

水驱稠油油藏分段水淹水平井产能预测及控水策略

高岳, 蔡晖, 朱建敏, 王公昌, 邓景夫

(中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459)

摘要:海上稠油油田进入特高含水阶段, 钻遇部分水淹储层分段水淹水平井成为新投产油井的主要类型。为解决分段水淹水平井产能预测难度大、机械控水措施界限不清等问题, 基于微元理论, 将分段水淹水平井产能预测等效为多个微元水平段间干扰, 油相流动考虑稠油启动压力梯度, 应用势的叠加原理和镜像原理, 建立油藏渗流与井筒压降耦合的水驱稠油油藏分段水淹水平井产能预测模型, 研究分段水淹水平井产液规律。结果表明: 考虑井筒摩擦阻力后, 水平井微元段的径向流量呈不对称“U”型, 跟部水淹段对产能的影响高于趾部和中部的; 定液量条件下, 水淹水平段渗流阻力小, 阻碍未水淹段油相的产出, 导致水平井生产初期高含水, 在相同水淹程度下, 水淹水平段长度比例越大, 水平井含水率越高, 对水平井干扰程度越大。该结果对水驱稠油油田分段水淹水平井产能预测和机械控水策略具有指导作用。

关键词:稠油油藏; 油水两相渗流; 分段水淹水平井; 特高含水期; 水平井控水; 启动压力梯度

中图分类号: TE33+1 **文献标识码:** A **文章编号:** 2095-4107(2025)01-0091-10

0 引言

海上油田井槽资源有限, 少井高产开发是海上油田的重要目标, 水平井泄油面积大, 单井产能高, 是海上油田最主要的开发方式^[1]。海上稠油油田经过数十年的水驱开发, 逐渐进入特高含水阶段, 油田采出程度明显增高, 剩余油分布更零散。对于特高含水期的油田深度挖潜, 水平井面临较大水淹风险。

对于油井初期的产能预测方法主要有解析法、半解析法和数值模拟方法等^[2-5]。JOSHI S D^[6]利用势函数建立水平井产能计算方程, 研究储层各向异性 and 偏心条件下的水平井产能变化规律。GIGER F M^[7]建立不同条件下水平井的产能解析公式, 预测水平井产能。这些水平井产能计算方法主要基于单相油的产能预测, 不适用油田含水油井的产能预测^[8-11]。彭琴等^[12]改进水平井产能模型, 将油、气、水三相进行微元处理, 推导井筒附近脱气生产的水平井产能计算公式。对于页岩油藏, 孙鑫等^[13]考虑油水两相渗流, 建立体积压裂油井的产能数值模型, 对油井产能进行模拟分析。石军太等^[14]建立气相非达西影响下的边水气藏水平井产能预测模型, 研究水平井在气、水两相状态下的产能规律, 一定程度上解决含水水平井产能预测问题^[15-22]。王妍妍等^[23-24]、王涛等^[25]利用水平段源函数和势的叠加原理, 建立底水油藏渗流与井筒流动耦合的水平井产能模型, 预测底水油藏水平井产液剖面。基于微元方法, 郜益华等^[26]利用势的叠加原理和镜像原理, 计算跨断层水平井产液剖面, 对跨断层水平井进行产能预测及工作制度优化。郑长伟^[27]应用流管法和势的叠加原理, 建立考虑鱼骨段干扰的鱼骨井油水两相产能预测模型。

有关分段水淹水平井的产能预测方法报道较少, 解决分段水淹水平井产能预测的关键是实现水淹段间干扰的计算。基于微元理论, 笔者建立分段水淹水平井物理模型, 将水平井划分为多个微元段, 考虑稠油启动压力梯度, 建立微元段的运动方程; 根据势的叠加原理, 建立油藏渗流与井筒压降耦合的水驱稠油油藏分段水淹水平井产能预测模型, 在分段水淹模式下, 分析定压差生产和定液量生产的分段水淹水平井产液规律, 预测水淹段干扰影响下的分段水淹水平井产能。

1 模型建立及求解

顶、底界面封闭的稠油油藏中存在一口水平井, 水驱稠油油藏分段水淹水平井物理模型^[17]见图1。其

收稿日期: 2024-07-03; 编辑: 蔡田田

基金项目: 中海石油(中国)有限公司重大科研项目(KJZH-2024-2204)

作者简介: 高岳(1996—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事油气田开发方面的研究。

中, h 为储层厚度, L 为水平井长度, z_w 为水平井与底界面的距离。水平井蓝色比例越高代表水平段连通的储层含水饱和度越高, 水淹程度越强。假设条件: (1) 储层顶、底界面封闭, 水平方向为无限大地层; (2) 储层为油水两相流体, 油相存在启动压力梯度, 为非达西渗流, 水相为达西渗流; (3) 水平井筒不同位置的储层水淹程度不同; (4) 忽略重力和毛细管力的影响。

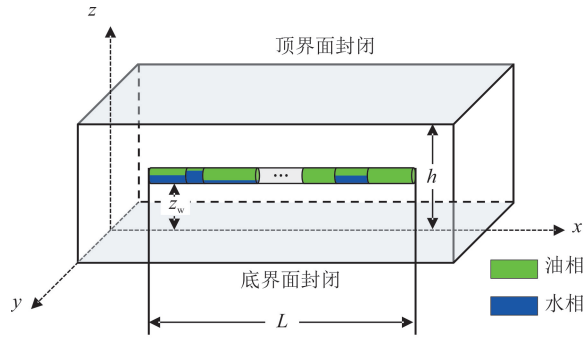


图1 分段水淹水平井物理模型
Fig. 1 Physical model of segmented water flooding horizontal well

稠油启动压力梯度与储层物性、含水饱和度有关, 通常将稠油启动压力梯度处理为油相流度的函数^[28-31], 表达式为

$$G_o = a \left(\frac{KK_{ro}}{\mu_o} \right)^b, \quad (1)$$

式中: G_o 为油相启动压力梯度; a 、 b 为拟合参数(拟合实验结果); K 为储层渗透率; K_{ro} 为油相相对渗透率; μ_o 为油相黏度。

为了优化计算过程, 在稠油视黏度的修正项中考虑稠油启动压力梯度, 修正稠油运动方程, 实现稠油启动压力梯度影响下的非线性渗流刻画。修正后的油相视黏度 μ_{ot} 为

$$\mu_{ot} = \begin{cases} \infty, & |\nabla \Phi_o| < G_o; \\ \mu_o / \left(1 - \frac{G_o}{|\nabla \Phi_o|} \right), & |\nabla \Phi_o| > G_o. \end{cases} \quad (2)$$

式中: Φ_o 为油相的势。

基于假设条件, 建立水驱稠油油藏分段水淹水平井的稳态产能数学模型:

$$\frac{\partial^2 \Phi_l}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi_l}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi_l}{\partial z^2} = 0, \quad (3)$$

式中: Φ_l 为流体的势(l 为 w 或 o , 对应水相或油相)。

外边界条件为

$$\Phi_l \Big|_{x=y=\infty} = \Phi_e, \quad (4)$$

$$\frac{\partial \Phi_l}{\partial z} \Big|_{z=h} = 0. \quad (5)$$

内边界条件为

$$\Phi_l \Big|_{x=y=\infty, z=z_w} = \Phi_{wf\ o} \quad (6)$$

油水两相的势函数分别为

$$\Phi_o = \frac{KK_{ro}}{\mu_{ot}} p, \quad (7)$$

$$\Phi_w = \frac{KK_{rw}}{\mu_w} p. \quad (8)$$

式(4-8)中: Φ_e 为边界的势; Φ_{wf} 为井筒的势; p 为压力; K_{rw} 为水相相对渗透率; μ_w 为水相黏度。

为了定量评价油田储层水淹程度, 建立水淹因数公式:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_o}{S_{oi}}, \quad (9)$$

式中: E_D 为水淹因数; S_{oi} 为初始含油饱和度; S_o 为储层含油饱和度。水淹因数越大, 表明储层含油饱和度下降幅度越大, 水淹程度越强。

沿水平井井筒方向, 分段水淹水平井不同位置水平段的储层水淹程度不同, 水淹因数也不同。为定量表征不同水淹程度水平段流动差异性, 预测分段水淹水平井含水率和产能。基于微元理论, 将水平段划分为 N 个微元段, 一口水平井的产能等效为 N 个微元水平段的产能, 分段水淹水平井微元段示意图 2。

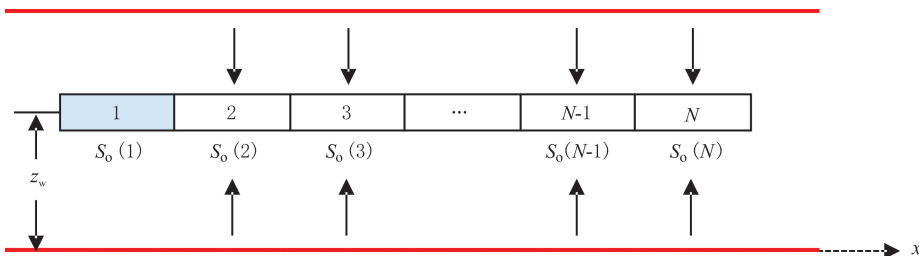


图 2 分段水淹水平井微元段示意

Fig. 2 Diagram of micro-element segment of segmented water flooding horizontal well

根据水平井微元段划分结果, 无限大地层中水平段微元线汇在地层中任意一点 $T(x_T, y_T, z_T)$ 产生的势为

$$\Phi_{jT} = -\frac{q(j)}{4\pi\Delta L} \ln \frac{r_{1jT} + r_{2jT} + \Delta L}{r_{1jT} + r_{2jT} - \Delta L}, \quad (10)$$

$$\sum_{j=1}^N q(j) = Q. \quad (11)$$

式(10-11)中: $q(j)$ 为第 j 微元段的产量, $j=1, 2, \dots, N$; r_{1jT}, r_{2jT} 分别为第 j 微元段左、右端点与地层中任意一点 T 的距离; Φ_{jT} 为第 j 微元段在地层点 T 的势; ΔL 为微元段长度。

基于镜像映射原理, 油藏顶、底封闭界面在映射时不改变井的性质, 将分段水淹水平段的第 j 微元段映射为无限大地层中的无数生产井排。映射的生产井坐标有两类: $z_w(j, t) + 2nh, -z_w(j, t) + 2nh$, n 取值范围为 $(-\infty, +\infty)$ 。基于势的叠加原理, 分段水淹水平井第 j 微元段在储层中任意一点 T 产生的势为

$$\Phi_{jT} = -\frac{q(j)}{4\pi\Delta L} \sum_{n=-\infty}^{+\infty} [\zeta_j(x_T, y_T, z_T, z_w(j, 0) + 2nh - z_T, z_w(j, 1) + 2nh - z_T) + \zeta_j(x_T, y_T, z_T, -z_w(j, 0) + 2nh - z_T, -z_w(j, 1) + 2nh - z_T)], \quad (12)$$

其中:

$$\zeta_j(x_T, y_T, z_T, \epsilon_0, \epsilon_1) = \ln \frac{r_{1jT} + r_{2jT} + \Delta L}{r_{1jT} + r_{2jT} - \Delta L}, \quad (13)$$

$$r_{1jT} = \sqrt{(x(j, 0) - x_T)^2 + (y(j, 0) - y_T)^2 + (\epsilon_0 - z_T)^2}, \quad (14)$$

$$r_{2jT} = \sqrt{(x(j, 1) - x_T)^2 + (y(j, 1) - y_T)^2 + (\epsilon_1 - z_T)^2}, \quad (15)$$

式(12-15)中: x_T, y_T, z_T 为地层中任意一点坐标; ϵ_0, ϵ_1 分别为微元段左、右端点的纵坐标。

根据势的叠加原理可得 N 个微元水平段在储层中任意一点 T 的势:

$$\Phi(x_T, y_T, z_T) = \sum_{j=1}^N \Phi_{jT}(x_T, y_T, z_T) = \sum_{j=1}^N \left\{ -\frac{q(j)}{4\pi\Delta L} \sum_{n=-\infty}^{+\infty} [\zeta_j(x_T, y_T, z_T, z_w(j, 0) + 2nh - z_T, z_w(j, 1) + 2nh - z_T) + \zeta_j(x_T, y_T, z_T, -z_w(j, 0) + 2nh - z_T, -z_w(j, 1) + 2nh - z_T)] \right\}. \quad (16)$$

联立式(8)与式(16), 得到分段水淹水平井油相产能方程组:

$$\begin{bmatrix} \Phi_{11} & \Phi_{12} & \cdots & \Phi_{1N} \\ \Phi_{21} & \Phi_{22} & \cdots & \Phi_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \Phi_{N1} & \Phi_{N2} & \cdots & \Phi_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_o(1) \\ q_o(2) \\ \vdots \\ q_o(N) \end{bmatrix} = \frac{4\pi\Delta L}{B_o} \begin{bmatrix} K_{o1} & K_{o2} & \cdots & K_{oN} \\ \mu_{o1} & \mu_{o2} & \cdots & \mu_{oN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_e - p_w(1) \\ p_e - p_w(2) \\ \vdots \\ p_e - p_w(N) \end{bmatrix}, \quad (17)$$

式中： p_e 为外边界压力； B_o 为体积因数； $p_w(j)$ 为第 j 微元段的井筒流压； K_{roj} 为第 j 微元段的油相相对渗透率； μ_{oj} 为第 j 微元段的油相视黏度。

考虑多相流在水平井井筒内流动时的加速度损失和摩擦阻力损失，水平井微元段内渗流阻力为

$$-\frac{\Delta p_{wj}}{\Delta L} = \frac{2\rho}{\pi^2 D^5} f_w (2Q(j) + q(j))^2 + \frac{16\rho}{\pi^2 D^4} \frac{q(j)}{\Delta L} (2Q(j) + q(j)), \quad (18)$$

式中： Δp_{wj} 为第 j 微元段的附加压降； ρ 为流体密度； D 为井筒直径； $Q(j)$ 为第 j 微元段的上游流量； f_w 为井筒摩擦因数。

考虑井筒内压降损失，分段水淹水平井的产能方程组存在 $2N$ 个未知量，需要将式(17)中的 N 个方程组与式(18)迭代求解计算。编制生产井定井底流压和定液量生产两种定解条件下的计算流程，通过 Matlab 编程求解(见图 3)。

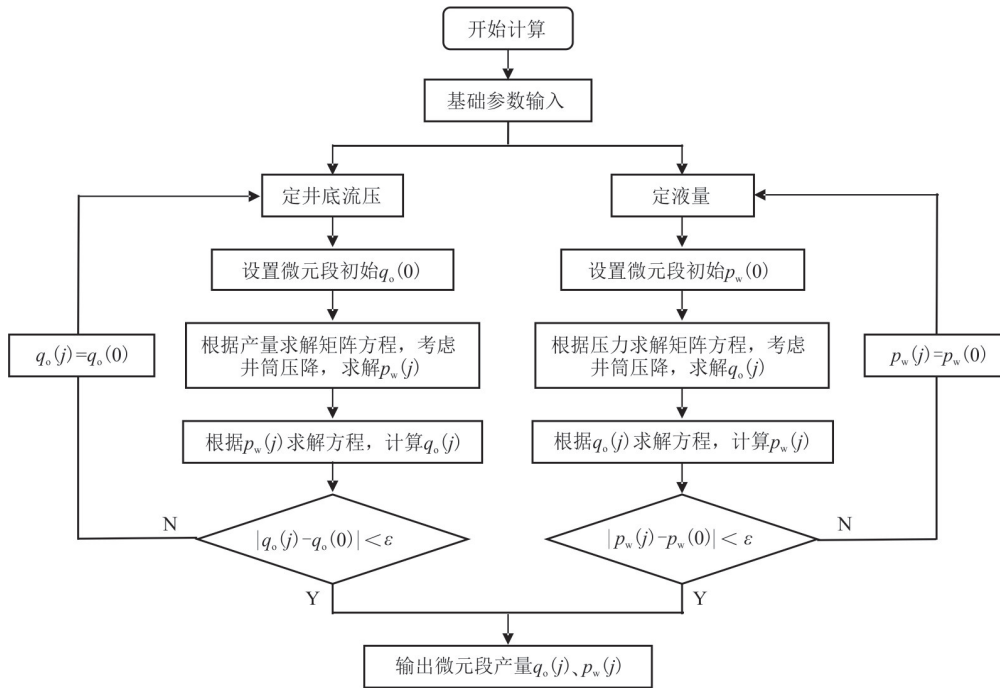


图 3 分段水淹水平井迭代计算流程

Fig. 3 Flowchart of iterative calculation for segmented water flooding horizontal well

2 模型验证

基于分段水淹水平井不同水淹段的含水饱和度，根据相渗曲线得到不同含水饱和度下的 K_{rw} 、 K_{ro} ，应用式(17)迭代计算不同位置水平井微元段的产油量和产液量，应用分段水淹水平井产能模型计算渤海 SZ 油田产能。基本参数：原油密度为 970 kg/m^3 ，原油黏度为 $150 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ，储层平均渗透率为 $3\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，孔隙度为 0.31 ，原油体积因数为 1.09 ，稠油启动压力梯度拟合参数 $a=0.001\,0$ ， $b=-0.333\,4$ 。SZ 油田相对渗透率曲线见图 4。SZ 油田主要采用定向井和水平井的联合井网开发方式，进入特高含水阶段，水平井为主要

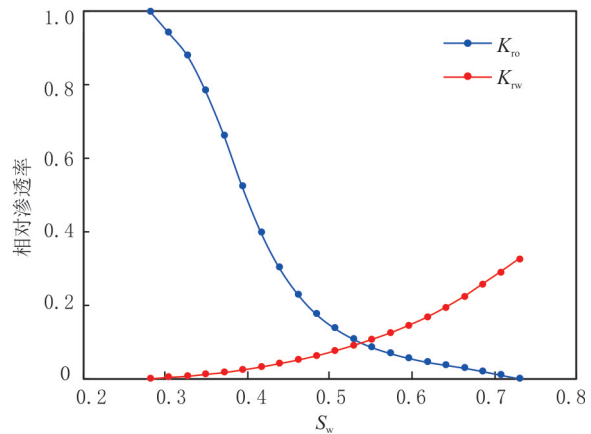


图 4 SZ 油田相对渗透率曲线

Fig. 4 Relative permeability curves of SZ Oilfield

挖潜井型,水平井长度为 300 m。

对于海上油田水平井的产能计算,主要采用修正的 Joshi 公式^[6]:

$$q_h = \frac{0.54287Kh\Delta p}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 + (L/2)^2}}{L/2} + \beta \frac{h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_w} + \beta \frac{h}{L} S \right]}, \quad (19)$$

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_e}{L}\right)^4}}, \quad (20)$$

式中: q_h 为水平井产能; Δp 为生产压差; β 为水平渗透率与垂直渗透率比的平方根; S 为表皮因数; r_e 为供给半径。

对于近三年 SZ 油田分段水淹水平井,分别采用分段水淹水平井产能预测方法和修正的 Joshi 公式产能计算方法。以 X9 井为例,水平井的计算参数主要来源于饱和度测井解释方法(见表 1)。

表 1 SZ 油田 X9 井计算参数

Table 1 Calculation parameters for well X9 in SZ Oilfield

水平段长度/ m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	原始含油 饱和度	含油饱和度	水淹因数	K_{ro}	K_{rw}
87.9		0.80	0.64	0.20	0.27	0.05
19.5		0.86	0.52	0.39	0.05	0.15
30.7	3 000	0.82	0.60	0.28	0.15	0.07
135.8		0.81	0.49	0.40	0.06	0.14
66.1		0.76	0.64	0.16	0.49	0.03

两种方法对分段水淹水平井的产能预测结果见表 2。分段水淹水平井产能预测方法考虑水平段水淹差异,不同水平段具有不同渗流阻力和稠油启动压力梯度,产生水平段段间干扰影响,对于分段水淹水平井的渗流表征更符合特高含水油田储层的真实流动。在产能预测结果中,相较于修正的 Joshi 公式,分段水淹水平井产能预测方法对分段水淹水平井初期产能的预测精度明显提升,验证分段水淹水平井产能预测方法对分段水淹水平井产能预测的正确性和合理性。

表 2 两种方法对分段水淹水平井的产能预测结果

Table 2 Results of production prediction for segmented water flooding horizontal wells using different methods

井号	实际初期产油量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	修正的 Joshi 公式预测产油量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	相对误差/ %	分段水淹水平井产能预测产油量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	相对误差/ %
X1	63.0	122	92.87	60	4.29
X2	62.5	124	98.67	60	3.98
X3	62.8	220	250.20	60	4.52
X4	61.0	47	23.03	64	4.92
X5	60.0	100	66.17	55	8.33
X6	42.0	246	486.13	40	4.76
X7	33.2	59	76.63	31	6.54
X8	47.5	154	224.49	45	5.26
X9	64.0	95	47.92	60	6.25
X10	57.0	220	285.96	61	7.02
X11	33.0	124	276.65	34	3.03
X12	72.0	205	185.08	69	4.17

3 水平井产液规律

3.1 定井底流压

对于水淹段设置不同的水淹因数,研究水平段水淹程度对水平井产能的影响规律。计算参数:原油黏度为 $100 \text{ mPa} \cdot \text{s}$;水平渗透率为 $3\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;水平渗透率与垂直渗透率比为 0.1 ;油层厚度为 15 m ;地层压力为 15 MPa ;井底流压为 12 MPa ;井筒半径为 0.1 m ;原油密度为 $970 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。将水平井按长度平均划分为三段,分别对应水平井跟部、中部、趾部。假设中部、趾部水平段未水淹,跟部水平段的水淹因数 E_D 分别为 $0, 0.125, 0.375$ 时,水淹程度对水平井分段产能的影响见图 5。由图 5 可知,跟部全井段未水淹情况下,考虑井筒摩擦阻力损失,跟部水平段产量最高,趾部水平段压力损失较大而产量较低。随跟部水淹因数增大,跟部水平段含水率增高,产量快速降低,但在定压差生产条件下,跟部水平段压力场不影响中部和趾部水平段压力场,中部和趾部水平段产量几乎不变。

绘制水平段不同位置水淹对水平井产油量和含水率的影响曲线(见图 6)。由图 6 可知,水平井部分水淹后,水平井含水率上升,产油量降低,影响程度随水淹段水淹因数的增大而增大。当水淹因数相同时,跟部水淹对水平井产量的影响程度高于趾部和中部的。

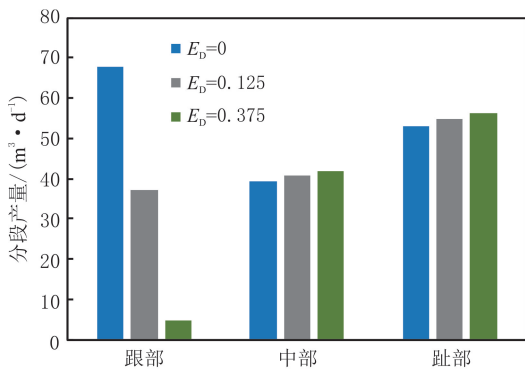


图 5 跟部水平段不同水淹因数对水平井分段产能的影响
Fig. 5 Influence of different flooding ratios at the heel of the horizontal section on production of horizontal well

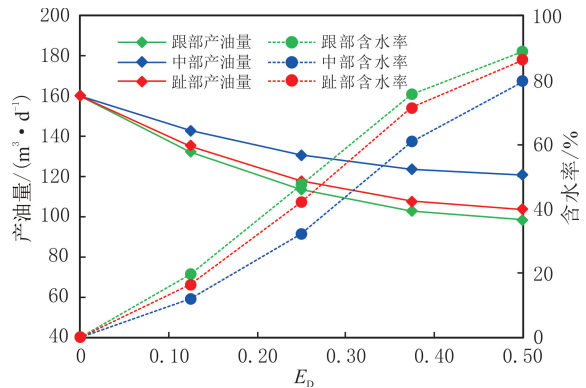


图 6 水平段不同位置水淹对产油量和含水率的影响曲线
Fig. 6 Influence curves of flooding at different locations of horizontal section on oil production and water cut

3.2 定液量

固定水平井产液量,在未水淹状态下,水平井微元段的径向流量呈不对称“U”型(见图 7)。主要原因有两个:(1)跟部和趾部水平段泄流面积大、段间干扰影响小,供给区域类似于半球形,中部水平段受水平段段间干扰影响大,近似于直线供给;(2)水平井井筒内流量由趾部到跟部水平段累积增加,属于变质量流,考虑井筒摩擦阻力,跟部到趾部水平段的压力损失加大,跟部水平段生产压差大于趾部水平段的。以趾部水平段水淹为例,计算水淹因数分别为 $0, 0.250$ 时的水平井微元段产液量曲线(见图 7)。由于水平段水淹后,含油饱和度降低,油相启动压力梯度增大,同时油相的相对渗透率降低,导致油水两相中油相渗流阻力增大,水平段的产液量曲线根据水平段的渗流阻力重新分布。水淹段渗流阻力减小,产液能力明显提高,同时严重干扰水平井未水淹段的产出,造成水平井含水率上升,产油量降低。

保持水平井产液量相同,计算不同水平段水淹比例的水淹因数与含水率变化曲线(见图 8),含水率越高表明水平井的产油量越低。在同一水平段水淹比例下,水平段水淹因数越高,水平井的含水率越高。水平井含水率与水平段水淹因数呈非线性曲线关系,在水平段水淹因数较小时,部分水平段水淹对水平井的产能影响程度较弱,水平井含水率变化不明显;当水平段水淹因数超过某个拐点,水平井的含水率随水平段水淹因数的增大而快速增大,反映水淹水平段对水平井其他未水淹水平段的干扰程度增大,明显挤占水平井产液空间,造成水平井产油量降低。在不同水平段水淹比例下,水平井含水率随水平段水淹因数变化规律存在差异,水淹水平段比例越高,水平井含水率快速上升拐点对应的水淹因数越小;在相同水淹因数

下,水淹水平段长度越长,水平井含水率越高,对水平井产能干扰程度越大。

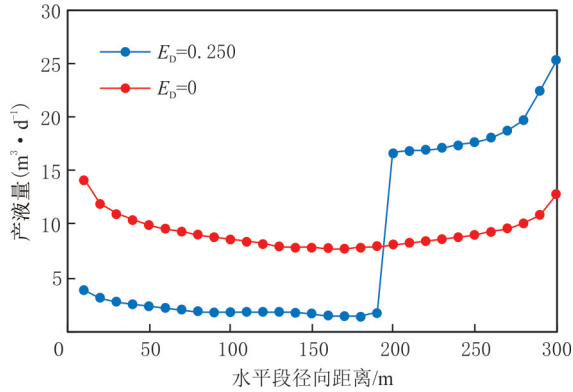


图 7 不同水淹因数的微元段的径向流量曲线
Fig. 7 Radial flow curves of micro element segments with different flooding ratios

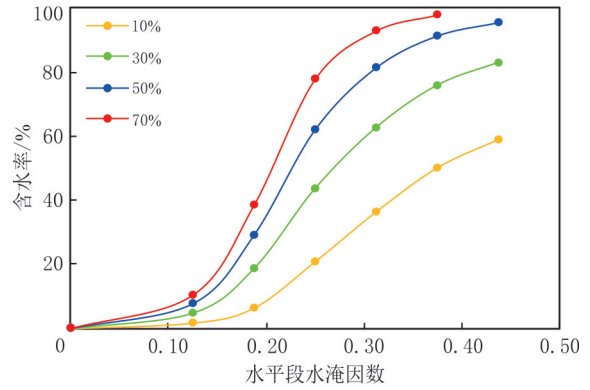


图 8 不同水平段水淹比例的水淹因数与含水率变化曲线
Fig. 8 Water cut variation curves under different flooding ratios of horizontal sections

4 控水策略

机械控水完井是抑制分段水淹水平井注入水窜流,降低水平井含水率,改善水平井开发效果的技术。目前,海上最经济有效的机械控水完井技术为中心管分仓控水,主要采用中心管、封隔器和盲管的组合方式,实现水平井分段调整控水^[32]。对于干扰影响较大的水淹水平段进行封堵,可以有效提高水平井初期产油量,降低含水率。如果封堵段的水淹程度不强,采取封堵措施会造成水平段损失,影响水平井采出程度。中心管分仓控水适用于水淹比例较小(水平段水淹比例小于 50%)的情况,研究比例小于 50%水平段水淹的水平井类型。

不同水平段水淹比例对水平井含水率的干扰存在明显拐点(见图 8),将水平井含水率快速上升拐点对应的水淹因数作为不同水淹比例水平段封堵的界限。分别计算不同原油黏度、不同水平段水淹比例下的干扰拐点,建立水驱稠油油田水淹水平段水平井封堵图版(见图 9)。根据水平段水淹比例和区域原油黏度,在图版中读取对应的封堵水淹因数界限,若水淹段水淹因数大于封堵水淹因数界限,则需要对水淹段实施机械控水。

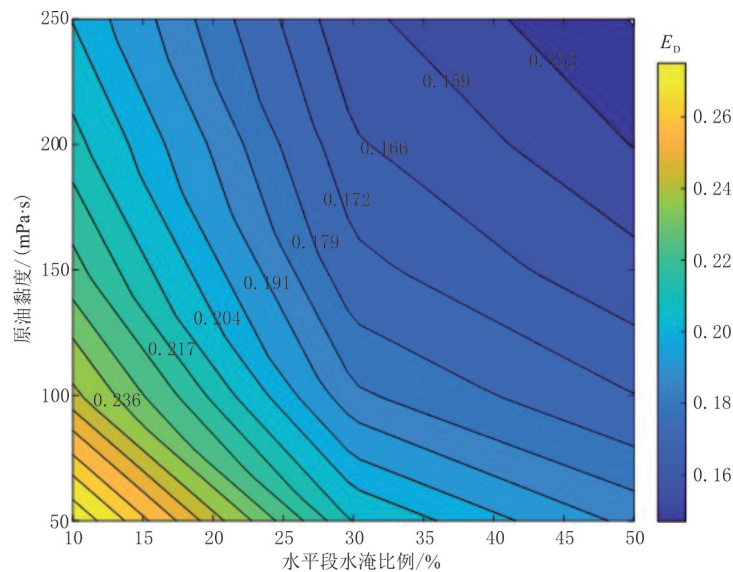


图 9 水驱稠油油田水淹水平段水平井封堵图版
Fig. 9 Blocking diagram for segmented water flooding horizontal well in water-driven heavy oil fields

基于水驱稠油油田水淹水平段水平井封堵图版,对渤海 SZ 油田一口分段水淹水平井 XH 井进行盲管封堵。XH 井水平段实钻油层厚度为 305.0 m,测井解释未一弱水淹层厚度为 251.5 m,强水淹层厚度为 53.5 m,所处储层原油黏度为 100 mPa·s。根据测井解释含油饱和度结果,XH 井跟部水平段水淹因数为 0.273,水平段水淹比例为 17.5%,水淹段封堵界限为 25.4%(见图 10),需要对跟部强水淹段实施机械封堵。XH 井水平段实施机械封堵分段完井,投产初期日产油量超过 200 m³,初期未含水(见图 11)。

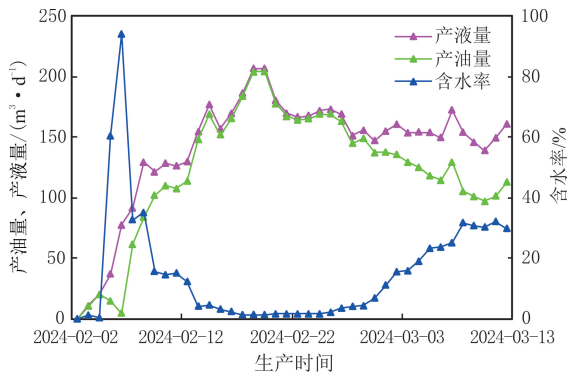


图 11 XH 井产油量、产液量及含水率变化曲线
Fig. 11 Curves of oil and liquid production and water cut variation for horizontal well XH

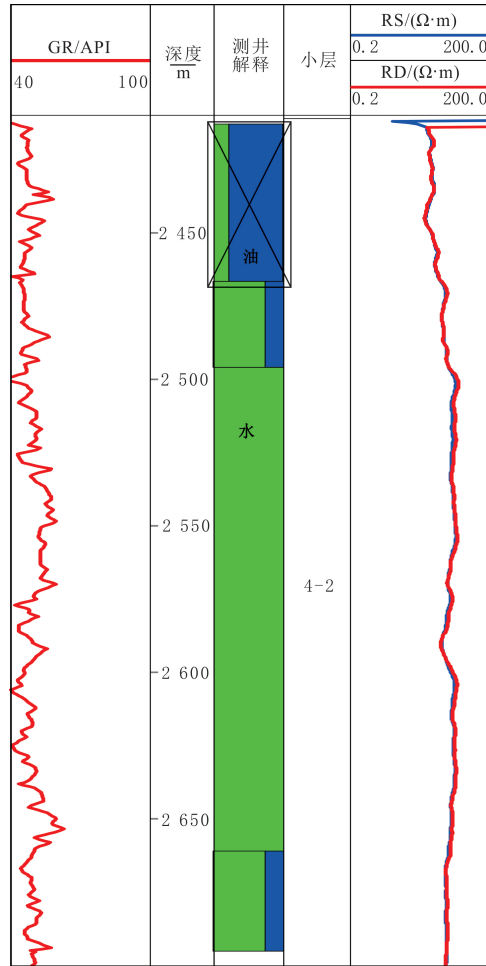


图 10 XH 水平井封堵测井解释
Fig. 10 Logging interpretation of blocking for horizontal well XH

5 结论

(1)考虑油水两相渗流和稠油启动压力梯度,根据势的叠加原理和镜像原理,建立油藏渗流与井筒压降耦合的水驱稠油油藏分段水淹水平井产能预测模型,应用半解析迭代方法求解模型,分析定井底流压和定液量条件下的分段水淹水平井产液规律。

(2)水淹水平井跟部生产压差大于趾部的,水平井微元段的产液量曲线呈不对称“U”型,水平井跟部水淹段对水平井产能的影响大于趾部和中部的。定液量条件下,水淹段渗流阻力小,产液能力提高,干扰水平井未水淹段的产量,造成水平井含水率上升,产油量降低;当水淹因数相同时,水淹段长度越长,水平井含水率越高,对水平井干扰程度越大。

(3)应用水驱稠油油藏分段水淹水平井产能预测方法,建立分段水淹水平井的机械控水封堵图版,明确不同水淹比例的分段水平井封堵措施界限,进行水淹水平井封堵可有效改善初期生产效果,降低水平井含水率。

参考文献(References):

[1] 杨庆红,张章,李廷礼. 渤海陆相砂岩油田高含水期整体加密调整技术现状及展望[J]. 中国海上油气,2024,36(4):119-130.
YANG Qinghong, ZHANG Zhang, LI Tingli. Current status and prospect of integrated infilling adjustment technologies for high water cut period of continental sandstone oilfields in Bohai Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2024,36(4):119-130.

- [2] 姜彬,程时清,康博韬,等.基于层间干扰动态表征的多层砂岩油藏产能评价方法[J].油气地质与采收率,2022,29(2):124-130.
JIANG Bin, CHENG Shiqing, KANG Botao, et al. Productivity evaluation method of multi-layer sandstone reservoir based on dynamic prediction of inter-layer interference[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022,29(2):124-130.
- [3] 郜益华,姜彬,张迎春,等.海上老油田多层油藏加密井产能评价方法:以渤海A油田N区块为例[J].油气地质与采收率,2021,28(4):120-130.
GAO Yihua, JIANG Bin, ZHANG Yingchun, et al. Evaluation method for infill well productivity of multi-layer reservoirs in old offshore oilfields: a case of block N in Bohai A Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021,28(4):120-130.
- [4] 陈建华,晏庆辉,骆逸婷,等.基于历史生产数据的多层合采井产量劈分新方法[J].中国海上油气,2022,34(1):110-116.
CHEN Jianhua, YAN Qinghui, LUO Yiting, et al. A historical production data based method for production splitting of multi-layer commingled gas wells[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022,34(1):110-116.
- [5] 李文红,任超群,林瑞敏,等.一种新的水驱油藏多层合采井产量动态劈分方法[J].中国海上油气,2019,31(4):89-95.
LI Wenhong, REN Chaoqun, LIN Ruimin, et al. A new dynamic production splitting method for multi-layer commingled production wells in water-flooding reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2019,31(4):89-95.
- [6] JOSHI S D. Augments of well productivity using horizontal wells[J]. Journal of Petroleum Technology, 1988,40(6):729-739.
- [7] GIGER F M. Horizontal wells production techniques in heterogeneous reservoirs[C]//Middle East Oil Technical Conference and Exhibition. Bahrain:[s. n.], 1985:10.
- [8] 刘英宪,尹洪军,苏彦春,等.具有压敏特征的稠油油藏水平井产能分析[J].东北石油大学学报,2012,36(5):56-60.
LIU Yingxian, YIN Hongjun, SU Yanchun, et al. Analysis of production of horizontal wells in heavy oil reservoir with pressure sensitive characteristic[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2012,36(5):56-60.
- [9] 胡东晖,鄢捷年.水平井产能的影响因素[J].石油勘探与开发,1994,21(5):44-52.
HU Donghui, YAN Jienian. Factors affecting the productivity of horizontal wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 1994, 21(5): 44-52.
- [10] WANG Haijing, XUE Shifeng. Numerical simulation of inflow performance for perforated horizontal wells[J]. Physical and Numerical Simulation of Geotechnical Engineering, 2017(26): 38.
- [11] LI H, TAN Y, JIANG B, et al. A semi-analytical model for predicting inflow profile of horizontal wells in bottom-water gas reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018,160:351-362.
- [12] 彭琴,刘斌,刘春艳,等.考虑油气水三相流的水平井产能计算新方法[J].复杂油气藏,2023,16(4):444-448.
PENG Qin, LIU Bin, LIU Chunyan, et al. A new method for calculating horizontal well productivity considering oil-gas-water three-phase flow[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023,16(4):444-448.
- [13] 孙鑫,刘礼军,侯树刚,等.基于页岩油水两相渗流特性的油井产能模拟研究[J].石油钻探技术,2023,51(5):167-172.
SUN Xin, LIU Lijun, HOU Shugang, et al. Numerical simulation of shale oil well productivity based on shale oil-water two-phase flow characteristics[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023,51(5):167-172.
- [14] 石军太,张龙龙,羊新州,等.考虑非达西效应的边水气藏水平井见水时间预测模型[J].东北石油大学学报,2022,46(1):104-112.
SHI Juntao, ZHANG Longlong, YANG Xinzhou, et al. Prediction model of water breakthrough time for horizontal well considering non-Darcy effect in gas reservoir with edge water[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2022,46(1):104-112.
- [15] 郭粉转,席天德,孟选刚,等.低渗透油田油井见水规律分析[J].东北石油大学学报,2013,37(3):87-93.
GUO Fenzhuan, XI Tiande, MENG Xuangang, et al. Analysis of water breakthrough rules of oil-well in low permeability reservoir [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013,37(3):87-93.
- [16] 刘晓强,孙海,吕爱民,等.考虑压裂液返排的致密气藏气水两相产能分析[J].东北石油大学学报,2020,44(2):103-112.
LIU Xiaoqiang, SUN Hai, LYU Aimin, et al. Gas-water two phased productivity analysis of tight gas reservoir based on fracturing fluid flowback data[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020,44(2):103-112.
- [17] 李丽,汪雄雄,刘双全,等.水平井筒气水流动规律及影响因素[J].石油学报,2019,40(10):1244-1254.
LI Li, WANG Xiongxiang, LIU Shuangquan, et al. Gas-water flow law in horizontal wellbore and its influencing factors[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019,40(10):1244-1254.
- [18] 孙恩慧,李博,彭琴,等.特高含水期下水平井油水两相产能研究[J].新疆石油天然气,2019,15(3):54-57.
SUN Enhui, LI Bo, PENG Qin, et al. Method of productivity analysis for oil and water two-phase horizontal well during high water cut stage[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2019,15(3):54-57.
- [19] XIAO J N, WANG Z M, ZHAO S S. A coupled reservoir/wellbore model for calculating pressure and inflow profile along a horizontal well with stinger completion[J]. Petroleum Science and Technology, 2011,29(8):788-795.
- [20] SHAO M, YANG Q, ZHOU B, et al. Effect of sulfur deposition on the horizontal well inflow profile in the heterogeneous sulfur gas reservoir[J]. ACS Omega, 2021,6(7):5009-5018.

- [21] 罗静,耿惠丽,邓波,等.异常高压气藏水平井气水两相产能模型建立及应用[J].特种油气藏,2020,27(3):125-130.
LUO Jing, GENG Huili, DENG Bo, et al. Development and application of horizontal well gas-water two-phase productivity model in abnormal high-pressure gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020,27(3):125-130.
- [22] 王嘉新,田冷,蒋丽丽,等.考虑应力敏感的致密储层油水两相相对流动能力分形数值模拟方法[J].西安石油大学学报(自然科学版),2024,39(1):40-47.
WANG Jiixin, TIAN Leng, JIANG Lili, et al. A numerical simulation method for oil-water two-phase relative flow capacity in tight reservoirs considering stress sensitivity effect[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition), 2024,39(1):40-47.
- [23] 王妍妍,杜殿发,隋普森,等.分段变密度射孔水平井底水入流规律研究[J].水动力学研究与进展(A辑),2017,32(2):220-227.
WANG Yanyan, DU Dianfa, SUI Pusen, et al. Research on inflow profile of horizontal well with selective & variable density perforation completion[J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2017,32(2):220-227.
- [24] 王妍妍.底水油藏水平井产能评价与优化设计研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2018:1-124.
WANG Yanyan. Study on productivity evaluation and optimal design for horizontal wells in bottom water reservoir[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2018:1-124.
- [25] 王涛,李敬松,朱旭晨,等.底水油藏水平井分段完井产液剖面预测研究[J].石油化工应用,2023,42(6):15-20.
WANG Tao, LI Jingsong, ZHU Xuchen, et al. Study on inflow profile prediction of horizontal well segment completion in bottom water reservoir[J]. Petrochemical Industry Application, 2023,42(6):15-20.
- [26] 邵益华,张迎春,杨宝泉,等.复杂断块油田跨断层水平井产能预测及分段长度优化方法:以西非A深水油田为例[J].石油学报,2021,42(7):948-961.
GAO Yihua, ZHANG Yingchun, YANG Baoquan, et al. Productivity prediction and optimization method of segment length for cross-fault horizontal well in complex fault-block oilfield: a case study of the deepwater oilfield in West Africa[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021,42(7):948-961.
- [27] 郑长伟.基于油水两相的鱼骨井产能预测方法及应用[D].北京:中国石油大学(北京),2023:1-73.
ZHENG Changwei. Production prediction and application of fishbone wells based on oil-water two-phase[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2023:1-73.
- [28] 胡心玲,曹晨光,梁文川.基于分形理论的多孔介质稠油启动压力梯度计算与分析[J].断块油气田,2022,29(4):514-519.
HU Xinling, CAO Chenguang, LIANG Wenchuan. Calculation and analysis of threshold pressure gradient of heavy oil in porous media based on fractal theory[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022,29(4):514-519.
- [29] 姜瑞忠,倪庆东,张春光,等.基于应力敏感的稠油油藏变启动压力梯度渗流模型与数值模拟研究[J].油气地质与采收率,2021,28(6):54-62.
JIANG Ruizhong, NI Qingdong, ZHANG Chunguang, et al. Research on seepage model and numerical simulation of variable starting pressure gradient for heavy oil reservoirs based on pressure sensitive effect[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021,28(6):54-62.
- [30] 张春光.稠油油田考虑启动压力梯度的渗流场变化规律及优化调整[D].青岛:中国石油大学(华东),2023:1-88.
ZHANG Chunguang. Variation and optimization of seepage field considering starting pressure gradient in heavy oil field[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2023:1-88.
- [31] 樊冬艳,曾慧,姚军,等.考虑启动压力梯度的致密油藏不稳定试井解析方法[J].东北石油大学学报,2021,45(2):102-112.
FAN Dongyan, ZENG Hui, YAO Jun, et al. Analytical method for pressure transient analysis with threshold pressure gradient in tight oil reservoirs[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2021,45(2):102-112.
- [32] 莘怡成,汪华珍,高彦才,等.海上机械控水完井技术应用现状及发展趋势[J].石油矿场机械,2024,53(3):76-81.
SHEN Yicheng, WANG Huazhen, GAO Yancai, et al. Application and development trend of offshore mechanical water-controlled completion technology[J]. Oil Field Equipment, 2024,53(3):76-81.