

文章编号: 0253-9985(2001) 03-0221-04

黄河南地区无能量补充井的单井注水吞吐开发

李继强¹, 杨承林¹, 许春娥¹, 任干能², 涂兴万¹

(1. 中原油田分公司勘探开发科学研究院, 河南濮阳 457001;

2. 中原油田分公司地质录井处, 河南濮阳 457001)

摘要: 黄河南地区油田属复杂小断块油藏, 由于在开发中得不到有效的能量补给, 致使开发效果极差。而单井注水吞吐开发方法利用油层的亲水性, 发挥毛细管力吸水排油的作用实现水驱, 能有效地补充地层能量, 恢复地层压力, 提高采收率。单井注水吞吐要分多期进行, 每个周期又分注水、闷井和采油 3 个阶段。注水量与注水速度与地层压力的恢复关系密切; 闷井的目的是使注入水与原油进行充分交换, 有利于原油采出; 采油阶段为初期含水高, 随采油时间的增加逐渐下降, 然后再慢慢上升。油层润湿性和渗透率是影响单井注水吞吐开发的主要因素, 油层水的润湿指数越大, 油层的润湿性越强, 自吸排油性就越强, 采收率也就越高。渗透率越高, 油水渗流能力就越强, 注水平衡时间就越短, 因而就会获得较高的采油速度。该方法在马 11-108 井实施后, 效果十分显著。

关键词: 单井注水吞吐; 注水; 闷井; 采油; 无能量补充井; 采收率

第一作者简介: 李继强, 男, 28 岁, 助理工程师, 油藏工程

中图分类号: TE357.6

文献标识码: A

黄河南地区包括马厂、桥口、徐集等 3 个油田, 断层多、断块小, 均属复杂小断块层状砂岩油藏。其中无能量补充(无边、底水, 仅依靠弹性能量开采)井有 57 口, 控制储量占总储量的 17.2%, 目前采出程度仅 8.73%。为了提高无能量补充井的采收率, 进而提高整个油田的采收率, 提高整个油田的开发效果, 我们提出了简单易行、效果显著的无能量补充井注水吞吐开发模式。

1 方法

1.1 原理

单井注水吞吐开发的原理是, 在一个油层具有亲水性的密闭油藏单元内, 利用油层的亲水性, 发挥毛细管力吸水排油的作用, 将原油从低渗孔道排到高渗孔道, 而注入水部分进入并驻留在低渗孔道, 使油层内油水饱和度重新分布, 同时恢复地层压力。如果油层含气饱和度较高, 随注入水的增加, 油藏压力上升, 当油藏压力高于饱和压力时, 油层中的游离气将重新溶解, 储存一定的弹性驱油能量。这一方法一方面使原油从小孔道进入了大孔道, 更利于采出; 另一方面使地层

压力得以恢复, 为原油的流动采出提供了能量。单井注水吞吐就是利用这一原理逐次提高油藏采收率的。

1.2 步骤

由于注入油层中的水和油层中的原油的交渗效应^[1]是一个长期运动的过程, 单次注水的波及半径及洗油效率是有限的, 因此单井注水吞吐要分期进行, 逐次提高采收率(图 1)。每个生产周

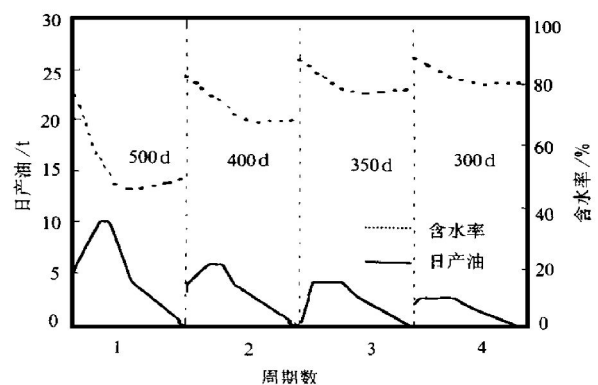


图 1 单井注水吞吐生产特征曲线

Fig. 1 Characteristic curves of single well waterflood swallowing-spitting production

期按其生产过程又划分为注水、闷井、采油 3 个阶段。每个阶段, 油藏都具有不同的特征和规律。我们采用实验、数值模拟等技术手段对此进行了研究, 采用的油藏模型参数见表 1。

表 1 模拟油藏模型参数表

Tbale 1 Parameters of simulated oil reservoir model

油藏形态	含油面积 /km ²	油藏 中部深度 /m	渗透率 /10 ⁻³ μm ²	孔隙度 /%	原始 油藏压力 /MPa	地面 原油密度 /g·cm ⁻³	地下 原油粘度 /mPa·s
不规则多 边形、多 油层、均 质、无边 底水	0.06	2 800	200	25	28	0.85	0.75

1.2.1 注水

油藏依靠原始能量经过衰竭式开采后,地层压力大大降低,地层能量严重不足,依靠降低生产压差、挂深井泵等办法提高采收率已不可能,此刻即转入注水吞吐阶段的第一吞吐周期。在经过衰竭式开采或前一周期注水吞吐之后,由于地层能量严重不足,因此,每个吞吐周期的首要任务就是搞好注水,补充地层能量、恢复地层压力。

研究表明,地层压力的恢复与注水量及注水速度有关。注入地层的累计注水量决定着地层压力的恢复程度;注水速度影响地层压力恢复的快慢,注水速度越大,地层压力恢复越快,从而达到同一压力水平时所需注水时间越短(图 2)。在注水速度

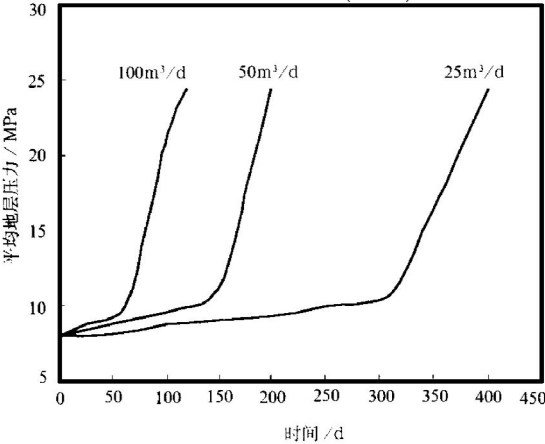


图 2 不同注水速度条件下平均地层压力与时间关系图
Fig. 2 Relationship between average formation pressure and time under different waterflooding condition

一定的条件下,地层压力随着注水时间的增加呈线性上升,但地层压力的变化分为两个阶段:注入水量弥补地下亏空前,地层压力上升较慢,原因是衰竭开采过程中从原油中离析出来的溶解气会随着地层压力的上升逐渐溶解于原油;而当累积注入水量大于地下亏空前,注入水量以压缩状态储存于油层中,表现为地层压力迅速上升。注水过程中,油层含油饱和度的分布基本上与注水速度无关,而与注水量密切相关(图 3)。随着注入水量的增加,地层中流体饱和度将发生变化和重新分布,总趋势表

现为随地层压力的升高,地层大部分地带含油饱和度逐渐下降,井底附近下降幅度最大,而在地层边界附近含油饱和度则稍有上升(图 3),这是由于注入水对原油具有驱替作用的缘故。由于油藏含油面积小,注水对地层中流体的影响很大,其影响范围甚至可达 100%。

1.2.2 闷井

闷井的主要目的是利用油层的亲水性,充分发挥毛细管吸水排油的作用,使注入水随地层压力扩散的同时与地层原油发生交换,从而使地下流体饱和度和分布发生变化,以利于原油的采出。

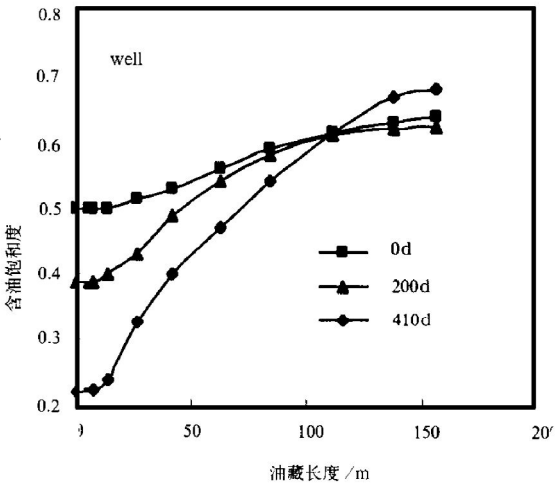


图 3 不同注水时期油层含油饱和度分布图
Fig. 3 Distribution of reservoir oil saturation in different waterflooding stages

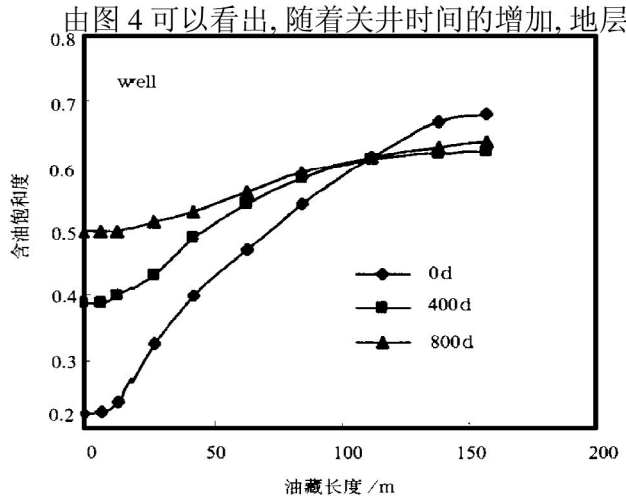


图 4 不同闷井时期油层含油饱和度分布图
Fig. 4 Distribution of reservoir oil saturation in different well closing in stages

含油饱和度一直在发生着变化。由于油水交渗过程相当缓慢,虽经过长达两年多的关井,地层各处流体饱和度仍未达到平衡。地层各处流体饱和度

达到平衡所需时间主要受油水毛管力和油层渗透率影响(图5, 6), 毛细管力越强、地层渗透率越大, 地下流体重新平衡所需时间相对越短, 所以对于亲水性强、渗流能力大的油层注水吞吐效率高。而油水毛管力和油层渗透率太小, 注入和平衡所需时间都很长, 地下含油饱和度变化很小, 吞吐效果差。注水速度和流体性质对地下流体饱和度的重新平衡影响相对要小得多。经过关井反应, 地层边界附近含油饱和度下降, 而近井地带含油饱和度可上升0.2以上, 但总的来看, 还是井底附近的含水饱和度最高, 说明注入水仍大量聚集在近井地带。

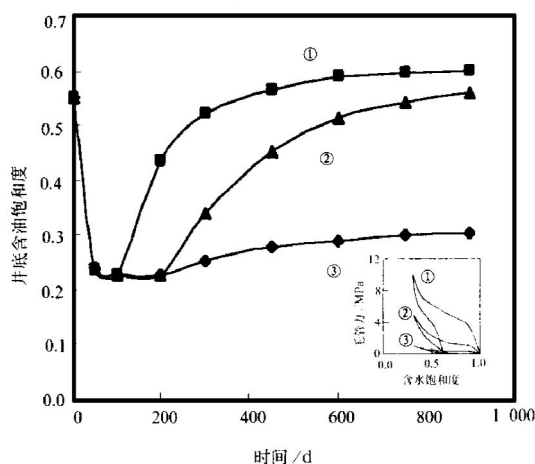


图5 不同毛管力条件下井底含油饱和度随时间变化图

Fig. 5 Variation of bottom hole oil saturation associated with time under different capillary forces

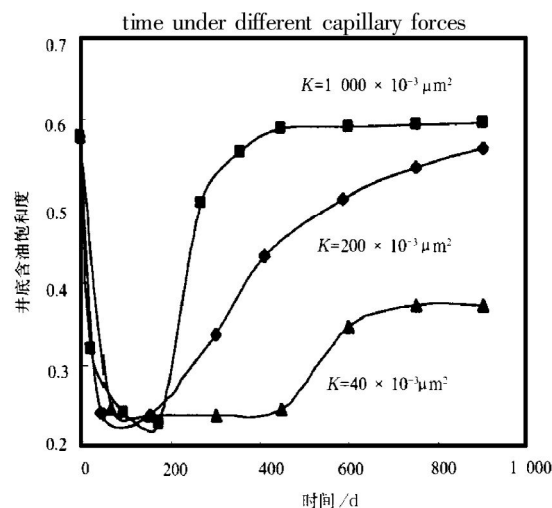


图6 不同渗透率条件下井底含油饱和度随时间变化图

Fig. 6 Variation of bottom hole oil saturation associated with time under different permeability

1.2.3 采油

注水吞吐采油过程是能量释放过程, 其机理与无能量补充井一次采油阶段能量衰竭法相同。不同的是生产一开始地层内由原来的单相流动变成

为两相(油、水)流动, 两相同时流动时油水相对渗透率是流体饱和度的函数, 由于注水后地层含水饱和度增加, 油相渗透率相应会减小, 将影响地下原油的采出。由于注入水大部分聚集在井底附近, 所以注水吞吐的开采特征表现为初期含水高, 但随开采时间的增加会逐渐下降, 然后再缓慢上升。而日产油量初期有一个上升过程, 表明地层深处的油向井底流动, 然后再逐渐递减(图1)。吞吐采油阶段地层压力与采出程度关系曲线和一次采油阶段的趋势是一致的。由于原油中的溶解气在一次采油过程中大量释放, 溶解气驱作用将逐渐减弱, 因而注水吞吐各周期阶段采出程度较一次采油低。第一周期生产时间较长, 特别是溶解气驱采油量大, 随着周期数的增加, 地层中含油饱和度逐渐下降, 溶解气量越来越少, 生产时间越来越短, 含水越来越高, 所以阶段采出程度越来越低。水平地层注水吞吐可提高采收率13%左右(表2), 相当于一次采油阶段的采出程度。随着吞吐周期数的增加, 地层平均含油饱和度逐渐下降。在同一周期内, 随开采时间的延长, 近井地带含油饱和度有所上升, 而地层深处至边界地带含油饱和度有所下降, 说明地层深处的原油在开井生产过程中向井底附近流动。随周期数的增加, 周期内地层含油饱和度变化幅度越来越小, 对应的阶段采出程度也越来越低。

表2 各阶段采出程度表

Table 2 Recovery percentage in different stages

周期	0	1	2	3	4
阶段采出程度/%	13.5	5.9	3.2	2.4	1.7

根据以上研究结果可以看出, 油层的润湿性和油层的渗透率是影响注水吞吐开发效果的两个主要因素。油层的水相润湿指数越大, 油层的润湿性越强, 油层自吸排油作用就越强, 油层的自吸排油速度也就越快, 油层的最终残余油饱和度也就越低, 最终采收率也就越高。而渗透率越高, 油水两相渗流能力就越强, 注水、平衡所需时间也会大大缩短, 开井采油时也会获得较高的采油速度。在注水阶段, 我们只要根据目标地层压力值确定出周期注水量即可。对于注水速度, 在不超过地层破裂压力的情况下, 根据现有注水设备的能力应采取最高注水速度, 这样可以缩短注水时间, 从而缩短开发周期, 取得较好的开发效果。周期闷井时间对最终采收率影响较大, 闷井时间越长, 油层含油饱和

度越趋于平衡,井底附近的含油饱和度就越高,阶段采收率就越高,但时间太长,开发周期就长,经济效益就会较差。因此闷井时间长短的设计也极为重要,实施也应尽可能满足设计要求。每个开发周期的经济结束点和经济开发周期数^[2]可用下式确定:

$$IR = \frac{(Q_o P_r) - C_i - (t C_p)}{t}$$

式中 IR 为注水吞吐日收益; Q_o 为注水吞吐周期产油量; P_r 为原油价格; C_i 为周期注水费用; C_p 为单井操作费; t 为周期内总的生产时间。

2 实例

马厂油田马 19 块的马 11- 108 井位于一四周由封闭断层断开的独立油藏单元内。其原始地层压力为 28.1 MPa, 含油面积 0.28 km², 含油层位为沙河街组三段中亚段 3 小层、4 小层, 下亚段 1 小

层, 储层孔隙度 18%, 渗透率 $90 \times 10^{-3} \mu m^2$, 油、水润湿指数分别为 0~ 0.2 和 1~ 0.8, 属强亲水, 地质储量 5.4957×10^4 t, 依靠天然能量采油 3 338 t, 采出程度 6.1%, 我们对马 11- 108 井进行了注水吞吐模拟设计, 并与实际生产情况进行了对比(表 3)。

在油藏依靠天然能量开采期, 阶段采收率较低, 其主要原因是该开采阶段结束过早, 阶段末油井泵深 1 765 m, 动液面 834.4 m, 日产能力为 4.2 t, 油藏还有相当高的能量。由于依靠天然能量采油阶段末油藏还具有较高的能量, 而第一吞吐周期注水量又高于设计值, 致使注水后油藏能量略高于原始油藏压力, 从而使第一吞吐周期的阶段采收率高于设计值。第一吞吐周期平衡时间较长, 使油藏基本趋于平衡, 从而使第一吞吐周期初期含水较低, 仅 84.8%, 阶段末含水也略低于设计值。从马 11- 108 井的生产情况可以看出, 单井注水吞吐对于提高无能量补充井的采收率效果显著。

表 3 马 11- 108 井注水吞吐设计指标与运行指标对比表

Table 3 A comparison between the design index and operation index of Ma 11-108 Well waterflood swallowing-spitting

吞吐周期		阶段注水量/ $10^4 m^3$	平衡时间/d	阶段采油量/t	阶段末含水/%	阶段采收率/%
一次采油阶段		-	-	3 338	9.4	6.1
1	设计值	1.35	200	3 572	72	6.5
	运行值	1.59	840	3 848	70.2	7
2	设计值	1.13	270	2 473	78	4.5
	运行值	1.12	270	2 470	77.5	4.49
3	设计值	1.05	300	1 758	82	3.2
	运行值	1.05	300	1 755	83	3.19
4	设计值	0.94	360	1 044	87	1.9
	运行值	0.94	360	1 040	89	1.88

3 认识

(1) 单井注水吞吐适合于油层亲水性强、渗透率高的封闭的小断块油藏。注水阶段地层压力的恢复与注水量和注水速度有关。平衡阶段油藏含油饱和度的平衡需要的时间较长, 每阶段所需平衡时间的长短主要受毛管力和地层渗透率的影响, 毛管力和地层渗透率越大, 所需平衡时间越短, 开发周期就越短, 开发效果就越好。平衡时间越长, 油藏含油饱和度就越趋于平衡, 井底含油饱和度就越高, 吞吐效果就越好。采油阶段初期含水较高, 周期末含水较低, 这主要是油藏含油饱和度在平衡阶段未达到平衡的缘故。

(2) 单井注水吞吐能将无能量补充井的采收率提高 10 到 15 个百分点, 而且简单易行, 是提高无能量补充井的切实有效的办法。如果油藏含气饱和度和较高, 开发效果会更好。

(3) 黄河南地区各油田油层都属强亲水, 渗透率平均为 $100 \times 10^{-3} \mu m^2$, 适合注水吞吐。而且无能量补充井所占比重较大, 做好这些井的开发工作对于提高整个黄河南地区各油田的开发效果有着重要作用。

参 考 文 献

1 葛家理. 油气层渗流力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1982
2 陈元千. 油气藏工程适用方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999

SEISMIC LITHOLOGIC INVERSION AND RESERVOIR PREDICTION OF HUZHUANGJI REGION

Cao Xueliang¹ Cao Yanjun² Jiang Chuan'en³ Liu Hongwei¹ Pan Yilan¹

(1. Research Institute of Exploration and Development, Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan;

2. Department of Exploration Affairs, Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan;

3. Department of Drilling Engineering, Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan)

Abstract: Sequence stratigraphy and seismic lithologic inversion were used to predict favourable reservoir developed area in Huzhuangji Region, Dongpu Depression. According to high resolution sequence stratigraphic principle, rock cores, log curves and the results of log interpretation, the sediments in the study area could be divided into 4 medium-term cycles and 16 short-term cycles which correspond to the second~ third sand groups of the middle submember and the third sand group of the lower submember of Sha-3 member. Then 3-D seismic interpretation was made and 3 fractures were found. JASON software and wave impedance-synthetic acoustic impedance log were used to make seismic lithologic inversion on the favorable reservoirs. The results indicate that the maximum value and the minimum value are in Hu-99 Well district and Hu-98 Well district respectively; the highest values of average sandstone percentage and average porosity are also in Hu-99 Well district. Seismic profile also showed abnormal seismic reflectance. This suggests that it may be a subaqueous fan which is favourable for oil exploration.

Key words: Seismic lithologic inversion; reservoir prediction; sequence stratigraphy; Dongpu Depression; Huzhuangji Region

(上接第 224 页)

METHOD OF IMPROVING RECOVERY RATIO FOR NO ENERGY COMPLEMENT WELLS IN SOUTH YELLOW RIVER REGION

Li Jiqiang¹ Yang Chenglin¹ Xu Chun'eh¹ Ren Ganneng² Tu Xingwan¹

(1. Research Institute of Exploration and Development, Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan;

2. Department of geological Well Log, Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan)

Abstract: The oilfield in South Yellow River Region is composed of complicated small fault-block reservoirs. There is no energy complement during oil field exploration, oil recovery result is very poor. Single well waterflood swallowing-spitting method could complement the formation energy, restore formation pressure and improve recovery efficiency. The single well waterflood swallowing-spilling should be carried out by stages, each stage could be divided into waterflood-ing, closing-in and oil-recovery substages. The restoration of formation pressure is closely related to the amount and rate of water injection. The closing-in of wells is to make the water injected replacing oil. The wettability and permeability of the reservoir are the main factors effecting the waterflood swallowing-spitting. The high wettability index of the reservoir determines it strong wettability, strong oil expulsion and high recovery rate; its high permeability means shorter water-injection time and higher oil recovery velocity. This method is now used in Ma 11-108 Well, the result is evidence.

Key words: single well waterflood swallowing-spitting; water injection; closing in; recovery; no energy complement well; recovery ratio