

引用格式: 闫建丽, 颜冠山, 谷志猛, 等. 渤海J油田高含水后期压裂井选井选层研究及应用[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(5): 736-743.

YAN Jianli, YAN Guanshan, GU Zhimeng, et al. Selection of fracturing wells and layers of Bohai J Oil Field in the late stage of high water cut and its application[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(5): 736-743.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.05.011

渤海J油田高含水后期压裂井选井选层研究及应用

闫建丽, 颜冠山, 谷志猛, 别梦君, 张振杰

(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)

摘要: 针对海上聚驱油田高含水后期剩余油分布复杂及油井压裂选井、选层难度大等问题, 综合运用改进后的无因次产液指数计算方法评价油井产液能力, 分析了聚驱后油井合理产液变化规律, 进而选择无因次产液指数下降幅度大于30%的亟须治理的油井; 结合储层精细分析、剩余油精细刻画, 进行了高含水后期油藏驱替倍数量化表征和分级评价, 有效量化了各层的剩余潜力, 建立了渤海J油田高含水后期压裂措施的合理选井、选层的方法和量化依据, 保障了海上压裂技术的增油效果。矿场实践表明, 该技术方法合理有效, 压裂措施实施后单井日增油可达14~42 t, 增油效果显著, 可为类似处于高含水后期的油田的压裂措施选择及产能改造潜力评价提供借鉴。

关键词: 压裂; 高含水后期; 选井选层; 聚合物驱; 渤海

中图分类号: TE345

文献标识码: A

Selection of fracturing wells and layers of Bohai J Oil Field in the late stage of high water cut and its application

YAN Jianli, YAN Guanshan, GU Zhimeng, BIE Mengjun, ZHANG Zhenjie

(Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC Limited, Tianjin 300459, China)

Abstract: After the long-term water and polymer flooding, the remaining oil distribution in the late stage of high water cut is complex, and it is difficult to select fracturing wells and layers. In order to solve these problems, an improved calculation method of the dimensionless liquid production index for wells in polymer flooding oilfields is proposed to evaluate the production capability and changes, then the wells that the dimensionless liquid production index dropped more than 30% are selected. At the same time, combined with the fine geology and reservoir analysis, the quantitative characterization of displacement multiple in the late stage of high water cut is studied and the remaining oil for each layer is evaluated. At last, the method of selecting fracturing well and layer in Bohai J Oil Field is established. Field applications showed that this method was reasonable and effective, the oil production incremental for each well after fracturing is about 14 to 42 tons. It can also provide reference for the selection of fracturing measures and the evaluation of well stimulation potential of similar oilfields in the late stage of high water cut.

Keywords: fracturing, late stage of high water cut, well and layer selection, polymer flooding, Bohai

渤海J油田经历了长期的水驱、聚驱开发, 目前已进入高含水、高采出程度开发阶段, 单井含水普遍高于90%。受储层非均质性、层间差异、驱替差异性等多种因素综合影响, 剩余油分布越来越复杂, 常规

的开发调整增油措施效果越来越弱。受海洋环境和平台空间限制, 长期以来大型压裂技术在海上平台难以实施, 目前压裂增产措施开始逐步在海上油藏中应用^[1-3]。然而, 随着油藏进入高含水后期, 往往在

收稿日期: 2021-05-13。

第一作者简介: 闫建丽(1981—), 女, 硕士, 高级工程师, 从事油气田开发工作。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。E-mail: yanjl2@cnooc.com.cn

基金项目: 中海石油(中国)有限公司综合科研项目“渤海双高油田挖潜关键技术研究”(YXKY-2018-TJ-04)。

地下已经形成了较为复杂的高水淹通道,压裂措施实施时则需要尽量避免与这类通道沟通,否则极易造成压裂后油井含水的快速上升,严重影响压裂增产效果^[4-6]。为了充分挖掘油田潜力,提高压裂措施效果,在高含水后期不仅需要全面了解油水井的生产动态变化,更需要精细研究剩余油分布及储层改造潜力^[7-9]。立足于海上油田矿场实际,首先利用改进后的无因次产液指数评价油井产液能力,分析聚驱后油井合理产液变化规律,对比单井无因次产液指数下降幅度,进而选择亟需治理的油井;再充分应用精细地质研究成果和数值模拟技术,评价各小层储层改造、挖潜潜力,同时特别加强高含水后期驱替倍数量化表征和评价;最后建立适合油田压裂措施的合理选井、选层量化依据,有效指导了油田高含水后期挖潜,提高了压裂措施成功率,获得了良好的经济效益。

1 压裂井选井、选层研究

1.1 单井产液变化特征

大量的聚合物驱替矿场试验表明,在注聚开发油田中后期会普遍出现油井产液能力下降^[10-13],但由于油田类型、驱替强度、下降幅度不同,同一油田的不同井亦有差异。渤海J油田在长期的聚驱开发过程中,大量的油井出现了不同程度的产液下降,严重影响了油田开发效果。加强聚驱阶段油井的合理产液能力变化规律,可以为矿场产液下降异常油井的原因分析及后续工艺措施提供理论依据。

无因次产液指数是表征油井产液能力的重要参数,是评价不同含水率时油井产液能力的指标之一。常规水驱的无因次产液指数计算公式如下:

$$J_L = \frac{q_o + q_w}{Q_0} = \frac{k_{ro}(S_w)/\mu_o + k_{rw}(S_w)/\mu_w}{k_{ro}(S_{wc})/\mu_o} \quad (1)$$

式中: q_o 为油相流量, m^3/d ; q_w 为水相流量, m^3/d ; Q_0 为初始产量, m^3/d ; $k_{ro}(S_w)$ 为含水饱和度 S_w 下的油相相对渗透率; $k_{rw}(S_w)$ 为含水饱和度 S_w 下的水相相对渗透率; $k_{ro}(S_{wc})$ 为油相最大相对渗透率; μ_o 为油相黏度, $mPa \cdot s$; μ_w 为水相黏度, $mPa \cdot s$ 。

对于水驱阶段,将油和水看成一种混合物,油水的相对流度合并为:

$$\lambda_r = \frac{k_{ro}(S_w)}{\mu_o} + \frac{k_{rw}(S_w)}{\mu_w} \quad (2)$$

以油水相的相对渗透率为权重的混合加权平均黏度被称为视黏度 λ_r^{-1} ,对 λ_r^{-1} 在 $0 \sim L$ 范围内进行积分,水驱阶段无因次产液指数^[14]:

$$J_L = \frac{L\mu_o/k_{ro}(S_w)}{\int_0^L \lambda_r^{-1} dx} \quad (3)$$

式中: L 为注水端与采出端的距离, m 。

对于聚驱阶段,将地层中油水视黏度、聚合物驱阶段的总的视黏度采用注入聚合物体积数进行加权平均,可得到聚合物驱阶段的视黏度^[15]:

$$\lambda_p^{-1} = (1 - V_p) \times \lambda_r^{-1} + V_p \times \frac{\mu_p}{k_{rw}(S_w)} \quad (4)$$

式中: μ_p 为聚合物溶液地下工作黏度, $mPa \cdot s$; V_p 为聚合物注入孔隙体积倍数。

因此,聚驱阶段的无因次产液指数的计算公式为:

$$J_L = \frac{\mu_o/k_{ro}(S_w)}{(1 - V_p) \times \int_0^L \lambda_r^{-1} dx/L + V_p \times \frac{\mu_p}{k_{rw}(S_w)}} \quad (5)$$

利用上述积分的方法,计算J油田聚驱阶段无因次产液指数变化特征曲线如图1a所示。水驱阶段时,随着含水率的不断上升,相应的无因次产液指数持续上升;聚驱阶段时,注聚前缘波及到后,由于聚合物黏度大于油水混合液的黏度,油藏渗流阻力增加,相应的无因次产液指数缓慢下降,而后随着含水率的逐步上升,无因次产液指数增加的幅度逐渐加快。J油田注聚生产后,实际正常生产井在无因次产液指数曲线上生产特征如图1b所示,表现形态、趋势与理论曲线较一致,说明按照上述积分方法来计算无因次产液指数较符合油藏开发实际。

以生产实际无因次产液指数与聚驱无因次产液指数理论曲线进行对比,总结油田单井产液指数变化规律及分类,判断聚驱阶段油井产液下降幅度是否合理。通过对J油田单井生产动态规律及聚驱后无因次产液指数变化情况进行统计分析,将其分为3类。

一类井:生产井无因次产液指数较理论曲线的下降幅度小于10%,认为受地层非均质性的影响,单井产液指数与理论计算略有差异,基本符合聚驱后产液变化规律,为油田的典型生产井,占油井总数的63%。

二类井:生产井无因次产液指数较理论曲线的下降幅度为10%~20%,认为储层可能存在一定污染,占油井总数的22%,在密切关注无因次产液指数

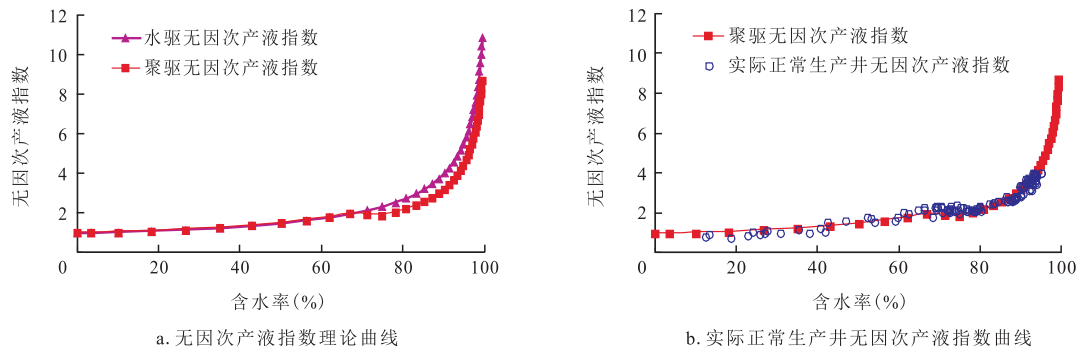


图1 渤海J油田无因次产液指数变化典型曲线

Fig. 1 Dimensionless fluid productivity index curve for Bohai J Oil Field

表1 渤海J油田单井无因次产液指数评价

Table 1 Dimensionless fluid productivity index evaluation for Bohai J Oil Field

井号	含水率 (%)	生产压差 (MPa)	无因次产液指数(注聚后)			分类
			理论值	实际值	下降幅度 (%)	
W9-6井	81	7.9	2.21	0.79	64	三类井
E1-2井	86	6.4	3.02	1.28	58	三类井
E2-3井	91	6.5	3.24	1.67	48	三类井
E2-7井	91	5.5	4.65	2.58	45	三类井
E1-3井	90	5.6	4.02	3.53	12	二类井
E1-4井	89	5.8	3.78	3.54	6	一类井
E3-4井	84	5.3	2.45	2.37	3	一类井

变化的同时,可以考虑尝试采用常规酸化解堵措施。

三类井:生产井无因次产液指数较理论曲线的下降幅度超过30%,与规律认识偏离较大,地层聚合物污染堵塞严重,各类解堵措施,均无法解除堵塞问题,占油井总数的15%。如表1中W9-6、E1-2、E2-3和E2-7井无因次产液指数下降幅度都超过30%,其中W9-6、E1-2井曾多次尝试解堵措施,均无效。推荐考虑实施压裂措施来改善产液水平。

1.2 储层精细研究与优势渗流通道识别

海上J油田层间、层内及平面上的非均质性严重,早期采用统注统采的开发方式,使得油田油水运动复杂,平面、纵向注采不均衡。造成了平面、纵向剩余油差异大的同时,更是形成了高渗大孔道。为了提高压裂措施的有效性和剩余油挖潜的效果,压裂井层位的选择往往在平面和纵向上需要避开优势渗流通道一定距离。

海上J油田沉积单元的主要沉积微相类型为水下分流河道、河口坝、席状砂、远砂坝侧缘。水下分

流河道一般较窄,延伸距离短;河口坝微相发育,分布范围广,主力小层连片发育;远砂坝微相偶有发育,且分布局限;席状砂微相发育,砂体薄,分布广。

地下水运动规律研究表明,大孔道往往形成于渗透率高、平面差异大的层,而这往往与沉积微相具有相关性^[16-18]。I-3-2小层为例,该层主要以河口坝和下水分流河道为主,平面上下水分流河道容易形成优势渗流通道,后期调整井E2-7钻遇的水淹情况证实了该观点,如图2所示,E2-2井、E3-4井同处一个河道,E2-7井处于两井之间的河口坝,顺着下水分流河道E2-2井对E3-4井形成窜流通道,E2-7井未水淹。

为了确保压裂井的措施效果,压裂井层位的选择要避开下水分流河道优势渗流通道。以E2-3井I-3-2和II-2-1小层沉积微相为例,沉积微相及渗透率分布如图3、图4所示。对比沉积相图,可以看出,E2-3井I-3-2小层是下水分流河道砂,窄条状分布,该井点有效厚度5.0m,注水井E2-2亦处于下水分流河道砂,物性较好,且E2-2与E2-3方向与沉积物

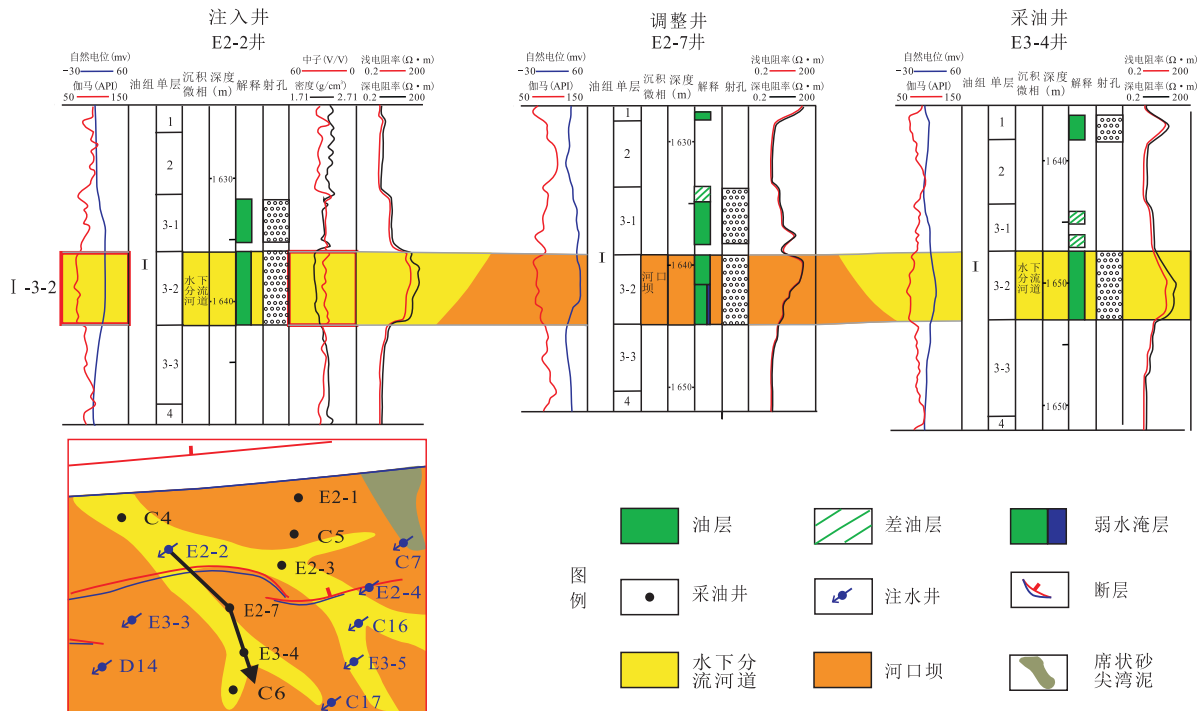


图2 沉积微相分布特征(I-3-2小层)

Fig. 2 Sedimentary characteristics of microfacies (Layer I-3-2)

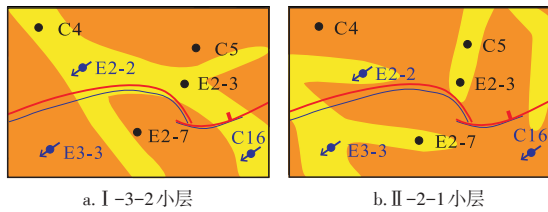


图3 沉积微相分布特征

Fig. 3 Sedimentary characteristics of microfacies

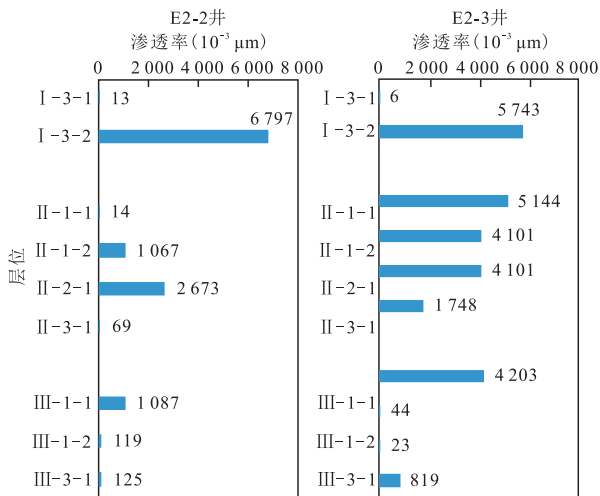


图4 渤海J油田E2-2、E2-3井渗透率分布

Fig. 4 Permeability distribution for Well-E2-2 and Well-E2-3 of Bohai J Oil Field

源方向保持一致,更有可能发育大孔道或者高渗条带。相比较而言,II-2-1小层上,E2-2与E2-3两井之间是河口坝相,存在沉积相和沉积物性的变化,不利于形成优势渗流通道。为了避开井E2-2与井E2-3之间水窜,E2-3并不选择I-3-2小层实施压裂。

在精细地质研究成果的基础上,深入研究目标井区精细储层、沉积相带图,并结合单砂层注采关系,进一步进行压裂选层研究。窄条状分布的水下分流河道砂,由于储层物性较好,易于形成优势渗流通道,一般不作为压裂层位;分布范围广、连片发育的主体河口坝,且周围注水井注水状况较好,可选为压裂层位;非主体薄层砂由于受层间干扰影响,动用程度较差,压裂增油潜力较大,但若注采连通性差,储层物质基础较小,这类油层目前不作为渤海J油田压裂的主要对象。

1.3 剩余油定量刻画

为精细描述目标井区各单砂体驱替状况和剩余油富集程度,借助数值模拟软件强大的数值计算功能,计算各网格的驱替倍数和剩余油储量,通过网格的叠加得到目标井区各单砂体驱替程度和剩余油潜力的大小^[19-21]。运用tNavigator软件得到不同油藏位

置的驱替倍数,以W6-4(注水井)与W6-5(采油井)典型井组为例,各网格驱替倍数与采出程度关系如图5所示,并进行驱替倍数分级评价,见表2。当驱替倍数小于5时,采出程度增幅达24%~35%,压裂增油潜力最大;当驱替倍数大于20时,属高耗水,甚至是无效注水,其主要分布在储层物性较好、大孔道

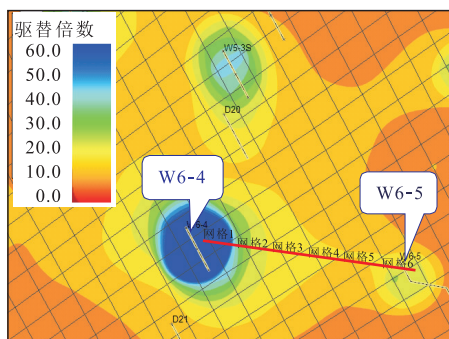
及累积产油量和累积注水量较高的油水井附近,压裂增产开发经济效益极差。因此将驱替倍数小于5时界定为J油田高含水后期压裂选层的标准。

以E1-2井为例,各单砂体的驱替状况、剩余油分布如图6所示。该井Ⅱ、Ⅲ油组驱替倍数0.5~4.5,为弱驱替区,且剩余地质储量较大,综合考虑后,推

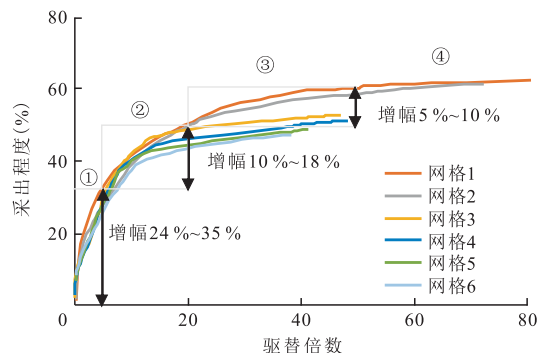
表2 渤海J油田驱替倍数分级评价结果

Table 2 Displacement multiple distribution evaluation for Bohai J Oil Field

区间	驱替倍数	采出程度增幅(%)	分类	分布区域
①	<5	24~35	弱驱替区	注采分流线、井网不完善区,过水量较小
②	5~20	10~18	强驱替区	注采主流线,过水量较大
③	20~50	5~10	高耗水区	储层物性较好、优势通道
④	>50	2~5	无效注水区	累积产油量和累积注水量较高的油水井附近、大孔道



a. W6-4(注水井)与W6-5(采油井)典型井组模型



b. 不同网格位置的驱替倍数与采出程度关系

图5 数值模拟模型中不同网格驱替倍数与采出程度关系

Fig. 5 Relation between displacement multiple and recovery degree of different grids in numerical model

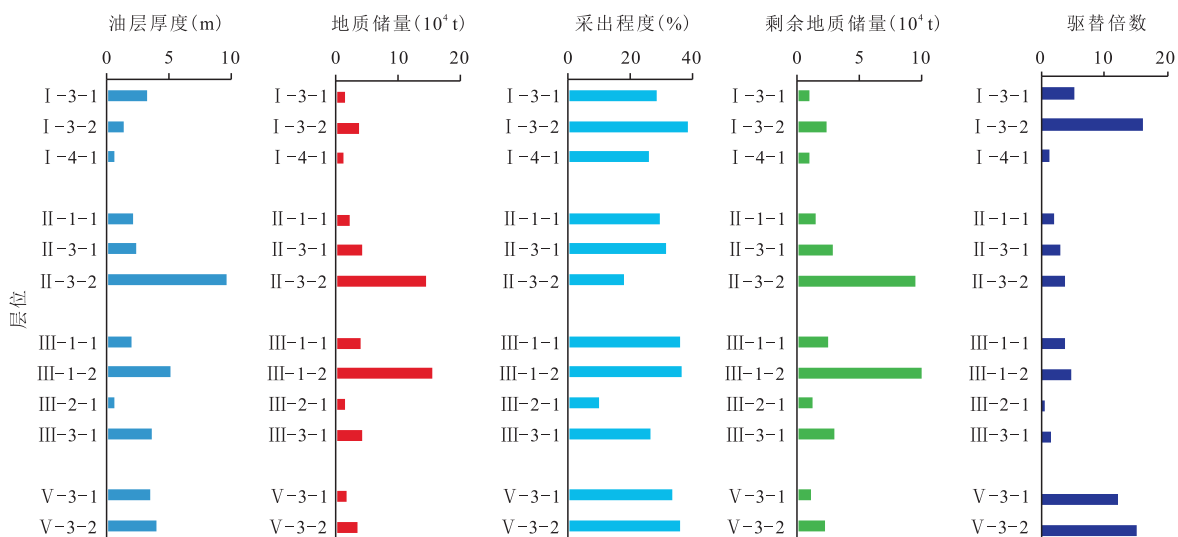


图6 渤海J油田E1-2井区各单砂体驱替状况及剩余油分布

Fig. 6 Distribution of remaining reserves of each layer for E1-2 area of Bohai J Oil Field

荐该井压裂Ⅱ、Ⅲ油组。

综合上述研究成果,为进一步提高油井压裂选层的可操作性,研究了不同类型砂体压裂选层的量化依据,见表3。在具体的压裂选井选层过程中,必须结合油田的实际情况具体分析,综合考虑选井选层原则,才能保证压裂初期增油效果及较长的有效期。

2 应用效果

针对渤海J油田单井无因次产液指数下降幅度

超过30%的三类井,加强对各井各小层的优势渗流通道识别及剩余油潜力分析,根据上述高含水后期油井压裂选层依据,2020年在渤海J油田优选并实施了4口压裂先导试验井,压裂措施实施后整体上单井平均日增油26.7 t,含水率与措施前基本一致,见表4。从单井无因次产液指数理论与实际曲线对比来看,压裂后各井无因次产液指数大幅提高至理论水平附近,见图7。实践表明,渤海J油田进入高含水后期开发后,在剩余油高度分散、挖潜难度越来越大的情况下,应用上述压裂量化选井选层方法,结合配套的过筛管压裂技术,对改善高含水后期的开发

表3 渤海J油田高含水后期油井压裂选层依据
Table 3 Standard for selecting fracturing layer for Bohai J Oil Field

砂体类型	分布形态	相邻砂体类型	剩余油类型	油层厚度(m)	地层压力状况	驱替倍数	剩余可采储量(10 ⁴ t)	注水受效方向(个)	上下隔层情况
分流河道砂	窄条带状	河口坝或非主体薄层砂	井网控制程度低	压裂段内	推荐地层 压力系数 大于0.75	<5	1.8	≥1	具备良好的上下隔层
河口坝	分布范围广、连片发育	非主体薄层砂	注采不完善型	有三个及以上有效厚度≥1.5 m			1.2	≥2	
非主体薄层砂	席状	非主体薄层砂	层间干扰型	的油层			0.8	≥2	

表4 渤海J油田2020年油井压裂措施效果
Table 4 Results of fracturing in 2020 for Bohai J Oil Field

井号	压裂前		压裂层位	压裂后(3个月平均)		平均单井日增油(t)
	日产油(t)	含水率(%)		日产油(t)	含水率(%)	
W9-6井	4.7	81	I 油组	18.7	79	14.0
E1-2井	29.0	86	Ⅱ、Ⅲ油组	71.1	87	42.1
E2-3井	18.7	91	I、Ⅱ油组	43.0	92	24.3
E2-7井	6.5	91	Ⅱ、Ⅲ油组	32.7	90	26.2
平均	14.7	89		41.4	89	26.7

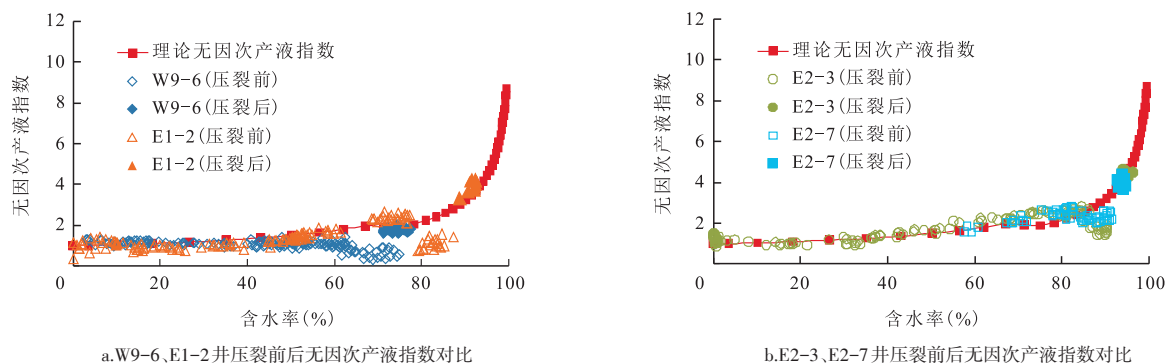


图7 压裂前后单井无因次产液指数对比

Fig. 7 Hydraulic fracturing applications of Bohai J Oil Field

效果,实现油田的高效开发,具有重要的指导意义。

3 结论

1) 采用视黏度概念,计算聚驱阶段无因次产液指数的方法较符合矿场应用,可依此对聚驱油田单井产液能力进行评价,指导生产异常井的分析与压裂选井。

2) 研究了高含水后期油藏驱替倍数与采出程度关系,对各层进行了驱替倍数分类评价,量化了各层的剩余油潜力,为高含水油田后期压裂选层提供了依据。

3) 针对无因次产液指数下降幅度大于30%的油井,在充分应用精细地质油藏研究成果的基础上,建立了海上J油田高含水后期油井压裂选层量化依据。矿场应用的高含水先导试验井压裂取得了较好的增油效果。高含水后期压裂作业的选井、选层方法可为类似油田低效井治理提供借鉴。

参考文献

- [1] 邓建明.渤海油田低产低效井综合治理技术体系现状及展望[J].中国海上油气,2020,32(3):111-117.
DENG Jianming. Status and prospect of comprehensive treatment technologies for low production and low efficiency wells in Bohai oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(3): 111-117.
- [2] 王坤,吴增智,邹鸿江.海上中高渗储层压裂工艺技术与实践[J].钻采工艺,2016,39(6):54-57.
WANG Kun, WU Zengzhi, ZOU Hongjiang. Research on fracturing technique for mid-high permeability reservoir offshore and its application[J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(6): 54-57.
- [3] 马英文,韩耀图.中国海上油田射孔技术应用现状及展望[J].中国海上油气,2020,32(6):108-115.
MA Yingwen, HAN Yaotu. Status and prospect of perforating technology in China offshore oilfields[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(6): 108-115.
- [4] 崔传智,杨经纬,吴忠维,等.高含水期五点法压裂井网的动态产能预测方法[J].油气地质与采收率,2019,26(3):78-84.
CUI Chuazhi, YANG Jingwei, WU Zhongwei, et al. Dynamic productivity prediction method of five-spot fractured well pattern in high water cut stage[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(3): 78-84.
- [5] 杨乾隆,令永刚,赵小光,等.裂缝型砂岩油藏高含水井化学堵水压裂技术研究及应用[J].钻采工艺,2020,43(5):57-60.
YANG Qianlong, LING Yonggang, ZHAO Xiaoguang, et al. Research and application of chemical water shutoff fracturing technology for high water cut wells in fractured sandstone[J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(5): 57-60.
- [6] 张文,王禄春,郭玮琪,等.特高含水期水驱油井压裂潜力研究[J].岩性油气藏,2012,24(4):115-120.
ZHANG Wen, WANG Luchun, GUO Weiqi, et al. Study on fracturing potential of water driving oil wells in extra-high water cut stage[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(4): 115-120.
- [7] 任佳伟,王贤君,张先敏,等.大庆致密油藏水平井重复压裂及裂缝参数优化模拟[J].断块油气田,2020,27(5):638-642.
REN Jiawei, WANG Xianjun, ZHANG Xianmin, et al. Refracturing and fracture parameters optimization simulation for horizontal well in Daqing tight oil reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(5): 638-642.
- [8] 詹耀华,鲁明晶,毕曼,等.基于多因素关联体系的重重复压裂选井选层方法研究及应用[J].钻采工艺,2020,43(2):78-81.
ZHAN Yaohua, LU Mingjing, BI Man, et al. Research and application of re-fracturing candidate selection method based on multi factor association system[J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(2): 78-81.
- [9] 王振宇,林伯韬,于会永,等.克拉玛依油田七区八道湾组砂砾岩油藏地应力特征[J].新疆石油地质,2020,41(3):314-320.
WANG Zhenyu, LIN Botao, YU Huiyong, et al. Characteristics of in-situ stress in sandy conglomerate reservoir of Badaowan formation in district No. 7, Karamay oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(3): 314-320.
- [10] 姜颜波,刘璐,元福卿,等.聚合物/降黏剂复合驱产液能力动态预测方法[J].油气地质与采收率,2020,27(3):91-99.
JIANG Yanbo, LIU Lu, YUAN Fuqing, et al. Dynamic prediction method of liquid production capacity in polymer/viscosity reducer compound flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(3): 91-99.
- [11] 王晓超,王锦林,张维易,等.渤海S油田聚合物驱合理产液指数降幅研究[J].大庆石油地质与开发,2018,3(37):104-108.
WANG Xiaochao, WANG Jinlin, ZHANG Weiyi, et al. Study on the reasonable reduction degree of the liquid production index for polymer-flooded Bohai oilfields[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2018, 3(37): 104-108.
- [12] 何春百,王大威,宋志杰,等.聚合物驱产液指数变化物理模拟实验[J].科学技术与工程,2017,17(34):210-214.
HE Chubai, WANG Dawei, WEI Zhijie, et al. Physical simulation experiment of polymer flooding liquid productivity index variation[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(34): 210-214.
- [13] 周丛丛,崔长玉,郭松林.聚合物驱生产井流压特征规律分析及影响因素研究[J].特种油气藏,2019,26(5):112-117.
ZHOU Congcong, CUI Changyu, GUO Songlin. Flowing pressure performance analysis and its influencing factors in polymer flooding production well[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 112-117.
- [14] 郭敏.聚合物驱后油藏合理产液水平研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2011:22-32.
GUO Min. The studies on liquid production of subsequent water flooding of polymer flooding[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2011: 22-32.
- [15] 谷建伟,孔令瑾,刘志宏,等.考虑流体分布差异的无因次产液指数计算方法[J].特种油气藏,2015,22(2):78-80.
GU Jianwei, KONG Lingjin, LIU Zhihong, et al. Dimensionless

- fluid productivity index calculation considering fluid distribution difference[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2015, 22(2): 78-80.
- [16] 颜冠山,刘宗宾,宋洪亮,等.海上三角洲相油田剩余油控制因素及挖潜——以渤海湾盆地JZ油田为例[J]. *断块油气田*, 2016, 23(5): 592-594.
YAN Guanshan, LIU Zongbin, SONG Hongliang, et al. Remaining oil control factors and potential digging in offshore delta oilfield: taking JZ Oilfield in Bohai Bay Basin as an example[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2016, 23(5): 592-594.
- [17] 刘超,李云鹏,刘宗宾,等.渤海湾盆地S油田三角洲相储层隔夹层及剩余油挖潜研究[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 32(3): 26-33.
LIU Chao, LI Yunpeng, LIU Zongbin, et al. Research on interlayers and remaining oil of delta facies reservoir in S oilfield, Bohai bay basin[J]. *Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition)*, 2017, 32(3): 26-33.
- [18] 颜冠山,刘宗宾,宋洪亮,等.多层构造油藏纵向细分计算单元对储量参数及结果的影响[J]. *地质与资源*, 2020, 29(4): 342-350.
YAN Guanshan, LIU Zongbin, SONG Hongliang, et al. Effect of vertical subdivision of computing units on reserve parameters and results of multilayer structural reservoir[J]. *Geology and Resources*, 2020, 29(4): 342-350.
- [19] 陶光辉,李洪生,刘斌.特高含水期驱替倍数数量化表征及调整对策[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(3): 129-133.
TAO Guanghui, LI Hongsheng, LIU bin. Quantitative characterization of displacement multiple and adjustment countermeasures in ultra-high water cut stage[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(3): 129-133.
- [20] 吴晓慧.大庆长垣油田特高含水期水驱精细挖潜措施后产量变化规律[J]. *大庆石油地质与开发*, 2018, 37(5): 71-75.
WU Xiaohui. Changed laws of the production after waterflooding finely-tapped-potential stimulations for Daqing Placanticline Oil-fields at the stage of extra-high watercut[J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2018, 37(5): 71-75.
- [21] 宫红茹,唐顺卿,胡志成.胡状集油田特高含水油藏剩余油水驱技术[J]. *石油钻探技术*, 2018, 46(5): 95-101.
GONG Hongru, TANG Shunqing, HU Zhicheng. Water flooding technology for the residual oil in the ultra-high water cut oil reservoirs of the Huzhuangji Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(5): 95-101.

(编辑 徐佩)

(上接第735页)

- 254: 115621.1-115621.8.
- [12] 唐振国,迟博,吕金龙,等.基于多属性神经网络地震相的扶余油层砂体精细刻画及应用[J]. *非常规油气*, 2020, 7(2): 41-48.
TANG Zhenguo, CHI Bo, LYU Jinlong, et al. Fine characterization and application of sand body in Fuyu reservoir based on seismic facies by multi-attribute neural network[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2020, 7(2): 41-48.
- [13] 吴君达,李治平,孙妍,等.基于神经网络的剩余油分布预测及注采参数优化[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(4): 85-93.
WU Junda, LI Zhiping, SUN Yan, et al. Neural network-based prediction of remaining oil distribution and optimization of injection-production parameters[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(4): 85-93.
- [14] 杨丽娜,解国军.油气资源丰度预测的人工神经网络方法——以济阳拗陷为例[J]. *石油天然气学报*, 2007, 29(1): 55-58.
YANG Lina, XIE Guojun. Prediction of abundance of hydrocarbon resources with artificial neural network method——Taking Jiyang depression for example[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2007, 29(1): 55-58.
- [15] 刘苏苏,孙立民.支持向量机与RBF神经网络回归性能比较研究[J]. *计算机工程与设计*, 2011, 32(12): 4202-4205.
LIU Susu, SUN Limin. Performance comparison of regression prediction on support vector machine and RBF neural network[J]. *Computer Engineering and Design*, 2011, 32(12): 4202-4205.
- [16] 刘文超,卢祥国,刘进祥,等.一种基于BP神经网络的调驱增油预测方法[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2012, 27(1): 47-52.
LIU Wenchao, LU Xiangguo, LIU Jinxiang, et al. Prediction method of oil increment of profile-control and flooding measures using BP neural network based on core flooding parameters[J]. *Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition)*, 2012, 27(1): 47-52.
- [17] ZHOU Deqiang. Grey verhulst model based on BP neural network optimization for oil production forecasting[J]. *International Journal of Energy Science*, 2012, 2(3): 115-118.
- [18] ZHOU Yingming, WANG Qiushi, WANG Peng, et al. Moisture content of crude oil based on BP neural network algorithm to predict in oilfield[J]. *Applied Mechanics & Materials*, 2012, 170-173: 1290-1293.
- [19] YU S W, ZHU K J, DIAO F Q. A dynamic all parameters adaptive BP neural networks model and its application on oil reservoir prediction[J]. *Applied Mathematics and Computation*, 2007, 195(1): 66-75.
- [20] 张烈平,周德俭,牛秦洲.基于BP神经网络的预测建模系统的研究与实现[J]. *计算机仿真*, 2004(9): 48-50.
ZHANG Lieping, ZHOU Dejian, NIU Qinzhou. Research and realization of forecasting model system based on BP neural network[J]. *Computer Simulation*, 2004(9): 48-50.
- [21] 王涛.人工神经网络在CO₂驱采收率预测中的应用[J]. *特种油气藏*, 2011, 18(4): 77-79.
WANG Tao. Application of artificial neural network in recovery factor forecast of carbon dioxide flooding[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2011, 18(4): 77-79.

(编辑 李颖洁)