本文详细地介绍了矿场监测、室内实验及理论模型等三方面开展油井出砂预测的发展历史,研究现状,应用水平与存在的问题,并提出联系采油工程活动,分析出砂的模糊系统的建议。

主题词 油井 出砂 预测 综述

作者简介 王艳辉,1965年生。1992年毕业于西南石油学院,获博士学位,1992年到石油大学做博士后研究工作,从事防砂技术与完井方法的研究。刘希圣,1926年生。1951年毕业于天津北洋大学采矿系,长期从事油气田钻井技术的教学和科研工作,现为教授、博士生导师。王鸿勋,1928年生。1951年毕业于天津北洋大学采矿系,长期从事油气田开采技术的教学和科研工作,现为教授,本刊编委。

在国内外各油田生产中,都广泛地存在着出砂问题。出砂原因极其复杂,从钻井开始到采油或注水过程中,每一环节对出砂都有影响。而人为开发因素造成的油气井出砂,有的可以避免,有的则无法避免。如果砂害得不到很好的治理,油气井出砂会越来越严重,致使油气田不能有效地开发和利用。本文较系统地介绍和评价了目前各种出砂预测方法的研究与应用现状,指出存在的问题,以便进一步研究可靠的出砂预测技术,达到有效地掌握和控制油井出砂的目的。

油井出砂的类型

油井出砂是一个范围很广的自然现象。根据油井生产过程中所观察到的出砂程度分类,是为了更好地比较和解释油井的出砂机理。

1. 不稳定出砂

正常生产条件下出砂量随时间而递减。该现象通常出现在射孔或酸化后的排液过程中,以及水锥进或放大油流之后,出砂浓度与体积及其衰减时间等物理量变化较大。

2. 连续性出砂

油井生产过程中长时间稳定的连续出砂。该时期内生产参数、出砂浓度都较稳定,衰减时间变化小。

3. 突发性大量出砂

是指短时间内大量出砂造成油井突然砂堵或关闭的事件,如放大油流或关井作业时砂桥

造成砂堵,或大量出砂造成井眼砂堵。

油井出砂后的井眼形状及其周围的渗透率要发生变化。目前测定井眼形状变化的常规方法就是根据射孔段内平均累积的出砂量(体积)而定。

油井出砂的预测技术

出砂预测模型的发展历史较短。Stein 首先引入了第一个重要的技术概念⁽¹⁾,他将地层的剪切强度与油井出砂机理联系起来,利用声波测井及密度测井的数据来建立出砂井与分析井生产状态之间的联系。此法的局限性在于油井必须进行完井与试验,要求大量的出砂后才能获得可靠的数据,而未考虑油藏压力衰减及产水的影响,并假定不存在油层损害,故其结果只能反映生产中的瞬时间题而无法预测将来的情况。Tixier 等人采用类似于 Stein 的方法⁽²⁾,利用测井资料分析评价当前生产状态下的油井出砂,此法的主要缺陷是不能给出定量结果,只能判断油井是否出砂,故无法计算最大的无砂产油速率。后来 Coates 等人提出了“砂岩强度”测井模型⁽³⁾,与前面模型不同,它是利用莫尔圆应力分析的方法描述了出砂的可能性与井眼应力状态间的关系,可用于产水量不大的油井出砂预测。

目前,出砂预测的方法有三种类型,即矿场出砂监测,室内出砂实验及出砂理论模型,下面分别介绍它们的应用状况。

1. 矿场出砂监测技术

该方法是根据油井产砂数据与生产工艺参数建立拟合关系,用以预测油井的出砂。目前存在以下不同参数的预测模型:

(1)单参数模型 此模型的形式最简单,只有一个参数,如极限井深准则⁽⁴⁾,在该深度以下才会出砂;此外还有声波传递时间准则⁽²⁾。单参数模型简单易用,但偏保守。

(2)双参数模型 单参数模型中未考虑油藏压力衰减及生产压差的影响,在双参数模型中考虑了这两个因素。因考虑方式不同目前又有:①在同一油田区块绘制出砂井与无砂井的总生产压差和声波传递时间的关系曲线⁽⁵⁾;②建立极限生产压差与动态剪切模量间的关系⁽⁶⁾。

(3)多参数模型 在出砂因素中考虑深度、声波传递时间、产率、生产压差、生产指数、泥质含量、含水量、含气量等因素,利用线性回归建立极限生产压差与这些因素的关系⁽⁷⁾。

一般地,由于长期监测和记录出砂数据是十分困难的,因此少参数模型的使用较普遍。

2. 室内出砂实验方法

开展室内出砂实验的目的是观察和模拟控制环境条件下的出砂行为,由此认识出砂机理及各类生产工艺与参数对出砂的影响关系。此外还根据出砂实验结果论证理论模型,并与矿场生产状况结合进行出砂预测。

室内实验主要以未胶结或弱胶结砂岩为对象。R. J. Selby 等人通过模拟井眼及其生产环境的径向流动实验表明⁽⁸⁾,产砂受到油层压力、流速、颗粒大小与形状等因素的影响。以未胶结地层为实验对象,测试了样品的三轴强度,表明棱形的细砂粒具有较高的强度,并在圆柱筒里充填砂粒以实验研究砂拱的稳定性,结果表明具有楞角形的砂粒在较低的载荷作用下无法形成砂拱,载荷提高后才能形成稳定砂拱,随载荷进一步增大,砂粒楞角破坏,砂拱失去稳定性。而

球形砂粒在无粒间粘结力作用时均无法形成稳定砂拱。此外,还表明砂拱随流速的增加而增大,而小的砂拱比较大的砂拱具有更高的强度和稳定性,当流速增大以致砂拱破坏后,将形成更大的砂拱。砂拱随围压的增加而减小,而稳定性随围压的增加而增大,随粘结力的增加而增加。

目前常用的实验模型是厚壁空心圆柱模型(TWC模型)^[9],其标准尺寸为内径/(外径×高度)=8.5mm/(25mm×50mm)。试验破坏压力 σ_{iw} 与油层垂直有效压力 σ_v 的关系为

$$\sigma_v = 0.86\sigma_{iw} \quad (1)$$

该方程描述了射孔的初始破坏条件。

3. 理论分析模型

长期以来,人们一直通过分析生产过程中射孔周围的应力及稳定性,并根据砂岩破坏机理来建立出砂预测的理论模型。将孔眼初始破坏的条件作为射孔出砂的准则,由最大的无砂生产速度评价产层损害程度,并引入“稳定性比率”的概念来预测特定生产条件下的出砂程度。

通过量纲分析孔眼稳定性的一组控制方程,将影响出砂的主要因素表达为

$$f(\Delta P_w, H, \Delta \sigma_H, \Delta \sigma_v, L, D, F, S_p, D_p, l, P_{cap}, C_h) = 0 \quad (2)$$

式中符号分别反映了井内压力,孔眼表面的压力梯度,原始地应力,岩石的加载、变形与破坏特性,射孔形状及密度,井斜角,毛管压力及化学应对岩石的弱化作用等。N. Morita 等人利用拟三维有限元模型分析了该方程中前两项参数对射孔孔眼破坏出砂的影响^[10,11],由不稳定流动模型计算获得射孔周围的孔隙压力分布,并输入地层——流体耦合模型计算应力、变形,然后根据描述岩石破坏特性的准则,评价射孔的稳定性,由此认识到油井出砂的许多物理现象。因为分析工作的简化,故其结论只能提供定性的说明。分析认为存在三种类型的射孔孔眼失稳,即剪切破坏、拉伸破坏与滑移次生破坏。如图1所示,描述了各类作用机理造成的孔眼破坏出砂。

(1)压缩破坏 压缩破坏是由孔壁处剪切应力过大造成的,其作用机理可能是油藏压力衰减或生产压差的影响。

目前已有几个压缩破坏模型,其中脆弹性模型较简单,但无法真实地描述弱胶结材料的破坏行为,而弹、塑性模型能较真实地反映材料变形行为,但分析计算很复杂。

模型模拟的结果受岩石的屈服特性及破坏准则的影响极大,如 Mohr—Coulomb^[12,13], Druck—Prager^[14]及最大塑性应变,最大塑性功^[12],最大应力^[13]等破坏准则。即使利用同一组三轴实验数据,但采用不同的材料模型将会得到完全不同的结果。因此,材料模型要由实验及矿场数据进行论证,目前一般均未进行这项工作。

压缩破坏的理论模型适用于定性描述,如射孔方案(孔密、方位、尺寸等)的优化设计,选择性射孔,指导最大产率、最大生产压差、放大油流及关井等生产措施与工艺参数的管理。

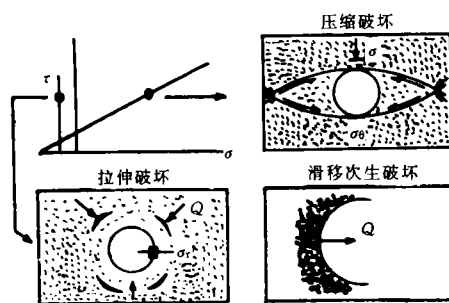


图1 出砂力学机理示意图

(2) 拉伸破坏 拉伸破坏是径向拉应力超过拉伸强度而产生的,作用机理是生产压差的影响。

目前,模拟砂岩的拉伸破坏是一个较棘手的复杂问题。一般情况下可由孔壁的生产压差梯度来描述其破坏准则,并与油井的工作状况相关^[15],即正常生产作业时

$$\text{生产压差 } \Delta P \begin{cases} \text{圆柱形孔} & \Delta P = \sigma_{uc} \lg(R_e/R) \\ \text{圆球形孔} & \Delta P = 2\sigma_{uc} \end{cases} \quad (3)$$

放大油流作业时

$$\Delta P = \sigma_t \quad (4)$$

式中 σ_{uc} ——砂岩单轴抗压强度;

R_e/R ——泄油半径与井眼半径之比;

σ_t ——砂岩的抗拉强度。

在关井作业时,导致砂岩拉伸破坏的作用机理与此不同。关井卸载过大时,孔壁附近的塑性变形将转变为拉伸破坏,破坏带在下次放油时将进一步增大,因此生产循环中极易导致砂岩的拉伸破坏出砂,出砂量取决于压力循环值及砂岩强度,出砂的极限循环压差值可表达为

$$\Delta P = 0.7\sigma_{uc} \quad (5)$$

(3) 滑移次生破坏 当流体作用在颗粒表面上的拖曳力超过其表观粘结力时就出现滑移次生破坏,它是一种特殊形式的拉伸破坏,是在孔眼表面逐渐产生的砂粒脱落现象,其中流体速度是一个重要的参数。

从目前的文献分析发现,大多数研究中均未考虑流动条件的影响。油层中流体流动将增大砂粒的作用力,孔眼周围的砂岩破坏范围扩大;此外,钻井完井对产层的损害减小了油层的渗透率,进一步增大了流体流动阻力及破坏带范围。

Vriezen 通过实验研究了井下温度和压力条件下流体流动对孔眼稳定性的滑移次生作用^[16],认为孔眼的有效径向载荷是控制其滑移次生破坏出砂的主要因素,而孔眼中的流体流动无明显的影响;Antheunuis 等深入发展了 Vriezen 的工作^[17],研究了孔眼的力学破坏,根据极限剪切应变准则提出了孔眼的破坏条件;Nordgreen 及 Chenevert 等人开展了类似的研究工作^[18,19]。

Vaziri 从考虑油层流体与地层特性之间的耦合作用出发^[8],建立分析油层射孔孔眼在流体、地应力、油层压力以及射孔损害等影响下的有限元分析模型,结果表明存在一极限压力梯度,超过该值将导致井眼坍塌。他将射孔完井后的孔眼地层按其结构属性划分为孔眼、拉伸破坏带、塑性带、非线性弹性变形带及无影响地层,破坏带内渗透率的增加将降低流体压力梯度,使出砂对应的临界压力梯度递减到较低的水平,产层将处于瞬时稳定,井眼几何形状及产层特性处于一个新的状态。

4. 出砂预测的系统性

在实际工程中,已开发油田的出砂预测是基于经验关系及历史数据的拟合,而对于新开发区,尤其是海洋油田,完井设计必须要考虑到出砂预测,然而又没有可参考的相似井。由于许多因素影响到油井出砂,优化的开发方案应准确判别地质、岩石力学、测井、生产工艺及油藏工程等要求与特性。

K. W. Weissenburger 根据岩心分析与测井数据^[20],以油井不出砂为准则,油藏管理及生产工艺技术为约束条件,建立完井方法与参数设计的综合系统方法。与油藏工程模拟器相结合,可模拟完井初期及整个生产过程中孔眼的稳定性问题。

图2为评价完井防砂方案系统方法的逻辑框图。

认识与建议

前面已描述和评价了油田开发过程中存在的出砂类型及可应用的出砂预测模型。今有如下认识和建议。

1. 出砂

到目前为止,出砂预测的研究主要集中在矿场易于观察的不稳定地层及大量突发性出砂井,而对出砂浓度或数量等表征出砂程度的物理量未能进行研究。实际上,对油井生产过程中连续不断的出砂及累积出砂量的研究更为重要。随着出砂量的增加,井眼几何形状发生变化,为监控出砂的发展动态,周期性测量出砂程度是十分必要的。此外,还必须根据测井资料评判是整个井段均匀出砂还是集中在一些弱胶结层段出砂,以论证预测模型的可靠性。通过出砂试验可确定无砂生产的最大速率。由于排液和放油后的出砂浓度随时间而减小,因此矿场实验应有充分的时间才能掌握连续出砂的发展趋势,随着油藏的衰减及油井生产特性的变化(如产水),应按一定规划方案重复实验。

在油藏热采技术中,流体流动的一个重要结果就是增大了孔隙度及改变了水饱和度,可能导致新的破坏区域,但这些过程很复杂,还没有完全弄清楚。此外,还应考虑酸化、蒸汽溶蚀等导致岩石孔隙结构变化引起的出砂问题。至今所提出的出砂预测模型还无法用于出水的气井开发,Ghalmber 仅根据气井数据的多因素线性回归方程描述了气藏的压力衰减及产水过程中的出砂问题^[21],这些工作还不能满足实际应用的需要。

2. 矿场出砂数据相互关系的模糊性

利用不同油井的产砂数据进行线性回归,其结果可能混淆油藏及生产工艺参数的实际影响,因而在较长时间内记录出砂情况对于评价油藏衰减和产水的影响十分重要。此外,油井产水的影响往往掩盖了油藏压力衰减的影响。事实上,油藏压力的降低将导致剪切破坏出砂,且这类出砂问题常发生在较短时间内,出砂量大,具有突发性和灾害性。

3. 室内出砂实验

TWC方法(空心厚壁圆柱法)可评价砂岩的初始破坏,而无法说明孔眼的扩大及破坏后的稳定性,此外它是基于完整理想岩石的试验结果,而未考虑射孔产生的破碎带、损伤带等完井伤害,故结果偏于保守。出砂将导致井眼几何形状的变化,在缺乏具体的矿场出砂资料时,必须

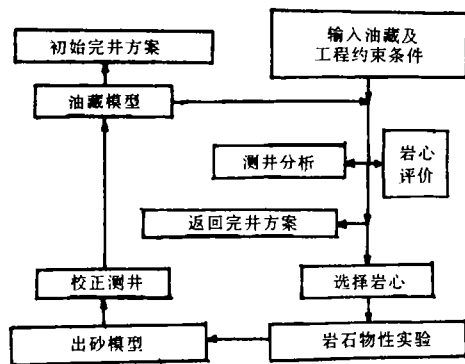


图2 系统方法逻辑框图

依靠全尺寸实验才能真实地模拟井下出砂状况,完井的室内实验应包括全尺寸下套管、固井及射孔,由此分析孔眼的扩大与连通、射孔方案及井眼方向等对出砂的影响。通过全尺寸实验与小样实验,利用修正系数将小样实验结果转换到矿场条件,从而可获得正确的应用方法。

4. 出砂理论模型

Morita 等表明,利用目前的岩石力学模型可以定性地认识各种油藏及生产工艺参数对不稳定出砂、突发性大量出砂的影响,而对生产过程中的连续性出砂还没有得到高度的重视。滑移次生破坏可解释这种类型的出砂,它较准确地反映了流速的影响。目前关于滑移次生破坏的出砂模型还不多,主要是以 Biot 理论为基础,实验分析材料系数为重点的工作方向^(22,23)。

尽管目前商业性有限元软件工具很多,但由于这些软件无法模拟流体在多孔介质中的流动特性而不能分析油井的出砂规律,而原油在岩层中的流动是很复杂的,其行为应由非达西定律描述;此外,这些软件中描述材料非线性变形的本构关系不能准确地反映砂岩的力学行为,其体积的变化方式很复杂,硬化效应与静水应力分量相关。

为进一步研究出砂机理,需开发高级的数值方法与材料本构模型。如真实地模拟孔眼扩大,材料剪胀的影响,以及拉压破坏间的相互作用,多相流与相对渗透率,毛细管力等作用。最后,一个完善的出砂预测的岩石力学模型,还必须利用实验或矿场数据给予验证。

5. 矿场应用

模型输入参数的不确定性严重地影响到出砂预测的结果。如由测井资料得到的地层强度,该量不准确时将影响到选择性射孔的成功。为了真实地评价出砂,应利用统计方法来考虑地层强度及其它输入参数的不确定性因素。因此,出砂预测研究的未来应在于发展砂岩破坏的安全与可靠性思想,而不是预测砂岩破坏的简单数据或临界条件,该模型可预测某一油田的所有油井是否同时出砂或在某一时期内各井逐渐出砂。

在恢复生产过程中油井出砂更为显著,这是因为关井的应力释放及不稳定流,对于未胶结或弱胶结的砂岩,当应力释放后,砂粒对拉伸破坏是极为敏感的。为避免塑性带应力的完全释放,建议降低生产压差以保持在—极限循环压差之内。

成功的防砂技术既可通过维持砂拱的稳定性来实现,又可依赖产层砂岩自身的结构强度。然而,无论是机械的还是化学的控制技术都没有解决这样的问题,即产层能允许多久的无砂生产。预测出砂井的未来行为也许是最困难的技术,因为需要估计孔眼出砂扩大后的大小、形状及孔眼间的连通情况等,这些问题既复杂,又未弄清楚。此外,目前各种出砂预测法取得的结论为出砂的初始临界条件,而无法评价出砂的发展过程、程度及其对生产的影响过程,也未考虑完井作业对出砂的抑制作用(主动性维护地层或砂拱的稳定)。

近年来已引起重视的水平井出砂预测技术,应当作为将来的主要研究课题,因其泄油方式的不同,出砂的机理与控制方法也与直井有很大的区别。

6. 预测出砂的系统方法

根据室内实验及理论模型建立的出砂预测技术只能起到定性的指导作用,只有经过矿场出砂数据的论证与修正才能用于定量分析。类似地,将岩心室内出砂实验结果运用于矿场条件时也需要理论模型。此外,在没有矿场资料的情况下,可根据室内实验来分析出水及油藏衰减的影响,也能用于理论模型的参数输入。

矿场资料、室内实验及理论模型应相互补充,作为一个系统工程来开发研究,才能准确地预测出砂。目前的各类出砂预测技术尽管各有局限性,但它们还是很有用的,其输入参数的可靠性也非常重要。矿场资料、室内实验及理论模型之间相互制约,如果没有矿场出砂资料或可靠的室内实验数据,复杂的理论模型无法取得较大的进步。在许多情况下,无法提供理论模型所需的参数,因而理论模型的发展还应从考虑输入数据的要求出发。

出砂预测方法的矿场应用受到许多不定因素的影响,如目前出砂模型本身的不准确和不完善,矿场环境的多变性及复杂性等。涉及到并需考虑的因素有:

(1)岩石性质。强度、垂直地应力与水平原始地应力(随油藏衰减变化)及地层深度(影响到强度、应力及压力)。

(2)油藏孔隙压力(随油藏衰减变化),渗透率,泄流半径,流体组成(气、油、水,受到完井与生产方案的影响),油藏厚度,油藏非均质性。

(3)完井时井眼方向、直径、完井类型(裸眼/射孔),射孔方案(深度、孔眼直径、孔密、方位、负压/正压),防砂(过滤器、砾石充填、化学固结),完井液,增产措施(压裂、酸化),完井管柱等。

(4)生产工艺参数如流速、生产压差及流量,油层损害(表皮系数),放油/关井方案,人工举升技术,油藏衰竭,水/气锥进,累积出砂量等。

现有的出砂预测方法中只考虑了极少的因素,更全面地系统地分析这些因素建立模型应当是进一步的发展方向。

结 论

1. 出砂可分为不稳定出砂、连续性出砂及突发性大量出砂等类型。在连续性出砂过程中,井眼几何形状逐渐变化。

2. 现有的出砂预测技术是基于矿场监测、室内实验及理论模拟等三种方法中的一种或几种的结合。现有的出砂预测技术都存在各自的优缺点。

3. 生产过程中能测量的参数越多,矿场出砂数据与油藏及生产工艺参数间的关系越准确可靠,由此反映的出砂机理与特征越明显,但实际测量工作越困难。

4. 如果井内压力太低,或产液速度提高,均会导致出砂,出水后出砂更为严重,有些情况降低产液速度后仍不能阻止出砂。

5. 室内实验表明在未胶结地层中以拉伸破坏为主,在弱胶结地层中以压缩破坏为主;对于孔眼周围的破坏带卸载出砂,毛细管压力的影响是非常重要的,如关井后井眼应力的释放等。

6. 由于模型与数据的不定性,目前出砂预测的理论模型还仅限于定性指导作用,尤其在缺少室内实验及矿场论证时情况更为复杂。

7. 利用油井出砂的矿场数据,室内实验及理论模型的有机结合,可逐步克服目前预测技术的局限性,这应当是现在的发展方向。

8. 联系油藏数值模拟工具,研究油田区块多井多层多组分(油、气、水)过程中井系的出砂行为(井间出砂状态分布及其注采系统的影响),由此设计和调整防砂方案,是待研究的课题。

(本文收到日期:1994年3月1日)

[本文责任编辑 万冰蓉]

参 考 文 献

- [1] Stein N. and Hilchie D. W. , 1972; Estimating the Maximum Producing Rate Possible from Friable Sandstone without Using Sand Control, JPT. Trans, Sept. 1972, P1 157~1 160
- [2] Tixier M. P. , Loveless G. W. and Anderson R. A. ; Estimation of Formation Strength from the Mechanical Properties Log, JPT, May. 1975, P283~293
- [3] Coates G. R. and Denoo S. A. , 1981; Mechanical Properties Program Using Borehole Analysis and Mohr's Circle, SPWLA 22nd Ann. Logging Symp. , Jun. 23-26, 1981
- [4] Lantz J. R. and Ali N. ; Development of a Mature Giant Offshore Oil Field, JPT. , Apr. 1991, P392~454
- [5] Veeken C. A. M. , Davies D. R. , Kenter C. J. and Kooijmar A. P. ; Sand Production Prediction Review, Developing an Integrated Approach, SPE 22 792
- [6] Stein N. , Odeh A. S. , and Jones L. G. ; Estimating the Maximum Sand-Free Production Rates from Friable Sands for Different Well Completion Geomechies, JPT, Oct. 1974, P1 156~1 158
- [7] Ghalambor A. , Hayatdavoudi A. , Alcocer C. F. , and Koliba R. J. ; Predicting Sand Production in U. S. Gulf Coast Gas Wells Producing Free Water, JPT, Dec. 1989 P1 336~1 343
- [8] Selby R. J. and Faroug Ali S. M. ; Mechanics of Sand Production and the Flow of Fines in Porous Media, JPT, May-June 1988, P55~63
- [9] Geertsma J. ; Some Rock-Mechanical Aspects of Oil and Gas Well Completions, SPE J. , Dec. 1985, P848~856
- [10] Morita N. and Whitfill D. L. ; Realistic Sand Production Prediction, Numerical Approach, SPE 16 989
- [11] Morita N. and Whitfill D. L. ; Parametric Study of Sand Production Prediction, Analytical Approach, SPE 16 990
- [12] Peden J. M. and Yassin A. A. M. ; The Determination of Optimum Completion and Production Conditions for Sand-Free Oil Production, SPE 15 406
- [13] Stein N. ; Calculate Drawdown that Will Cause Sand Production, World Oil, Apr. 1988, P48~49
- [14] Morita N. , Whitfill D. L. ; Realistic Sand-Production Prediction, Numerical Approach, SPE Prod. Eng. , Feb. 1989, P15~24
- [15] Risnes R. , Bratli R. K. and Horsrud P. ; Sand Arching—a Case Study, EUR 310
- [16] Vriezen P. B. , Spijker A. , and Van der Vlis A. C. ; Erosion of Perforation Tunels in Gas Wells, SPE 5 661
- [17] Antheunis D. , Vriezen P. B. , Schipper B. A. and Vander A. C. ; Perforation Collapse, Failure of Perforated Friable Sandstones, SPE 5 050
- [18] Nordgreen R. P. ; Strength of Well Completions 18th U. S. Symp. on Rock Mech. Proc. , Jun 22-24, 1977
- [19] Chenevert M. E. and Thompson T. W. ; Perforation Stability in Low Permeability Gas Reservoirs, SPE 13 902
- [20] Weissenburger K. W. and Morita N. ; The Engineering Approach to Sand Production Prediction, SPE 16 892
- [21] Ghalambor A. and Alcocer C. F. ; Prediction of Sand Production in Gulf Coast Gas Wells with the Production of Free-Water, SPE 17 147
- [22] Vaziri H. H. ; Mechanics of Fluid and Sand Production from Oil Sand Reservoirs, CIM 87-38-60
- [23] Yew C. H. ;孔隙流体与井眼稳定性, SPE 22 381

by Zhou Chifeng

This paper presents a method for determining the opening points and shutting-down points of travelling valve and standing valve on the basis of downhole pump card, and quantitatively calculating the stroke loss caused by leakage of travelling valve, leakage of standing valve, gas effect, liquid supply deficiency, dropout of plunger etc. . The field data of 283 wells from 5 production departments of Huabei oilfield indicate that the average error is within 15%.

A TECHNIQUE FOR DIAGNOSIS OF WORKING CONDITIONS OF HYDRAULIC PISTON PUMP

by Qin yi, Li xin, Guo Linzhu and Mu Jianghong

Hydraulic piston pump supplies energy for the lift of downhole liquid by the hydraulic pressure. For many years, the working conditions of downhole pump is experientially diagnosed by analysing the wellhead pressure variation, which lead to a larger error in diagnosis results, and then influences the oil production. Based on the motion law of hydraulic piston pump, this paper introduces a new method for the diagnosis of working conditions, which determines the working conditions of downhole pump by comparing the variation law of wellhead pressure and flowrate of power fluid with them, which is gathered and recorded by a portable computer, with the plots of typical working conditions. The oilfield management level has been improved by applying this method.

THE TECHNOLOGY TO PREDICT THE SAND PRODUCTION OF OIL WELL AND ITS APPLICATIONS

by Wang Yanhui, Liu Xisheng and Wang Hongxun

The sand production of oil/gas well is one of important problems in the oilfield development. This paper gives a detailed introduction to the developing history, researching situation, applying level and existing problems of the techniques to predict the sand production of oil well in field monitor, laboratorial test and theoretical model, and presents a proposal for the fuzzy system to analyse the sand production combining the oil production engineering.

THE LABORATORIAL MEASUREMENT OF RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF OIL AND WATER

by Zhang Xuanqi

The relative permeability curve of oil and water is an important data and base to draw up the oilfield development plan and to predict reservoir performance. This paper discusses the laboratorial method for measuring the relative permeability curve of oil and water for the cores with different lithologies and the fluids with different natures, and gives some valuable conclusions.

AN APPLICATION OF THE INTEGRATED PROJECT IN WELL STIMULATION AND PROFILE CONTROL IN TIGHT RESERVOIR

by Han Zhenhua, Wang Gang and Zeng Jiuchang

The problems faced to development engineering are how to improve the effect of well stimulation and profile control in low permeability reservoir and high permeability sandstone payzone in Huabei oil