

防砂井产能评价及预测方法

董长银 李志芬 张琪 李长印
(石油大学石油工程学院, 山东东营 257061) (华东输油管道局潍坊输油处, 山东东营 257000)

摘要 提出以当量产能比和自然产能比作为防砂措施对油井产能造成影响的评价指标,并根据补孔和防砂措施造成的附加流动区域及相应的表皮系数,推导了评价指标的计算方法;结合防砂前油井流入动态,根据当量产能比可预测防砂后油井流入动态。形成了一套可用于各种防砂方法的系统有效的防砂井产能评价与预测方法。该方法计算简单,需要的基础数据少且易于提供,计算结果可靠。

关键词 防砂 砾石充填 产能预测 产能评价 表皮系数 流入动态

作者简介 董长银,1976年生。1998年毕业于石油大学(华东)石油工程系,现为油气田开发专业博士研究生,从事采油工程与油气井防砂方面的研究工作。

防止油层出砂已成为维持疏松砂岩油藏中后期正常开采的一项重要措施。防砂井的产能预测与评价作为防砂决策的重要内容之一,是防砂方案选择与评价以及防砂井举升参数调整的重要依据。

近几年来,国内外石油工作者对防砂井的产能评价及预测进行了大量的研究^[1~12],取得了丰富的成果,但这些研究大都针对砾石充填防砂井,主要集中在砾石层的压降计算^[1,3,5,7,8,12]和采油指数计算^[4,6,9,10]这2个方面,计算比较复杂且要求的基础参数较多,尚未形成一套系统完整的防砂井产能评价与预测方法。对于疏松砂岩油藏,由于长期开采、出砂严重等原因,井筒附近地层参数较开发初期可能已发生了较大的变化,提供这些参数的实际值存在很大的困难,这些因素都限制了上述研究成果的现场应用。

针对防砂措施对油井产能的影响,引入自然产能比和当量产能比2个评价指标,根据补孔和防砂措施造成的附加表皮系数推导其计算方法,结合防砂前油井流入动态预测油井防砂后的产能,建立了一套可用于各种防砂工艺的系统有效的产能评价及预测方法。

1 防砂井产能评价方法

1.1 评价指标

实际应用表明^[11]:由于需要的基础数据较多而很多数据现场难以提供,利用现有模型直接计算防砂井的采油指数或产能是不可行的。为此,提出以

下2个评价指标:

(1) 当量产能比(N),即油井防砂后的产能与不防砂情况下产能的比值,表示防砂措施对油井产量的影响。当量产能比大于1表示防砂后油井增产,小于1则表示减产。

(2) 自然产能比(M),即油井防砂后的产能与油井裸眼生产状态下的自然产能的比值,表示射孔与防砂对油井产能的综合影响。

防砂前产能是指油井防砂前正常生产阶段的产能,上述2个指标均表示油井防砂前后采油指数的比值,反映油井产能的变化情况,避开了采油指数等产能指标绝对数值的计算。

1.2 评价指标的计算

根据达西定律,油井裸眼状态下的采油指数用下式计算

$$(PI)_O = \frac{q}{p} = \frac{2 k_f h}{\mu B \left[\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S \right]} \quad (1)$$

套管射孔井的采油指数为

$$(PI)_P = \frac{q}{p} = \frac{2 k_f h}{\mu B \left[\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S + S_P \right]} \quad (2)$$

套管射孔井防砂后的采油指数可表示为

$$(PI)_{SC} = \frac{q}{p} = \frac{2 k_f h}{\mu B \left[\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S + S_P + S_{SC} \right]} \quad (3)$$

根据套管射孔井当量产能比和自然产能比的定义,得到如下计算公式

$$N = \frac{(PI)_{SC}}{(PI)_P} = \frac{\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S + S_P}{\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S + S_P + S_{SC}} \quad (4)$$

$$M = \frac{(PI)_{SC}}{(PI)_O} = \frac{\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S}{\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S + S_P + S_{SC}} \quad (5)$$

对于裸眼砾石充填井,在砾石充填以前,对油层井段一般进行扩眼,扩眼半径一般为原来的 2 倍左右。计算自然产能比指标时,除了考虑砾石层的表皮系数外,还应考虑由于扩眼造成的表皮系数。裸眼砾石充填井自然产能比的计算公式如下

$$M = \frac{(PI)_{SC}}{(PI)_O} = \frac{\ln \frac{0.472 r_e}{r_{wk}} + S}{\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S + S_{SC}} \quad (6)$$

根据方程(4),(5),(6),只要首先计算出油井固有表皮系数、射孔表皮系数以及防砂措施造成的附加表皮系数,就可计算当量产能比和自然产能比,从而评价防砂措施对油井产能造成的影响,进而进行防砂后的产能预测。

1.3 相关表皮系数计算

井斜、油层部分射开造成的表皮系数计算可参考文献[10];射孔表皮系数包括射孔基本表皮系数和射孔压实带造成的表皮系数 2 部分,其详细计算可参考文献[9,10,12];防砂措施造成的附加表皮系数的计算方法因防砂方法不同而不同。目前现场广泛使用的防砂方法包括机械防砂、化学防砂及复合防砂等几十种防砂方法,根据各种方法在井筒附近形成的附加区域特征,可将这些防砂方法归纳为 8 大类,如表 1 所示。根据具体防砂措施所属的类型,即可计算相应区域的附加表皮系数。

1.3.1 管外充填/挤注区域表皮系数 对于管外砾石充填和化学剂挤注区域,其中的流动为径向流动,其达西和非达西流表皮系数分别为^[9]

$$S_{in}^L = \left(\frac{k_f}{k_{in}} - 1 \right) \ln \frac{r_{in}}{r_w} \quad (7)$$

$$S_{in}^t = q \cdot \frac{k_f}{\mu} \cdot \frac{1}{2h} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_{in}} \right) \cdot \left(\frac{k_f}{k_{in}} - 1 \right) \quad (8)$$

(1)对于管外砾石、涂敷砂或干灰砂挤压充填的情况,充填半径为

$$r_{in} = \sqrt{\frac{V_g}{h} + r_w^2} \quad (9)$$

表 1 防砂方法分类及特征

防砂类型	形成附加区域
裸眼砾石充填	环空砾石充填层、筛管/滤砂管
套管井管内+管外砾石充填	管外砾石充填区、炮眼砾石层、筛套环空砾石层、筛管/滤砂管
套管井管内砾石充填	炮眼砾石层、环空砾石层、筛管/滤砂管
纯管柱防砂*	炮眼地层散砂充填层、环空地层散砂充填层、筛管/滤砂管
涂敷砂、干灰砂挤注	管外挤压区、炮眼充填层
化学剂固砂	管外化学剂挤注区
筛管/滤砂管+涂覆砂/干灰砂复合	管外挤压区、炮眼充填区、筛管/滤砂管
筛管/滤砂管+化学剂复合	管外化学剂挤注区、筛管/滤砂管

注: *单纯管柱防砂井中,随着生产继续,地层产出的砂会很快填满炮眼和套管环空。

树脂涂敷砾石和干灰砂充填后的渗透率一般可以保持砾石原始渗透率的 80%~90%。

(2)对于化学剂固砂,挤注当量半径仍按圆柱体挤注区域计算

$$r_{in} = \sqrt{\frac{V_c}{h\phi} + r_w^2} \quad (10)$$

通常化学剂固结后的地层渗透率可保持原始值的 75%~80%以上。

1.3.2 炮眼砾石充填层的表皮系数 充填有砾石/涂敷砂/干灰砂的射孔炮眼内为单向线性流动,其达西和非达西流表皮系数分别为^[4,8]

$$S_g^L = \frac{hk_f}{h_p k_g} \cdot \frac{2L_p}{SD \cdot r_p^2} \quad (11)$$

$$S_g^t = q \cdot \frac{2k_f h}{\mu h_p^2} \cdot \frac{BL_p}{SD^2 \cdot r_p^4} \quad (12)$$

对于出砂严重的老井,炮眼长度按水泥环厚度计算;对于新井,按实际给定值计算。

1.3.3 环空砾石层表皮系数 套管完井的油井进行砾石充填防砂后,套管与筛管环空中充满砾石,形成环空砾石层。其中的流动以往通常按单向流或径向流计算^[3~7],结果表明:按单向流计算得到的结果比实际值严重偏高,而按径向流计算得到的结果又偏低。实际上,筛套环空砾石层中的流动是以炮眼出口为起点的发散流动,计算其流动压降和表皮系数时可简化为锥形扩散流动,其达西和非达西流表皮系数分别为^[8~12]

$$S_{ga}^L = \frac{2k_f h}{k_g h_p} \cdot \frac{r_{ci} - r_{so}}{R - r_p} \cdot \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{R} \right) \quad (13)$$

$$S_{ga}^t = q \cdot \frac{2k_f h \cdot g B}{3\mu h_p^2 \cdot SD^2} \cdot \frac{r_{ci} - r_{so}}{R - r_p} \cdot \left(\frac{1}{r_p^3} - \frac{1}{R^3} \right) \quad (14)$$

若射孔相位角不等于 0 或 180°, 则

$$R = \sqrt{\frac{2r_{so}}{D_s}} \quad (15)$$

若射孔相位角等于 0 或 180°, 则

$$R = \sqrt{\frac{A_r}{h_p D_s}} \quad (16)$$

$$A_r = 2r_{so} h_p \arccos \left[\frac{r_{so} - r_p}{\sqrt{(r_{so} - r_p)^2 + r_{ci}^2}} \right]$$

1.3.4 筛管/滤砂管渗透层的表皮系数 筛管或滤砂管渗透层内的流动按径向流计算,忽略非达西流动,其相应的表皮系数为^[4]

$$S_s^L = \frac{k_f}{k_s} \cdot \ln \frac{r_{so}}{r_{si}} \quad (17)$$

通常该表皮系数相对很小,可忽略。

2 防砂井产能预测方法

实践证明,直接对油井防砂后的采油指数或产量进行预测是不可行的。流入动态直接反映油井的供液能力,防砂井的产能预测应该理解为油井防砂后流入动态的预测。根据油井采取防砂措施前正常生产时的动液面和产液量等生产数据预测油井防砂前的流入动态曲线或产液指数,根据上述评价方法计算得到当量产能比,然后可计算防砂后流入动态曲线或产液指数。

设 $(PI)_0$ 为根据防砂前正常数据计算得到的防砂前油井产液指数,则防砂后的产液指数为

$$PI = N \cdot (PI)_0 \quad (18)$$

根据上述分析,防砂井产能预测的核心是对防砂措施的评价,即评价防砂措施对油井产能造成的影响,归结为当量产能比。这样,只要知道油井防砂前的生产情况,便可准确预测防砂后的生产动态。

3 应用实例及结果分析

孤岛油田某套管射孔完成井严重出砂,不补孔直接采用绕丝筛管管外+管内砾石充填防砂方法。油层厚度 15.5m,地层渗透率 $2.26\mu\text{m}^2$,孔隙度 33.1%, 90° 相位射孔,孔密 16 孔/m,孔眼直径 13mm,原油相对密度 0.9623,含水 64.37%,油层静压 12.36MPa,防砂前正常生产时液量 $130.26\text{m}^3/\text{d}$,动液面 409.5m,泵深 694.7m。

充填砾石尺寸为 0.4~0.8mm,砾石层渗透率在 $100\mu\text{m}^2$ 左右,管外充填量为 3m^3 。由于该井严重出砂,射孔孔眼可能破坏严重,计算时孔眼深度按水泥环厚度计算,并且不考虑射孔压实带。

利用本评价方法计算砾石充填措施对油井产能的影响,计算得到该井防砂前后的当量产能比为 0.751,说明该井进行砾石充填后油井产能与防砂前正常生产时相比损失约 25%。各流动区域的表皮系数为:管外充填区 - 1.029,射孔表皮 0.144,炮眼充填层 2.795,环空充填层 0.2544,绕丝筛管渗透层 0.0017。根据油层静压和生产数据可计算得到防砂前流入动态曲线,由当量产能比计算得到防砂后流入动态曲线,如图 1 所示。可以看出该井防砂效果良好,产量基本保持在 $100\text{m}^3/\text{d}$ 左右,与预测结果基本符合。

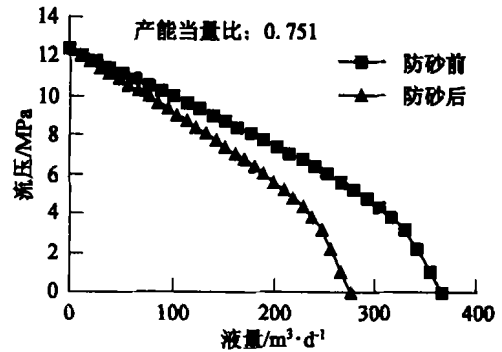


图 1 防砂前后流入动态(不补孔)

实际上,该井的射孔密度较低,只有 16 孔/m,如果在防砂作业前提高射孔密度,则可部分抵消防砂措施对油井产能的影响。图 2 为假设补孔到 30 孔/m 时重新计算得到的防砂前后流入动态曲线对比,产能比达到 1.051,产量比防砂前略有提高。由此可见,为降低油井防砂后的产能损失,对原来射孔密度较低的井,推荐采取补孔措施,可部分抵消防砂措施对产能带来的影响,获得尽可能高的产能。

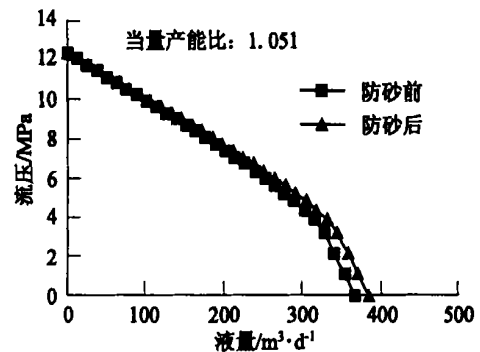


图 2 防砂前后流入动态(补孔到 30 孔/m)

影响防砂井产能比的因素很多,主要包括砾石充填层渗透率、化学剂挤注区域渗透率、砾石层厚度、化学剂挤注区域半径以及射孔参数等。图3为该井当量产能比随砾石层渗透率的变化关系,当量产能比随砾石层渗透率的增大而增加,但增加幅度逐渐减小。因此,为提高砾石充填后油井产量,在保证挡砂效果的前提下,应尽量采取较大尺寸的砾石。

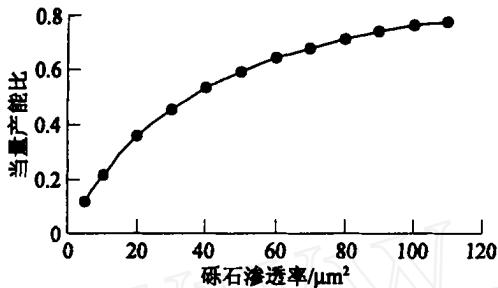


图3 当量产能比随砾石渗透率的变化

根据各流动区域的表皮系数计算结果可知,在总附加表皮系数中,炮眼砾石层占主要部分,提高砾石渗透率或补孔可以降低炮眼砾石层的表皮系数,从而获得防砂后高产能;另外向管外挤压充填高渗透性的砾石也可降低总的附加表皮系数。

4 结论与建议

(1) 根据补孔和防砂措施造成的附加流动区域及相应的表皮系数,导出当量产能比和自然产能比的计算方法,计算各流动区域的压降及表皮系数时考虑到非达西流的影响。

(2) 以当量产能比和自然产能比作为评价指标,根据防砂前流入动态曲线和当量产能比计算防砂后流入动态曲线,形成了一套适用于全部防砂方法的防砂井产能评价和预测方法。实际应用表明,该方法计算简单,需要的基础参数较少,计算结果可靠,便于现场应用。

(3) 对于砾石充填类防砂方法,提高砾石层渗透率、增大管外挤注半径、采取补孔措施都有利于提高防砂后油井产能;对于化学固砂类防砂方法,由于固结后的地层渗透率通常低于地层原始渗透率,因此在保证固结强度的情况下,应尽量减少渗透率损害和挤注半径。

符号说明

B ——原油体积系数;
 D_s ——射孔密度,孔/m;
 h, h_p ——油层厚度、油层射孔段长度,m;

k_f, k_g ——地层、砾石层原始渗透率, μm^2 ;
 k_{in} ——化学剂或涂敷砂等管外挤注区域渗透率, μm^2 ;
 k_s ——筛管/滤砂管渗透层渗透率, μm^2 ;
 L_p ——射孔孔眼长度,m;
 M ——防砂井的自然产能比,无因次;
 N ——防砂井的当量产能比,无因次;
 p ——油井生产压差,Pa;
 p_g ——射孔炮眼砾石层流动压降,Pa;
 p_{in} ——管外挤注区域流动压降,Pa;
 p_{ga} ——筛套环空砾石层流动压降,Pa;
 q ——产油量, m^3/s ;
 R ——筛管上锥形扩散底面圆等效半径,m;
 r_{ci}, r_e ——套管内半径、泄油半径,m;
 r_{in} ——化学剂或涂敷砂等管外挤注区域半径,m;
 r_p ——射孔孔眼半径,m;
 r_{si}, r_{so} ——筛管/滤砂管内、外半径,m;
 r_w, r_{wk} ——井眼、裸眼井油层段扩眼半径,m;
 S ——油井固有表皮系数;
 S_p ——射孔表皮系数;
 S_{SC} ——防砂措施造成的总附加表皮系数;
 V_c ——化学防砂化学剂溶液挤注量, m^3 ;
 V_g ——砾石/涂敷砂/干灰砂管外充填量, m^3 ;
 ϕ ——地层孔隙度,小数;
 μ ——原油粘度, Pa·s;
 g ——炮眼砾石层紊流速度系数, m^{-1} ;
 in ——挤注区域紊流速度系数^[13], m^{-1} 。

参考文献

- [1] Yildiz T, Langlainis J. Pressure Losses Across Gravel Packs. JPSE, 1991, 6: 201 ~ 211
- [2] Pucknell J, Clifford P. Calculation of Total Skin Factors. SPE 23 100, 1991
- [3] Pucknell J, Mason J. Predicting the Pressure Drop in a Cased - Hole Gravel. SPE 24 984, 1992
- [4] Oyenyin M, Peden J. A New Gravel - Sizing Computer Package for Effective Sand Control. SPE 26 219, 1993
- [5] Okonkwo F, Onyekonwu M. New Pseudo - Skin Model for Flow Convergence to Perforation in Competent Formations. JPSE 1997, 17: 217 ~ 228
- [6] Onyekonwu M, Okonkwo F. Pseudo - Skin for Gravel - Filled Perforations. JPSE 1997, 18: 233 ~ 239
- [7] Ates H, Kelkar M. Two - Phase Pressure Drop Predictions

有机硅高温固砂技术研究及在稠油开采中的应用

王卓飞

吴军 魏新春 郭仕洋 黄卫红

(石油大学石油工程系,北京昌平 102249) (新疆油田公司重油开发公司,新疆克拉玛依 834000)

摘要 克拉玛依六~九区稠油区块属砂岩油藏,地层结构疏松,注高温、高压蒸汽的热采方式加剧了油层的破坏,致使生产井出砂日趋严重,严重影响了该区稠油油藏的正常生产。六~九区自1991年以来,先后实施了绕丝管防砂等机械防砂及羟基铝防砂等化学固砂措施,由于防砂范围有限、效果差、固砂周期短、成本较高等原因,这些措施均未得到推广应用。有机硅改性固砂剂克服了以上缺点,具有较好的高温固砂性能,室内试验结果表明:在300℃下,优选的有机硅高温固砂剂固体抗压强度在4MPa以上,同时该固砂剂对地层伤害小,水相渗透率达0.60 μm²以上。高温固砂剂在六~九区稠油油藏现场试验了10井次,有效率90%,增产原油1180.7t,处理后原油含砂率均为微量,取得了理想的效果,具有较高的推广价值。

关键词 固砂 砂岩油藏 蒸汽驱 有机硅 高温固砂剂

作者简介 王卓飞,1962年生。现正攻读石油大学(北京)石油工程专业博士学位,高级工程师。

1 油藏概况

克拉玛依油田六~九区稠油油藏是西北向东南缓倾边底水不活跃的单斜油藏,主要分布在上侏罗统齐古组,岩性以泥质胶结的灰—灰褐色细砂岩为主。油层平均中部埋藏深度260m,有效厚度5~20m,平均孔隙度30%,原始含油饱和度64.4%,渗透率平均2μm²,地层压力2.03MPa,油层中部温度19.3℃,原油密度0.92~0.96g/cm³,20℃时地面脱气原油粘度5000~1000000mPa·s,粘温反应敏感,原始溶气比小,适合热力采油。

六~九区稠油油藏齐古组油层最显著的特点是胶结疏松,在油层部位取出的岩心几乎全为散砂。岩心以钙泥质为主,多呈孔隙—接触式,胶结成分主

要为方解石和高岭石,其次为绿泥石、伊利石和蒙脱石。泥质成分中以高岭石为主,占56%,蒙脱石很少,占12%。

六~九区稠油油藏齐古组油层出砂严重,全区四分之一以上的油井出砂,造成油井生产周期缩短,产量大幅度减少,严重时甚至砂埋关井。此外,油井出砂还使井下及地面设备产生严重磨损,使用寿命缩短,严重影响了油田的高效稳产。

2 油井出砂原因分析

六~九区油井出砂的根本原因在于油层埋藏浅,结构疏松,原油粘度高,携砂能力强。造成油井出砂的外因有以下几点:

- Across Gravel Pack. SPE 37 512,1997
- [8] 董长银,张琪,曲占庆,张红玲.筛套环空砾石层压降的简化计算模型.石油大学学报(自然科学版),2001,25(2):28~30
- [9] 董长银,张琪,陈平.筛管砾石充填油井产能预测研究(I)—基本模型.石油钻探技术,2001,29(1):43~45
- [10] 董长银,张琪,李志芬,曲占庆.筛管砾石充填油井产能预测研究(II)—复杂条件下的修正.石油钻探技术,2001,29(2):54~55
- [11] 董长银,李志芬,张琪.基于油井流入动态曲线的防砂井产能预测研究.石油钻探技术,2001,29(3):58~60
- [12] 董长银,李志芬,张琪.筛管砾石充填井筒附近压降计算方法研究.西安石油学院学报(自然科学版),2002,17(2):33~36
- [13] 张琪.采油工程原理与设计.山东东营:石油大学出版社,2000-09:6~7

(收稿日期 2002-09-13)

(修改稿收到日期 2002-10-21)

(编辑 付丽霞)

effect. The exact solutions obtained for a well producing at a constant rate from a radial drainage area confined outer boundary condition are expressed in terms of ordinary Bessel functions. The numerical computation of these solutions is made by Crump numerical inversion method and the behavior of the systems is studied as a function of various reservoir parameters. The new model is numerically stable. The typical curve in confined formation condition is drawn up by numerical inversion method.

Key words well-testing mathematical model crossflow effective hole diameter inversion of Laplace Transform layered Reservoir

PREDICTION TO SAND PRODUCTION IN FORMATION BY ARTIFICIAL NEURAL NETWORK TECHNOLOGY

by Fan Xingwo (Petroleum Engineering Tech. Research Inst. of Changqing Petroleum Exploration Bureau), Li Xiangfang, Tong Min, Hu Chaizhi, Zhao Ping

Abstract A new method to predict sand production in oil and gas by the Artificial Neural Network (ANN) is described in the paper. Viscous oil reservoirs are characterized by poor consolidation, poor diagenesis. Especially, the oil is highly viscous in Du32 of Liaohe Oilfield and Cheng Bei of Shengli Oilfield. There exists great deviation resulted from the sand production predicted by traditional methods in the test. Moreover, lack of the whole core samples in the two blocks, the method of core flow experiment to predict sand production is much too inaccurate. In order to settle the problem, the method of sand production predicted by ANN is applied in the two oilfields. According to the field data of the formation, fluid, log analysis and performance in oil and gas wells, based on the analysis of sand production factors, BP Artificial Neural Network is used to predict sand production by studying samples. The application in this two fields shows the good results can be produced by the method of ANN.

Key words sand production prediction BP Artificial Neural Network Liaohe Oilfield Shengli Oilfield

ANALYTICAL ANALYSIS OF SAND PRODUCTION MODEL OF OPEN-HOLE COMPLETION WELL

by Zeng Liufang, Liu Jianjun (Beijing Campus of China University of Mining and Technology)

Abstract Based on elastic-plastic mechanics and damaged Mechanic, considering the effect of fluid flow in strata, the stress distribution around open-hole completion well-bore is analyzed. Using Mohr-Coulomb criteria, the sand production model is founded. The calculating method of the critical fluid pressure of bottom hole is given. Influence of reservoir pressure, compressive strength of rock, production pressure difference, rock strength factor on sand production are also analysed, and the result shows that critical bottomhole pressure and wallbore production sand will take varies according to these parameters change.

Key words open hole completion sand production prediction strata stress

INTEGRATED MODEL FOR SAND CONTROL WELL PRODUCTIVITY EVALUATION AND PREDICTION

by Dong Changyin, Li Zhifen, Zhang Qi (University of Petroleum), Li Changyin

Abstract Normalized Productivity Index (NPI) and Productivity Ratio (PR) are firstly put forward to evaluate the effect of sand control measure on well productivity. According to the additional flow resistance areas formed by sand control measures and corresponding skin factors, considering the non-Darcy flow, the calculation method of NPI and PR is deduced. If Inflow Performance Relationship (IPR) before sand controlling is at present, the IPR curve after sand controlling could be obtained by NPI. The application results indicate that this simplified model needs only fewer data but its results are very reliable. As an integrated sand control well productivity evaluation and prediction model, it can be used for most of present sand control method.

Key words sand control gravel pack productivity evaluation skin factor IPR

STUDY ON ORGANOSILICON HIGH TEMPERATURE SAND CONSOLIDATING TECHNIQUE AND APPLICATION OF VISCOUS CRUDE EXPLOITATION

by Wang Zhuofei (Petroleum University), Wu Jun, Wei Xinchun, Guo Shiyang, Huang Weihong

Abstract Klamayi 6-9 viscous crude block are sandstone reservoir, formation structure is unconsolidated, the thermal recovery by injecting high temperature and high pressure steam will damage oil reservoir more heavier, make sand producing of producing well more seriously, which influence normal producing of this viscous crude reservoir block. Since 1991 wire wrapped sand control of mechanical sand control and hydroxy-aluminium sand control of chemical sand consolidating measures have been taken, but because sand control scope is limit, effect is bad, consolidating cycle is short, cost is high and so on, these measures can't be used widely. Without above disadvantages organosilicon modified sand consolidating technique has good high temperature sand consolidating property, tests indoors show under 300, compression strength of optimized organosilicon high temperature sand consolidating agent is above 4MPa, at the same time this agent take less damage to the formation, water phase permeability is above 0.60. the high temperature sand consolidating agent has been tested in 10 wells in field of 6-9 block viscous crude reservoir, efficiency is 98%, crude oil production is increased by 1180.7tons. After treatment, sand content of crude oil is very little. This technique has get satisfied effect, be worthwhile being popularized.

Key words sand consolidating sandstone reservoir steam flooding organosilicon high temperature sand consolidating agent

RESEARCH OF LH NET RESIN COVERED SAND USED IN MULTILAYERS SAND CONTROL

by Yan Jinggen (GuDong Technology Research Institute of Shengli Oilfield Limited Co.), Wang Zhijian, Zhang Guorong, Wang Wenkai, Li Hong, Qu Junbo

Abstract In the mid-later period of sand rock reservoir developing, the opened reservoir become more and more, loss caused by sand production become more and more serious. According to this problem, we developed LH net resin covered sand for multi-layers sand control.