

文章编号:1009-9603(2022)02-0100-09

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2022.02.012

动态注采耦合开发特征与适用性及技术政策界限

王 瑞

(中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院,山东 东营 257015)

摘要:注采耦合技术是近年来提出的提高水驱采收率的有效方法,动态注采耦合是最简单、最常见的一种重要类型,目前尚无明确的定义和针对性的系统研究。基于注采耦合开发特点及类型,明确动态注采耦合技术特点,提出动态注采耦合的定义,深化了动态注采耦合提高采收率的机理认识。以胜利油田典型动态注采耦合单元为例,系统分析复杂断块油藏动态注采耦合的开发特征与开发适用性。在此基础上,评价主控因素敏感性,分析介入时机、注水井注水制度和采油井生产制度等工艺设计参数对开发效果的影响,明确动态注采耦合设计的技术政策界限。结果表明:动态注采耦合呈现先短注后长采和开采后间歇注入2种方式,前者适合多轮开发,后者不适合多轮开发;介入时机和周期注入量是敏感因素,注水速度和采液速度是不敏感因素;介入时机为含水率越低越好,周期注入量扩大系数大于1,开发效果以第1轮动态注采耦合最为关键。

关键词:动态注采耦合;断块油藏;提高采收率;技术政策界限;介入时机

中图分类号:TE347

文献标识码:A

Study on both characteristics and applicabilities of dynamic injection-production coupling development and technical policy boundaries

WANG Rui

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company,
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: The injection-production coupling technologies are an effective method proposed in recent years to enhance oil recovery of the water flooding, of which the dynamic injection-production coupling is the simplest and most common one. At present, there is no clear definition of and targeted systematic research on it. In light of the development characteristics and types of injection-production coupling, this paper clarifies its technical characteristics and proposes its definition, which deepens the understanding of the mechanism underlying the dynamic injection-production coupling to enhance oil recovery. Taking the typical dynamic injection-production coupling unit in Shengli Oilfield as an example, the paper systematically analyzes development characteristics and the development applicabilities of dynamic injection-production coupling in complex fault-block reservoirs. On this basis, the sensitivity of the main controlling factors is evaluated, and the influence of process design parameters (such as intervention timing, water injection parameters of injection wells and production parameters of production wells) on the development effect is analyzed. As a result, the technical policy boundaries of dynamic injection-production coupling design are clarified. The results show that the dynamic injection-production coupling presents two methods: short injection followed by long production and intermittent injection after production. The former is suitable for multiple rounds of development, while the latter is not. The intervention timing and periodic injection volume are sensitive factors, while water injection rate and fluid production rate are insensitive factors. The intervention timing is better when the water cut is lower, and the expansion coefficient of periodic injection volume is greater than 1. The development effect of the first round of dynamic injection-production coupling is the most critical.

Key words: dynamic injection-production coupling; fault-block reservoir; EOR; technical policy boundary; intervention

收稿日期:2021-03-08。

作者简介:王瑞(1979—),男,河北衡水人,高级工程师,硕士,从事油气田开发工程方面的研究。E-mail:slytyjywr@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“复杂断块油田提高采收率技术”(2016ZX05011-002)。

timing

复杂断块油藏是胜利油田主要油藏类别,断块类型多样,地质特征复杂,通常以水驱方式进行开发。随着开发时间的推移,越来越多的复杂断块油藏进入了高含水甚至特高含水开发阶段,普遍呈现出宏观上不注水没能量、注水后水淹快的开发状况,微观上分布散乱潜力大、边角富集难动用的剩余油分布特征^[1-3]。胜利油田在结合周期注水、间歇注水和不稳定注水等方法的理论认识和开发实践的基础上,创新性地提出了注采耦合技术^[4-6]。这是一种以分层注采工艺技术为基础,通过交替注采方式及工作周期耦合,来补充地层能量、提高水驱波及程度、驱替难动用剩余油的一种提高水驱采收率的技术。

胜利油田和江苏油田的复杂断块油藏开发实践证明,注采耦合技术在无新增钻井和不采取化学驱及混相驱等其他提高采收率技术的情况下,可使常规注水难以动用的剩余油得到有效驱替,能够实现复杂断块油藏的便捷高效和经济开发,具有很好的技术适用性和广阔的技术应用前景^[7-10]。孙志刚等分别通过物理模拟实验^[11-13]、油藏数值模拟^[14]、力学机制分析和渗流力学原理^[15]等,研究了注采耦合技术的提高采收率机理。邹桂丽等主要借助数值模拟方法,研究了注采耦合的技术政策界限和参数优化方法^[16-19]。王建等以胜利油田实际注采耦合试验单元为例,介绍了注采耦合先导试验的开发效果^[7,20]。注采耦合技术方兴未艾,随着复杂断块油藏注采耦合技术开发实例的增多,近年来,由断块油藏类型差异所导致的开发问题、开发措施、开发特征及开发效果等方面的差异逐渐凸显。然而,注采耦合技术的现有研究成果总体上处于初级笼统研究阶段,缺乏系统的分类梳理和理论指导。

胜利油田复杂断块油藏类型众多,注采耦合技术经过近些年的理论研究和开发实践,已经积累了大量的开发实例和经验成果,具备了系统梳理注采耦合技术分类和技术指导的理论基础。动态注采耦合是注采耦合技术中的一种主要类型,其定义及机理、开发特征与适用性、技术政策界限既有别于常规注水开发,又不同于其他注采耦合类型,有必要针对性地进行系统梳理和系统研究。因此,在明确动态注采耦合定义及提高采收率机理的基础上,以胜利油田典型动态注采耦合单元为例,系统分析复杂断块油藏动态注采耦合的开发特征与开发适用性。通过油藏数值模拟技术,确认动态注采耦合

高效开发的主控因素,研究主控因素的开发技术政策界限,形成中高渗透复杂断块油藏动态注采耦合技术的注采主控因素组合,以期为同类油藏应用动态注采耦合技术高效开发提供参考和依据。

1 动态注采耦合定义及提高采收率机理

1.1 定义

注采耦合是指通过井下开关装置或层系组合,在井间或层间实施协同注采,提高油藏最终采收率的一种注水开发技术。依据断块特征、井网部署及注水开发模式等方面的差异,复杂断块油藏注采耦合技术可以划分为动态注采耦合、井网注采耦合和层系注采耦合3种类型。

动态注采耦合是复杂断块油藏注采耦合技术中最简单、最常见的一种技术类型,一般作用于注采井对间,通过动态措施调整来实现。因此,动态注采耦合的定义可以阐述为:通过井下开关装置,轮换控制注采井开关,在注采井对间实施协同注采,提高油藏最终采收率的一种注水开发技术。相较于常规注水的同步注采对应关系,动态注采耦合单轮注采对应关系通常包括只注不采和只采不注2个阶段。

1.2 提高采收率机理

动态注采耦合通过轮换控制注采井开关,实现地层能量储放,重构流场流线分布,逐步达到能场协同。依据前人研究成果^[4-7],动态注采耦合的作用机理可以概述为:只注不采阶段,依托封闭断层对注入水的遮挡积聚作用,使油层迅速憋压;只采不注阶段,先前憋压存储的能量开始释放,使油层降压驱油。当注水和采油达到注采耦合的转换条件后,通过不断憋压储能和降压释能,使断块内的流场分布不断发生改变,从而使常规注水难以动用的边角部剩余油得到驱替。

分析动态注采耦合流场变化(图1)可以看出:常规注采时,注采流场随着开发时间的延长逐渐固化,表现出井间主流线突出的特征,平面非均匀驱替程度加剧,在注水波及不到的区域形成死油区。动态注采耦合时首先通过只注不采,形成单一的注水流场,打破常规注采时形成的固化流场,使得主流线特征不再突出。尤其是注采井间的主流线特征不再明显,采油井附近平面趋于均匀驱替,明显

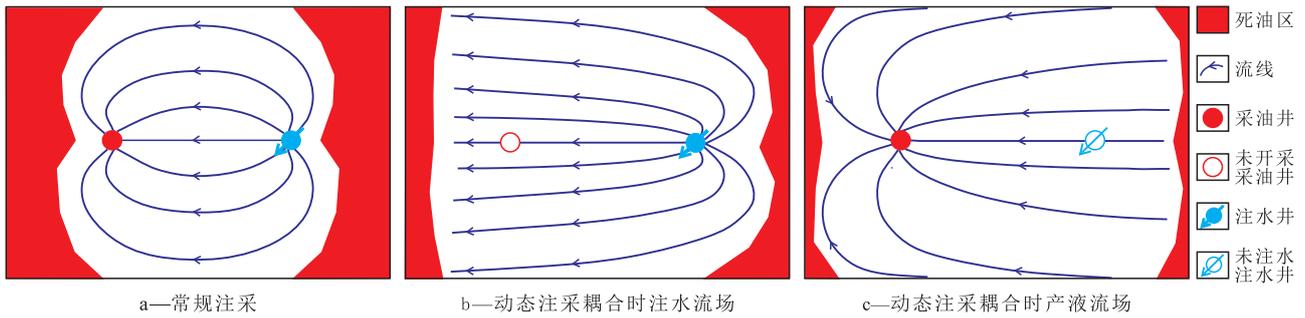


图1 常规注采与动态注采耦合流场变化示意

Fig.1 Flow fields of conventional injection-production and dynamic injection-production coupling

扩大了注水波及范围,使原来注水波及不到的区域得以驱替。然后通过只采不注,形成单一的产液流场,颠覆单一的注水流场,在采油井附近平面形成近似径向泄油,基本不存在死油区,从而提高了断块油藏剩余油的驱替效果。

2 动态注采耦合开发特征与开发适用性

以胜利油田已经成功实施动态注采耦合的典型单元X11井组为例,系统分析复杂断块油藏动态注采耦合的开发特征及开发适用性,为深化动态注采耦合提高采收率机理认识,指导动态注采耦合开发方案合理设计奠定基础。

2.1 开发特征

动态注采耦合在开发措施方案、开发动态特征及最终开发效果等方面,有其自身特征,相较于其他注采耦合类型,动态注采耦合的各项开发特征更清晰、更明确。因此,以X11井组为例进行系统梳理和全面分析。

X11井组于2011年5月起开展动态注采耦合试验,X11XN80井注水,X11C17井采油。由X11井组动态注采耦合时间(图2)可以看出:试验期间共进行了9个轮次的动态注采耦合开采,前6轮次采取先短注后长采的方式,即注水井连续注水完成后关井,采油井再开井采油。该方式下,注水时间通常为15~30 d,采油时间通常为90~180 d,采油时间远大于注水时间,1轮完整的注采耦合周期约为6个月。后3轮次采取开采后间歇注入的方式,即注水井连续注水一段时间后,采油井开井采油,采油期间注水井会间歇开井注水。该方式下,注水过程贯穿整个注采耦合周期,每次间歇注水时间通常为几天至半个月,但呈现出随着注采耦合轮次增加,注水时间增加的现象,1轮完整的注采耦合周期约为

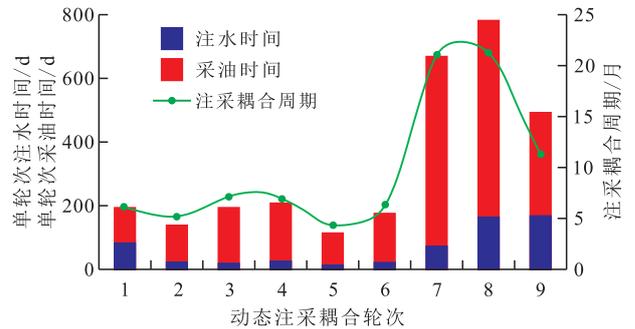


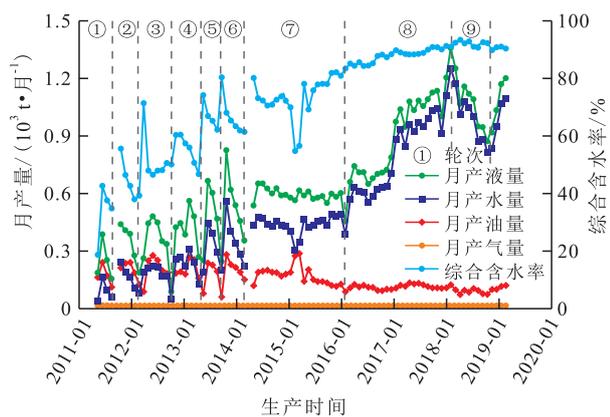
图2 X11井组动态注采耦合时间

Fig.2 Dynamic injection-production coupling time of Well Group X11

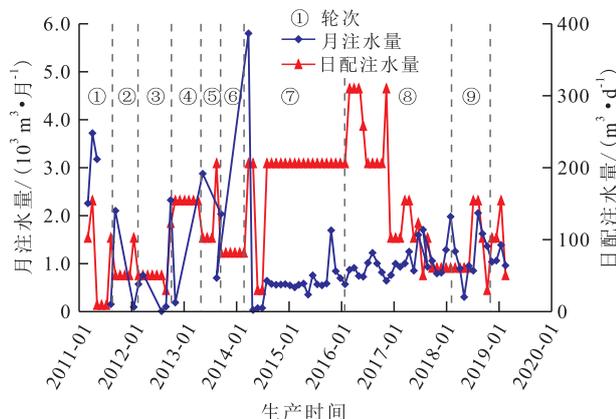
20个月。

由X11井组开发动态曲线(图3)可以看出:先短注后长采时,注水井的月注水量在短时间内变化剧烈,导致产油量呈现波浪状起伏,产水量、产液量及含水率呈现出台阶状变化,且随着轮次的增加呈现上升趋势。开采后间歇注入时,注水井的注水时间较长,采油井各项动态指标变化相对较缓,但产油量呈现缓慢下降的趋势,产水量、产液量和含水率呈现明显增大的趋势。

分析X11C17井注采耦合各轮次增油量(图4)可知:前6轮次采取先短注后长采方式时,累积用时35个月,累积增油量为4 817 t,占总累积增油量的47.6%,平均月贡献率为1.36%,各轮次月平均增油量为137.6 t/月。后3轮次采取开采后间歇注入方式时,累积用时53个月,累积增油量为5 303 t,占总累积增油量的52.4%,平均月贡献率为0.99%,各轮次月平均增油量为100.1 t/月。X11井组实施动态注采耦合期间,实现累积增油量为10 120 t。结果表明,采取先短注后长采方式时,除第1轮次增油速度较慢外,此后各轮次增油速度受注采耦合轮次次数的影响较小,因此,该方式适合多轮次开发。采取开采后间歇注入方式时,注采耦合轮次增加会导致增油能力降低,因此,该方式不太适合采用多轮次开发,建议措施轮次数以1~2次为宜。



a—X11C17井动态注采耦合期间生产动态



b—X11XN80井转注后注入动态

图3 X11井组开发动态曲线

Fig.3 Development performance curves of Well Group X11

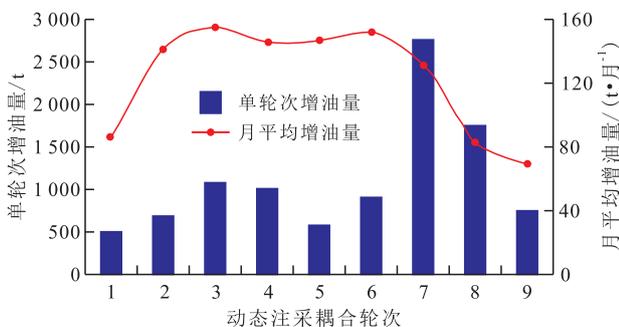


图4 X11C17井注采耦合各轮次增油量

Fig.4 Oil increment of Well X11C17 per round of injection-production coupling

2.2 开发适用性评价

X11井组所在断块油藏为发育3条断层的封闭三角形断块,含油面积小,约为0.03 km²,原油地质储量约为6.2×10⁴ t。油藏埋深为2 100~2 200 m,平均孔隙度为28%,平均渗透率为860 mD,非均质变异系数为0.59。油藏原始地层温度为85℃,原始地层压力为20.1 MPa。

断块内仅有1个注采单元X11井组,井组内含1个注采井对,井距为150 m(图5)。X11XN80井于2009年6月投产,开发初期为采油井。因产量下降快,2011年4月下旬关井,2011年5月转为注水井。

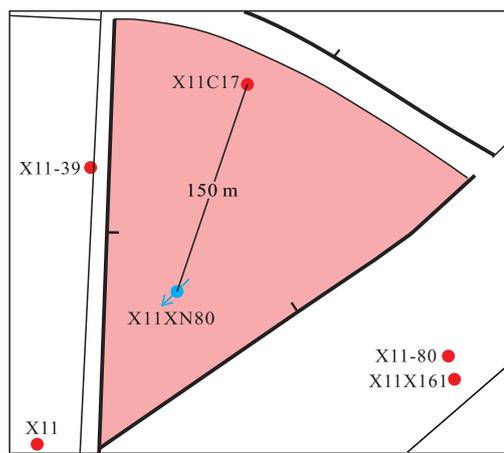


图5 动态注采耦合单元平面分布

Fig.5 Plane distributions of dynamic injection-production coupling units

X11C17井为采油井,2008年1月投产,生产比较稳定,综合含水率极低,为后期实施动态注采耦合于2011年4月关井。实施动态注采耦合措施前,X11XN80井和X11C17井的累积产油量约为0.52×10⁴ t,仅占原油地质储量的8.4%,具有较大的开发潜力和产量提升空间。

依据X11井组的油藏特征分析动态注采耦合适用性,主要包括4个方面:①X11井组所在断块含油面积小,注采井距小。此类复杂小断块油藏无法形成大面积的井网系统,只能以注采井组或注采井对的方式进行开发。在众多提高采收率技术手段中,动态注采耦合是较为理想的一种方法。同时,含油面积小会导致注采井距小,这将有助于动态注采耦合重构流场流线分布,快速实现能场协同,提高驱油效率。②X11井组所在断块发育3条断层,为全封闭三角形断块。根据动态注采耦合提高采收率的作用机理可知,动态注采耦合在开发过程中所起的主要作用是改善地层能量储放。因此,对于复杂断块油藏,断层的发育程度尤其是断块的封闭程度,将直接影响动态注采耦合改善地层能量储放的效果。全封闭断块有助于动态注采耦合期间地层能量的有效积聚和充分释放,从而确保潜力区剩余油得到充分挖潜。非封闭断块,动态注采耦合期间地层能量会外泄损失,原油驱替效率将大打折扣。③X11井组所在断块储层平均渗透率高,非均质变异系数较大。储层平均渗透率高有助于提高驱替效率,是实施动态注采耦合技术的有利条件。非均质变异系数越大,层间或层内矛盾越突出,可能形成窜流通道,不利于动态注采耦合重构流场流线分布,是实施动态注采耦合技术的不利条件。储层平均渗透率和非均质变异系数对动态注采耦合的开

发效果是相互影响和制约的。④X11井组所在断块属于常温常压系统。温压系统通常不会影响动态注采耦合的开发效果,但是常温常压系统有助于动态注采耦合正常实施,异常温压系统在开发过程中需要考虑的施工及安全因素更多,是实施动态注采耦合的不利条件。

综上所述,全封闭断块是实施动态注采耦合技术的先决条件,含油面积小、注采井距小和储层平均渗透率高是实施动态注采耦合技术的有利条件。非均质变异系数大、异常温压系统是实施动态注采耦合技术的不利条件。

通过X11井组注采耦合前的开发特征分析动态注采耦合的适用性,主要包括3个方面:①实施动态注采耦合措施前,X11井组内仅有2口采油井。在无注水井补充地层能量的情况下,外部缺少边底水提供能量补给,内部地层能量释压不足,导致X11井组所在断块无法满足2口井同时开采的需要。因此,缺少能量补给是实施动态注采耦合技术的主要原因之一。②实施动态注采耦合措施前,X11XN80井为采油井,衰竭开采半年后,地层能量不足,产量开始快速下降。该井开发周期短,开发效果差,提高采收率的潜力不大。因此,采油井开发效果差,是实施动态注采耦合技术的主要原因之一。③X11XN80井转为注水井后,一方面可以补充地层能量,另一方面可以节约新钻注水井的成本,有助于提高X11井组整体的经济效益。因此,含有注水井是实施动态注采耦合技术的必要条件,缺少能量补给和采油井开发效果差是实施动态注采耦合技术的主要原因。

3 动态注采耦合技术政策界限

3.1 主控因素分析与评价

依据动态注采耦合的开发特征,选取介入时机(含水率)、周期注入量、注水速度和采液速度作为敏感性参数进行分析和评价,明确动态注采耦合设计的关键参数。依据X11井组实际油藏地质及开发动态参数,建立油藏数值模拟模型,设计主控因素评价模拟方案。其中,介入时机取值为:含水率分别为<20%,40%,80%,90%和98%;周期注入量取值分别为2500,5000,10000,20000和40000 m³;注水速度分别为20,40,80,160和320 m³/d;采液速度分别为5,10,20,40和80 m³/d。当某项因素进行不同参数模拟时,其他因素的参数取默认值,介入时机(含水率)、周期注入量、注水速度和采液速度的

默认值分别为<20%,0.5×10⁴ m³,80 m³/d和20 m³/d。

不同介入时机下的模拟结果(图6)表明:随着介入时机的增大,阶段换油率和阶段产油量均显著降低,注水时间几乎不变。当含水率小于90%时,采液时间受介入时机影响很小;当含水率为98%时,采液时间明显减小。因此,介入时机对动态注采耦合开发效果影响较大,且介入时机越早,周期开发效果越好。

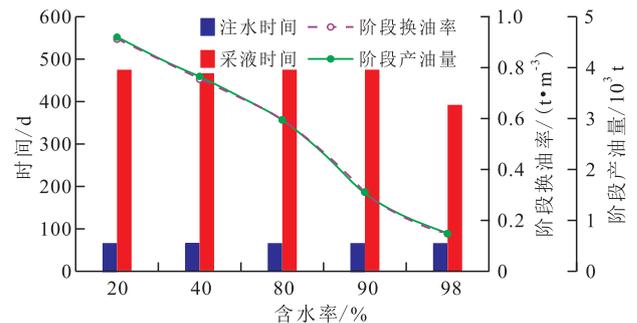


图6 不同介入时机方案模拟结果

Fig.6 Simulation results at different intervention timings

不同周期注入量下模拟结果(图7)表明:随着周期注入量的增大,阶段换油率降低,阶段产油量增大,两者变化曲线存在一个交点,该点对应的周期注入量约为4000 m³。注水时间和采液时间均受周期注入量影响,且随着周期注入量的增大,注水时间和采液时间均逐渐增大。因此,周期注入量对动态注采耦合开发效果影响较大,对特定油藏而言均存在一个最佳设计值。

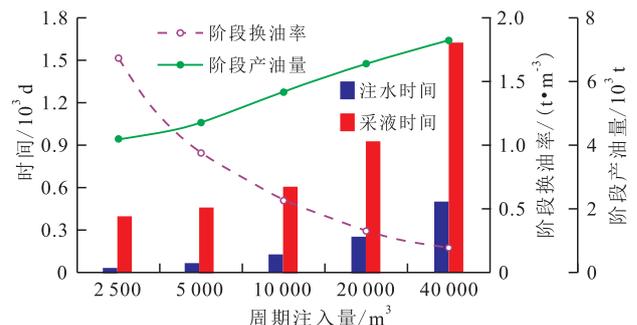


图7 不同周期注入量方案模拟结果

Fig.7 Simulation results at different periodic injection volumes

不同注水速度下的模拟结果(图8)表明:随着注水速度增大,阶段换油率和阶段产油量都略有降低。注水时间和采液时间均受注水速度的影响,随着注水速度增大,注水时间显著降低,采液时间略有降低。因此,注水速度不是开发敏感因素,但较低的注水速度开发效果稍好,这主要是毛管力作用的结果。

由不同采液速度下的模拟结果(图9)可以看出:随着采液速度增大,阶段换油率几乎不变,阶段

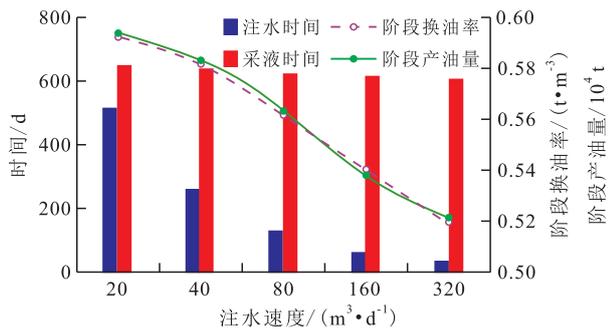


图8 不同注水速度方案模拟结果

Fig.8 Simulation results at different water injection rates

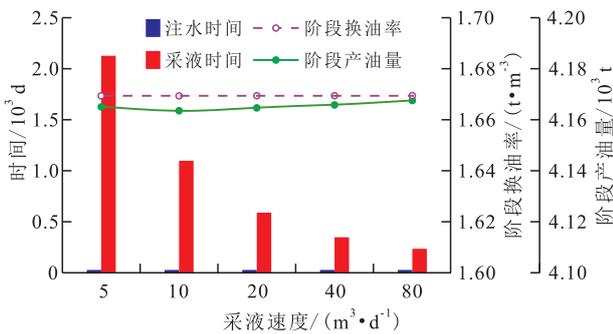


图9 不同采液速度方案模拟结果

Fig.9 Simulation results at different fluid production rates

产油量略有变化;注水时间几乎不受采液速度的影响,采液时间随着采液速度的增大显著下降。说明采液速度不是开发敏感因素,但较高的采液速度开发效果稍好,这主要是单井近井流场均衡作用的结果。

3.2 开发技术政策界限

依据动态注采耦合主控因素分析与评价结果,设计动态注采耦合的介入时机、注水井注水制度、采油井的生产制度,明确动态注采耦合设计的技术政策界限。采用多因素分析法,研究多轮次动态注采耦合不同介入时机下,周期注入量扩大系数、注水速度和采液速度的技术政策界限。以周期注入

量为 2 500 m³ 为基准,设计周期注入量扩大系数为 1.0, 1.1, 1.2 和 1.3, 其他参数取值不变,对 4 个轮次注采耦合周期的开发效果进行评价。

不同介入时机下不同周期注入量扩大系数的模拟结果(图 10)表明:介入时机对开发效果影响主要体现在产量方面,对动态注采耦合周期轮次影响较小。介入时机越早,第 1 轮动态注采耦合的开发效果越好,阶段产油量和阶段换油率显著高于后面 3 轮次开发,但后面 3 轮次开发效果差异不大。周期注入量扩大系数对开发效果的影响较小,但与注采耦合周期轮次有关,逐轮次适当增大周期注入量扩大系数,有助于提高后面轮次动态注采耦合的阶段产油量。

分析不同介入时机下周期注入量扩大系数与累积产油量和累积换油率的关系(图 11)可知:当介入时机确定时,随着周期注入量扩大系数增大,累积产油量增大,累积换油率减小。两者变化曲线存在一个交点,代表累积产油量与累积换油率存在最优平衡关系,可作为目标油藏优化周期注入量扩大系数的设计依据。介入时机对交点位置有一定影响,当含水率为小于 20% 和 40% 时,交点对应的周期注入量扩大系数约为 1.1;当含水率为 90% 时,交点对应的周期注入量扩大系数约为 1.2。由此可见,介入时机越早,则周期注入量扩大系数越小,且周期注入量扩大系数普遍大于 1.0。当 X11 井组的周期注入量基准为 2 500 m³ 时,周期注入量扩大系数取 1.1~1.2。

不同介入时机下不同注水速度的模拟结果(图 12)表明:介入时机对开发效果的影响主要体现在产量方面,对注采耦合周期轮次影响很小。介入时机越早,第 1 轮次动态注采耦合的开发效果越好,阶段产油量和阶段换油率要显著高于后面 3 轮次开

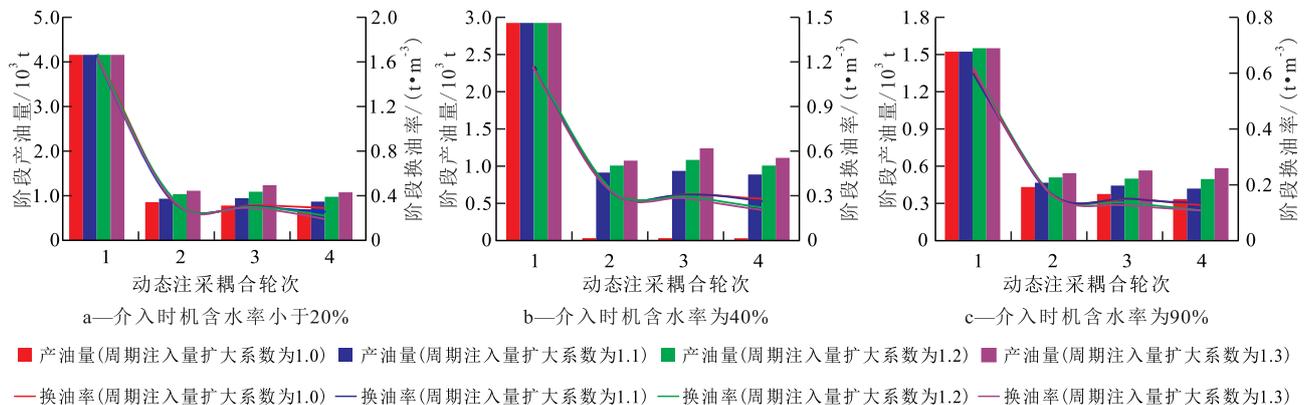


图 10 不同介入时机下周期注入量扩大系数与阶段产油量和阶段换油率的关系

Fig.10 Relationships of expansion coefficient of periodic injection volume with oil production and oil replacement ratio per stage under different intervention timings

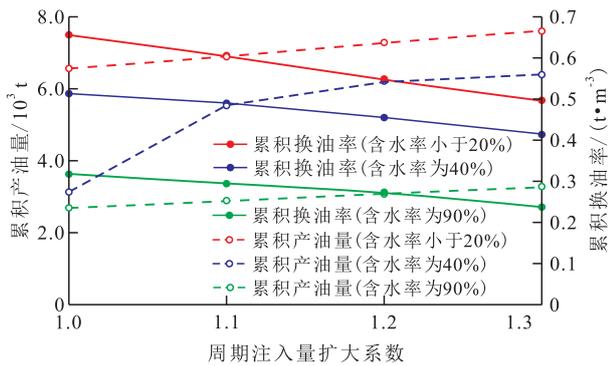


图 11 不同介入时机下周期注入量扩大系数与累积产油量和累积换油率的关系

Fig.11 Relationships of expansion coefficient of periodic injection volume with cumulative oil production and cumulative oil replacement ratio under different intervention timings

发,但后面3轮次开发效果差异不大。说明注水速度对开发效果影响较小,且受注采耦合周期轮次影响较小,适当控制注水速度,有助于提高动态注采耦合各轮次的开发效果。

由不同介入时机下注水速度与累积产油量和累积换油率的关系(图 13)可见:当介入时机确定时,累积产油量和累积换油率均随着注水速度的增大而减小;但介入时机越早,相同注水速度时的累积产油量和累积换油率越大。由此可见,注水速度对动态注采耦合开发效果有一定影响,但影响程度没有介入时机大。因此,综合考虑油藏开发期、目标采收率和地层破裂压力等因素的制约,注水速度设计优选较小值,有助于提高动态注采耦合各轮次

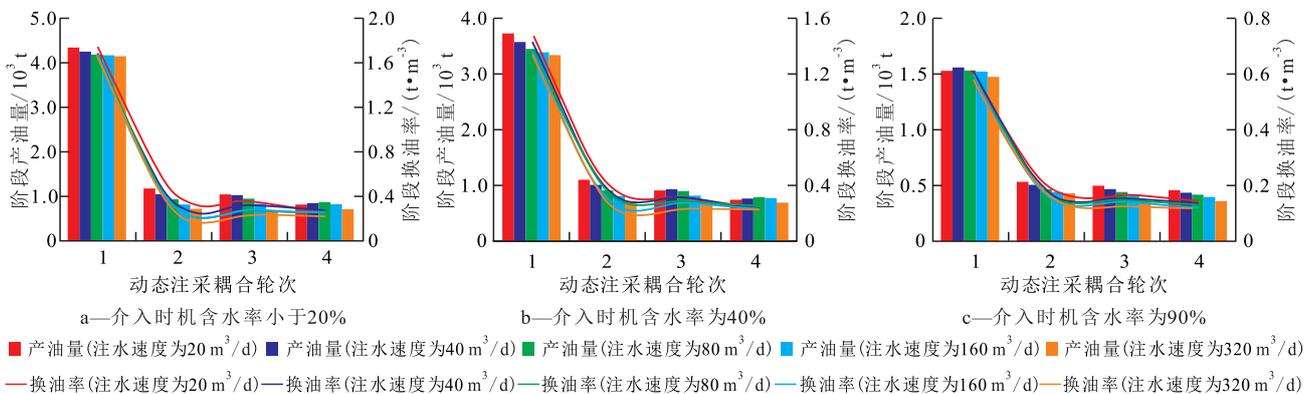


图 12 不同介入时机下注水速度与阶段产油量和阶段换油率的关系

Fig.12 Relationships of water injection rate with oil production and oil replacement ratio per stage under different intervention timings

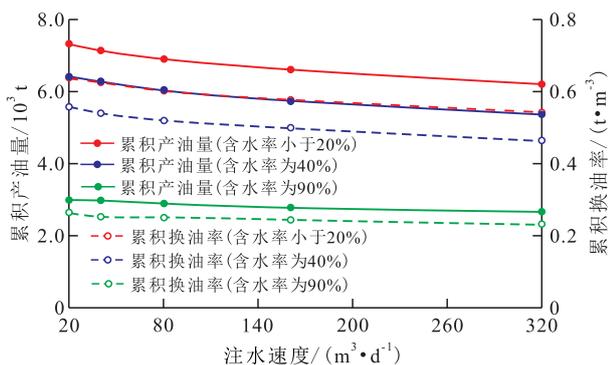


图 13 不同介入时机下注水速度与累积产油量和累积换油率的关系

Fig.13 Relationships of water injection rate with cumulative oil production and cumulative oil replacement ratio under different intervention timings

的开发效果。

不同介入时机下不同采液速度的模拟结果(图 14)表明:介入时机对开发效果的影响主要体现在产量方面,对注采耦合周期轮次影响很小。介入时机越早,第 1 轮次动态注采耦合的开发效果越好,阶段产油量和阶段换油率要显著高于后面 3 轮次开

发,但后面 3 轮次开发效果差异不大。采液速度对开发效果几乎没有影响,且不受注采耦合周期轮次影响。当介入时机较晚时,采液速度略大开发效果稍好。

分析不同介入时机下采液速度与累积产油量和累积换油率的关系(图 15)可知:当介入时机确定时,累积产油量几乎不受采液速度的影响,累积换油率受采液速度的影响也极小;但介入时机越早,相同采液速度下的累积产油量和累积换油率越大。由此可见,采液速度对动态注采耦合开发效果的影响可以忽略。综合考虑油藏开发期和目标采收率等因素的制约,采液速度设计优选较大值,有利于提高累积换油率。

4 结论

基于复杂断块油藏注采耦合开发实例,理清注采耦合开发特点及技术类型,明确动态注采耦合技术特点,提出动态注采耦合的定义,深化了动态注

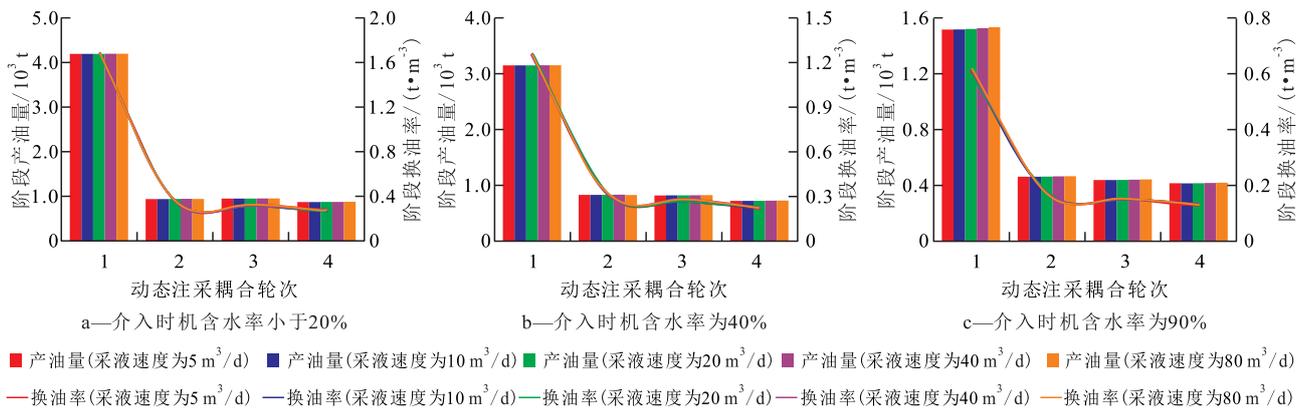


图14 不同介入时机下采液速度与阶段产油量和阶段换油率的关系

Fig.14 Relationships of oil recovery rate with oil production and oil replacement ratio in each round under different intervention timings

采耦合提高采收率机理的理论认识。

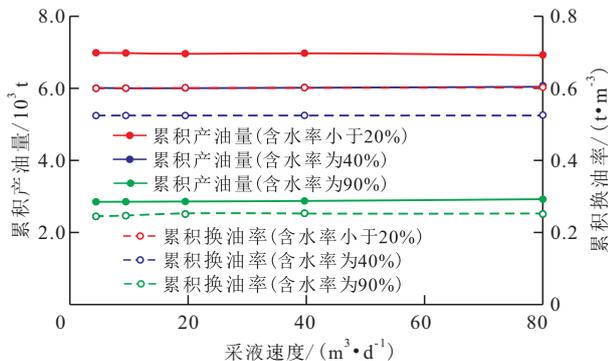


图15 不同介入时机下采液速度与累积产油量和累积换油率的关系

Fig.15 Relationships of oil recovery rate with cumulative oil production and cumulative oil replacement ratio under different intervention timings

以胜利油田实际断块典型动态注采耦合单元X11井组为例,系统分析了复杂断块油藏动态注采耦合的开发特征与开发适用性:开发特征呈现出先短注后长采和开采后间歇注入2种方式,前者适合多轮开发,后者则不适合。技术的先决条件是断块全封闭,必要条件是含有注水井,有利条件是含油面积小和注采井距小等。

依据X11井组实际数据,利用油藏数值模拟进行了动态注采耦合设计关键参数敏感性评价。介入时机和周期注入量对开发效果影响很大,注水速度和采液速度是不敏感因素,分别是毛管力作用和单井近井流场均衡作用的结果。

采用多因素分析法,设计动态注采耦合注水井注水制度、采油井生产制度,明确X11井组的动态注采耦合政策界限为:介入时机为含水率越低越好,周期注入量扩大系数取1.1~1.2,注水速度需要适当控制,采液速度可以适当提高,动态注采耦合开发

效果以第1轮注采耦合周期最为关键。

参考文献

[1] 隋春艳.不动管柱交替注采耦合技术的试验[J].石油天然气学报,2012,34(9):279-281.
SUI Chunyan. Test of alternating injection-production coupling technology of stationary string[J].Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(9): 279-281.

[2] 李宗阳,谭河清,李林祥,等.聚合物驱后期油藏注采耦合技术提高采收率研究及应用[J].油气地质与采收率,2019,26(6): 115-121.
LI Zongyang, TAN Heqing, LI Linxiang, et al. Research and application of injection-production coupling technology for enhancing oil recovery in reservoirs at later stage of polymer flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6): 115-121.

[3] 赵北辰.断块油藏水驱油注采耦合机理及参数优化[D].北京:中国地质大学(北京),2020.
ZHAO Beichen. Coupling mechanism and parameter optimization of water-drive injection-production in fault block reservoirs [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2020.

[4] 王瑞,袁士宝,王建,等.复杂断块油藏注采耦合技术提高采收率机理[J].大庆石油地质与开发,2018,37(6):38-42.
WANG Rui, YUAN Shibao, WANG Jian, et al. Mechanism of the injection-production coupling technique for complex fault-block oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(6): 38-42.

[5] 王瑞.复杂断块油藏注采耦合技术提高原油采收率的力学机制研究[J].中国科技论文,2020,15(1):60-66.
WANG Rui. Mechanical mechanism of the injection-production coupling technique for complex fault-block oil reservoirs [J]. China Sciencepaper, 2020, 15(1): 60-66.

[6] 宋力.注采耦合技术提高采收率机理研究[J].石化技术,2019,26(5):91-92.
SONG Li. Study on mechanism of enhanced oil recovery by injection-production coupling technology [J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(5): 91-92.

- [7] 王建.注采耦合技术提高复杂断块油藏水驱采收率——以临盘油田小断块油藏为例[J].油气地质与采收率,2013,20(3):89-91.
WANG Jian. Research on unstable injection-production to improve oil recovery in complicated fault block of Shengli oilfield—case study of fault block oil reservoirs in Linpan oilfield[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2013,20(3):89-91.
- [8] 徐莎,乐平,柳敏,等.注采耦合技术提高构造-岩性油藏开发效果[J].特种油气藏,2016,23(3):110-112.
XU Sha, LE Ping, LIU Min, et al. Injection-production coupling technique for improving the development performance of structural-lithological reservoir [J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3):110-112.
- [9] 武毅,石利华,阴艳芳,等.辽河油田注水开发技术与实践[J].特种油气藏,2020,27(6):40-46.
WU Yi, SHI Lihua, YIN Yanfang, et al. Technologies and practice of water-flooding development in Liaohe oilfield [J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2020,27(6):40-46.
- [10] 万绪新,谢广龙,丁余刚.胜利油田难动用石油储量地质工程一体化探索[J].中国石油勘探,2020,25(2):43-50.
WAN Xuxin, XIE Guanglong, DING Yugang. Exploration on geology-engineering integration of hard-to-recover reserves in Shengli Oilfield[J].China Petroleum Exploration, 2020,25(2):43-50.
- [11] 孙志刚,杨海博,张红欣,等.断块油藏注采耦合物理模拟实验[J].石油地质与工程,2019,33(3):68-70.
SUN Zhigang, YANG Haibo, ZHANG Hongxin, et al. Physical simulation experiment of injection-production coupling [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019,33(3):68-70.
- [12] 孙志刚,杨海博,杨勇,等.注采交替提高采收率物理模拟实验[J].断块油气田,2019,26(1):88-92.
SUN Zhigang, YANG Haibo, YANG Yong, et al. Physical simulation experiment by alternation of injection and production to improve oil recovery [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(1):88-92.
- [13] 敬豪,张广东,孙大龙,等.注水倍数对储层微观孔隙结构影响实验研究[J].石油实验地质,2020,42(6):1 041-1 046.
JING Hao, ZHANG Guangdong, SUN Dalong, et al. The influence of water flooding multiples on reservoir micro pore structure [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020,42(6):1 041-1 046.
- [14] 赵国忠,尹芝林,匡铁,等.大庆油田水驱油藏模拟特色技术[J].大庆石油地质与开发,2019,38(5):204-212.
ZHAO Guozhong, YIN Zhilin, KUANG Tie, et al. Characteristic simulating techniques of the water flooded reservoirs in Daqing Oilfield [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019,38(5):204-212.
- [15] 房平亮,冉启全,鞠斌山,等.致密砂岩油藏注采开发流固耦合数值模拟[J].特种油气藏,2017,24(3):76-80.
FANG Pingliang, RAN Qiquan, JU Binshan, et al. Fluid-solid coupling numerical simulation of injection-production development of tight sandstone reservoirs [J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2017,24(3):76-80.
- [16] 邹桂丽,袁成武,李祥珠,等.高含水油藏整体注采耦合参数优化方法[J].石油化工应用,2017,36(6):28-33,50.
ZOU Guili, YUAN Chengwu, LI Xiangzhu, et al. Optimization method for coupling injection production in high water cut reservoir [J].Petrochemical Industry Application, 2017,36(6):28-33, 50.
- [17] 宋志超.极复杂断块油藏层间注采耦合技术优化研究[J].石化技术,2018,25(1):145-146.
SONG Zhichao. Study on policy optimization of interlayer unstable injection-production technology for extremely fault block reservoirs [J].Petrochemical Industry Technology, 2018, 25(1): 145-146.
- [18] 崔传智,高敏,张戈,等.注采耦合挖潜断层夹角区剩余油效果与优化[J].中国科技论文,2018,13(23):2 648-2 653.
CUI Chuazhi, GAO Min, ZHANG Ge, et al. Effect and optimization of residual oil with injection-production coupling technique in the fault angle area [J].China Sciencepaper, 2018, 13(23): 2 648-2 653.
- [19] 刘文涛,陈旭,孙致学,等.砾岩油藏聚合物驱注采耦合调控方法及参数优化[J].石油钻采工艺,2020,42(3):356-362.
LIU Wentao, CHEN Xu, SUN Zhixue, et al. Injection-production coupling control method for polymer flooding of conglomerate oil reservoir and its parameter optimization [J].Oil Drilling & Production Technology, 2020,42(3):356-362.
- [20] 尹思琪.开展注采耦合先导试验,改善断块-岩性油藏开发效果[J].石油和化工设备,2016,19(1):76-77.
YIN Siqi. Injection-production coupling pilot test to improve development effect of fault block lithological reservoir [J].Petro & Chemical Equipment, 2016, 19(1):76-77.

编辑 常迎梅