

基于含水规律的水平井环空阻流控水防砂技术应用研究

钟洪娇,王 涛,胡泽根,张斌斌,田 苗
(中海油田服务股份有限公司,天津 300459)

摘要:水平井是渤海Q油田开发后期的主力井型,但水平井进入高水期后,控水、防砂难度大。近年来,渤海油田先后采用了变密度筛管、中心管等技术来控水,但效果欠佳,为此提出了环空阻流控水技术。该技术能实现精细分段控水,鉴于此技术的控水原理,对渤海Q油田的180口水平井进行数据统计分析,归纳总结出油田中水平井含水上升规律和水平段出水类型,确定控水防砂效果评价指标 $\Delta R/\Delta f_w$ (产油效率),利用灰色关联确定其主控因素,在此基础上制定适宜该项技术的选井原则,为技术成功实施奠定基础。在渤海Q油田,应用该技术对3口水平井进行了控水防砂措施,效果显著。现场实践证明,该技术控水、防砂效果显著,该技术以及选井原则具有推广应用价值。

关键词:环空阻流控水技术;水平井;含水上升规律;出水类型;选井原则

中图分类号:TE355 文献标志码:A

Application of water and sand control technology in horizontal well annulus blocking flow based on water-cut law

ZHONG Hongjiao, WANG Tao, HU Zegen, ZHANG Binbin, TIAN Miao
(China Oilfield Service Limited, Tianjin 300459, China)

Abstract: Horizontal wells are the main well type in the late development of Bohai Q Oilfield, but it is difficult to control water and sand after horizontal wells enter the high water-cut stage. In recent years, the technologies such as variable-density screen tubes, central pipes have been adopted to control water in Bohai Oilfield, but the effect is not good. Therefore, an annulus blocking flow control water technology is proposed, which can realize fine segmented water control. According to the water control principle of this technique, it was carried out the data statistical analysis of 180 horizontal wells in Q Oilfield, and it was summarized the laws of water-cut rising and the types of water production in the horizontal section. And then it was determined the water and sand control effect evaluation index ($\Delta R/\Delta f_w$, oil production efficiency). Using gray correlation, the main control factors were determined. On this basis, it was formed the well selection principle suitable for this technology, which lays the foundation for the successful implementation of the technology. In Bohai Q Oilfield, this technology was applied in 3 horizontal wells for water and sand control, and the effect was remarkable. The field application confirms that the technology has significant effects on water and sand control, and the technology and the principle of well selection have broad application value.

Key words: water control technology of annular blocking flow; horizontal well; water cut rise law; watered out type; well selection principle

与定向井相比,水平井因其泄油面积大、产能高等优势在各类油藏开发中得到了广泛应用,但对于疏松砂岩油藏,底水或注入水一旦突破,随之而来的就是高含水、出砂两大问题,水平井的控水、防砂难度较大,从而影响着油田整体采收率的提高。近年来,随着技术的发展,渤海油田先后采用了变密度筛管、中心管等技术来控水,但措施效果整体呈现控水成本高、有效期短、成功率低的特点^[1],因此需要一种更有效的控水技术。

1 渤海Q油田地质油藏开发特征

渤海Q油田构造是在前第三系古隆起背景上发育并被断层复杂化的披覆构造,整个构造呈埋藏浅,幅度低,规模大,断层发育和局部圈闭多等特

收稿日期:2021-07-26;改回日期:2021-09-03。

第一作者简介:钟洪娇(1986—),女,工程师,主要从事油藏研究工作。E-mail:zhonghj4@cosl.com.cn。

点。油田油藏类型包括:岩性构造油藏、构造岩性油藏和底水油藏,从储层特征上看,属于高孔高渗油藏。储层主要发育河流相沉积,油藏的能量来源包括边底水和注入水。

该油田水平井开发过程中边底水及注入水突破速度快,截至2021年7月,油田综合含水94%(图1),180口水平井综合含水95%。老井高含水、新井投产含水上升快(图2),且伴随出砂。

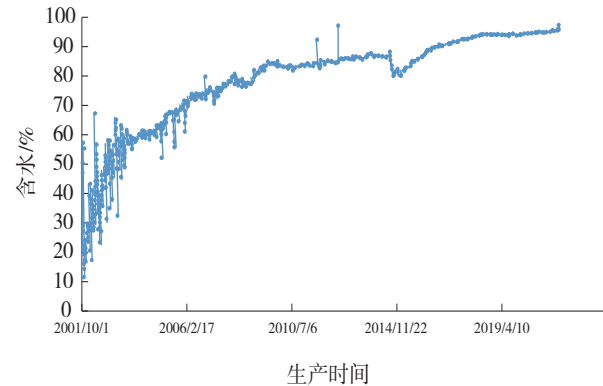


图1 渤海Q油田含水上升曲线

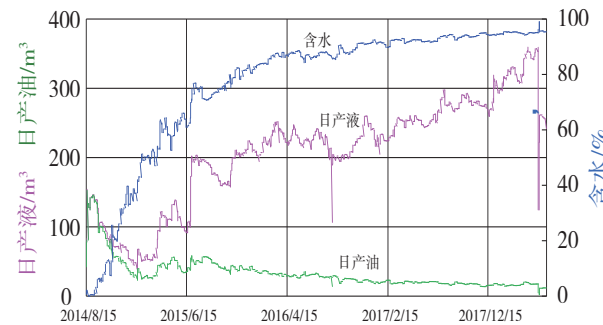


图2 渤海Q油田A1H井生产曲线

2 环空阻流控水技术的提出

目前国内各大油田常用的堵水方法主要有机械堵水和化学堵水两大类。机械堵水主要通过在高渗带下入桥塞封隔器、打入水泥塞等方法实现堵水;化学堵水则通过在高产带打入冻胶等封堵剂进行堵水。现场实践表明这两类堵水方法在特定的地层条件下有效,但是都有相应的局限性^[2]。随着油田中剩余油分布的复杂性,水平井出水点、出水段存在不确定性,导致水平井控水的难度加大,因此急需一种新的控水方法来实现水平井的精细分段控水。

环空阻流控水技术的基本实施方式是在水平段下入不同控水强度的控水装置,控水装置协同作用,在不影响油的径向流动的前提下控制流体产生

环空水窜,抑制高含水段的产液量,增加低含水水段的产液量,从而实现精细化分段控水,最终实现水平段的整体均衡动用。

3 Q油田水平井出水特征及选井原则

3.1 出水原因分析

水平井出水主要有底水脊进和高渗带窜流两种类型^[3]。在对底水油藏进行开发时,底水油藏中会出现油水界面发生变形上升的现象,在直井中我们称之为底水锥进。在水平井中,Chaperon和Karcher等人把这种现象称为“水脊”,即称为水平井的底水脊进。油藏在长期注水开发过程中,受到油藏边界、地层倾角、储层非均质性和油水黏度差等因素的影响,造成油水井之间某些储层产生一区域,该区域渗透率升高及含水饱和度增大,使得水的渗流能力强,注入水沿着这一区域发生窜流,这种现象叫做高渗带窜流。这两种出水类型均会造成水平井出水的复杂性。

3.2 出水类型诊断

目前,水平井在渤海油田的开发中占据重要地位^[4-7],因此,准确认识海上油田水平井含水上升规律及水平段出水类型,是后期制定控水措施的基础。统计180口水平井含水率随时间的变化曲线,总结了渤海Q油田水平井的含水上升模式,主要包括三种:凹型、凸型和直线型。又因油藏的非均质性、水平井跟趾效应等因素的影响,水平段供液剖面通常是不均衡的,通过统计水平井水油比和水油比导数曲线变化,根据出水位置在水平段上的分布,渤海Q油田水平井出水类型可分为点状见水局部水淹、多点见水整体水淹和线状见水整体水淹,形成渤海Q油田水平井含水上升规律模版(表1),为环空阻流控水技术提供油藏支持。

3.3 评价指标及选井原则

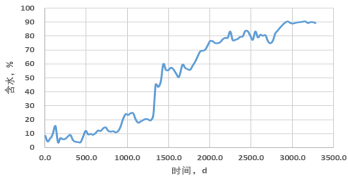
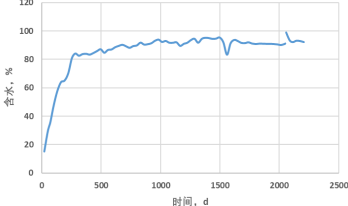
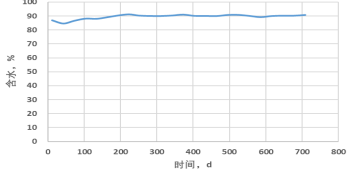
基于该工艺精细化分段控水以及控水过程中损耗附加压降的控水原理,首先提出环空阻流控水防砂工艺的选井必要条件,其次确定影响水平井开发效果的主控因素。

(1)环空阻流控水防砂工艺的选井必要条件:

a.点状见水局部水淹的见水模式(必要条件):

基于以上对水平井出水机理的研究,结合环空阻流控水技术的控水原理,决定了点状见水局部水淹模式的水平井是适用该项技术的首要、必要条件;

表 1 水平井含水上升规律模板

含水上升模式	出水类型	含水变化曲线	主要生产特征
凹型	多点或线状见水 整体水淹		1. 中低含水期含水上升缓慢,主要采油期为中低含水期,中低含水阶段累产油量占油井总产量的65%左右,高含水阶段占油井总产量的32%。 2. 主要生产特征:前期水线推进较均匀,后期呈现水平段整体水淹。
凸型	点状见水局部 水淹		1. 没有无水采油期,中低含水期较短、含水上升较快,主要产油期为高含水期及特高含水期,占油井总产量的70%左右。 2. 单点或多点突破,含水快速上升,水平段动用不均衡。
直线型	线状见水整体 水淹		1. 生产过程中无中低含水期,投产后含水迅速上升到高含水,主要采油期为高含水及特高含水期,占油井总产量的90%左右。 2. 水平段大段整体水淹。

b. 地层能量充足,井底流压大于5 MPa(必要条件):分析历史实施井,发现油井在实施环空阻流控水技术后,生产压差会提高1.0~4.5 MPa,采液指数会较同井措施前或邻井低,这是因为该技术在控水过程中会有一定的附加压降,故要求所选油井所在井区地层必须能量充足、有适当的井底流压,以满足控水技术的附加压降以及控水后的提液要求。

(2)确定影响水平井开发效果的主控因素:
对水平井开发效果的评价主要考虑阶段生产动态,反映阶段生产动态的指标包括:日产油量、月产油量、含水率降幅、阶段累产油量、阶段累计水油比、产油效率($\Delta R/\Delta f_w$)。综合考虑,确定使用多因素组合指标 $\Delta R/\Delta f_w$ 作为水平井控水防砂的评价指标。利用单因素分析法,对影响产油效率的地质因素和开发因素逐项分析,最终选取与该指标相关性较好的6项因素,其中地质因素包括:泥质含量、原油黏度、渗透率、避水高度、距边水距离;开发因素为井区剩余可采储量。对已实施环空阻流控水技术的水平井,利用灰色关联法^[8]对6项影响因素进行关联系数计算,最后得出各个因素的关联度排序(表2),确定水平井产油效率的三大主控因素是井区剩余可采储量、泥质含量和原油黏度。

表 2 水平井产油效率主控因素关联度排序

主控因素	关联度	关联度排序
剩余可采储量	0.752 7	1
泥质含量	0.689 9	2
原油黏度	0.640 3	3
渗透率	0.6	4
避水高度	0.597 2	5
距边水距离	0.526 9	6

根据该工艺的控水原理及水平井产油效率的主控因素分析,归纳总结出Q油田环空阻流控水防砂技术的选井原则:

- (1)点状见水局部水淹的见水模式;
 - (2)地层能量充足,井底流压大于5 MPa;
 - (3)井区剩余油相对富集,根据油田目前的采收率及井控储量,推测剩余可采储量应大于 5×10^4 m³,目标井井区采出程度低、剩余油富集是实施该项控水技术的物质保障;
 - (4)水平井有一定的避水高度(针对渤海Q油田不低于7 m)。
 - (5)泥质含量低(针对渤海Q油田泥质含量不高于20%)、地下原油黏度不能太高(针对渤海Q油田地下原油黏度需不高于200 mPa·s);
- 根据以上选井原则,将点状见水局部水淹的见水模式、井区剩余可采储量、井底流压、避水高度、

泥质含量和原油黏度作为选井指标,形成渤海 Q 油田环空阻流控水防砂技术选井原则(见图 3)。实施该控水防砂工艺时,需按照选井原则对所需指标进行数据统计,选取符合条件的油井。

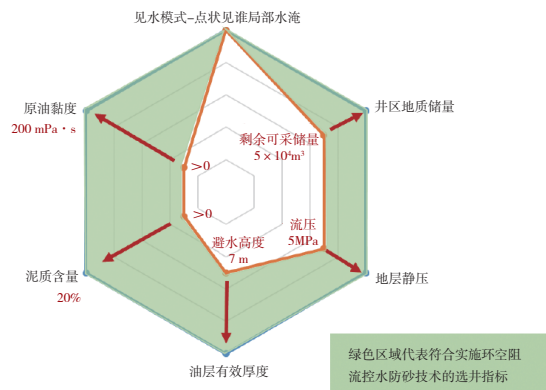


图 3 渤海 Q 油田环空阻流控水防砂技术选井原则

4 现场应用及效果分析

依据以上选井原则,针对渤海 Q 油田的 20 口高含水水平井(平均含水 97%),第一步,按照选井原

则对 20 口井相关指标进行数据统计,根据选井原则选取符合条件的油井;第二步,对各指标进行无量纲化,再利用专家打分法来确定各参数的权重,最后计算综合指标(参数指标×参数权重),对综合指标进行排序,优选排名靠前的油井作为实施对象。最后优选出 Q 油田三口高含水且出砂水平井(见表 3)实施环空阻流控水技术。截至目前三口井均取得了较好的控水、防砂的效果。

A1H 井采用 40/70 目控水筛管进行整体控水防砂作业,2020 年 5 月 16 日作业完投产后,无封隔颗粒产出,生产平稳。2020 年 7 月 15 日该井控水效果呈现最佳,达到最大增油量,日产液 329.23 m³,日产油 33.92 m³,含水 89.7%,流压 4.52 MPa,含水较作业前下降 7.9%,日增油量达 25.6 m³,是控水前的 3 倍,控水增油效果显著;目前日产液 439.6 m³,日产油 22.14 m³,含水 94.96%,流压 1.73 MPa,生产压差 8.17 MPa,较作业前日增液量 92.6 m³,日增油量 13.83 m³,含水下降 2.64%,累增油达 7 902 m³,平均日增油达 17 m³,至今无出砂现象(见图 4)。

表 3 渤海 Q 油田已实施环空阻流控水技术水平井数据统计

井号	出水类型	井区剩余可采储量/ 10 ⁴ m ³	泥质含量/%	避水高度/ m	距边水 距离/m	地下原油黏度/mP.s	平均渗透率/10 ⁻³ μm ²	控水前生产情况			
								产液/ (m ³ ·d ⁻¹)	产油/ (m ³ ·d ⁻¹)	含水/ %	井底流压/ MPa
A1H	点状见水局部水淹	6.2	8.6	8.6	400	102	2 532	341	8.3	97.6	9.57
A2H	点状见水局部水淹	5.2	9.8	无底水	450	190	2 838	527	14.8	97.2	8.69
A3H	点状见水局部水淹	5.3	7.7	无底水	>1 000	74	4 603	427	34.5	91.9	5.75

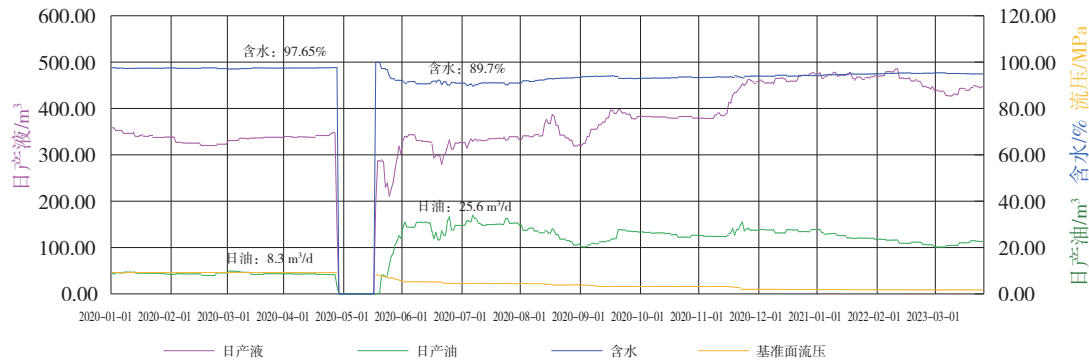


图 4 A1H 井生产数据曲线

5 结论

基于 Q 油田 180 口水平井的实际生产数据,总

结归纳了该油田水平井含水上升模式及水平段出水类型,形成渤海 Q 油田含水上升规律下的水平井
(下转第 111 页)

- 价及现场试验[J].天然气工业,2004,24(6):61-63.
- [7] 方行,向丽,屈静,等.新型延迟自生热增压泡沫压裂液研究[J].特种油气藏,2011,18(5):108-110.
- [8] 刘徐慧,杨东梅,王文耀,等.新型自生热类泡沫压裂液体系[J].钻井液与完井液,2012,29(3):71-73.
- [9] 李凯,任强,何东,等.金县1-1油田解堵工艺研究[J].精细与专用化学品,2020,28(3):20-24.
- [10] 刘贵宾,侯继常,孙群,等.浅谈自生热压裂技术的试验应用[J].油气井测试,2007,16(6):46-48.
- [11] 熊波,徐敏杰,王丽伟,等.清洁自生热压裂液技术与实验方法[J].钻井液与完井液,2016,33(1):118-121.
- [12] 郑克祥,怡宝安,袁文义,等.稠油储层自生热低伤害碱性压裂改造技术[J].石油天然气学报,2010,32(4):298-300,317,433.
- [13] 张坤,鲁克英,冯彩琴,等.高凝油油藏自生热压裂液技术在河南油田的应用[J].石油天然气学报,2010,32(2):324-326.
- [14] 彭轩,刘蜀知,刘福健.针对高凝油油藏的自生热压裂技术[J].特种油气藏,2003,10(2):80-81,97.
- [15] 于尚.低压气田暂堵及自解堵体系研究[D].成都:西南石油大学,2018.
- [16] 田初明,刘华伟,周薛,等.海上油田稠油井自生热复合解堵工艺研究[J].天津科技,2017,44(2):69-72.
- [17] 张绍彬,谭明文,钟水清,等.自升温升压新型压裂液在洛带气田浅层气藏的应用研究[J].钻采工艺,2003,26(6):23-25.
- [18] 何兴贵.自生热类泡沫压裂液在川西地区J3p气藏的应用[J].天然气工业,2008,28(9):86-88.
- [19] 付建民,马英文,苏延辉,等.自生热气、酸复合解堵技术在金县1-1油田水平井的应用[J].石油钻采工艺,2013,35(3):105-107.
- [20] ZHANG K S, ZHAO Z F, TANG M R, et al. A new type of experimentally proposed in situ heat/gas clean foam fracturing fluid system [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2020, 10(8): 3419-3436.
- [21] MAO X Y, LI N Y, CHEN F, et al. Study on the practice of downhole dewaxing by in situ generated heat [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production, 2021, 11:1943-1961.
- [22] 雷明,战永平,罗明良,等.化学自生热/气增产技术研究进展与应用[C]//2020油气田勘探与开发国际会议论文集,成都:西安石油大学,2020:876-887.
- [23] 沈秀伦,蒋官澄,李新亮,等.自生热体系对压裂液破胶性能的影响[J/OL].油田化学:1-11(2021-08-24)[2021-09-13].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1292.TE.20210824.1058.004.html>.

(编辑 韩枫)

(上接第105页)

出水类型诊断图版,为后续环空阻流控水技术的实施奠定了技术基础。

基于Q油田形成的选井原则指导了该项控水防砂技术对水平井的优选,同时为油田后续实施该控水技术提供了方向性指导。

环空阻流控水技术能实现水平井精细化分段控水,通过现场应用实践,证明该技术控水、防砂效果显著,具有广阔的推广前景。

参考文献:

- [1] 李进,龚宁,徐刚,等.渤海油田水平井出水规律特征及影响因素[J].断块油气田,2019,26(1):80-83.
- [2] 周波.QX油田控水工艺研究[D].成都:西南石油大学,2015.
- [3] 王嘉淮,刘延强,杨振杰,等.水平井出水机理研究进展[J].特种油气藏,2010,17(1):6-11,121.
- [4] 张林.底水油藏水平井分段完井控水优化研究[D].成都:西南石油大学,2012.
- [5] 龚宁,李进,陈娜,等.渤海油田水平井出水特征及控水效果评价方法[J].特种油气藏,2019,26(5):147-152.
- [6] 龙明,何新容,王美楠,等.渤海底水油藏水平井合理生产能力研究[J].天然气与石油,2018,36(4):79-85.
- [7] 朱迎辉,廖意,陈维华,等.ICD控水技术应用效果评价方法对比与研究[C]//2018油气田勘探与开发国际会议(IFEDC 2018)论文集,西安:西安华线网络信息服务有限公司,2018:2846-2852.
- [8] 崔传智.水平井产能预测的方法研究[D].北京:中国地质大学(北京),2005.

(编辑 韩枫)