

文章编号: 0253- 9985(2000) 03- 0214- 06

底水油藏的水平井开发

陈志海

(中国新星石油公司规划研究院, 北京 100083)

摘要: 结合新疆塔里木盆地某底水油藏实例, 开展了利用水平井和直井开发底水油藏的对比研究, 证实水平井开发底水油藏优于直井。在此基础上, 提出了利用实际生产资料计算水平井临界产量和临界井底流压的新方法, 并从油藏工程、物理实验和油藏数值模拟等不同角度研究了水平井开发底水油藏的开发方式。研究表明: 利用水平井开发底水油藏应当重视水平渗透率和垂向渗透率的影响; 不同初配产对开发效果的影响不同, 如果油井的初配产小于油井的临界产量的 3~ 5 倍范围内, 减小初配产能够明显改善开发效果; 如果油井的初配产远远大于油井的临界产量, 增加或减小油井的初配产对开发效果的影响不大。水平井的水平段应当控制在油层相对厚度的 70%~ 90%。

关键词: 水平井; 直井; 底水油藏; 开发方式; 临界产量

作者简介: 陈志海, 男, 29 岁, 工程师(硕士), 油田开发

中图分类号: TE243 文献标识码: A

20 世纪 90 年代以来, 水平井技术突飞猛进的发展为经济有效地开发底水油藏提供了新的思路和方法。

底水锥进到井底是由于井底附近的压力降大于油水密度差异产生的重力差^[1]。降低井底附近的压降是抑制底水锥进的必由之路。直井与油层之间的接触方式为点接触, 井底附近的压降漏斗呈对数分布; 水平井水平段与油层之间的接触方式为线接触, 水平段附近的压降呈线性分布。采出同样的产量, 水平井井底附近的压降将远远小于直井井底, 故水平井抑制底水锥进更为有效, 水平井开发底水油藏的临界产量显著大于直井的临界产量^[3, 4]。对于直井, 底水的油水界面会呈现“锥形”突进; 对于水平井会形成“脊形”突进。水平井水平段控制的储量和底水上升波及的体积将远远大于直井垂直段控制的储量和底水上升波及的体积, 从而可以提高无水累积采出量。

前人* 分别利用数学解析式和半解析式研究了水平井开发底水油藏的开发方式对波及效率和临界产量的影响, 但这些研究偏重于理论上的数学解, 如何利用油田的实际生产动态资料来计算水平井的临界产量, 水平井的设计参数和初配产对无水

采出程度和最终采收率的影响程度, 报道甚少。本文以塔里木盆地某底水油藏为例, 综合前人的研究成果和油藏数值模拟方法首先开展了直井与水平井开发该油藏的对比研究, 然后对上述问题开展了较为深入的探索和研究。

1 基本模型

塔里木盆地某油田三叠系下油组的储层物性参数如表 1。开展油藏数值模拟研究, 建立的油藏

表 1 油藏和流体基本参数表

Table 1. Basic parameters of oil reservoir and fluid

参数	取值
地层深度/m	- 3 600
地层有效渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	100
孔隙度	0.2
原始地层压力/MPa	50
原油重度/API	33.68
饱和压力/MPa	38.15
地层原油粘度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	1.27
原始溶解油气比/ $\text{m}^3\cdot\text{m}^{-3}$	131
地层水粘度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	0.391
油水界面/m	- 3 630

模型网格数取值为 $NX = 20$, $NY = 20$, $NZ = 6$ 。水平方向每个单元格的取值均为 30 m。在垂向上分为 6 层, 其中上面 5 层为油层, 每个油层厚度为 6 m, 最下面一层为水层, 水层厚度为 40 m, 建立的油藏模型为厚底水薄油层。

* Wheatley M J. An approximate theory of oil/water coning. SPE 14 210, 1985

收稿日期: 1999- 12- 22

2 直井和水平井的效果对比

2.1 临界流速和临界产量

开发底水油藏的有效方法通常是开采油层质量较好的上部,以降低底层水的产出。若忽略毛管力,有两种力作用于油水界面:油藏中流体流动产生的粘滞力和油水两相流密度差异产生的净重力。底水向上驱替原油时,油水界面是否稳定,取决于油水界面某一点的局部速度。如果局部速度大于该点的临界速度,界面就不稳定,出现水的锥进现象。底水驱动垂向的临界速度^[1]用下式计算

$$V_c = (\rho_w - \rho_o) g K_H / (\mu_o - \mu_w) \quad (1)$$

式中 V_c 为地层临界流速; μ_o 为油的粘度; μ_w 为水的粘度; g 为重力加速度; K_H 为水平渗透率; ρ_o 为原油的密度; ρ_w 为水的密度。

根据达西方程,垂向底水驱向直井井底或水平井水平段的流动速度 $V_l = K_z (P_i - P_{wf}) / (\Phi \mu_o h_p)$, 令 $V_c = V_l$, 可得避免底水锥进的最大生产压差公式

$$\Delta P = P_i - P_{wf} = [1 / (1 - \mu_r)] (K_H / K_z) (\rho_w - \rho_o) g h_p \Phi \quad (2)$$

式中 Φ 为孔隙度, V_l 地层流体的流速, P_i 为油水界面处的压力, P_{wf} 为井底流压, μ_r 为油水的粘度比, K_z 为垂向渗透率, h_p 为避水高度。

在某口油井的生产初期,若通过系统试井方法可以获得油井的生产指数 J , 可以计算该井的临界产量的新方法

$$Q_c = J \Delta P \quad (3)$$

结合该油田的参数,计算该油田的临界流速为 0.013 m/d, 折算年底水上升速度为 4.16 m/a。

分别计算不同避水高度 (h_p) 下, 对应不同水平与垂向渗透率比值 (K_H / K_z) 的最大生产压差, 参数取值如表 2。由表 3 可知, 临界产量开采要求的生产压差很低。

表 2 油藏基本参数表

Table 2. Basic parameters of oil reservoir

参 数	取 值
$\rho_w / \text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$	1.0
$\rho_o / \text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$	0.86
$\mu_o / \text{mPa} \cdot \text{s}$	1.27
$\mu_w / \text{mPa} \cdot \text{s}$	0.391
Φ	0.2
P_i / MPa	50

表 3 不同 (h_p) 和不同 (K_H / K_z) 条件下的最大生产压差

Table 3. Maximum producing pressure differences under different

h_p and K_H / K_z condition

单位: MPa

h_p / m	K_H / K_z				
	1	5	10	20	50
5	0.01	0.05	0.1	0.2	0.5
10	0.02	0.10	0.2	0.4	1.0
15	0.03	0.15	0.3	0.6	1.5
30	0.06	0.30	0.6	1.2	3.0

结合该油田的物性特点, 取水平与垂向渗透率比值为 10, 避水高度为 30 m, 则原始油水界面对应的最大生产压差为 0.6 MPa, 一旦超过此生产压差就会出现油水界面的不稳定, 底水锥进将会发生。底水油藏垂向底水驱动的临界流速是由油藏本身的性质决定的, 不以开采的方式不同而改变。

为什么水平井开采底水油藏的临界产量要高于直井呢? 油井的临界产量的另一公式

$$Q_c = V_c A_b \quad (4)$$

式中 V_c 为临界流速, 由油藏本身的性质来决定; A_b 为油井开采过程中, 垂向上压力波波及到油水界面的面积, 波及面积的确定可以通过实验方法确定。直井与水平井开采的重要差别在于 A_b , 水平井水平段控制的波及面积将远远大于直井井底点接触控制的波及面积, 故水平井的临界产量高于直井。油井一旦见水, 单井见水时的累积产油量 (即无水累积产油量) 取决于直井的水锥进量或水平井下面水脊的体积量。因为水平井下面的水脊体积量远大于直井下面的锥进的体积量, 故水平井可以提高无水累积采油量和增加储量的控制范围。

2.2 不同井网的对比

基于上述油藏模型部署 5 种井网, 每一种井网作为一个方案, 即 5 个方案。直井的打开程度均为打开数值模型的上面两个网格, 即直井的打开程度为 40%。

方案 1 为在油藏的中心布一口直井, 井网密度为 2.78 口/ km^2 , 即 V1 方案;

方案 2 为在油藏的正方形区域对称地布置两口直井, 井网密度为 5.7 口/ km^2 , 即 V2 方案;

方案 3 为在油藏的正方形区域的对称轴上布置一口水平井, 水平段的长度为 300 m, 水平段的避水高度为距油层顶面 9 m, 井网密度为 2.78 口/ km^2 , 即 H1 方案;

方案 4 为在油藏内部相对对称地布置 3 口直

井, 井网密度为 $8.3 \text{ 口}/\text{km}^2$, 即 V3 方案;

方案 5 为在油藏内部布置 4 口直井; 每一口井的井控面积为油藏面积的 $1/4$, 井网密度为 $11 \text{ 口}/\text{km}^2$, 即 V4 方案。

各方案的生产条件为: (1) 井组的初配产均为 $200 \text{ m}^3/\text{d}$; (2) 见水之后, 控制最大产水量为 $400 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

图 1 表明不同井网方案累积产油与时间的关系。水平井方案的累积产油量优于两口直井, 而低于 3 口直井方案。4 个直井方案对比表明适当增加井网密度有利于累积产油和采油速度的提高。3 口直井和 4 口直井方案对比累积产油提高微乎其微, 靠井网密度的提高来增加采油速度是有限的。

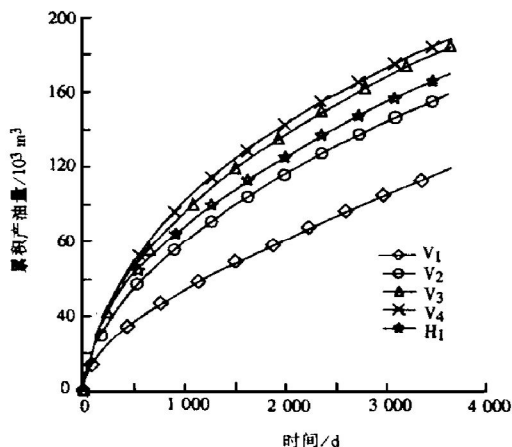


图 1 不同井网开发累积产油关系

Fig. 1 Relation of cumulative oil output in different well nets

图 2 表明利用不同井网开发底水油藏累积生产水油比与累积产油量的关系。水平井在生产初期, “稳油控水” 优势显著, 水油比最低; 之后优于两口直井而不及 3 口直井。4 个直井方案对比, 增加直井井网密度有利于降低生产水油比, 一口直井增为两口直井开发, 稳油控水效果极为显著。两口直井增为 3 口直井开发效果次之, 3 口直井增为 4 口直井效果几乎没有改善。达到相等生产水油比, 水平井的累积产油要优于两口直井, 而不及 3 口直井; 4 口直井的稍优于 3 口直井, 但累积产油提高幅度很小, 二者并无明显差异。

通过借助油藏工程方法和数值模拟的手段, 论证了水平井开发底水油藏优于直井。在该油田钻井成本, 一口水平井是一口直井的 1.5 倍。从开发指标分析, 投产初期, 水平井稳油控水效果极其显著, 一口水平井超过 4 口直井的效果; 进入中后期之后, 一口水平井的效果优于两口直井而稍逊于 3 口直井井网。一口水平井的稳产期累产油明显优

于两口直井, 接近于 3 口直井。最终累积产油一口水平井优于两口直井而不及 3 口直井。

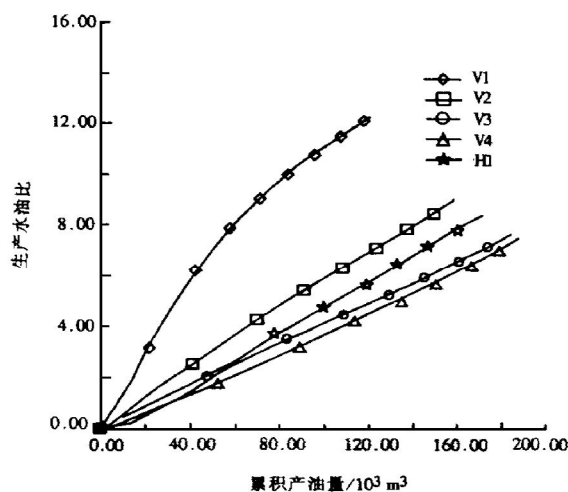


图 2 不同井网累积产油与生产水油比的关系

Fig. 2 Relation between cumulative oil output of different well nets and ratio of water to oil in production

3 渗透率对水平井开发的影响

由式(2)知, 水平井若采用临界产量开采该油田, 生产压差很小, 仅有 0.6 MPa 。水平井产量的不高不但受水平方向渗透率的影响, 而且受垂向渗透率的影响。特别是底水驱动的油藏, 能量主要来自底水, 垂向渗透率高有利于水平井产能的提高, 但是不利于稳油控水和抑制底水的锥进; 垂向渗透率低有利于稳油控水, 但不利于水平井产能的提高。为此开展以下研究。

水平井在油藏中的位置及设计参数同前。水平有效渗透率取 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 保持不变。改变垂向渗透率分别设计了 4 个方案进行对比研究。

方案 1: 取垂向渗透率为水平渗透率的 50% , 即 $K_v/K_h = 0.5$;

方案 2: 取垂向渗透率为水平渗透率的 20% , 即 $K_v/K_h = 0.2$;

方案 3: 取垂向渗透率为水平渗透率的 10% , 即 $K_v/K_h = 0.1$;

方案 4: 取垂向渗透率为水平渗透率的 10% , 即 $K_v/K_h = 0.1$, 但其中一层取 $K_v/K_h = 0.05$ (相当于一层为泥质夹层)。

图 3 所示, 表明在不同地层垂向渗透率的条件下, 水平井的累积产油量与时间的关系。由图可知, 垂向渗透率对水平井的累积产油量的增加影响幅度明显, 主要原因在于水平井开发底水油藏的主要矛盾是底水的快速锥进与油井的稳产。当垂向

渗透率增大时, 底水突破井底的时间在不断减小, 油井一旦见水严重地抑制了油井附近地层的油流入井内, 致使油井大量产水, 油的累积产量增长变得非常缓慢, 而水的累积产量迅速增加。

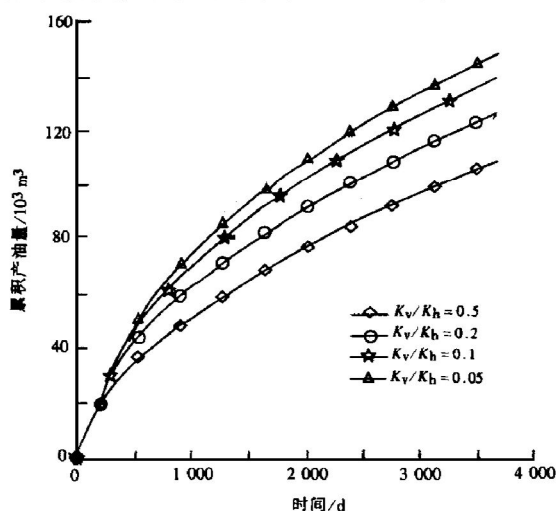


图3 不同垂向渗透率对累积产油的影响

Fig. 3 Effect of different vertical permeability on cumulative oil output

图4反映了不同地层垂向渗透率, 累积产水与累积产油之间的关系。达到同样的累积采油量, 地层的垂向渗透率增加将会大幅度地增加采水量, 增加油田开发的成本, 且会大大地降低油田的采油速

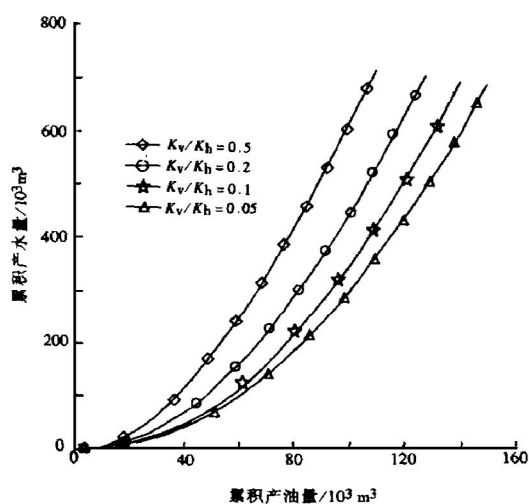


图4 不同垂向渗透率对累积产油和产水的影响

Fig. 4 Effect of different vertical permeability on cumulative oil and water outputs

度。可见开发底水油藏垂向渗透率对开发效果的影响非常显著, 在评价开发此类油藏时测试垂向渗透率是非常必要的。

通过上述方案评价对比, 获得以下认识及结论: 稳产期和稳产期的累积产油量随 K_v/K_h 的增大而减小且幅度变化明显; 随 K_v/K_h 的增大, 累积水油比不断增大, 开采成本不断提高; 当测试的 K_h

和 K_v 数值相当, 即 $K_v/K_h \approx 1.0$ 时, 为开发好此类油田在布井时应该紧密结合地质资料和地震资料, 尽可能地把油井布在有良好非渗透性夹层的位置。否则, 油井的稳产期会很短, 大部分油是在高含水阶段产出。

4 不同配产对水平井开发的影响

水平井的初配产(或者说初始采油速度)对开发底水油藏无水采出程度和最终采收率的影响, 一直是油藏工程师争论的焦点, 有的说低速开采可以抑制底水锥进, 增加无水累积采出量, 有的说高速开采不会影响无水累积产出量。本文从物理实验和数值模拟等不同角度开展这方面的研究。

4.1 物理实验

本文借用前人*的实验结果, 如图5所示, 横坐标为无因次流速, 无因次流速的定义为实际流动速度与地层流体的临界流速的比值

$$q' = q / (A V_c) \quad (5)$$

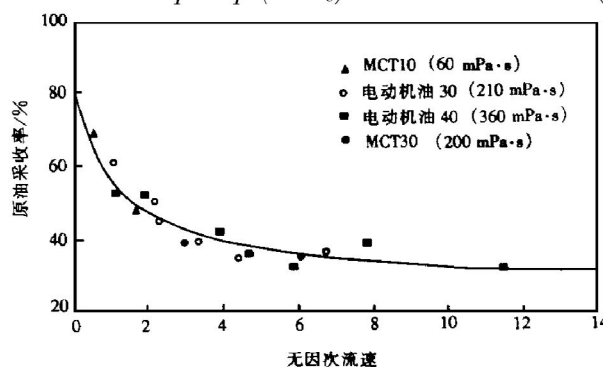


图5 见水时的无水采出程度与无因次流速的关系

Fig. 5 Relationship between anhydrous recovery degree and dimensionless flow velocity as water coming out

纵坐标为底水突破井底的无水采出程度。从总的趋势来看, 见水时原油的采收率随采速的增加而降低。但从曲线的变化趋势可以看出, 明显分为两部分, 在无因次流速小于3~5的范围内, 即在实际油井的产量小于3~5倍的该井的临界产量, 油井低配产可以提高无水累积产油量; 但当无因次流速大于5~7倍之后, 即在实际油井的产量大于5至7倍的该井的临界产量, 油井低配产提高无水累积产油量的幅度很小, 甚至可以忽略不计。无水采出程度与无因次流速关系方程为

$$R = (39.69q'^2 + 83.264q' + 50.872)^{0.5} - 6.3q' - 6.332 \quad (6)$$

* Jiang Q, Butle R M. 水平井底水锥进试验与数值模拟. 牛宝荣译自 JCPT, 1998

由临界流速定义(1)可知,当油水粘度比相等或接近时,此时油井的临界流速接近无穷大,则由式(5)可知 q' 等于零或接近于零。由图5可知无水采出程度为80%。当油水粘度比相等或接近时,不管油井的开采速度如何,均在临界速度之内。

4.2 数值模拟

水平井设计参数如前所述,控制最大产水为 $O_w = 200 \text{ m}^3/\text{d}$ 。设计不同的初配产共6个方案,研究初配产对无水累积产油量和最终累积产油量的影响。

方案1: 配产 $Q_o = 20 \text{ m}^3/\text{d}$;

方案2: 配产 $Q_o = 35 \text{ m}^3/\text{d}$;

方案3: 配产 $Q_o = 50 \text{ m}^3/\text{d}$;

方案4: 配产 $Q_o = 100 \text{ m}^3/\text{d}$;

方案5: 配产 $Q_o = 200 \text{ m}^3/\text{d}$;

方案6: 配产 $Q_o = 300 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

图6表明了不同初配产对应的稳产期累积产油量和最终累积产油量。从数值模拟的结果来看,增加初配产的定会降低无水累积产油量和最终累

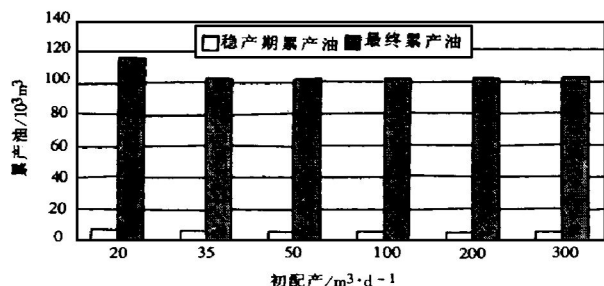


图6 初配产与累积产油的关系

Fig. 6 Relationship between primary allocation and cumulative oil output

积产油量。但分为两个阶段,在初配产小于 $50 \text{ m}^3/\text{d}$ 的范围内,降低配产,有利于提高无水累积产油量和最终累积采油量,说明低配产对开发底水油藏是有利的,可以提高采出程度;在初配产大于 $50 \text{ m}^3/\text{d}$ 的范围内,增加初配产对无水累积产油量和最终累积产油量影响幅度很小或基本没有影响。初配产的增加没有造成无水累积产油量和最终累积产油量的大幅度降低。由此可知数值模拟结果与实验结果具有很好的一致性。由此可推算该水平井开发此油藏的临界产量很低,大约在 $20 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

综合物理实验和数值模拟的研究成果可知,水平井开发底水油藏,初配产对无水采出程度和最终采收率的影响分为两个阶段,在初配产很低时,初配产在临界产量的3~5倍的范围内,减小初配产

有利于无水采出程度和最终采收率的提高;若油井的初配产很高,初配产在大于临界产量的5~7倍的范围内,增加初配产对无水采出程度和最终采收率基本没有影响。

5 不同避水高度对开采的影响

5.1 油藏工程研究

有理论图版研究表明,水平井水平段控制的水脊波及体积,即底水的波及效率,对无水累积产油量和最终采出程度影响重大。其中水平段的避水高度是影响波及效率的重要因素(图7)。水平井的水平段在油藏中的位置对底水锥进的速度和水平段的底水突破时间至关重要。图7中 Z_{WD} 为无因次避水高度。表明了水平井和垂直井的波及效率与水平井水平段长度、水平段避水高度和垂直井的射开比之间的关系,可见为提高波及效率,在水平井水平段长度一定的情况下,提高水平段的避水高度有利于提高底水水脊的波及效率。在水平段的相对避水高度小于0.75的范围内,提高避水高度对改善波及效率效果明显;在大于0.75的范围内,改善效果变弱。水平段的相对避水高度应在大于0.75的范围内,即应尽可能钻在油藏的高部位;直井应尽可能减小射开比,射开比不应超过0.3。

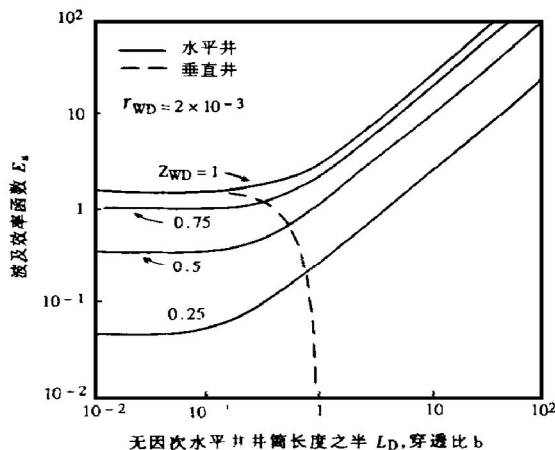


图7 水平井与直井的波及效率

Fig. 7 Conformance efficiency of both horizontal and vertical wells

5.2 数值模拟研究

在此设计4个不同的避水高度,即4个方案进行对比研究。

(1) 方案1: 水平段避水高度为27 m(即距油水界面位置),避水高度占油层厚度90%,即 $H_d = 90\%$;

(2) 方案2: 避水高度为21 m,避水高度占油层厚度70%,即 $H_d = 70\%$;

(3) 方案3: 避水高度为 15 m, 避水高度占油层厚度 50%, 即 $H_d = 50\%$;

(4) 方案4: 避水高度为 9 m, 避水高度占油层厚度 30%, 即 $H_d = 30\%$ 。

由图 8 表示了不同避水高度下油田的累积产油量与时间的关系。增加水平井水平段的避水高度有利于油井累积产油量的提高。原因有两个, 一是底水驱动油藏, 主要的开采能量是底水, 二是重力驱动和弹性驱动能量; 当避水相对位置低于 70% 时, 能量供应充足, 提高水平段的高度有利于提高采油速度, 当避水相对位置大于 70% 之后, 能量供应不足成为主要矛盾, 致使累积产油量不能进一步大幅度的增加。

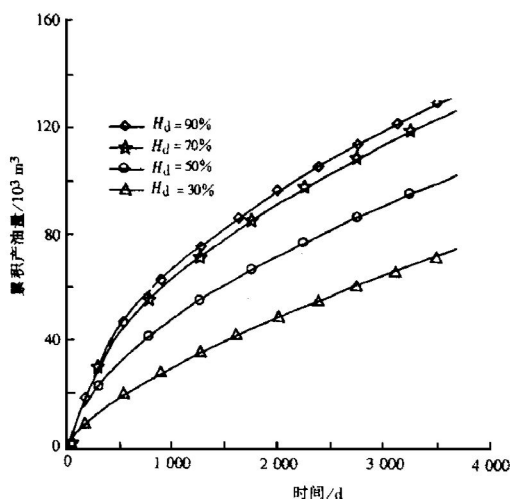


图 8 避水高度对累积产油的影响

Fig. 8 Effect of water-preventing height on cumulative oil output

图 9 表明不同避水高度, 油井累积生产水油比与累积产油的关系。由图可知, 达到同样的累积产油量, 增加避水高度有利于减少底水的产出量。当避水相对高度小于 70% (距油水界面) 时, 增加避水高度减小产水量效果明显; 避水相对高度大于 70% 之后, 再增加避水高度对产水量的影响不但会变弱, 甚至会变差。故水平井水平段的相对避水高度应大于 70% 且小于 90% (距油水界面)。

从数值模拟结果和水平井的波及效率图版来看, 具有很好的一致性。增加避水高度有利于油井稳产期的累积产油量和最终累产油的提高; 且达到同样的采出程度, 累积产水量随避水高度的增加而降低; 水平井水平段的避水高度应在油层距油水界面的 70%~90% 之间。

6 结论

(1) 利用水平井开发底水油藏优于直井, 一口

水平井明显优于两口直井, 而接近于 3 口直井的开发效果。

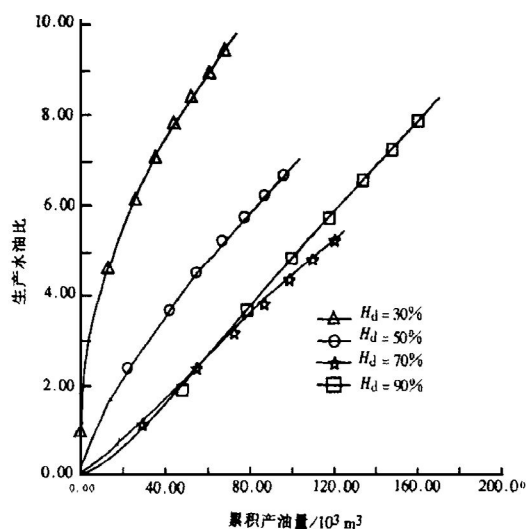


图 9 不同避水高度对累积产油和产水的影响

Fig. 9 Effect of different water-preventing heights on cumulative oil and water outputs

(2) 评价和开发厚底水薄油藏, 主要矛盾在于底水的锥进, 重视垂向和水平渗透率的关系是非常必要的。布开发井应尽可能地布在有渗透性隔层的位置, 以减缓底水锥进。

(3) 水平井开发底水油藏的临界产量很低, 从数值模拟结果和实验研究表明临界产量在 20~30 m^3/d 。研究表明, 随初配产的增加无水采出程度和最终采收率将会降低, 但不同的初配产对无水采出程度和最终采收率的影响幅度不同。当初配产在小于临界产量的 3~5 倍时, 降低初配产有利于提高无水采出程度和最终采收率, 提高幅度显著; 当初配产在大于 5~7 倍的临界产量时, 初配产的高低对无水采出程度和最终采收率影响不大。

(4) 提高水平井的水平段的避水高度有利于稳油控水, 提高无水采出程度, 但并非避水高度越高越好, 水平井水平段的相对高度应在油层距油水界面的 70%~90% 之间。

致谢: 感谢新星石油公司规划研究院副总工程师蒋泰然对本论文完成提供的指导和帮助。

参 考 文 献

- 1 Smith C R, Tracy G W, Farrar R L. 实用油藏工程[M]. 岳清山, 柏松章译. 北京: 石油工业出版社, 1996

(下转第 231 页)

若不符合, 可以指出重点分析研究的对象。另一种情况是两盘均未钻探, 根据两盘含油有利关系, 可指出谁最有利, 谁应先钻探。当然这种对应关系只是一种概率趋势, 要因地质条件的不同而具体分析, 才能达到理想效果。针对冀中地区下第三系的具体特点, 划分了6种形式(图6): a 为反断型, 其油源断层上盘最为有利; b 为背斜型, 油源断层下盘最有利; c 为顺断型, 油源断层下盘最有利; d 为对称型, 油源断层上盘最有利; e 为断块型, 油源断层两盘均较有利; f 为岩性型, 油源断层上盘较为

有利。需要说明的是百分数代表的是含油可能性的高低, 不是统计的数据。总体来讲, 对第三系复杂断块及其沉积背景而言, 多数油源断层的下降盘, 是油气有利聚集的场所, 是滚动工作研究的重点, 是今后目标选择的有利区。

4.3 滚动勘探目标

综上所述, 冀中复杂断块区下步滚动勘探及目标选择的方向有两个: (1) 紧靠油源断层(导油、配油断层)的构造中低部位。(2) 各类鼻状构造的鼻梁带中的隐蔽新目标。

SELECTING EXPLORATION TARGETS ACCORDING AS OIL-PROVIDING CONDITION IN JIZHONG REGION

Li Bo¹ Liang Xingru¹ Huang Hairong¹ Wang Zhisheng² Li Jie¹

(1. Institute of Petroleum Exploration and Development, North China oilfield Branch, Renqiu, Hebei;

2. The Second Oil Recovery Factory, North China oilfield Branch, Renqiu, Hebei)

Abstract: There are two kinds of oil supply ways in the Tertiary clastic rock oil reservoirs in Jizhong Region: one is fractured surface supply oil; the other is bedded permeable layer supply oil. Oil diverting faults did not only control trap formation and reservoir distribution, but also controlled the migration paths. The bedded permeable layer supply oil is controlled by structural highs, the migration paths are usually the counter lines of vertical structures, and oil migrates towards the height of nose structure along the nose bridge. The traps along oil and gas migration paths are favourable for hydrocarbon pool formation. It thus suggested that the middle and the lower parts close to oil diverting fault and the bridge of the nose structure are most favourable for future rolling exploration.

Key Words: Jizhong Region; oil providing condition; complex block; rolling exploration; oil diverting fault; nose zone

(上接第219页)

DEVELOPING BOTTOM WATER POOLS WITH HORIZONTAL WELL

Chen Zhihai

(The Planning Institute of CNSPC, Beijing)

Abstract: Taking a water bottom reservoir in Tarim Basin as an example, the results of developing the reservoir with horizontal well and vertical well are compared and studied in this paper. The results prove that horizontal well development is superior to the vertical well development. Then the mode of developing the reservoir with horizontal well according to reservoir engineering, physical test and reservoir numeric simulation were studied. A new method of calculating critical production and critical bottom flowing is proposed. It is suggested that, in developing water bottom reservoir with horizontal well, one should pay attention to the effect of horizontal and vertical permeability, and that different primary allocations may have different effects on developing results. The horizontal section of the horizontal well should be limited within 70%~90% of the relative thickness of oil layer.

Key words: horizontal well; vertical well; bottom water pool; developing way; critical production