

基于动态测试资料的渤海稠油油田剩余油挖潜技术

王立垒¹,刘述忍²,张俊廷¹,陈存良¹,瞿朝朝¹

- 1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院 天津 300459
- 2. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气井测试分公司 河北廊坊 065007

通讯作者:Email:wangll10@cnooc.com.cn
项目支持:国家科技重大专项课题“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(2016ZX05058001)

引用:王立垒,刘述忍,张俊廷,等. 基于动态测试资料的渤海稠油油田剩余油挖潜技术[J]. 油气井测试,2021,30(4):37-43.
Cite: WANG Lilei, LIU Shuren, ZHANG Juntao, et al. Potential tapping technology of remaining oil in Bohai heavy oil field based on dynamic test data [J]. Well Testing, 2021,30(4):37-43.

摘要 渤海A油田平面矛盾加剧,注水受效较差,亟需明确油田平面注水波及状况和平面剩余油分布。利用示踪剂测试资料,建立质点运移方程,模拟示踪剂在储层中的动态流动过程,并根据流线的疏密描述平面的波及程度,定量给出平面波及系数,量化剩余油储量,同时结合数值模拟方法,通过示踪剂产出浓度拟合进一步修正数值模型,提高剩余油研究精度,指导油田剩余油精细挖潜。经渤海A油田4口调整井实例应用,2017年投产初期平均产油量53 m³/d,预计累产油可达26.40×10⁴ m³,取得了较好的挖潜效果。该研究成果为渤海相似稠油油田的剩余油挖潜研究提供了新的思路。
关键词 渤海油田;稠油油藏;示踪剂;剩余油;精细挖潜;动态监测
中图分类号:TE353 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.04.007

Potential tapping technology of remaining oil in Bohai heavy oil field based on dynamic test data

WANG Lilei¹, LIU Shuren², ZHANG Juntao¹, CHEN Cunliang¹, QU Zhaozhao¹
1. Bohai Oil Research Institute, Tianjin Branch, CNOOC (China) Co., Ltd., Tianjin 300459, China
2. Well Testing Branch, CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Langfang, Hebei 065007, China

Abstract: Due to the aggravation of plane contradiction and poor water injection effect of Bohai A oilfield, it is urgent to clarify the water injection sweep status and the remaining oil distribution in the plane. Based on the tracer test data, the particle migration equation is established to simulate the dynamic flow process of tracer in the reservoir. According to the density of streamline, the plane sweep degree is described, and the plane sweep coefficient is given quantitatively, so as to quantify the remaining oil reserves. At the same time, combined with the numerical simulation method, the numerical model is further modified by tracer production concentration, so as to improve the accuracy of remaining oil research and guide the fine tapping of the remaining oil potential of the oilfield. By applying in 4 adjustment wells in Bohai A Oilfield, the average oil production at the initial stage in 2017 was 53 m³/d, and the cumulative oil production is expected to reach 26.40×10⁴ m³, which has achieved a good potential tapping effect. The research results provide a new idea for the study of remaining oil potential tapping of similar heavy oil fields with Bohai sea.
Keywords: Bohai Oilfield; heavy oil reservoir; tracer; remaining oil; fine tapping; dynamic monitoring

目前,渤海油田70%采用注水开发,并取得了较好的开发效果^[1]。但随着油田含水上升、采出程度升高,储层平面、纵向矛盾逐渐加剧,导致油田平面和纵向上注水受效不均,严重影响了油田开发效果。笔者通过调研分析,针对注水开发油田“三大矛盾”突出的问题,在高含水阶段充分利用动态资料,通过注采调整^[2-3]、调剖调驱^[4-5]、调整挖潜^[6-7]等措施能够有效改善油田开发效果^[8-10]。同时,在开展调整措施前,为了进一步明确调整区域或层位,充分利用示踪剂测试^[11-13]、压力测试^[14]等动态测试资料进一步明确注采连通关系、高渗通道,以及剩余油分布区域,以指导油田的调整挖潜^[15-16]。本文以渤海A油田为例,开展基于示踪剂测试资料的剩余油挖潜研究。通过示踪剂测试资料,结合渗

流理论确定注入水平面波及系数,明确平面注水受效强弱,并与数值模拟方法有效结合,确定剩余油富集区,指导油田剩余油挖潜研究,进而改变油田开发效果。

1 油田存在问题分析

A 油田于 2005 年 9 月投产,目前油田日产油 820 m^3 ,综合含水 79%,油田采出程度为 6.2%。该油田目前已经处于高含水阶段,如何进一步提高油田开发效果,实现采收率提升,是油田面临的难题。

A 油田由于原油黏度大,油水系统复杂,投产后油田含水上升快,投产 8 个月含水达到 60% 以上,由于含水上升较快导致油田产量递减快。随着开发时间延长,动静态资料逐步丰富,通过油井产液剖面测试分析,目前油井各小层均水淹,且已达到高含水阶段,油田后续剩余油挖潜难度加大,如图 1 所示。

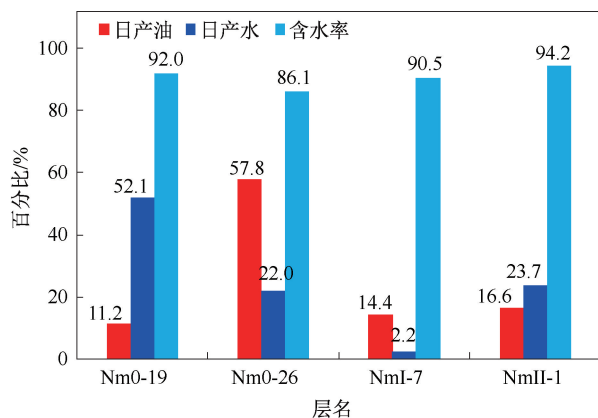


图 1 A15 井产液剖面结果图

Fig. 1 Fluid production profile of Well A15

为了进一步明确油田剩余油分布,本文充分利用油田动态监测数据结合数值模拟方法,通过示踪剂测试资料结合渗流理论明确平面注水波及程度,并将模拟结果与数值模拟方法相结合,通过数值模拟方法对平面波及程度的拟合实现剩余油精准表征,指导油田调整井挖潜研究。

2 基于示踪剂资料确定剩余油分布

A 油田目前已经达到高含水阶段,油井各层均已水淹,剩余油描述难度较大。基于油田存在问题,本文通过示踪剂原理和渗流力学原理,结合油田动静态资料,建立示踪剂评价平面水驱波及系数方法、剩余油定量表征方法,并与值模拟方法结合,实现剩余油精准刻画,为油田剩余油挖潜提供技术支撑。

2.1 基于示踪剂资料评价平面水驱波及系数

示踪剂测试技术在注水开发油田中被广泛应用于注采连通关系、高渗通道、剩余油分布的研究^[17-19]。近年来,通过大量的矿场实践,形成了较为完整的理论体系。示踪剂测试技术的基本原理主要为根据测试井组的动静态资料设计测试方案,在注入井中加入示踪剂,在井组内生产井中取样,进行示踪剂分析,确定样品中示踪剂的含量,绘制出生产井的示踪剂采出曲线。根据井组内油井见剂浓度随时间的变化曲线,可以得到注入水的运动方向、推进速度等信息,明确油水井间连通关系。

A 油田针对 A24 井组内油水井间连通关系进行示踪剂测试,其中注入井为 A24 井,井组内生产井为 A14 井、A15 井、A16 井、A25 井、A30 m 井和 A23 井,其中 A30 m 井因出砂关停,其余油井均正常生产,井位图如图 2 所示。

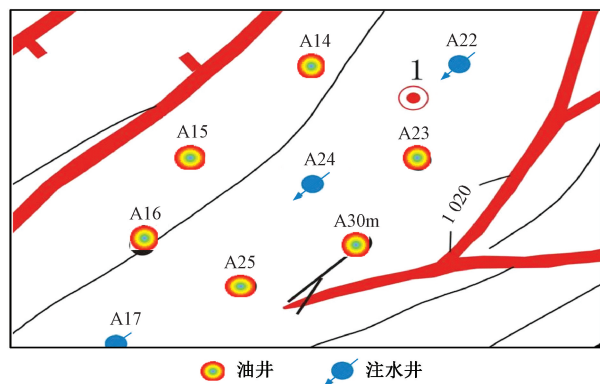


图 2 A24 井组井位图

Fig. 2 Well location of A24 well group

A24 井于 2011 年 9 月 10 日开始注入示踪剂,示踪剂本底浓度为 2 ppm,注入后,对井组内油井进行取样化验示踪剂浓度,实时监测油井产出端示踪剂浓度变化情况,以 A14 井为例,经过近 4 个月的监测,绘制出 A14 井示踪剂浓度变化曲线可以看出,A24 井注入示踪剂后,A14 井预计 84 d 左右见到示踪剂,示踪剂浓度为 6.8 ppm,证实 A14 井与 A24 井存在注采连通关系,如图 3 所示。根据不同油井的示踪剂浓度曲线,可得到不同油井的见剂时间。

油井见剂后随着生产时间延长,示踪剂浓度从本底浓度逐渐达到峰值,再降低为本底浓度,呈现正态分布特征。而油井见剂过程主要表现为示踪剂从注入端沿流线向出口端流出,浓度变化表现为注入端向出口端流线条数的变化,示踪剂在注采井间的流动情况如图 4 所示。

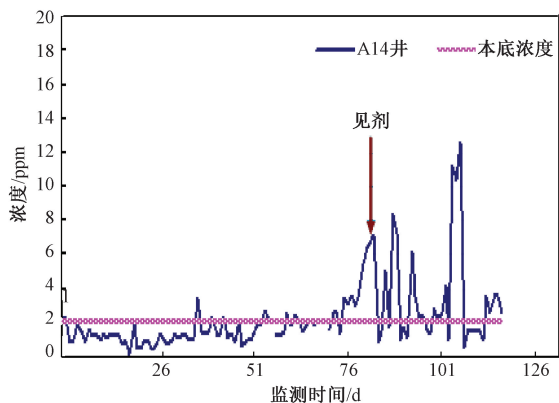


图3 A14井示踪剂浓度图

Fig. 3 Tracer concentration diagram in Well A14

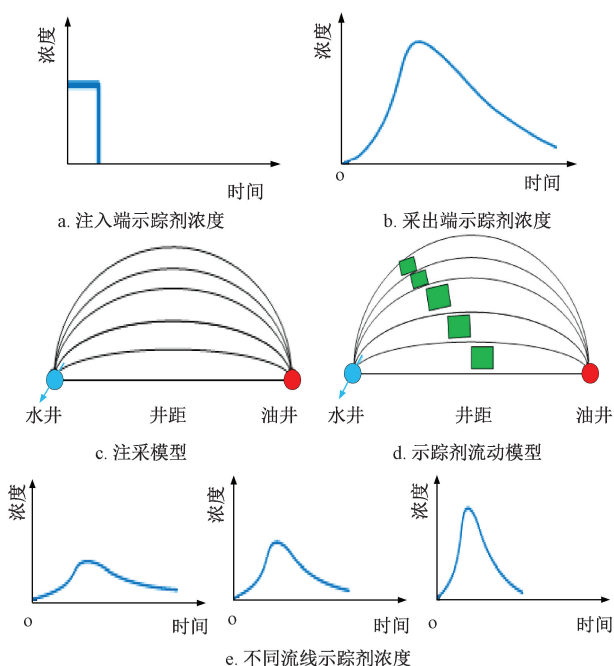


图4 示踪剂在注采井间流动示意图

Fig. 4 Schematic diagram of tracer flowing between injection and production wells

油井端示踪剂见剂的时间以及见剂浓度的高低可以反映注采井间连通关系的同时,还可以识别高渗通道和注入水的波及程度。为了充分利用示踪剂资料,依据示踪剂的动态变化特征得到注入水的平面波及程度^[20-21]。本文通过调研示踪剂理论,结合渗流理论,建立油水两相流动方程、示踪剂浓度扩散方程、井筒产出浓度变化方程,以及水驱前缘方程。

建立油水两相连续性方程,即

$$\nabla \cdot \left[\frac{KK_{ro}}{B_o \mu_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla D) \right] - \frac{q_o}{\rho_{osc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)$$

$$\nabla \cdot \left[\frac{KK_{rw}}{B_w \mu_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla D) \right] - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right)$$

(1)

式中: K 为渗透率, m^2 ; K_{ro} , K_{rw} 分别为油、水相对渗透率,无量纲; B_o , B_w 分别为油、水体积系数; μ_o , μ_w 分别为油、水黏度, $Pa \cdot s$; ρ_o , ρ_w 分别为油、水密度, kg/m^3 ; ρ_{osc} , ρ_{wsc} 分别为油、水地面标况密度, kg/m^3 ; p_o , p_w 分别为油、水压力, Pa ; ϕ 为孔隙度; S_o , S_w 分别为油、水饱和度; q_o , q_w 分别为采出油、水质量流量, m^3/s ; g 为重力加速度, m/s^2 ; D 为标高, m ; $\nabla \cdot$ 为散度; ∇ 为梯度。

示踪剂浓度扩散方程,即

$$Z \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - u \frac{\partial c}{\partial x} = \frac{\partial c}{\partial t} \quad (2)$$

定解条件:

$$c(x, t) = c_0 \quad x = 0$$

$$c(x, t) = 0 \quad x = \infty$$

$$c(x, t) = 0 \quad t = 0$$

式中: Z 为有效混合系数; c 为示踪剂浓度; x 为一维长度, m ; u 为渗流速度, m^3/s ; t 为时间, s 。

结合定解条件,计算得到浓度关系式,即

$$\frac{c(x, t)}{c_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2 \sqrt{Zt}} \right) \quad (3)$$

式中: c_0 为注入浓度, g/L ; $\operatorname{erfc}(x)$ 为误差函数。

井筒的浓度即各层、各条流线上产出浓度的混合效应的结果。计算表达式如下,即

$$c(t) = \int c_0(t - \tau(\psi)) q(\psi) d\psi / \int q(\psi) d\psi \quad (4)$$

式中: $c(t)$ 为井筒某一时间的产出浓度, g/L ; $c_0(t - \tau(\psi))$ 为某一流线上在对应时间对应井筒位置的产出浓度, g/L ; $q(\psi)$ 为流线上流体的贡献量, m^3/s ; $\int d(\psi)$ 是对流线的积分。

示踪剂沿流线进行流动,首先见剂点在水驱前缘位置,然后流入井筒产出,根据流动规律,建立水驱前缘流动方程,即

$$x_f - x_0 = \frac{f'_w(S_{wf})}{\phi A} \int_0^t q(t) dt \quad (5)$$

式中: x_f 为两相渗流区前缘位置; x_0 为原始油水界面位置; A 为渗流过水断面积, m^2 ; S_{wf} 为前缘含水饱和度; $q(t)$ 为 t 时刻内通过流量, m^3/s 。

根据公式(1)~(5),结合A24井注示踪剂资料及周围油井见剂资料,计算得到A24井组内油井受注水井波及系数,见表1。

表 1 A24 井组内油井水驱波及系数计算表
Table 1 Calculation table of water flooding sweep efficiency of oil wells in A24 well group

注入井	监测井	井距/ m	见剂 时间/ d	示踪剂推 进速度/ (m ³ ·d ⁻¹)	峰值 浓度/ ppm	本底 浓度/ ppm	波及 系数
A24	A14	315	84	4.20	12.4	2	0.38
	A15	260	37	7.02	138.0	2	0.62
	A16	320	95	3.90	7.0	2	0.24
	A23	255	99	2.60	42.0	2	0.54
	A25	260	20	12.90	25.0	2	0.49

根据表 1 可知,A16 井波及系数最小,受 A24 井注水波及程度较低,可知 A16 井周围剩余油富集,说明 A16 井周围是主要挖潜方向。

2.2 基于渗流理论确定剩余油储量

A 油田砂体断层较发育,砂体横向分布范围小,在断层附近及局部井网不完善区域存在剩余油,随着开发进一步推进,剩余油规模需要进行精细刻画(图 2)。

根据渗流理论中镜像反映法^[22],可得到断层附近油水井镜像反映规律,根据势叠加原理可计算得到任意一点势场分布。以 A 油田一注四采井网(A24 井注水,A14 井、A15 井、A16 井和 A25 井采油)为例,镜像反映图如图 5 所示。

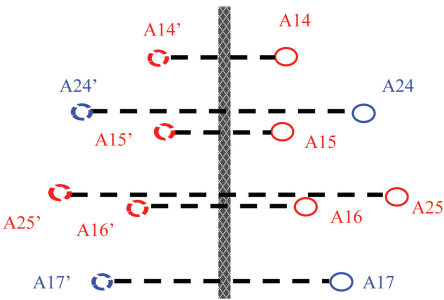


图 5 A24 井组 N1 砂体势叠加镜像反映图
Fig.5 Superposition mirror image of N1 sand body potential in A24 well group

任意一点势的计算公式如下,即

$$\Phi_M = \frac{q_{h1} \ln r_1 + q_{h2} \ln r_2 - q_{h3} \ln r_3 + q_{h4} \ln r_4 + q_{h5} \ln r_5}{2\pi} + C$$
$$= \frac{q_{h1}}{2\pi} \ln \left(\frac{r_1^{\beta_1} r_2^{\beta_2} r_3^{\beta_3} r_4^{\beta_4} r_5^{\beta_5}}{r_3^{\beta_2}} \right) + C \quad (6)$$

边界处任意一点势场分布:

$$\Phi_e = \frac{q_{h1} \ln r_e + q_{h2} \ln r_e - q_{h3} \ln r_e + q_{h4} \ln r_e + q_{h5} \ln r_e}{2\pi} + C$$
$$= \frac{q_{h1}}{2\pi} \ln r_e^{1+\beta_1-\beta_2+\beta_3+\beta_4} + C \quad (7)$$

通过公式(6)和(7)叠加得到任意一点压力场

公式,即

$$p_M = p_e - \frac{q_1 \mu}{2\pi K h} \ln \frac{r_e^{1+\beta_1-\beta_2+\beta_3+\beta_4} r_3^{\beta_2}}{r_1 r_2^{\beta_1} r_4^{\beta_3} r_5^{\beta_4}} \quad (8)$$

其中 $\beta_1 = \frac{q_{h2}}{q_{h1}}, \beta_2 = \frac{q_{h3}}{q_{h1}}, \beta_3 = \frac{q_{h4}}{q_{h1}}, \beta_4 = \frac{q_{h5}}{q_{h1}}$

式中: Φ_M, Φ_e 分别为任意一点 M 和边界处的势, m²/s; r 为井到 M 点距离,m; r_e 为井到到边界点距离,m; q_h 为井的单位厚度产量或注入量,m³/s; C 为积分常数; C 为积分常数;下标 1~5 分别表示 5 口井。

通过公式(6)~(8),应用编程计算,可得到砂体内流场,如图 6 所示。

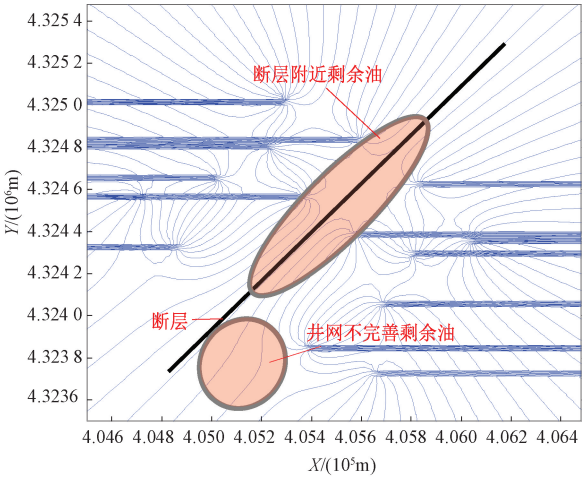


图 6 N1 砂体流场图
Fig.6 Flow field diagram of N1 sand body

通过图 6 可以看到,在断层附近及井网不完善区域,流线未波及或波及程度较低,根据流线波及范围,结合储量计算参数,即可得到断层附近及井网不完善区域剩余油储量。根据该方法,对 A 油田砂体进行分析,计算得到断层附近及井网不完善区域剩余油储量,见表 2。

表 2 A 油田剩余油储量分布表
Table 2 Distribution of remaining oil reserves in A Oilfield

砂体名称	剩余油类型	剩余油储量/(10 ⁴ m ³)
N1	断层附近	28.00
N1	井网不完善	60.00
N2	井网不完善	70.00
N3	断层附近	13.00
N3	井网不完善	2.00
N4	断层附近	4.00
N4	井网不完善	7.00
Nm5	断层附近	16.00
Nm5	井网不完善	14.00

根据表 2 可知,A 油田主力砂体剩余油储量为 $214.00\times10^4\text{ m}^3$,具有挖掘潜力。

2.3 多方法验证实现剩余油精细描述研究

根据本文“基于示踪剂资料评价平面水驱波及系数”研究,结合不同油井水驱波及系数,可以判断 A16 井周围剩余油富集;根据“基于渗流理论确定剩余油储量”研究,可知断层附近和井网不完善区域存在剩余油。根据示踪剂和渗流理论研究结果,对数值模拟模型进行重新拟合,以 A15 井和 A23 为例,通过调整注入井和采出井周围物性参数,分别对不同见剂油井产出剂浓度进行拟合,确保实际产出剂浓度与模拟计算产出剂浓度控制在合理误差范围内,如图 7 所示。

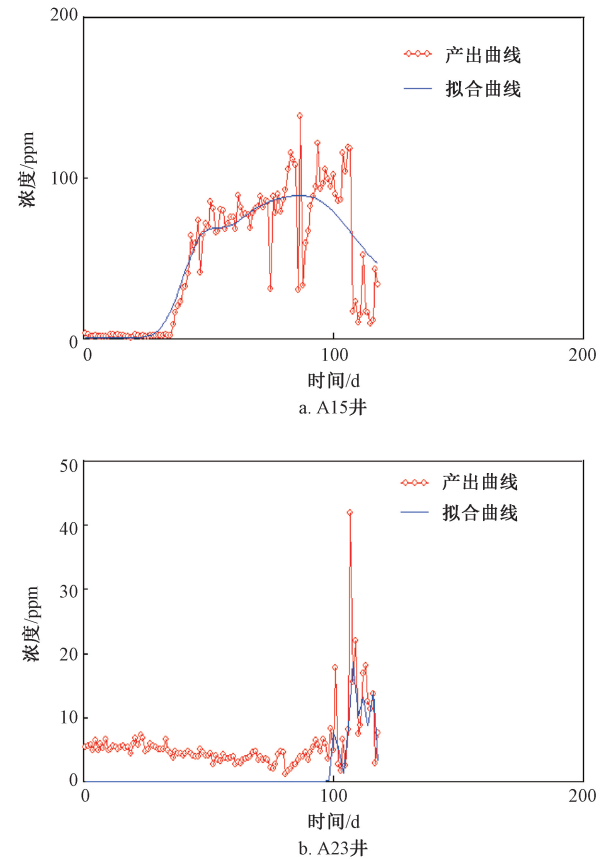


图 7 不同油井示踪剂产出浓度曲线拟合图
Fig. 7 Fitting diagram of tracer production concentration of different oil wells

通过拟合,实现剩余油分布规律精准预测。在模型拟合基础上,对 N1 砂体进行预测,得到符合动态变化规律剩余油饱和度场图,如图 8 所示。通过本文研究,实现剩余油精细化研究,对剩余油储量进行定量表征,为调整井挖潜研究提供技术支撑。

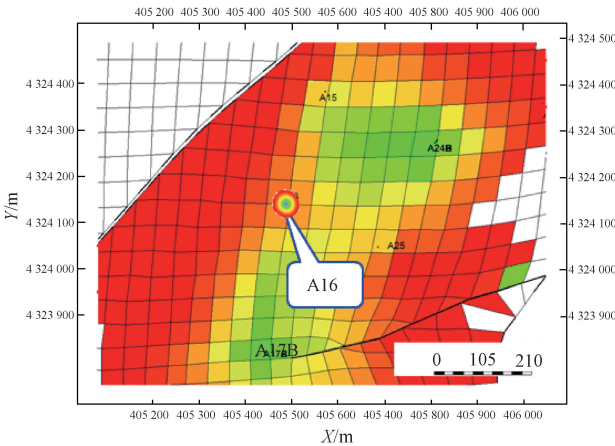


图 8 N1 砂体剩余油饱和度图
Fig. 8 Remaining oil saturation of N1 sand body

3 应用及效果分析

通过示踪剂动态资料研究和数值模拟方法的有效结合,提高了剩余油描述精度,给出剩余油储量规模和剩余油储量分布位置,为调整井部署提供可靠依据。根据研究结果,A 油田基于剩余油分布情况开展调整井挖潜研究,共部署 4 口调整井,分别为 A7H1 井、A29H1 井、A16S1 井和 A34 井,其中 A34 井为剩余井槽实施,挖潜断层附近剩余油,其余 3 口井通过油田低产井和关停井实施侧钻,在挖潜油田剩余油同时,达到治理低产低效井目的。

通过对调整区域已钻井的井资料、井区的储层沉积特征、同时参考砂体厚度图件以及地震储层反演刻画结果进行综合分析,确定 4 口调整井储层厚度预测结果;在此基础上,根据本油田已投产水平井的实际生产资料,回归得到水平井比采油指数与流动系数关系曲线,从而得到水平井比采油指数,定向井比采油指数借鉴周边已有生产井的实际生产和测试资料进行预测,生产压差参考本油田已投产水平井和定向井生产压差,通过以上分析,最终确定 A7H1、A29H1、A16S1 和 A34 井的初期平均产油量分别为 $43\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $38\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $46\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $68\text{ m}^3/\text{d}$,预测结果见表 3。

表 3 A 油田 4 口调整井初期产量确定表				
Table 3 Initial production determination table of 4 adjustment wells in A Oilfield				
井号	预测油层厚度/m	比采油指数/ ($\text{m}^3\cdot(\text{d}\cdot\text{MPa}\cdot\text{m})^{-1}$)	平均产油/ ($\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	初期含水率/%
A7H1 ^①	9.0	1.48~1.71	43	40~60
A29H1 ^①	8.0	1.52~1.68	38	30~50
A16S1 ^②	18.7	0.41~0.58	46	40~60
A34 ^②	27.8	0.44~0.54	68	30~50

①水平井,生产压差 3 MPa;②定向井,生产压差 5 MPa。

目前4口调整井(A7H1、A29H1、A16S1和A34)已于2017年全部投产,投产效果如图9所示。4口调整井均达到或超过钻前设计初期产油量,初期平均日产油 53 m^3 ,与老井相比提高 $36\text{ m}^3/\text{d}$,平均含水率为48%,与老井相比降低40%。目前,4口调整井平均日产油 25 m^3 ,累产油已到 $14.70\times 10^4\text{ m}^3$,预计开发期末增加可采储量为 $26.40\times 10^4\text{ m}^3$,取得了较好的挖潜效果。

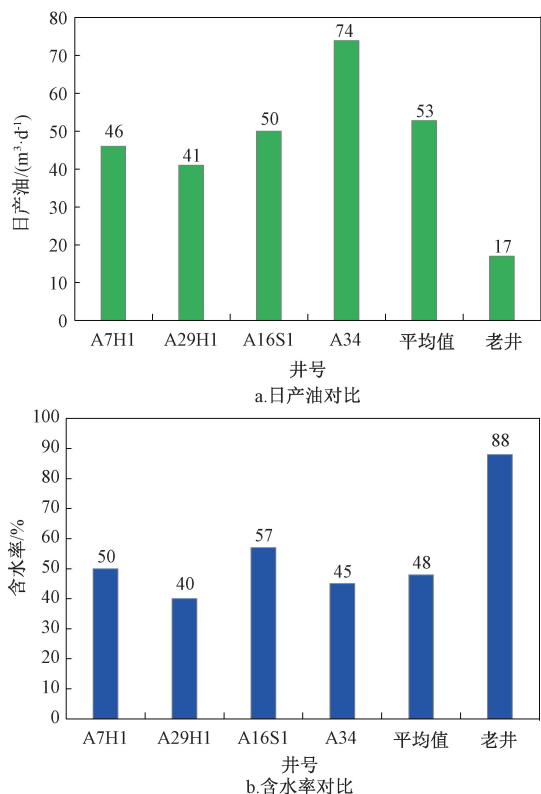


图9 调整井与老井日产油和含水率对比图

Fig.9 Daily oil production and water cut comparison diagram of adjustment well and old well

4 结论

(1)基于示踪剂测试资料,通过示踪剂原理和渗流力学原理,建立示踪剂资料定量评价水驱波及系数方法,得到A油田A24井组内油井水驱波及系数,明确油田挖潜方向。

(2)通过势叠加方法,建立一注四采井网压力公式,绘制井组流场图,明确剩余油分布位置和规模,为A油田剩余油挖潜提供物质基础。

(3)基于本文研究,A油田部署4口调整井,投产效果较好,预计增加可采储量 $26.4\times 10^4\text{ m}^3$,取得了较好的挖潜效果。

(4)本文研究成果为渤海水驱开发油田剩余油评价提供了新的思路和方法,具有一定指导和借鉴

意义。

致谢:感谢渤海石油研究院同意本文公开发表;感谢示踪剂资料解释人员提供的测试数据。

参考文献

- [1] 柴世超,杨庆红,葛丽珍,等. 秦皇岛32-6稠油油田注水效果分析[J]. 中国海上油气,2006,18(4):251-254.
CHAI Shichao, YANG Qinghong, GE Lizhen, et al. An analysis of waterflood effect in QHD 32-6 heavy oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2006,18(4):251-254.
- [2] 高海龙,柳朝阳,王倩,等. 砂岩油田注采结构优化调整方法[J]. 世界地质,2020,39(1):90-97.
GAO Hailong, LIU Chaoyang, WANG Qian, et al. Optimizing and adjusting of injection and production structure in sandstone oilfield [J]. Global Geology, 2020, 39(1):90-97.
- [3] 邓学峰,赵辉,沈文洁,等. 基于井间连通性的油藏注采调整优化方法[J]. 特种油气藏,2018,25(6):101-104.
DENG Xuefeng, ZHAO Hui, SHEN Wenjie, et al. Reservoir injection-production optimization based on inter-well connectivity [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018,25(6):101-104.
- [4] 孟祥海,刘义刚,王传军,等. 调剖调驱剂合理注入压力及液流转向驱效果研究——以渤海LD5-2油田为例[J]. 化学工程师,2021,35(3):42-47.
MENG Xianghai, LIU Yigang, WANG Chuanjun, et al. Study on the effect of injection pressure on profile control and displacement and its mechanism: Taking Bohai LD 5-2 as an example [J]. Chemical Engineer, 2021,35(3):42-47.
- [5] 刘雪涛,赵旭,武滨,等. 高孔高渗油藏深部调驱改善开发效果研究[J]. 油气井测试,2016,25(5):12-15.
LIU Xuetao, ZHAO Xu, WU Bin, et al. Research on improved development effect for deep water-flooding in high porosity and permeability reservoir [J]. Well Testing, 2016,25(5):12-15.
- [6] 董凤玲,周华东,李志萱,等. 卫42断块特低渗油藏挖潜调整研究[J]. 岩性油气藏,2013,25(5):113-116,122.
DONG Fengling, ZHOU Huadong, LI Zhixuan, et al. Study on the potential tapping and adjusting of ultra-low permeability reservoir in Wei 42 block [J]. Lithologic Reservoirs, 2013,25(5):113-116,122.
- [7] 郑洪涛. 高含水期剩余油分布及调整挖潜技术探究[J]. 中国石油和化工标准与质量,2019,39(10):239-240.
ZHENG Hongtao. Exploration of remaining oil distribution and adjusting potential tapping technology in high water cut period [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2019,39(10):239-240.
- [8] 张国胜,陈春源. 监测技术在桥口油田调整挖潜中的应用[J]. 油气井测试,2004,13(4):68-69.

- ZHANG Guosheng, CHEN Chunyuan. Application of monitor technology for adjustment and excavating potential in Qiaokou Oilfield [J]. Well Testing, 2004, 13(4): 68-69.
- [9] 徐海霞, 陈小凯, 吕孝明, 等. 动态监测技术在超深油藏调剖调驱中的应用[J]. 油气井测试, 2017, 26(6): 37-40.
- XU Haixia, CHEN Xiaokai, LYU Xiaoming, et al. Application of dynamic monitoring technology in the deep profile control process of extra-deep heavy oil reservoir [J]. Well Testing, 2017, 26(6): 37-40.
- [10] 柳迎斌. 井间示踪剂及水驱前缘监测技术在注采系统调整中的对比应用[C]. 2017 油气田勘探与开发国际会议文集 (IFEDC), 2017: 1-8.
- LIU Yingbin. Comparative application of interwell tracer and water flood front-based monitors in injection-production system adjustment [J]. IFEDC, 2017: 1-8.
- [11] 金成志. 水平井分段改造示踪剂监测产量评价技术及应用[J]. 油气井测试, 2015, 24(4): 38-39, 42.
- JIN Chengzhi. Horizontal well section tracer monitoring production evaluation technology and its application [J]. Well Testing, 2015, 24(4): 38-39, 42.
- [12] 丁山, 周芮莹, 闫素芝, 等. 井间示踪剂监测技术及其在文 25 东块的应用[J]. 油气井测试, 2005, 14(5): 67-70.
- DING Shan, ZHOU Ruiying, YAN Suzhi, et al. Interwell tracer monitor tech and its application in Wen25 north block [J]. Well Testing, 2005, 14(5): 67-70.
- [13] 殷代印, 张东. 应用虚拟示踪剂方法研究侧积体油水运移规律[J]. 特种油气藏, 2014, 21(5): 79-84.
- YIN Daiyin, ZHANG Dong. Applying virtual tracer method to study oil and water migration mechanism of lateral accretion bodies [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(5): 79-84.
- [14] 方正, 于珊珊, 王怀婧, 等. 留 107 断块注采井组平均地层压力计算方法[J]. 油气井测试, 2019, 28(2): 73-78.
- FANG Zheng, YU Shanshan, WANG Huaijing, et al. Calculation method of average formation pressure of injection-production well group in Liu107 fault block [J]. Well Testing, 2019, 28(2): 73-78.
- [15] 王海涛, 张尚红. 利用监测资料指导评价 X 示范区精细措施挖潜[J]. 油气井测试, 2019, 28(5): 53-61.
- WANG Haitao, ZHANG Shanghong. Guidance and evaluation of fine potential exploitation in X demonstration area by monitoring data [J]. Well Testing, 2019, 28(5): 53-61.
- [16] 冯慧敏. 动态监测技术在文中-文东油田的应用研究[J]. 辽宁化工, 2020, 49(5): 604-606.
- FENG Huimin. Application of dynamic monitoring technology in Wenzhong-Wendong Oilfield [J]. Liaoning Chemical Industry, 2020, 49(5): 604-606.
- [17] 赵丽娟. 井间示踪剂技术在大庆油田 D 区的应用研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2015.
- ZHAO Lijuan. Research on interwell tracer technology for Daqing oilfield region D [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.
- [18] 郭献广, 呼舜兴, 曾卫林. 示踪剂监测技术及在桥口油田调整挖潜中的应用[J]. 油气井测试, 2001, 10(5): 63-66.
- GUO Xianguang, HU Shunxing, ZENG Weilin. Tracer monitoring technology and its application on the reservoir adjustment in Qiaokou Oilfield [J]. Well Testing, 2001, 10(5): 63-66.
- [19] 许向峰. 井间示踪剂监测在复杂断块油藏描述中的应用[J]. 录井工程, 2017, 28(1): 83-86.
- XU Xiangfeng. Application of inter-well tracer monitoring in the description of complex fault block reservoir [J]. Mud Logging Engineering, 2017, 28(1): 83-86.
- [20] 李明. 井间示踪剂监测技术在江汉油区的应用[J]. 江汉石油职工大学学报, 2009, 22(4): 45-48.
- LI Ming. Application of cross-hole tracer agent monitoring technology in jiangnan oil region [J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2009, 22(4): 45-48.
- [21] 常世明. 井间示踪剂监测技术在注水开发中的应用[J]. 辽宁化工, 2014, 43(8): 1059-1062.
- CHANG Shiming. Application of cross-hole tracer agent monitoring technology in waterflood development [J]. Liaoning Chemical Industry, 2014, 43(8): 1059-1062.
- [22] 李晓平. 地下油气渗流力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 61-84.

编辑 王 军

第一作者简介:王立垒,男,1984 年出生,硕士,工程师,2010 年毕业于中国石油大学(华东)油气田开发专业,现主要从事海上油田开发相关研究工作。电话:022-66500816; Email:wangll10@cnoc.com.cn。通信地址:天津市滨海新区海川路 2121 号渤海石油管理局 B 座,邮政编码:300459。