

文章编号:1001-4888(2017)03-0351-10

防砂井挡砂介质堵塞规律实验 及堵塞程度定量预测模型^{*}

董长银¹, 高凯歌¹, 周崇¹, 智勤功², 李怀文³, 张清华¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中石化胜利油田分公司石油工程技术研究院, 山东东营 257000;

3. 中国石油大港油田公司石油工程技术研究院, 天津 300280)

摘要: 防砂井挡砂介质堵塞造成降产已成为困扰油气井防砂的关键问题。已开展的大量堵塞规律研究主要涉及机理和定性描述, 尚未形成可用的堵塞程度定量预测方法。针对这一问题, 本文在广泛应用的砾石充填防砂条件下, 利用挡砂介质堵塞评价驱替实验装置, 进行了砾石层堵塞机理和规律实验, 着重考察了砾石层堵塞渗透率比随驱替时间、砾砂中值比、流体流速、流体粘度、粘土含量、细质含量等生产条件的定量变化规律。根据实验数据, 首先拟合砾石充填层堵塞渗透率比随时间的定量关系, 引入综合堵塞系数和单项堵塞系数表征各生产条件对堵塞规律的影响, 然后拟合了堵塞系数与各生产参数的经验关系, 整合得到一个根据防砂参数和生产条件预测砾石充填层堵塞程度随时间变化规律的定量模型。结果表明, 不同生产条件砾石层渗透率在投产早期下降较快, 然后下降速度减缓并趋于基本不再变化, 达到堵塞平衡状态。具体变化规律由防砂参数和生产条件控制。使用实际防砂井资料进行了模型应用案例分析, 结果和规律与现场实际基本相符。该模型进一步修正后可用于防砂井动态产能预测与评价。

关键词: 防砂; 砾石充填; 挡砂介质; 堵塞规律; 堵塞程度; 预测模型; 堵塞实验

中图分类号: TE358

文献标识码: A

DOI: 10.7520/1001-4888-16-047

0 引言

砾石充填是目前应用最广泛的主流防砂完井工艺, 砾石充填层渗透率是影响防砂井产能的关键参数^[1-4]。大量研究表明^[5-14], 对于疏松砂岩油气藏的先期防砂完井和后期防砂, 投产后机械筛管和砾石充填层等挡砂介质会逐步被地层砂和堵塞物堵塞, 导致渗透率降低, 表皮系数增加。砾石充填层堵塞已经成为防砂井投产后产能下降的主要原因。国内外研究者对防砂井介质堵塞机理和定性规律开展了大量的实验研究。文献[5, 6]较早地进行了机械微粒侵入砾石层的运移过程研究, 定性地分析了给定粒径地层砂对砾石层的侵入机理, 但未考虑其他堵塞物的影响; 文献[7-10]针对砾石层开展了堵塞机理和规律的实验研究, 分析了粒径、流速等部分生产条件对堵塞渗透率影响的定性规律, 部分解释了堵塞物对砾石层的侵入和堵塞机理; 文献[10-14]主要针对机械筛管挡砂介质的堵塞规律和精度优化进行了实验研究, 也主要为定性规律和影响因素分析。上述研究基本得出了影响挡砂介质堵塞的主要因素及其定性规律, 存在的主要问题一是主要针对某种单因素进行分析, 并未设计油井实际影响堵塞规律的各项条件和因素; 二是这些实验研究结果均为机理解释和定性规律分析, 对定量关系鲜有研究。综上所述

^{*} 收稿日期: 2016-03-20; 修回日期: 2016-05-29

基金项目: 国家自然科学基金“疏松砂岩油气藏水平井管外地层砾石充填机理及模拟基础研究(51374226)”

通讯作者: 董长银(1976-), 男, 博士, 教授。主要从事油气井防砂完井领域的研究工作。Email: dongcy@upc.edu.cn

述,目前对防砂井投产后挡砂介质堵塞程度的定量预测研究尚未形成有效的模型和方法,油气田现场也无法对防砂井井底挡砂层渗透率和产能进行有效预测,影响了防砂工艺的评价和设计优化。

本文针对上述问题,通过实验研究,系统地得到了砾石层的堵塞渗透率比随驱替时间、砾砂中值比(GSR)、细质含量、粘土含量、流体流速、流体粘度、含砂浓度等生产条件的定量变化规律。基于实验数据拟合,研究建立了一套砾石充填层堵塞程度定量预测模型,用于预测砾石充填井投产后不同生产时间下的挡砂介质堵塞渗透率,为后续的防砂井动态产能评价提供了有效途径。

1 砾石层堵塞规律实验原理与方法

1.1 砾石充填防砂井介质堵塞影响因素

射孔垂直井砾石充填防砂后的井底挡砂介质结构如图 1 所示,从外到内挡砂介质依次为管外砾石层、炮眼砾石层、环空砾石层和机械筛管;其中管外、炮眼和环空砾石层为主要挡砂介质,其渗透率直接影响油井防砂后的表皮系数和产能^[2,3],保持作业后砾石层渗透率一直是防砂工程师的设计要点所在。

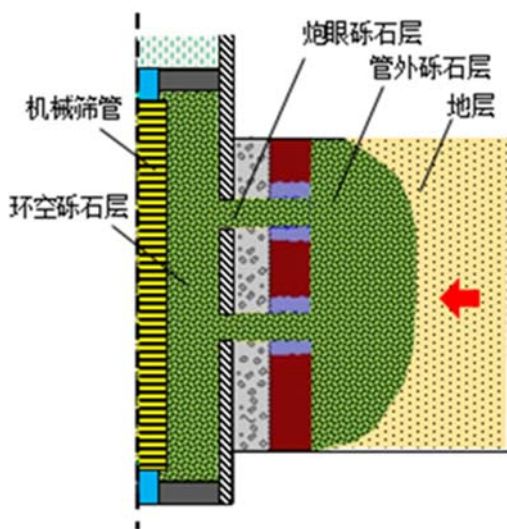


图 1 砾石充填防砂井井底挡砂介质示意图

Fig. 1 Bottomhole sand retaining media of gravel-packing sand control well

防砂井投产后随着生产继续,地层砂中的细质成分侵入砾石层造成堵塞是不可避免的;同时其他堵塞物如粘土、稠油胶质沥青质、垢等会加剧堵塞。研究表明,油井防砂井砾石充填层的堵塞影响因素主要包括生产时间、地层砂粒径、细质含量、粘土含量、产量(流速)、原油粘度、含砂率等,要进行砾石层堵塞程度和堵塞渗透率的预测,必须找到其与上述因素的定量规律和关系。

1.2 实验原理与方法

砾石层堵塞规律实验使用挡砂介质堵塞评价驱替实验装置,流程图如图 2(a)所示。实验系统包括泵、储液罐、混砂器、集砂器以及主体驱替装置。主体驱替装置包括一个透明的径向流驱替装置和一组不同直径的单向流驱替装置,如图 2(b)所示,均可以用来模拟砾石层被堵塞物堵塞的过程。径向驱替容器高度 294mm,内径 500mm,砾石充填于外筒和筛管之间,充填厚度通过不同规格

的筛管短节调整;单向驱替装置短节长度 25~30mm,内径 20~70mm。实验时,将砾石材料充填于径向驱替装置的筛管和外筒的环空中,或单向驱替装置的短节中,使用流体携带地层砂和堵塞物驱替砾石层,使用差压传感器测量砾石层内外和砾石充填短节两端的流量和压差,根据流体粘度、几何尺寸等数据实时计算砾石层渗透率。

实验时,设置好实验参数后进行驱替实验。由于堵塞物的侵入和堵塞作用,砾石层渗透率随着时间逐步降低,驱替流量降低、压力升高。当这些参数趋于稳定后,表明堵塞达到平衡状态,即可结束实验。

为了便于描述堵塞规律,使用如下术语:(1) 堵塞渗透率比,指某时刻砾石层渗透率与初始洁净砾石层渗透率的比值;(2) 堵塞程度,表示被堵塞的严重程度,即堵塞渗透率下降的幅度,数值上等于 1 减去堵塞渗透率比;(3) 堵塞周期,指达到堵塞平衡状态(堵塞渗透率基本不再变化)的时间。

1.3 实验材料与实验条件

砾石层堵塞规律评价实验在约 25℃室温条件下进行。砾石层挡砂和堵塞动态与流动压差和流速有关,和绝对环境压力关系不大,因此低压条件即可满足实验要求。储液罐处流体排出口压力为大气压,驱替装置入口压力取决于驱替排量和砾石层的堵塞程度。

实验流体使用清水(粘度约 1mPa·s)和增粘水(粘度 1~35mPa·s),以及部分混砂用的稠油(粘度 35~80mPa·s);地层砂根据实际不同油田地层砂样筛析曲线配置而成,粒度中值分布于 0.06~

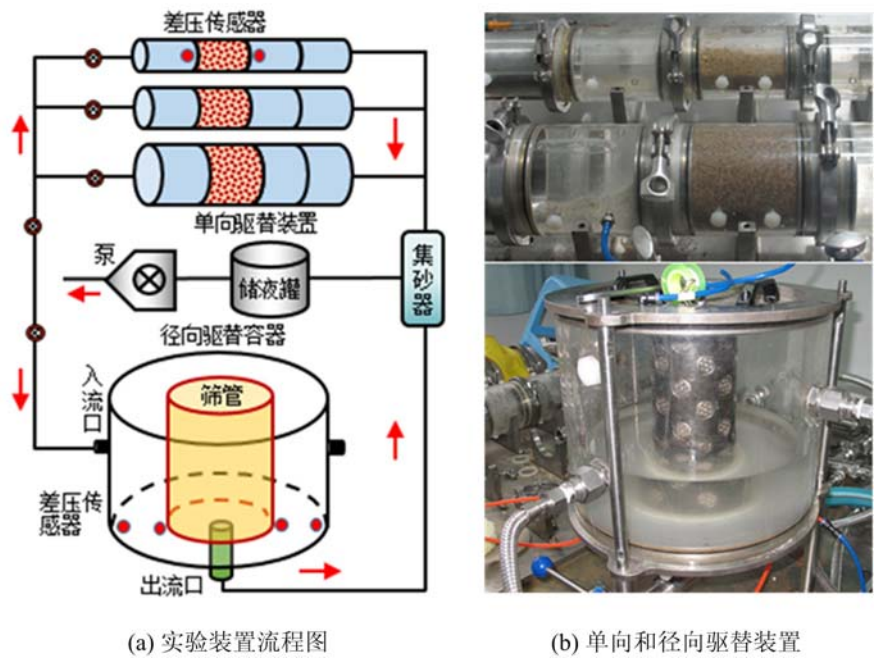


图 2 挡砂介质堵塞评价驱替实验装置

Fig. 2 Experimental apparatus of sand retaining mediaplugging evaluation

0.27mm之间。筛管短节使用绕丝、复合和星孔三种筛管,用于支撑砾石层,并不作为实验评价对象。砾石使用油田常用的普通石英砂。地层砂和砾石材料粒径及编号如表 1 所示。为了模拟地层堵塞物条件,实验时在流体中混入膨润土模拟一定含量的粘土。

表 1 实验材料及参数

Tab. 1 Materials used for the experiments

地层砂			砾石		
编号	粒度中值(mm)	均匀系数	编号	材料	粒径(mm)
S1	0.06	2.3429	G1	石英砂	0.30~0.60
S2	0.10	1.8970	G2	石英砂	0.42~0.84
S3	0.16	2.7091	G3	石英砂	0.60~1.20
S4	0.19	3.1023			
S5	0.23	2.0162			
S6	0.27	3.4500			

2 实验结果分析

利用上述实验材料进行了各因素对砾石层堵塞程度影响规律的实验,共进行实验 53 组。利用这些实验数据分析砾石层堵塞程度对时间、材料粒径、流体物性以及生产条件的定量敏感规律和关系。

2.1 堵塞程度随实验(生产)时间的变化规律

首先分析不同条件下砾石层堵塞渗透率比与驱替时间的关系。图 3 为不同实验条件下的驱替流量随时间变化曲线,图 4 为根据压差、流量和几何参数计算得到的砾石层渗透率变化曲线。

图 3 和图 4 结果表明,驱替流体中添加堵塞物后,驱替流量降低,砾石层渗透率逐步下降。干净的砾石充填层在实验流体携带地层砂流动冲击下,细砂会逐步侵入砾石充填层但又难以顺利排出,形成堵塞,造成渗透率下降。并且,在堵塞的开始阶段渗透率下降较快,之后逐步变缓并趋于平衡。这表明,砾石充填防砂井挡砂介质堵塞主要发生在防砂作业后的投产早期,当挡砂和堵塞形成稳定桥架后,堵塞阶

段就基本结束进入稳定生产阶段。

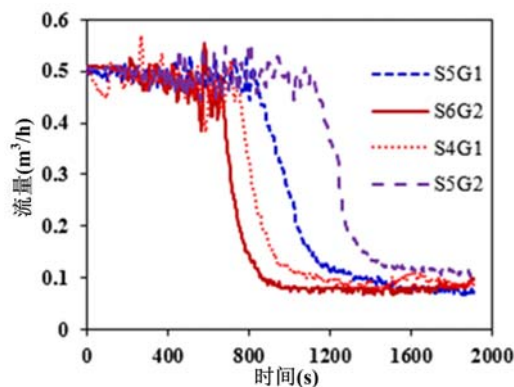


图 3 驱替流量随时间的变化
Fig. 3 Flow rate varying with time

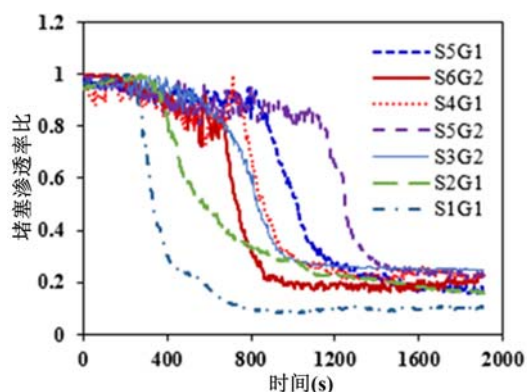


图 4 砾石层堵塞渗透率比随时间的变化
Fig. 4 Final plugging permeability ratio (FPR) varying with time

图 4 所示的多个实验的砾石层渗透率比随时间变化规律实验结果是在不同的实验条件下得到的,但其共同的变化规律及特点都是渗透率先快速降低然后减缓并趋于基本不变,但其变化的幅度、快慢各有不同,这是由于堵塞规律还受驱替流量、堵塞物成分、流体物性等实验条件的影响。

2.2 生产条件对堵塞规律影响

(1) GSR 对堵塞规律的影响

首先分析砾石-地层砂粒度中值比(GSR)对最终堵塞渗透率比的影响。利用表 1 所示的 6 种粒度中值的地层砂,分别匹配 G1、G2、G3 石英砂,组合得到不同的 GSR(1.6~9.0),统一使用清水设定初始流量约 $0.52\text{m}^3/\text{h}$ 驱替,评价最终的砾石层堵塞渗透率比与 GSR 的关系。图 5 为部分不同 GSR 下的堵塞渗透率比随时间的变化规律;绘制全部不同 GSR 下的最终堵塞渗透率比与 GSR 的关系如图 6 所示。

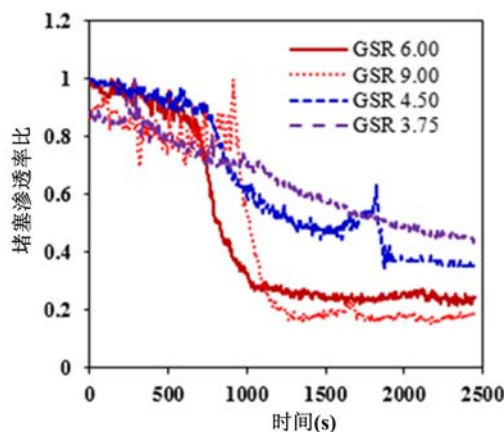


图 5 不同 GSR 的渗透率比变化曲线
Fig. 5 Tested curves with different GSR

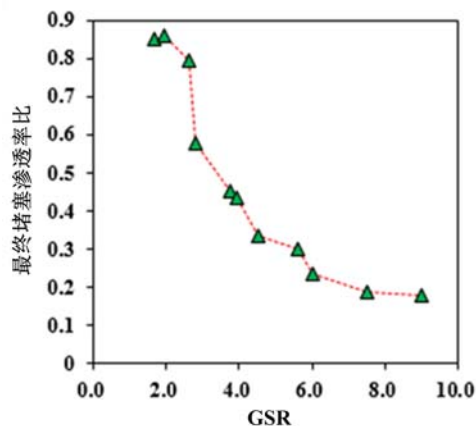


图 6 不同 GSR 下的最终堵塞渗透率比
Fig. 6 Gravel-pack FPR varying with GSR

最终堵塞渗透率比是指渗透率基本稳定不再变化后的数值。图 5 中,在其他实验条件相同的情况下,不同 GSR 导致渗透率比的变化规律各异。根据图 6,随着 GSR 的增加,砾石与地层砂尺寸的级差越大,地层砂相对越细,越容易侵入砾石层造成最终堵塞越严重,砾石层渗透率比越低;并且,最终渗透率比随 GSR 的增大,先下降较快,然后下降速度变缓。

(2) 细质含量对堵塞规律的影响

在相同的实验条件下,设定不同的细质(低于 0.044mm 的地层砂)含量进行驱替实验,观察细质含量对砾石层堵塞程度的影响。地层砂使用 S2,砾石使用 G1。图 7 为不同细质含量下的堵塞渗透率比

随时间的变化规律;图8为最终堵塞渗透率比与细致含量的关系。

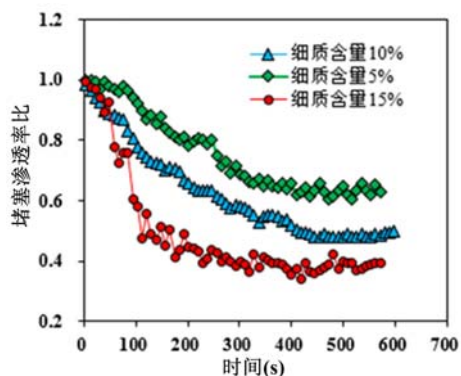


图7 不同细质含量的渗透率比变化曲线

Fig. 7 Tested curves with different fine content

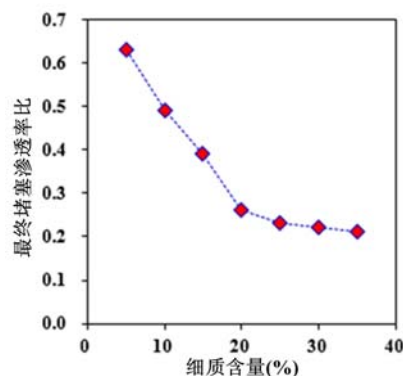


图8 不同细质含量下的最终堵塞渗透率比

Fig. 8 Gravel-pack FPR of different fine contents

图7与图8的结果表明,地层砂细质含量对堵塞程度影响明显。随着细致含量增加,砾石层堵塞渗透率比曲线下降速度越快,最终堵塞渗透率比越低。地层砂的细质成分更容易侵入砾石层内部,最终渗透率比随细致含量的增大,先下降较快,然后下降速度变缓。细致含量越高,达到堵塞平衡的时间越短。

(3) 粘土含量对堵塞规律的影响

在地层砂中使用膨润土模拟粘土对砾石层堵塞规律的影响,在粒度中值0.16mm的S3地层砂中掺入不同比例的膨润土,驱替G2砾石,得到如图9所示的最终堵塞渗透率比随粘土含量的关系结果。

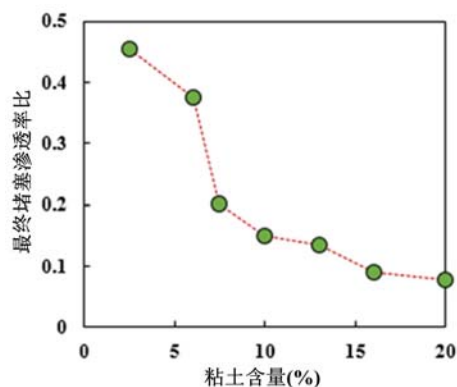


图9 不同粘土含量下的最终堵塞渗透率比

Fig. 9 Gravel-pack FPR of different clay contents

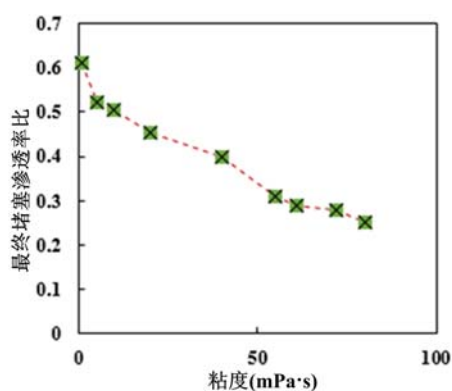


图10 最终堵塞渗透率比与流体粘度的关系

Fig. 10 Gravel-pack FPR of different fluid viscosity

图9表明,粘土对砾石层的侵入与堵塞影响明显。当粘土含量升高至7%~10%时,最终堵塞渗透率比明显降低;粘土含量越高,最终堵塞渗透率越低,堵塞程度越高。

(4) 流体粘度对堵塞规律的影响

为了考察流体粘度对堵塞规律的影响,使用不同粘度的增粘水和稠油(稠油实验使用另外岩心驱替装置完成)和S3地层砂驱替G2石英砂,得到图10所示的最终堵塞渗透率比与流体粘度的变化规律。随着流体粘度增加,最终堵塞渗透率比明显降低。相同的流速条件下,高粘流体对地层砂和堵塞物的携带能力更强,侵入和堵塞越严重。对于砾石充填防砂井,原油粘度较高的稠油井防砂介质堵塞更严重。

(5) 驱替流量(流速)对堵塞规律的影响

使用2mPa·s增粘水和S3地层砂驱替G2砾石,设定不同的初始流量进行驱替,考察流量(流速)对堵塞规律的影响,实验结果如图11所示。结果表明,较高流速的携砂能力更强,地层砂和堵塞物越容易侵入砾石层内部造成堵塞,最终堵塞渗透率比越低。

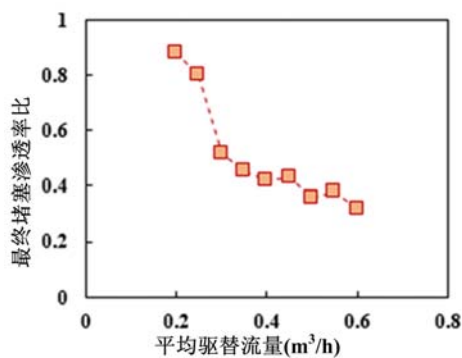


图 11 不同平均驱替流量下的最终堵塞渗透率比

Fig. 11 Gravel-pack FPR of different flow rate

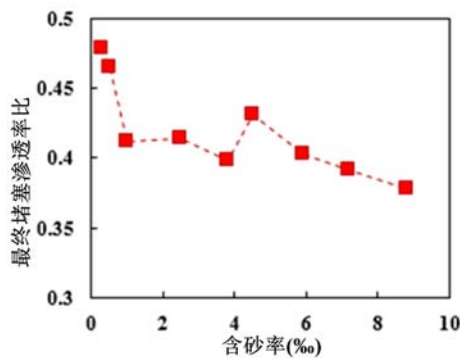


图 12 最终堵塞渗透率比与含砂率关系

Fig. 12 Gravel-pack FPR of different sand cut

(6) 含砂浓度对堵塞规律的影响

为了考察含砂浓度对砾石层堵塞规律的影响,使用 $5\text{mPa} \cdot \text{s}$ 增粘水和 S2 地层砂,设定不同的含砂浓度驱替 $0.42 \sim 0.84\text{mm}$ 的 G2 砾石,实验结果如图 12 所示。含砂浓度越高,砾石层渗透率下降得越快,堵塞周期越短;但含砂浓度对砾石层最终堵塞程度影响并不十分明显,主要影响堵塞周期。

3 堵塞程度预测模型及其应用

3.1 堵塞程度预测模型拟合

根据图 4 所示部分实验结果,不同的实验(生产)条件下砾石层堵塞渗透率比随时间的变化规律基本相似,在堵塞开始阶段渗透率下降较快,然后逐步变缓趋于平稳。但由于 GSR、细质含量、粘土含量、原油粘度、产液强度、含砂率等实验条件不同,砾石层堵塞渗透率随时间下降的快慢和幅度不同。根据这一规律和认识,在建立堵塞程度定量预测模型时,首先拟合砾石层堵塞渗透率比随时间的变化规律模型,然后再在模型中引入堵塞系数考虑各实验条件的影响。根据图 4 所示的部分不同实验条件下堵塞渗透率比随时间变化的实验数据试算拟合,提出使用如下模型描述砾石层堵塞渗透率比随时间的变化规律:

$$k_r = 1 - X_s \cdot [A_r \cdot \ln(t) + B_r \cdot \ln(t) \cdot \ln(t)] + C_r \quad (1)$$

式中, t 为实验时间, s; k_r 为砾石层堵塞渗透率比, 无量纲; A_r 、 B_r 、 C_r 为拟合系数, 无量纲; X_s 为综合堵塞系数, 无量纲。

上述模型中,使用综合堵塞系数 X_s 表征各项生产条件对砾石堵塞渗透率具体变化规律的影响,与油井的 GSR、细质含量、粘土含量、原油粘度、产液强度、含砂率等参数有关。图 13 为根据 S2G1 实验结果数据拟合得到的堵塞渗透率比与时间的经验关系,以及设定不同的综合堵塞系数 X_s 下的渗透率比变化关系。经过实验数据拟合,各系数推荐取值为 $A_r=0.08231$, $B_r=0.006585$, $C_r=0.2$ 。使用综合堵塞系数 X_s 表征实验条件的变化。图 13 中也展示了使用模型(1)计算得到的分别取综合堵塞系数 $X_s=0.7$ 、 0.8 、 0.9 时的堵塞渗透率比变化规律。

综合堵塞系数 X_s 与上述各因素的单项堵塞系数的关系为:

$$X_s = W_{\text{GSR}} \cdot X_{\text{GSR}} + W_{\text{Rf}} \cdot X_{\text{Rf}} + W_{\text{Rc}} \cdot X_{\text{Rc}} + W_{\text{Uo}} \cdot X_{\text{Uo}} + W_{\text{qs}} \cdot X_{\text{qs}} + W_{\text{ql}} \cdot X_{\text{ql}} \quad (2)$$

式中, X_{GSR} 、 X_{Rf} 、 X_{Rc} 、 X_{Uo} 、 X_{qs} 、 X_{ql} 分别为对应 GSR、细质含量、粘土含量、原油粘度、含砂率、产液强度的单项堵塞系数, 无量纲; W_{GSR} 、 W_{Rf} 、 W_{Rc} 、 W_{Uo} 、 W_{qs} 、 W_{ql} 分别为对应上述各因素单项堵塞系数在综合堵塞系数中所占的权重系数, 无量纲。

根据图 6、图 8、图 9、图 10、图 11、图 12 所示的最终堵塞渗透率比与各单项因素的关系,它们的规律相近。采用如下模型描述各因素单项堵塞系数与各因素条件之间的关系:

$$X_i = \left(\frac{Y_i}{A_i} \right)^{B_i} \quad (3)$$

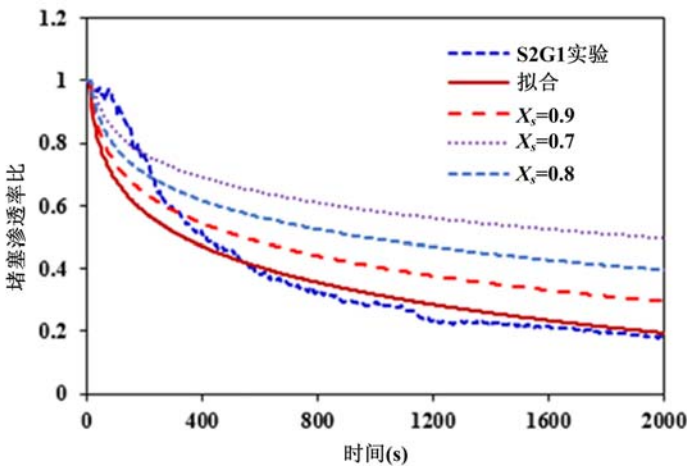


图 13 最终堵塞渗透率比与时间关系的拟合曲线

Fig. 13 Fitting relationship of Gravel-pack FPR and time

式中, X_i 为第 i 因素的单项堵塞系数,无量纲; Y_i 为表征第 i 因素的特征值; A_i 为第 i 因素的拟合特征量; B_i 为第 i 因素的拟合指数,无量纲。

根据实验结果,各单项因素的拟合特征值 A_i 和拟合系数 B_i 推荐值如表 2 所示。

表 2 拟合特征值和拟合系数推荐值

Tab. 2 Recommended value of characteristic variable and coffeient

序号	单项因素	取值单位	特征值 A_i	拟合系数 B_i
1	砾砂中值比(GSR)	无量纲	7.0	0.25
2	细质含量	%	10	0.35
3	粘土含量	%	25	0.35
4	原油粘度	mPa · s	500	0.2
5	产液强度	m ³ /m/d	10	0.15
6	出砂浓度	%	0.2	0.15

上述经验模型仅为根据室内实验所得结果,并不能直接用于油井实际情况。实际油井防砂后的堵塞平衡时间一般在半个月甚至几个月。而实验时,由于实验条件和实验时间所限,堵塞模拟的时间较短,并且两者的时间量纲不同。但其他堵塞条件如 GSR、泥质含量等,实验条件范围与现场实际数据范围基本一致或接近。根据上述分析,实验结果拟合的意义在于找出了堵塞渗透率比与时间变化的规律和数学模型,此模型要应用实际工程现场,需要进一步拟合修正与时间相关的拟合系数。

按照生产条件等效的原则,并结合胜利某油田实际油井防砂后生产情况(见本文第 3.2 节案例分析)拟合,将时间由实验时间(单位为 s)量纲转换为生产时间(单位为 d),拟合系数推荐取值为 $A_r=0.2077$, $B_r=0.01662$, $C_r=0.0523$ 。

3.2 模型应用案例分析

模型为砾石充填防砂井投产后的砾石层渗透率预测提供了一条有效途径,建立了其与生产时间、生产条件之间的关系。利用文献[2,3]的砾石充填井产能预测方法,将其产能预测模型中的砾石层渗透率替换为本文模型计算得到的随时间变化的砾石层渗透率,即可进行防砂井动态产能预测,即预测防砂产能比随生产时间的变化规律。

利用胜利某稠油油田砾石充填防砂井 X-19 井的典型数据进行动态渗透率比预测和产能评价。该井为一口垂直井,地层静压 11.3MPa,层位深度 1368~1373m,含水率 81.4%。采用砾石充填防砂,地层砂粒度中值 0.18mm,砾石尺寸 0.42~0.84mm,当量充填半径 0.68m,地层砂细质含量 6.5%,地层粘土含量 17.5%。利用本文模型预测得到该井防砂后的砾石层渗透率比和产能比随时间变化规律如

图 14 所示。

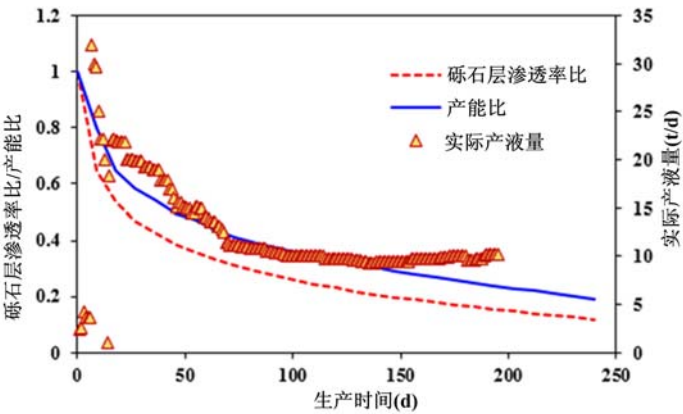


图 14 X-19 井堵塞程度预测结果和实际产量变化对比

Fig. 14 Comparison of predicted plugged permeability and real production rate tendency of well X-19

该井 2013 年 11 月实施高压一次充填防砂施工,11 月 21 日投产后,初始产液量 33t/d 左右,在 2 个多月内产量下降到 15t/d 左右,之后逐步趋于稳定在 10t/d 左右,100~200d 期间约保持为初始产量的 32%。期间,该井的地层压力和生产压差虽有变化但变化不大,液量下降的主要原因为防砂介质堵塞造成采液指数降低。将该井的实际产液量变化也绘制在图 14 中进行对比,实际产液量的下降规律与预测得到的产能比下降规律比较接近,基本符合。在投产早期 150d 内的符合率较高,在后期出现一定偏差。其主要原因是根据经验模型(1),生产时间较长时,砾石层堵塞渗透率会持续下降,虽然下降的速度越来越慢。而实际生产中,油井的堵塞过程基本完毕后,挡砂介质渗透率几乎不再变化。因此,经验模型(1)适用于防砂投产后的有限生产时间。预测时间越长,与实际误差越大。

使用类似的分析方法,计算了该油田其余 3 口砾石充填防砂井产液量在投产 200d 时的砾石层堵塞渗透率、防砂产能比的变化值,并与实际产液量的变化进行对比,结果如表 3 所示。预测产能降低率与实际液量的降低幅度比较接近,误差不超过 8%。

表 3 其余 3 口防砂井堵塞程度与实际产液量的变化对比

Tab. 3 Comparison of predicted plugged degree and real production rate of other 3 wells

井号	防砂/投产日期	初始液量 (t/d)	模型预测 200d 时结果		200d 时实际生产情况	
			堵塞渗透率比	产能降低率(%)	200 天时产液量(t/d)	液量降低幅度(%)
X-5	2013. 10. 13	29. 6	0. 313	71. 9	6. 9	76. 6
X-20	2014. 8. 4	49. 1	0. 295	73. 2	10. 4	78. 8
X-18	2014. 1. 29	21	0. 264	78. 5	3. 4	83. 8

4 结论与认识

(1) 砾石充填防砂井投产后,砾石层挡砂介质的堵塞导致渗透率大幅降低是造成油井防砂后产能下降的主要原因。砾石层堵塞规律与生产时间、产量、含砂率、地层砂物性、流体物性等直接相关。

(2) 在不同生产条件下,砾石层渗透率随时间的变化规律基本相似。投产早期,下降较快,然后下降速度减缓并趋于基本不再变化,达到堵塞平衡状态。生产条件影响对上述变化规律的快慢和堵塞周期。通过实验研究了 GSR、细质含量、粘土含量、原油粘度、含砂率、产液强度等生产条件对堵塞过程及最终堵塞程度的影响规律。

(3) 根据实验数据,通过拟合砾石层堵塞渗透率比随生产时间的经验关系,以及综合堵塞系数和单项堵塞系数与各生产参数的经验关系,提出了一个根据地质特征、生产条件和防砂参数预测砾石充填层堵塞程度随时间变化规律的定量模型。使用实际防砂井案例分析,模型结果基本符合实际。进一步使用现场资料适当校正后,可用于防砂井动态产能预测与分析。

参考文献:

- [1] 董长银编著. 水平井防砂完井理论与技术[M]. 北京:中国石化出版社, 2012(DONG Changyin. Theory and technology of horizontal well sandcontrol and completion[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2012 (in Chinese))
- [2] 李爱芬, 姚军, 寇永强. 砾石充填防砂井产能预测方法[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1):103—105 (LI Aifen, YAO Jun, KOU Yongqiang. Productivity prediction method for gravel-packing sand control well[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1):103—105 (in Chinese))
- [3] 董长银, 李志芬, 张琪, 等. 防砂井产能评价及预测方法[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(6):45—48 (DONG Changyin, LI Zhifen, ZHANG Qi, et al. Integrated model for sand control well productivity evaluation and prediction[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(6):45—48 (in Chinese))
- [4] 董长银, 饶鹏, 冯胜利, 等. 高压砾石充填防砂气井产能预测与评价[J]. 石油钻采工艺, 2005, 27(3):54—57 (DONG Changyin, RAO Peng, FENG Shengli, et al. Integrated productivity model for gas well with high-pressure gravel-pack sand control[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2005, 27(3):54—57(in Chinese))
- [5] Ahsene Bouhroum. A study of particulates migration in gravel pack[R]. SPE 27346, 1994.
- [6] Oyeneyin M B, Peden J M. Factors to consider in the effective management and control of fines migration in high permeability sands[R]. SPE 30112, 1995.
- [7] 胡才志, 裴柏林, 李相方, 等. 砾石充填井堵塞机制实验研究[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2004, 28(3):40—42 (HU Caizhi, PEI Bolin, LI Xiangfang, et al. Laboratory research on plugging mechanism in gravel packed well [J]. Journal of University of Petroleum, 2004, 28(3):40—42 (in Chinese))
- [8] 王志刚, 李爱芬, 张红玲, 等. 砾石充填防砂井砾石层堵塞机制实验研究[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2000, 24(5):49—51 (WANG Zhigang, LI Aifen, ZHANG Hongling, et al. Experimental study on pore-blocking mechanism in gravel packs of sand control well[J]. Journal of University of Petroleum, 2000, 24(5):49—51 (in Chinese))
- [9] 刘东, 李丽, 周承诗, 等. 注聚区油井防砂层堵塞原因与解堵措施[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(2):78—81 (LIU Dong, LI Li, ZHOU Chengshi, et al. Plugging mechanism and plug removing of sand control area in polymer injection well[J]. Journal of China University of Petroleum, 2010, 34(2):78—81 (in Chinese))
- [10] 董长银, 贾碧霞, 刘春苗, 等. 机械防砂筛管挡砂介质堵塞机制及堵塞规律实验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(5):82—88 (DONG Changyin, JIA Bixia, LIU Chunmiao, et al. Blocking mechanism and blocking laws experiments of sand retention media in mechanical screens[J]. Journal of China University of Petroleum, 2011, 35(5):82—88 (in Chinese))
- [11] 孙金, 邓金根, 王尧, 等. 新型泡沫金属筛管堵塞机理及影响因素试验研究[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(5):123—127 (SUN Jin, DENG Jingen, WANG Yao, et al. Experimental study on plugging mechanisms and influencing factors of a new form metal screen[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(5):123—127 (in Chinese))
- [12] DONG Changyin, LI Yanlong, LONG Jiajia, et al. Operation optimization of plugged screen cleanup by rotary water jetting[J]. Petroleum Science, 2014, 11(2):122—130.
- [13] 董长银, 崔明月, 彭建峰, 等. 气田水平井防砂筛管类型优选与精度优化试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(6):104—109 (DONG Changyin, CUI Mingyue, PENG Jianfeng, et al. Experimental study on selection of mechanical screens and sand retention precision design for horizontal wells in a gas field [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(6):104—109 (in Chinese))
- [14] 董长银, 隆佳佳, 王登庆, 等. 防砂水平井旋转水射流解堵工艺参数优化实验[J]. 石油学报, 2013, 34(4):759—764 (DONG Changyin, LONG Jiajia, WANG Dengqing, et al. Experiment of parameters optimization for plug removal by rotating jet flow in sand-control horizontal wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(4):759—764 (in Chinese))
- [15] 徐昆, 赵立强, 宋爱丽, 等. 渤海 SZ36-1 油田注聚井堵塞原因分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2010, 12(5):35—37 (XU Kun, ZHAO Liqiang, SONG Aili, et al. Plugging analysis of polymer injection wells in bohai SZ36-1 oilfield[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology, 2010, 12(5):35—37 (in Chinese))

Chinese))

- [16] 张贤松, 孙福街. 渤海稠油油田聚合物驱影响因素研究及现场试验[J]. 中国海上油气, 2007, 19(1):30—32 (ZHANG Xiansong, SUN Fujie. A research on influence factors of polymer flooding and its field testing in Bohai heavy oil fields[J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19(1):30—32 (in Chinese))

Experimental Study of Sand Retaining Media Plugging Pattern in Sand Control Well and Quantitative Prediction Model for Plugging Degree

DONG Chang-yin¹, GAO Kai-ge¹, ZHOU Chong¹, ZHI Qin-gong², LI Huai-wen³, ZHANG Qing-hua¹

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580, Shandong, China; 2. Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Shengli Branch, SINOPEC, Dongying 257000, Shandong, China; 3. Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Dagang Branch, PetroChina, Tianjin 300280, China)

Abstract: Production dropping due to sand retaining media plugging in sand control well has become a key problem for oil and gas wells. A large number of plugging pattern studies carried out before are focused on mechanism and qualitative description, have not yet formed a practicable quantitative prediction method for plugging degree and permeability. To solve this problem, under the condition of widely applied gravel packing for sand control, using sand retaining media evaluating displacement experimental device, an experiment of gravel plugging mechanism and plugging pattern was carried out. Its focus is on the quantitative variation relation of gravel clogging permeability ratio with production conditions, such as displacement time, median ratio of gravel sand, fluid flow rate, fluid viscosity, clay content and fine matter content etc. Based on experimental data, a quantitative relation between the permeability ratio of gravel packing layer and the time was first fitted. Then, the influence of various production conditions on the plugging pattern was characterized by introducing comprehensive plugging coefficient and single plugging coefficients, respectively. Finally, an empirical quantitative model for predicting the variation relation between gravel packing layer plugging degree and time was obtained based on different production conditions and sand parameters. Results show that under different production conditions, gravel layer permeability decreases rapidly in the early stage of production, then is slow down and tends to basically no longer change, finally to achieve a balance state. The concrete change pattern is controlled by sand control parameters and the production conditions. The model application case analysis was made by using the data from actual sand control well, the results and the variation pattern are basically consistent with the actual field data respectively. After further revision, this model can be used to predict and evaluate the dynamic capacity of sand prevention well.

Keywords: sand control; gravel packing; sand retaining media; plugging pattern; plugging degree; prediction model; plugging experiment