

气顶强边水油藏气顶区剩余油分布与挖潜 ——以渤海埕北油田为例

刘 斌¹, 康 凯¹, 张 雷¹, 万 芬², 曲炳昌¹

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459; 2. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 300452)

摘要: 埕北油田为气顶强边水油藏, 油田经过30多年开发后气顶区域内经历了长期的气窜、水进、油侵等复杂驱替, 剩余油分布复杂, 挖潜难度大。基于埕北油田地质油藏特征与开发生产特征, 设计并开展物理模拟实验, 同时进行了相应的油藏数值模拟机理模型研究与扩展分析, 研究油气互侵机理及剩余油分布规律。研究结果表明, 油气互侵规律主要表现为两方面: 一是能量水平强弱, 当地层能量较弱时(衰竭开发)以气侵为主, 当地层能量较强时(强边水或人工注水)以油侵气顶为主; 二是生产井的位置影响, 对于气顶强边水油藏, 在靠近气顶区有生产井存在的条件下, 油井快速气窜, 在强边水推动作用下气顶萎缩、油侵气顶, 边水主要沿储层底部向构造高部位推进, 剩余油主要分布在油侵气顶区和储层顶部。根据研究认识, 在埕北油田原始气顶区实施水平井加密调整, 挖潜原始气顶区剩余油, 取得了较好效果。

关键词: 气顶强边水油藏; 物理模拟; 数值模拟; 剩余油; 挖潜策略

中图分类号: TE349 **文献标志码:** A

Remaining oil distribution and potential tapping in the gas-cap area of gas-cap strong edge water reservoirs: A case study of CB Oilfield in Bohai Sea

LIU Bin¹, KANG Kai¹, ZHANG Lei¹, WAN Fen², QU Bingchang¹

(1. Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China; 2. CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin 300452, China)

Abstract: The CB Oilfield is a gas-cap reservoir with strong edge water. After more than 30 years of development, the oilfield has experienced long-term complex displacements such as gas channeling, water inflow, and oil intrusion in the gas-cap area, and the remaining oil distribution is complex and difficult to tap the potential. Based on the geological reservoir characteristics and development and production characteristics of CB Oilfield, physical simulation experiments were designed and carried out, and the corresponding numerical simulation mechanism model of the reservoir was studied and extended to study the mechanism of oil and gas mutual intrusion, and the distribution law of remaining oil. The results show that the oil and gas mutual invasion law is mainly manifested in two aspects: first, the energy level is strong or weak. When the formation energy is weak (depleted development), gas invasion is dominant; when the formation energy is strong (strong edge water or artificial water injection), oil invasion into the gas-cap is dominant. The second is the influence of the location of producing wells. For a gas-cap strong edge water reservoir, under the condition that there are producing wells near the gas-cap area, the oil wells will be rapidly gas channeled, the gas-cap shrinks and oil invades the gas-cap under the push of strong edge water, the edge water mainly advances along the bottom of the reservoir to the high part of the structure, and the remaining oil is mainly distributed in the oil-invaded gas-cap area and the top of the reservoir. According to the research understanding, the infilling adjustment of horizontal wells in the original gas-topped area of CB Oilfield was implemented to tap the remaining oil in the original gas-cap area, and good results were achieved.

Key words: gas-cap strong edge water reservoir; physical simulation; numerical simulation; remaining oil; tapping potential strategy

在气顶边水油藏的开发过程中, 气顶、油环和边水的相互作用使得该类油藏的开发和调整面临诸多难题^[1-6]。关于气顶边水油藏的研究, 部分研究集中在开发初期对于开发方式的优选, 敖西川等^[7]研究认为保持稳定的油气边界是气顶边水油藏有效开发的关键, 方法在于保持住地层压力, 阻止

收稿日期: 2022-01-14; 改回日期: 2022-03-16。

第一作者简介: 刘斌(1986—), 硕士, 油藏工程师, 主要从事油气田开发工作。E-mail: liubin74@cnooc.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(2016ZX05058-001)。

气顶的扩张,提出了边部注水和气顶屏障注水相结合的开发策略;葛丽珍等^[8]以渤海某大气顶边水窄油环油藏为原型,通过大型三维物理模拟实验研究,指出尽可能延长无气窜采油期是该类油藏取得较高采收率的关键,并给出了合理的采油速度建议,建议初期以3%左右采油速度生产。部分研究集中在开发中期生产调控策略的研究上,肖鹏^[9]以渤海某气顶油藏为原型,在物理模拟的基础上,通过油藏数值模拟方法研究了开发效果的影响因素、生产制度的调整时机、方式等,提出了气顶边水油藏合理的开采制度调控策略;房娜等^[10]以渤海某大气顶油藏为例,通过岩心、古地貌、试井和生产监测等资料的综合应用,分析了影响油井气窜的主要因素,提出分气窜模式、分开发阶段的全寿命开发策略。部分研究集中在开发过程中气窜、油侵的判断方面,鹿克峰^[11]基于物质平衡原理,推导出油侵气顶体积公式,建立了原油侵入指示曲线,用来研究原油的侵入情况;姜永等^[12]通过开展中小气顶油藏多因素耦合数值模拟,指出对于强天然能量或注水开发油藏,油水黏度差异较小条件下气顶区主要发生油侵,油水黏度差异较大条件下气顶区主要发生水侵。

然而,上述研究主要是关于开发初期开发方式优选、开发中期生产调控策略以及开发过程中气窜、油侵的判断方面,对于气顶边水油藏开发后期的调整与挖潜,尤其是双高阶段的剩余油研究及挖潜上,相关研究内容较少,仅有廉培庆等^[13]以国外某气顶边水油藏为例,分析了影响剩余油分布的主要因素,总结了剩余油分布模式,但也仅仅基于地质模式上的定性总结。因此,本文针对气顶边水油藏开发后期的调整挖潜难题,以渤海埕北油田为原型,设计了一维物理模拟模型并建立相应的数值机理模型,进行物理模拟实验研究和数值模拟分析,总结气顶边水油藏双高阶段剩余油分布机理与规律,给类似油田的调整挖潜工作提供指导。

1 物理模拟实验研究

1.1 油田开发简况

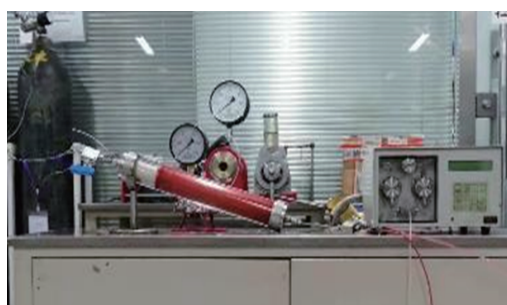
埕北油田位于渤海西部海域,主力生产层位为东营Ⅱ油组,储层埋深1 650 m左右。构造类型为北东走向的断背斜,地层倾角较小;沉积类型为辫状河三角洲前缘沉积,储层分布稳定、厚度较大(单井平均钻遇厚度22.7 m),孔隙度均值28.9%,渗透

率均值 $1\ 675\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,为高孔、特高渗的正韵律储层;原油性质为稠油,地层原油黏度57 mPa·s,具有黏度高、密度大、溶解气油比低的特点;油藏类型为带气顶的层状构造强边水油藏,构造顶部为气顶,腰部为纯油区,边部为油水过渡带,气顶指数较小(0.1左右);油田边水能量充足(水体倍数大于100倍),油田经过30多年开发后压力保持水平在95%以上。

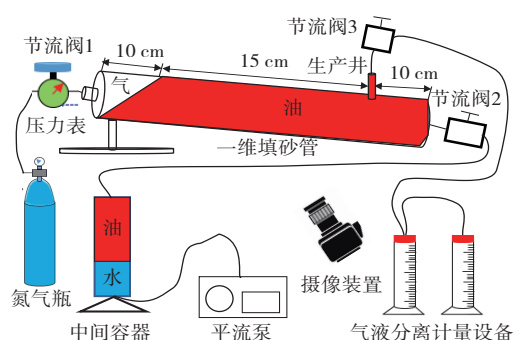
埕北油田1985年投产,初期采用一套不规则定向井井网开发,充分利用天然能量的同时,局部点状注水适当补充地层能量,井距300~350 m。针对该油田油水带宽、边水能量强、有气顶、储层正韵律及油水黏度比高等特点,在完井阶段采取了“上避气、下避水”的射孔原则:气顶区内的生产井,射孔顶界距油气界面以下8~10 m;邻近油气界面的井,射孔顶界距油气界面以下5 m;邻近油水边界的油井,在平均油水界面以上避射一部分油层厚度。油田开发初期虽然采取了保护气顶的开发技术政策,但是实际开发过程中由于纯油区的高速开采,造成气窜发生;随后通过东西分治、内部点状注水,虽然使得气顶区压力回升,有效遏制了气窜,但是造成局部水侵发生;后期由于油田平台用气需要,气顶区气源井采气,结果造成气顶萎缩、油侵气顶。开发30 a后,采出程度40%,综合含水90%,油田进入了双高阶段,气顶区域内经过长期的气窜、水进、油侵等复杂驱替后,剩余油分布复杂,挖潜难度大,亟需弄清埕北油田气顶强边水油藏气顶区剩余油富集机理及分布规律,为后续挖潜提供指导。

1.2 实验模型与参数

为了揭示埕北油田气顶强边水油藏开发过程中油气互侵的过程与机理,首先利用一维物理模拟实验装置,观察和分析不同阶段一维填砂管的驱替特征。根据实验模拟目的和研究需求,设计了一维填砂管驱替实验装置,如图1所示,主要包括驱替系统、一维填砂管、气液计量系统、图像摄录系统等部分。其中一维填砂管用于模拟具有一定倾角的气顶边水油藏的驱替,并利用摄像设备记录油气界面的运移情况。填砂管采用透明高强度玻璃管,尺寸长35 cm,直径10 cm,内填充一定目数的玻璃珠,顶部充入一部分气体模拟气顶,底部与平流泵相连模拟强边水。基于埕北油田实际气顶边水油藏的相关参数,利用量纲分析建立相似准则^[9,14]确定物理模拟实验相关参数值(见表1)。



a.物理模拟实验装置实物图



b.实验装置整体设计示意

图1 物理模拟实验装置

表1 物理模型参数与油藏实际参数值对比

实际油藏参数	实验参数
渗透率: $1.675 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	玻璃珠目数: 120目
孔隙度: 28.9%	孔隙度: 29.0%
原油黏度: 57 mPa·s	原油黏度: 57 mPa·s
油藏倾角: $1^\circ \sim 3^\circ$	油藏倾角: 2°
油层厚度: 20 ~ 25 m	填砂管尺寸: $L=35 \text{ cm}, \phi=10 \text{ cm}$
地层压力: 16.6 MPa	模拟压力: 0.22 MPa
气顶指数: 0.1	气顶指数: 0.1

1.3 实验流程与方案

根据实验装置设计与实验目的,给出了实验的操作步骤与方案,由于驱替条件的改变,有些模式下的一些步骤可以省略。

(1)填砂。根据设计要求,实验中使用120目的玻璃珠充填砂管。填砂过程中,为了使玻璃微珠充分填充且不被压碎,采用振动筛一边振动一边充填的方式进行,待填砂管填满后再稍许增加一些玻璃珠进行轻微压实。

(2)油样制备。取一定量的机油,采用流变仪测得该油样的黏温曲线,再将该机油与煤油按不同的比例配样,分别测试不同混合油的黏温曲线。根据实验要求,最终选择机油与煤油按5:1的比例配置黏度为57 mPa·s的模拟地层油。为了便于观察到清晰的油气界面运移现象,利用苏丹红将模拟油染色。

(3)饱和油。充填完成之后,连接好相应的管线开始对填砂管进行饱和油。打开节流阀2,利用平流泵保持泵速1 mL/min向填砂管充入模拟油。为了饱和充分,每充入30 mL模拟油振动填砂管并静置10 min,而后再开始下一轮充入与饱和,直至油界面上升至设定的油气界面处。

(4)充气。饱和油之后,关闭节流阀2,打开节

流阀1,以5 mL/min的速度向填砂管顶部充入模拟气体,直至压力达到0.22 MPa且稳定。考虑到埕北油田原油性质为稠油,溶解气油比低,此次填砂管实验空间容量有限,气体的溶解与释放对实验结果影响不大,此次实验忽略气体在模拟油中的溶解与释放,同时考虑到实验的安全性,没有充入可燃的油田产出气,而充入氮气进行模拟。

(5)驱替。在充分饱和油气后,便可以根据实验目的及方案进行模拟实验。进行驱替时,通过不同节流阀的开闭组合可模拟不同的驱替过程,利用摄像设备记录填砂管内油气界面变化,同时记录产量数据。

1.4 实验结果与分析

埕北油田初期纯油区强采,而后气顶区气源井采气,由于内部平衡的打破导致油气互侵,为了研究分析这两个阶段的界面运移规律,设置了两个实验方案,分别为:(1)气顶膨胀衰竭开发方案;(2)气顶与强边水共同作用开发方案。

对于方案(1),由于埕北油田气顶区生产井距边水前缘较远,在外部多井排沿程能量衰减作用下到达油藏高部位气顶区的能量所剩无几,气顶区开发初期主要为气顶膨胀驱替,因此该方案主要模拟开发初期边水能量未能及时补充,仅利用气顶能量衰竭开发的驱替过程。首先关闭节流阀1,2,打开节流阀3,以5 mL/min的速度采油,模拟衰竭开发,通过照相设备记录并整理出典型时刻的油气分布形态,如图2所示。从实验结果可以看出,在气顶区远离边水供给边界以至于供给压力可以忽略不计的情况下,由于初期衰竭开发,随着生产井的采出,气顶发生膨胀,油层气侵。一开始气体主要沿高部位向低部位逐渐侵入,随着采出程度的增加,由于指进的原因,油气分布较为分散,油气界面变得不明显。

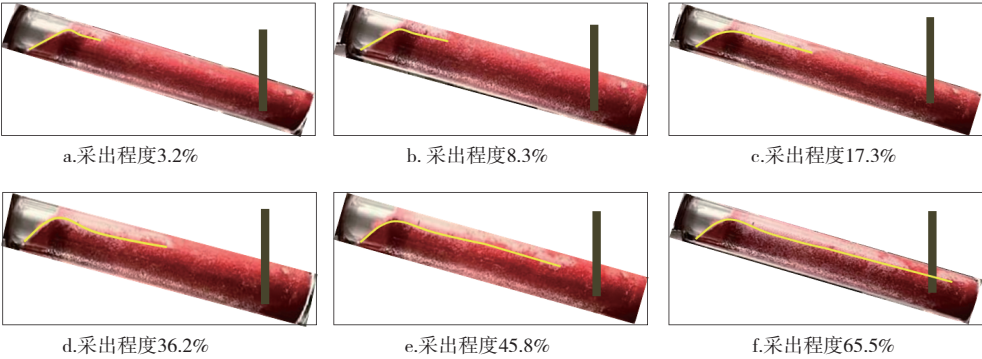


图2 衰竭开发时气侵形态

对于方案(2),考虑边部强边水能量得到补给,模拟气顶与强边水同时作用下的驱替动态,打开节流阀2,以5mL/min的速度采油,同时以5mL/min的速度维持恒定能量注入,通过照相设备记录并整理出典型时刻的油气分布形态,如图3所示。可以看出,由于有强边水能量的补充,逐渐发生油侵,油层

气侵区缩小。初期由于地层压力的下降,气顶开始向油井发生气窜,气顶膨胀,生产气油比急剧上升;随着次生底水的生成,地层压力逐渐恢复,大量气体被采出,气顶快速减小,之后生产气油比快速下降;当底水和油侵入气顶时,生产气油比基本不变,气顶指数不再减小(见图4)。

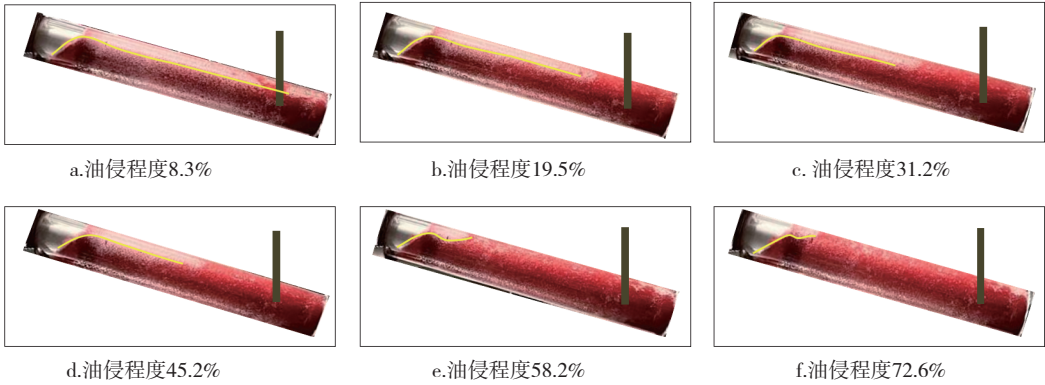


图3 强边水能量开发时油侵形态

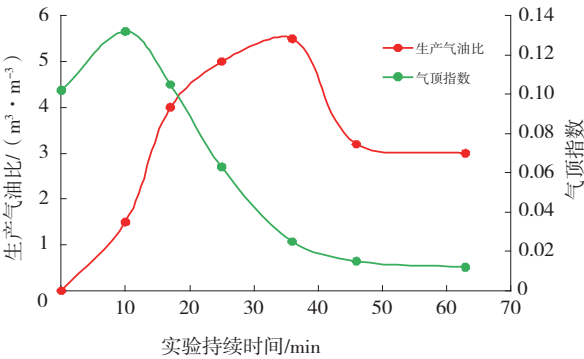


图4 强边水作用下生产气油比及气顶指数变化曲线
(物理模拟)

2 油藏数值模拟研究

2.1 油气互侵过程分析

受制于室内物理模拟实验的局限性,无法开展

大量重复性的实验,有必要运用数值模拟手段进行对比与多因素分析研究。前文的物理模拟实验已经开展了油气互侵的研究与认识,该章节将以物理实验研究为基础,采用数值模拟手段扩展物理实验的研究与结论。

埕北油田属于气顶强边水油藏,由于开发压力变化,原有的稳定油气边界会出现油气互侵,为了研究气顶变化规律及剩余油分布机理,建立数值模型研究分析油侵与气侵现象及后续分析。利用Eclipse油藏数值模拟软件建立气顶强边水油藏机理模型,油藏模型参数设置参考埕北油田实际参数(见表2),正韵律储层,顶部为小气顶(气顶指数0.1),边部为无限大水体,定向井油层中上部射孔生产,模型尺寸为1 500 m×50 m×20 m。

表2 数值模型参数取值

参数	取值
渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	1 500
孔隙度/小数	0.3
黏度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	57
油藏长度/m	1 500
油藏宽度/m	50
渗透率级差	5
气顶指数	0.1
地层倾角/ $^{\circ}$	2

方案一,设计为无边水条件下的衰竭开发,如图5a所示,可以看出,由于地层压力的下降,上部出现浅色条带,表明气顶开始向油区发生气窜,气顶膨胀。

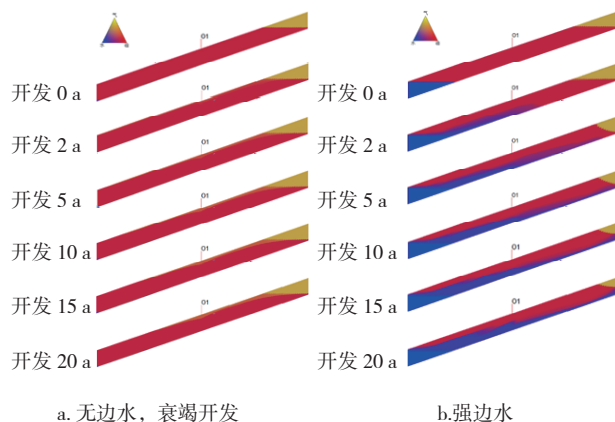


图5 数值模拟不同开发方式下油气水分布形态

方案二,设计为存在强边水驱条件下的开发,模拟气顶强边水同时作用下的驱替动态,如图5b所示,可以看出此种情况下驱替特征规律表现为:①开发初期,生产井开井生产后,在生产压差作用下,气顶经历了一定的膨胀过程,气顶指数有一定的增大趋势,气顶指数从0.10增大至0.13左右;随着生产井见气,同时随着底部能量传递到构造高部位,气顶开始迅速收缩,气顶指数快速下降,最终下降至0.05左右;通过生产气油比可以看出,存在边水能量供给时,油井的生产气油比经历了先急速上升再下降并趋于稳定的过程,生产气油比先急速上升至1 000,再下降并稳定在20左右(见图6),图6数值模拟生产气油比及气顶指数的变化规律与图4物理模拟的规律基本一致。②随着开发的进行,边水沿油藏底部快速推进,油水界面不断向上抬升,油井附近形成明显的锥进;由于底部驱替能量的加入,气顶的气窜相比衰竭情形(方案一)有一定的抑

制。③与无边水能量的情形相反,边水和油侵入气顶时,油藏上部的气顶会随着油藏的开采逐渐收缩,油气边界逐渐向构造高部位移动,当地层压力稳定,气顶不再减小,可见强边水驱动对气顶的减小起到了至关重要的作用。

从整个驱替过程来看,各个阶段数值模拟机理模型和物理模拟模型的油气互侵规律基本一致,与油田实际不同生产阶段的生产特征也相吻合,证明了物理模拟实验结果的合理性。

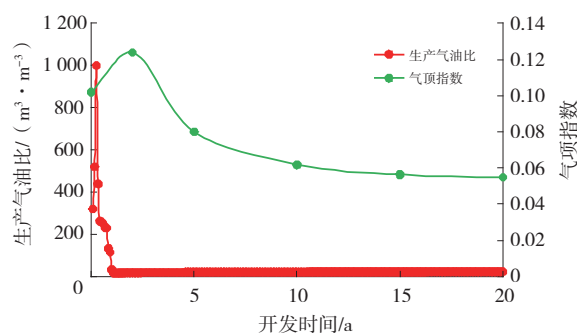


图6 强边水作用下生产气油比及气顶指数变化曲线
(数值模拟)

2.2 气顶演变规律影响因素分析

以上研究是基于生产井部署在油藏中部,为了进一步研究气顶演变规律的影响因素,设置了不同油藏部位布井生产的模型对比,分别为:(a)生产井靠近气顶,(b)生产井位于中部,(c)生产井远离气顶,如图7所示。生产井的位置影响气顶演变规律,进一步对比不同打井部位所表现出的不同特征可以看出,类似于埕北油田的小气顶油藏(气顶指数0.1),不同部位打井生产对气顶减小的影响主要在中后期,且打井部位越高、越靠近气顶区,气顶减小得越快,变化幅度越大;而在开发初期,不同部位打井对气顶的变化幅度影响并不明显;在中高部位打井时,开发后期都会出现次生底水突破气顶的现象,且打井部位越高、越靠近气顶区,次生底水突破的时间越早。在低部位打井时,并未出现次生底水突破气顶的现象。

2.3 实际油藏剩余油分析及挖潜效果

总结以上物理模拟与数值模拟研究分析,从整个驱替过程来看,气顶边水油藏气顶的减小与强边水有紧密联系,气顶减小的机理主要为:在靠近气顶区有生产井存在的条件下,初期由于地层压力的下降,气顶开始向油发生气窜,气顶膨胀,生产气油比急速上升;随着边水向内部侵入,逐渐形成次生底水,地层压力逐渐恢复,随着大量气体被采出,气

顶快速减小,油侵气顶,之后生产气油比下降至逐渐稳定。从剩余油角度看,平面上油侵气顶,原油

在原始气顶区内富集,纵向上边水沿底部侵入,储层顶部剩余油富集。

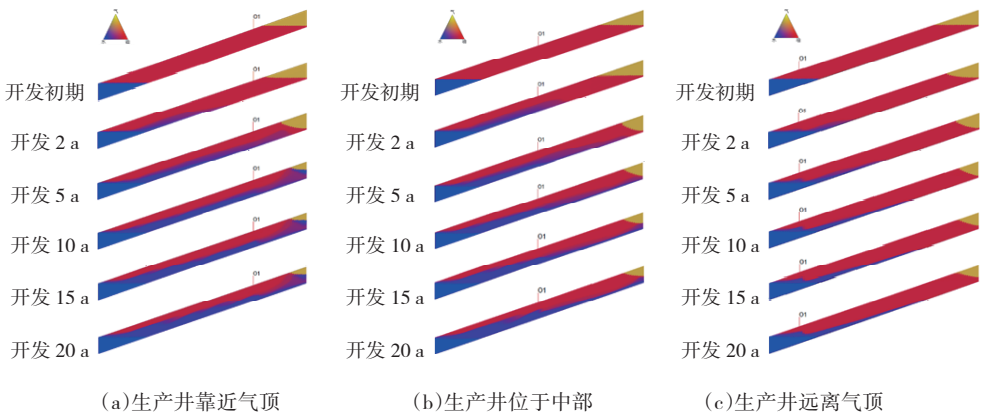


图7 生产井位于不同部位下油气水分布形态

针对以上认识,进一步以埕北油田实际油藏数值模型进行模拟研究,如图8所示。可以看出,第一阶段为开发初期气顶控制阶段,对应于油田实施保护气顶的开发技术政策阶段,主要通过避开油气界面射孔,尽量控制气顶和保护气顶。在这一阶段通过含气饱和度场可以看出,气顶范围基本保持不变,但同时也可以看出有部分油井出现了气窜现象(非均质影响)。第二阶段为开发中期抑制气窜阶段,对应于油田实施点状注水和油田见水后强边水能量补充阶段,气窜发生后,一方面通过内部点状注水、控制生产井井底流压等方式,控制气窜的影响,另一方面内部逐渐见水,强边水能量得到补充,气顶产气量逐渐减小。第三阶段为开发后期挖潜阶段,随着气顶气量减小和气顶指数缩小,油区原油不断侵入原气顶区域,可通过在原始气顶区高部位部署调整井,进行剩余油挖潜。

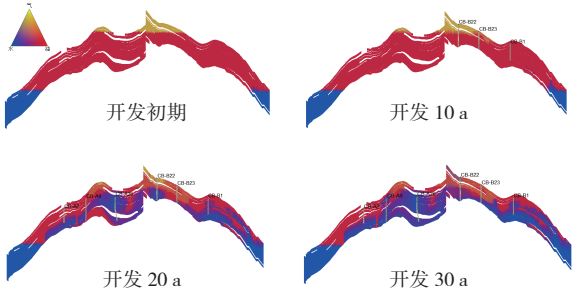


图8 埕北油田不同开发阶段剩余油剖面

根据物理模拟实验、油藏数值机理模拟分析以及油田实际油藏数值模型分析研究,认识到埕北油田气顶区经过长期的气窜、水进、油侵等复杂驱替后,开发后期气顶萎缩、油侵气顶,剩余油主要为分布在原始气顶区和储层顶部的气顶侵入油和顶部剩余油。基于剩余油研究认识,制定了在原始气顶区进行水平井井间加密挖潜顶部剩余油的调整对策(见图9)。

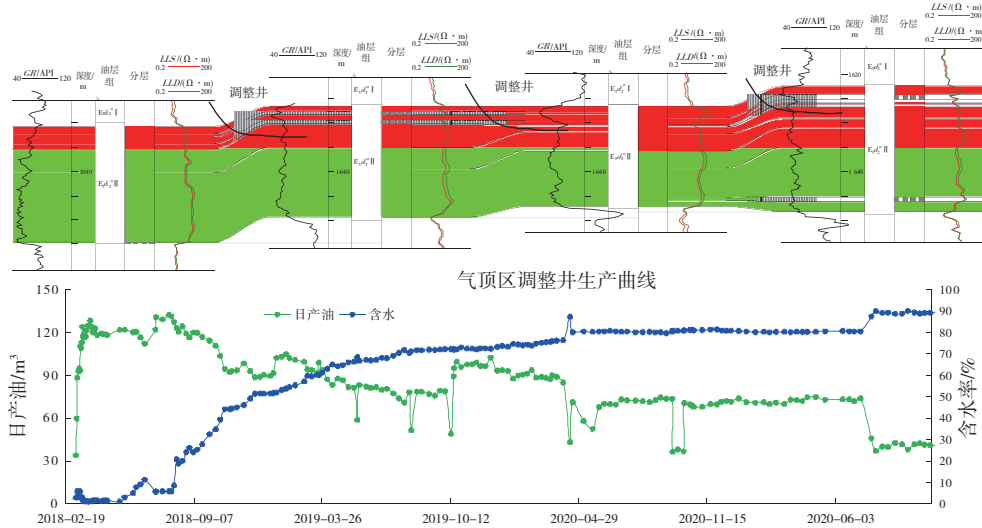


图9 埕北油田气顶区调整井挖潜实例及效果

在原始气顶区原定向井井间进行水平井加密,挖潜井间及储层顶部剩余油,如图9所示,水平井平面上部署于一次井网定向井井间,井距由300~350 m加密至150~200 m,水平段长度250~300 m,纵向上部署于原始油气界面之上2~5 m。油田进入双高阶段后,在气顶区共实施加密水平调整井8口,加密调整井初期日产原油40~115 t,平均70 t,为周边老井产量的2~5倍,含水率0%~85%,较周边老井降低50%以上,取得较好的控水增油效果。调整井投产后仅前1~3 d生产气油比高于溶解气油比,随后生产气油比恢复至溶解气油比附近,并无大量气体产出,生产动态说明原始气顶区气层气已基本采完,原始气层被原油侵入。至2020年12月,8口加密调整井已累产油 27.13×10^4 t,预计总累产油达到 58.96×10^4 t。气顶区挖潜实践充分表明,对于埕北油田气顶区的油气水运移规律及剩余油分布规律的研究认识是可靠的。

3 结论

(1)设计并开展气顶强边水油藏填砂管物理模拟实验,研究油气互侵机理及规律,结果显示当地层能量较弱时(衰竭开发)以气侵为主,当地层能量较强时(强边水或人工注水)以油侵气顶为主。

(2)建立气顶强边水油藏数值模拟机理模型,研究剩余油分布规律,结果显示数值模拟和物理模拟的油气互侵规律基本一致,与油田实际不同生产阶段的生产特征也相吻合,证明了物理模拟实验结果的合理性。

(3)对于气顶强边水油藏,在靠近气顶区有生产井存在的条件下,油井快速气窜,在强边水推动作用下气顶萎缩、油侵气顶,边水主要沿储层底部向构造高部位推进,剩余油主要分布在油侵气顶区和储层顶部。

(4)针对渤海埕北油田地质油藏特征与开发生产特征,基于物理模拟实验、机理数值模拟分析以

及油田实际油藏数值模型分析研究,在埕北油田原始气顶区实施水平井加密调整,挖潜原始气顶区剩余油取得较好效果。

参考文献:

- [1] 张朝琛.气顶砂岩油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1997:1-2.
- [2] 杨国绪,牛仲仁.双台子气顶砂岩油藏[M].北京:石油工业出版社,1998:71-77.
- [3] 王昱,钟仪华.气顶油藏开发技术对策探讨[J].西南石油学院学报,2002,24(3):54-57.
- [4] 余忠,赵会杰,李卫京,等.正确选择气顶油藏高效开发模式[J].石油勘探与开发,2003,30(2):70-72.
- [5] 姚约东,李相方.气顶油气田开发程序的探讨[J].天然气工业,2005,25(2):124-126.
- [6] 袁昭,孟会青,杨淑萍,等.气顶油田开发特点及开采方式综述[J].吐哈油气,2009,14(3):226-230.
- [7] 敖西川,蒋明,陈果,等.哈萨克斯坦贝克塔斯气顶边水油藏开发对策与实践[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2014,16(3):48-52.
- [8] 葛丽珍,孟智强,朱志强,等.气顶边水油藏初期合理采油速度三维物理模拟实验[J].中国海上油气,2019,31(6):99-105.
- [9] 肖鹏.海上典型气顶油藏开采机理的室内物理模拟研究[D].北京:中国石油大学(北京),2018.
- [10] 房娜,刘宗宾,吕坐彬,等.大气顶油藏气窜规律与全寿命开发策略[J].特种油气藏,2018,25(3):117-121.
- [11] 鹿克峰.油气同采方式下气顶油藏原油侵入状况的判断与调整[J].中国海上油气,2017,29(5):69-74.
- [12] 姜永,王迪,刘洪洲,等.中小气顶油藏“双高”阶段气顶区调整挖潜研究[J].石油化工应用,2020,39(7):10-14.
- [13] 廉培庆,李琳琳,程林松.气顶边水油藏剩余油分布模式及挖潜对策[J].油气地质与采收率,2012,19(3):101-103.
- [14] 刘佳.气顶油藏协同开发机理及开发技术对策研究[D].北京:中国石油大学(北京),2011.

(编辑 谢 葵)