

渤海 Q 油田隔夹层发育底水稠油油藏精细注采技术

张吉磊, 龙 明, 何逸凡, 章 威, 缪飞飞

(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: 渤海 Q 油田底水稠油油藏隔夹层发育区域水平井提液效果差、注入水驱油效果不明显, 针对该问题开展了精细注采技术研究。采用油藏工程方法, 推导了隔夹层参数对产量影响大小的控制系数的表达式, 结合油水两相渗流产能公式研究了隔夹层对产液量的控制作用; 通过数值模拟和正交试验分析了注入水驱油效果差的原因, 研究了隔夹层对注入水驱油的影响; 针对笼统注水隔夹层上、下部吸水极度不均的情况, 提出了依托隔夹层的层内分段注水新技术, 并确定出了分段注水时各注水段的最优注采比。隔夹层发育底水稠油油藏精细注采技术在渤海 Q 油田进行了现场应用, 取得了很好的效果。研究与实践表明, 相同含水率条件下, 产液量越大所需生产压差越大; 对于隔夹层发育的底水油藏, “层内分段注水+大泵提液”高效开发模式具有很好的增油效果, 可为海上稠油油藏高效开发提供理论依据和生产经验。

关键词: 底水油藏; 稠油油藏; 隔夹层; 大泵提液; 注水; 现场应用

中图分类号: TE345 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2018)02-0075-06

Fine Injection-Production Technology for Bottom-Water Viscous Oil Reservoirs with Interlayers in Bohai Q Oilfield

ZHANG Jilei, LONG Ming, HE Yifan, ZHANG Wei, MIAO Feifei

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

Abstract: In bottom-water viscous oil reservoirs with interlayers in Bohai Q Oilfield, the horizontal wells experienced poor liquid enhancement effect and the injected water flooding efficiency was unobvious. Researches on fine injection-production were carried out to solve this problem. The reservoir engineering method was used to deduce the expression of control coefficient reflecting the influence of interlayer parameters on productivity, and together with oil-water two-phase seepage productivity formula, the control effect of interlayer on liquid production capacity was studied. By means of numerical simulation and orthogonal tests, the reasons of poor water flooding efficiency were analyzed, and the influence of interlayer on water flooding was studied. In view of the extremely uneven water absorption on the upper and lower parts of interlayers for commingled water injection, a new interlayer-based intrastratal staged water injection technology was proposed and the optimal injection/production ratio for each stage of water injection was determined. The studied fine injection-production technology for bottom-water viscous oil reservoir with interlayer was applied in Bohai Q Oilfield and achieved satisfying effect. The research and application results show that under the same water cut, the larger the liquid production capacity, the greater the production pressure difference should be. For bottom water reservoirs with interlayers, the efficient development mode of “intrastratal staged water injection + liquid enhancement by large-capacity pump” has achieved good oil production enhancement performance, which can provide theoretical basis and production experience for efficient development of offshore viscous oil reservoirs.

Key words: bottom-water reservoir; viscous oil reservoir; interlayer; liquid enhancement by large-capacity pump; water flooding; field application

渤海 Q 油田是典型的海上低幅底水稠油油田, 产量递减幅度大。提高产液量(下文简称提液)是底水油藏最有效的增产措施, 对渤海 Q 油田的稳产起到了重要作用。但是, 隔夹层发育导致在储层内部形成渗流屏障, 使流体的垂向流动受阻, 对注水及提液产生了重要影响^[1-2]。因此, 虽然近年来该油田大

收稿日期: 2017-08-08; 改回日期: 2018-01-10。

作者简介: 张吉磊(1988—), 男, 甘肃张掖人, 2009 年毕业于西安石油大学石油工程专业, 2015 年获西安石油大学油气田开发工程专业硕士学位, 助理工程师, 主要从事油气藏工程、提高采收率技术方面的研究工作。E-mail: zhangjl80@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”(编号: 2016ZX05058-001)资助。

规模提高隔夹层发育区的水平井的产液量,但效果不理想,效果差的井所占比例逐渐增大,主要表现出提液后“增水不增油”、“产液量增幅小”以及“生产压差大幅度增加”等现象,同时隔夹层发育区注水驱油效果也比较差。

关于底水油藏提液,许多学者从提液时机、提液幅度、最大提液量以及符合提液条件的物质基础等方面进行了研究论证^[3-6],对不同类型油藏的提液有了一定认识。但是,对于隔夹层发育的储层,隔夹层如何影响提液的问题,还处于定性认识阶段;同样,底水油藏注水研究目前仍处于探索阶段,许多学者只是针对隔夹层不发育、地层能量相对不强的底水油藏进行了注水开发可行性论证^[7-9],而对于隔夹层发育区如何改善底水油藏注水驱油效果的研究与应用较少。为此,笔者针对隔夹层较发育储层,从机理上研究了隔夹层参数对水平井提液的控制作用,定量研究了隔夹层参数对提液幅度的影响,分析确定了改善底水油藏注水驱油效果的新工艺,并在渤海 Q 油田进行了现场应用,以期为该油田及相似油田的高效开发提供依据。

1 油藏地质概况

渤海 Q 油田为大型复杂河流相稠油油田,储层构造整体比较平缓,主要含油目的层为新近系明化镇组下段,油藏埋深浅,属高孔高渗储层(平均孔隙度为 35%,平均渗透率为 3 000 mD),局部隔夹层较发育,地层原油黏度为 260 mPa·s,底水水体是孔隙体积的 10~30 倍。该油田开发初期采用定向井开发稠油底水油藏,含水率上升快,产量递减幅度大,采出程度低。研究发现,该油田主力砂体受正韵律沉积作用,剩余油表现出顶部富集的规律,可在油层顶部部署水平井开发剩余油。为此,2014 年实施了综合调整,部署了 101 口产液量调整井,均为水平井,且在投产初期取得了很好的开发效果。但随着开发的深入,受隔夹层发育的影响,30% 的水平井表现出提液后能量不足、供液能力下降的情况。采用转注周边定向井、“定向井注水,水平井采油”来提高水平井的开发效果,但依然采液强度低、注入水驱油效果差。

根据渤海 Q 油田隔夹层物性参数及测井解释数据统计结果(渗透率与泥质含量交互图见图 1),可将隔夹层分为渗透性隔夹层和非渗透性隔夹层。其中,非渗透性隔层的物性标准为:孔隙度小于 0.15,泥质含量大于 0.5,渗透率小于 1.0 mD;渗透

性隔层的物性标准为:孔隙度大于 0.15 而小于 0.25,泥质含量大于 0.3 而小于 0.5,渗透率大于 1.0 mD。实例分析表明,渤海 Q 油田砂体隔夹层在平面上的分布具有横向连续性差、厚度变化较大的特点,隔夹层厚度分布在 2.00~4.00 m,局部区域的隔夹层厚度可达 5.0 倍井距。

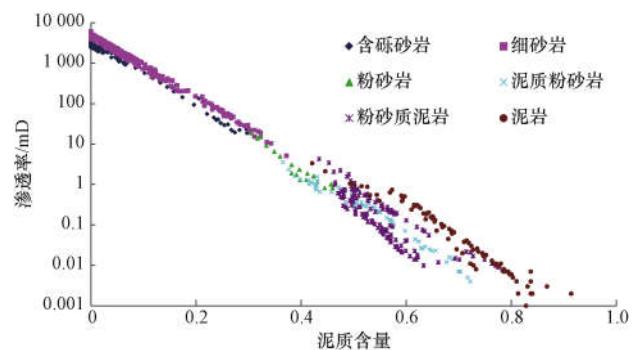


图 1 渤海 Q 油田渗透率与泥质含量交互图

Fig. 1 Interaction diagram between permeability and shale content in Bohai Q Oilfield

2 隔夹层对提液、注水的影响

当隔夹层发育时,由于采油水平井全部部署在砂体的顶部,隔夹层在纵向上阻挡了底水与水平井的连通。水平井投产初期,主要开采井筒周围及隔夹层上部的剩余油;随着开发的深入,受隔夹层的影响,提液后水平井逐渐表现出能量不足、生产压差增大、产液量及产油量逐渐降低的特征。以渤海 Q 油田 J39H 井为例,该井井眼进入储集层顶部 1.50 m,油层厚度 12.00 m,油层中部发育隔夹层,投产初期产液量 150 m³/d,产油量 45 m³/d,生产压差 1.5 MPa,生产半年后产液量提至 600 m³/d,提液一个月后产液量降至 100 m³/d,生产压差达到 5.2 MPa,提液基本无效果;通过对周边 F8 井转注为 J39H 井补充能量,转注后 F8 井为笼统注水,日注水量 800 m³,周边采油井仍表现出未转注前的生产特征。

2.1 隔夹层对提液的影响

假设:1)有一水平均质等厚的圆形地层,其中心钻了一口水动力学完善井;2)单相、稳态流;3)流体不压缩;4)各向异性、均质无限大油藏,不考虑地层伤害;5)外边界和井筒压力为常数;6)隔夹层均质,厚度均一。现将整个泄油区分为 1#、2# 和 3# 区

域,如图 2 所示(图 2 中: H_1 、 H_2 和 H_3 分别为 1#、2# 和 3# 区域厚度, m; K_1 、 K_2 和 K_3 分别为 1#、1# 和 3# 区域储层渗透率, mD; p_{el} 、 p_{ev} 分别为水平和垂直方向的地层压力, MPa; p_w 为井底压力, MPa),其中 1#、3# 为储层,2# 为隔夹层。

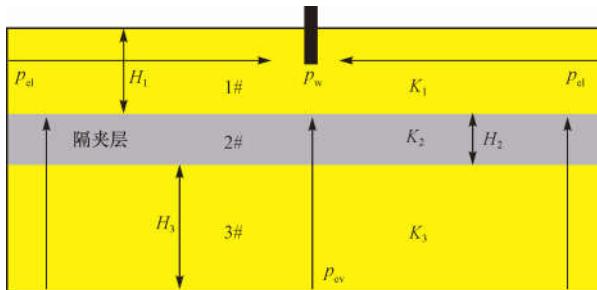


图 2 储层隔夹层剖面示意

Fig. 2 Diagram of cross section of interlayer

根据等值渗流阻力原理,可以将该井渗流分为 2 部分:第一部分为 1# 区域中液流进入井眼并流动到井底,第二部分为 2#、3# 区域中液流从油层底部流动到井底。当存在隔夹层时,隔夹层对产量的影响程度为:

$$Q_C = Q_w - Q_y = \frac{\Delta p_v}{R_3} - \frac{\Delta p_v}{R_2 + R_3} \quad (1)$$

整理得:

$$Q_C = \frac{\pi r_e^2 K_{3v}}{\mu H_3} \frac{\Delta p_v}{1 + \frac{K_{2v}}{H_2} \frac{H_3}{K_{3v}}} \quad (2)$$

令 C 为隔夹层对产量的控制系数,则有:

$$Q_C = Q_3 \frac{1}{1 + \frac{K_{2v}}{H_2} \frac{H_3}{K_{3v}}} = Q_3 C \quad (3)$$

C 的表达式为:

$$C = \frac{1}{1 + \frac{K_{2v}}{H_2} \frac{H_3}{K_{3v}}} \quad (4)$$

式中: Q_w 为无隔夹层情况下的产量, m^3/d ; Q_y 为有隔夹层情况下的产量, m^3/d ; Q_C 为无隔夹层与有隔夹层情况下的产量之差, m^3/d ; Δp_v 为生产压差, MPa; μ 为地层原油黏度, $mPa \cdot s$; Q_3 为 3# 区域流向 1# 区域的体积流量, m^3/d ; R_2 为隔夹层垂向渗流阻力, $mPa \cdot s/(mD \cdot m)$; R_3 为下部地层垂向渗流阻力, $mPa \cdot s/(mD \cdot m)$; K_{2v} 为隔夹层垂向渗透率, mD; K_{3v} 为下部地层水平渗透率, mD; r_e 为油井泄油半径, m。

产量控制系数 C 反映了隔夹层参数对产量的影响程度。C 的值越接近 1, 隔夹层对产量的影响越大,

$C=0$ 时隔夹层对产量无影响。由式(4)可知, C 随隔夹层渗透率增大而减小, 随隔夹层厚度增大而增大。

以渤海 Q 油田 Nm II 砂体为例, 研究了不同隔夹层特征参数对该储层渗流的控制作用。选取储层厚度为 10.00 m, 储层垂向渗透率为 1 000 mD。分别选取厚度 H 为 10.00, 1.00, 0.10 和 0.01 m 和垂向渗透率 K 为 0.1, 1.0, 10.0, 100.0 和 1 000.0 mD 的隔夹层, 将上述参数代入式(4), 计算隔夹层对产量的控制系数。不同厚度隔夹层垂向渗透率与产量控制系数的关系如图 3 所示, 不同垂向渗透率隔夹层厚度与产量控制系数的关系如图 4 所示。

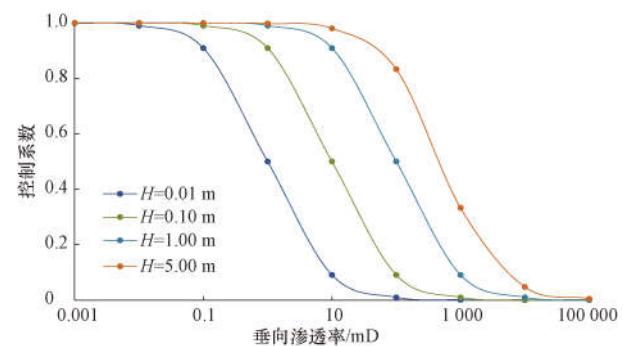


图 3 隔夹层垂向渗透率与产量控制系数的关系

Fig. 3 Relationship between interlayer vertical permeability and production control coefficient C

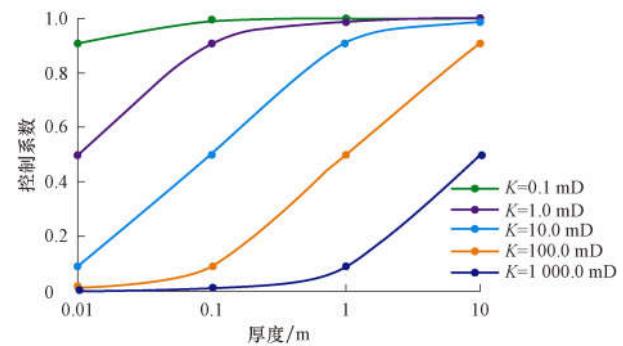


图 4 隔夹层厚度与产量控制系数的关系

Fig. 4 Relationship between interlayer thickness and production control coefficient C

由图 3 可知, 当隔夹层厚度为 0.01 m、垂向渗透率小于 10 mD 时就开始对产量起控制作用, 当垂向渗透率达到 0.001 mD 时, 该隔夹层的控制作用达到最大, 即产量控制系数为 1。由图 4 可知, 当隔夹层垂向渗透率为 0.1 mD 时, 无论其厚度多大, 对产量的控制作用都达到最大; 当隔夹层垂向渗透率为 1 000.0 mD 时, 其厚度超过 0.10 m 后就开始对产量起控制作用。

2.2 隔夹层对注水的影响

渤海 Q 油田底水油藏采用“两注一采”排状注采井网,通过建立隔夹层理论模型(见图 5),研究了笼统注水条件下渗透率级差和底水体积对注水驱油效果的影响。

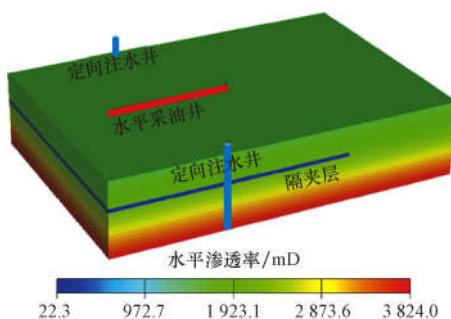


图 5 “两注一采”井网隔夹层模型示意

Fig. 5 Interlayer model in well pattern of “two injectors+one producer”

研究表明,对于正韵律储层,影响底水油藏注入

水驱油效果差的原因主要是隔夹层上部和下部吸水量极度不均,注入水沿隔夹层下部注入底水区,隔夹层上部几乎不吸水,易造成注采主流线方向驱替效果差,导致注入水无效循环,注水开发效果明显变差。

3 隔夹层对注采的控制作用

3.1 隔夹层对提液的控制作用

流体在水平井周围地层中的渗流为椭球形三维渗流,利用 S. D. Joshi^[10]提出的水平井产能分析理论,将水平井三维渗流问题简化为水平和垂直平面的 2 个二维渗流问题,根据该研究,隔夹层的发育导致在储层内部垂向上形成渗流屏障,使流体运动受阻,增加了渗流阻力。根据文献[11]提供的水平井见水后的油水两相流产能公式,结合产量控制系数 C,推导了隔夹层控制的水平井见水后的水平井油水两相流产能公式,表达式为:

$$Q = \frac{\Delta p}{\frac{\mu_o B_o}{2\pi K_h K_{ro}(S_w) h} \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (0.5L)^2}}{0.5L} + (1+C) \frac{\mu_w B_w}{2\pi K_v K_{rw}(S_w) L} \frac{1 - \rho_w^2}{2f'_w(S_w)} \int_{S_{wf}}^{\overline{S}_w} \frac{f_w(S_w)}{K_{rw}(S_w)} \frac{1}{1 - \frac{f'_w(S_w)}{f'_w(S_{wf})} (1 - \rho_w^2)} d f'_w(S_w)}$$
(5)

式中: Q 为产液量, m^3/d ; Δp 为生产压差, MPa ; μ_o 为地层原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; B_o 为原油体积系数; K_{ro} 为油相相对渗透率; K_{rw} 为水相相对渗透率; L 为水平段长度, m ; h 为油层厚度, m ; a 为椭圆形长轴半长, m ; B_w 为地层水体积系数; K_h 为水平渗透率, mD ; K_v 为垂向渗透率, mD ; μ_w 为地层水黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; f_w 为含水率, %; S_w 为含水饱和度, %; S_{wf} 为前缘含水饱和度, %; \overline{S}_w 为平均含水饱和度, %; ρ_w 为水平井井筒半径, m ; $f'_w(S_{wf})$ 为含水率导数。

渤海 Q 油田 NmII2+3 砂体 F8 井组平均油层厚度 12.00 m,隔夹层位于距油层顶面 5.00 m 处,储集层渗透率 3 000.0 mD,隔夹层渗透率 30.0 mD,隔夹层厚度 2.00 m,根据式(4)计算得出控制系数 C 为 0.97,然后将 C 值代入式(5),通采用图形拟合法进行求解^[11],并根据结果绘制不同提液倍数下含水率与生产压差的关系曲线(见图 6)。图 6 中,产液量 200 m^3/d 对应的是不提液的空白试验,然后产液量从 200 m^3/d 分别提液至 400, 600, 800 和 1 000 m^3/d 。

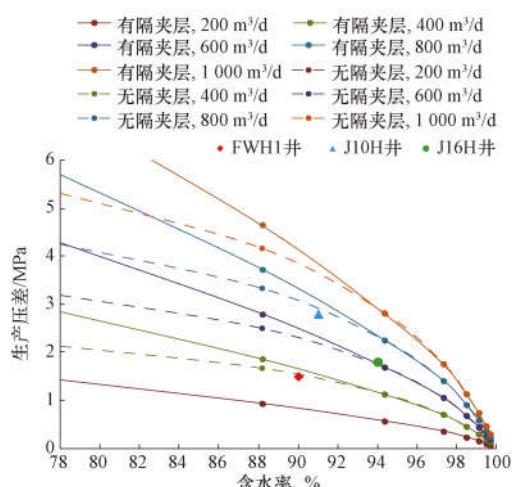


图 6 不同产液量下含水率与生产压差的关系

Fig. 6 Relationship between water cut and production pressure difference under different liquid production capacity

由图 6 可知,产液量为 200 m^3/d 时,隔夹层是否发育对提液基本无影响;当含水率大于 95% 时,隔夹层对提液的影响甚微;含水率越低,隔夹层对提液的影响越大,含水率为 80%,产液量提至 600 m^3/d

且隔夹层发育时的生产压差较无隔夹层时增加了 1.2 MPa; 相同含水率条件下, 提液倍数越大, 所需的生产压差越大; 提液是 200 m³/d 的 2.0, 3.0, 4.0 和 5.0 倍时, 隔夹层发育生产压差大, 这是由于隔夹层发育, 增加了流体的渗流阻力, 导致生产压差增大。

利用渤海 Q 油田 NmII2+3 砂体上 3 口井(处于无隔夹层区域内的 J16H 井, 处于隔夹层控制区的 FWH1 井和 J10H 井)的实际生产数据对其进行验证, 证明了该方法的准确性和可靠性。

3.2 隔夹层对注水的控制作用

针对影响底水油藏注水驱油效果差的原因, 提出了依托隔夹层分布的层内分段注水技术。其原理是: 由于正韵律储层注入水大部分注入隔夹层下部底水区, 造成绕流区先被水淹, 使注采井间驱替不均, 通过分段注水, 一方面可使隔夹层下段注入水补充能量, 另一方面驱替隔夹层下部的剩余油, 使其流

向隔夹层边部绕流区; 隔夹层上段注入水驱替注采井间剩余油, 使绕流区和上部注水区共同驱替。

在层内分段注水均衡驱替的基础上, 利用正交设计原理对隔夹层模式下定向注水井的各段注水量进行了研究, 首先建立了 2 因素 5 水平的正交设计试验, 2 个因素分别是夹层上部注采比 α 和夹层下部注采比 β , 正交设计因素取值见表 1。通过油藏数值模拟, 得到各方案下的累计产油量, 结果见表 2。

表 1 正交设计因素取值表

Table 1 Values of orthogonal design factors

因素	上部注采比 α	下部注采比 β
水平 1	0.2	0.2
水平 2	0.4	0.4
水平 3	0.6	0.6
水平 4	0.8	0.8
水平 5	1.0	1.0

表 2 数值模拟计算结果

Table 2 Results of numerical simulation

方案序号	上部注采比 α	下部注采比 β	累计产油量/10 ⁴ m ³	方案序号	上部注采比 α	下部注采比 β	累计产油量/10 ⁴ m ³
1	0.2	0.2	14.2	14	0.6	0.8	15.1
2	0.2	0.4	15.3	15	0.6	1.0	14.5
3	0.2	0.6	15.5	16	0.8	0.2	13.5
4	0.2	0.8	14.9	17	0.8	0.4	14.2
5	0.2	1.0	14.5	18	0.8	0.6	14.3
6	0.4	0.2	14.7	19	0.8	0.8	14.2
7	0.4	0.4	15.2	20	0.8	1.0	13.6
8	0.4	0.6	15.7	21	1.0	0.2	12.2
9	0.4	0.8	15.5	22	1.0	0.4	12.5
10	0.4	1.0	15.1	23	1.0	0.6	12.6
11	0.6	0.2	14.3	24	1.0	0.8	12.3
12	0.6	0.4	15.0	25	1.0	1.0	12.1
13	0.6	0.6	15.2				

根据表 2 中的数据, 利用多元回归方法, 回归得到隔夹层模式下累计产油量与注水井各段注采比之间的关系式:

$$N = -7.86(\alpha - 0.4)^2 - 4.79(\beta - 0.6)^2 + 15.58 \quad (R^2 = 0.9819) \quad (6)$$

由式(6)可知, 当 α 和 β 分别取 0.4 和 0.6 时, 累计产油量获得最大值, 因此确定了定向注水井各段的最优配注量。

3.3 “层内分段注水+大泵提液”开发模式

渤海 Q 油田隔夹层较发育区域的注入水沿隔夹层下部注入底水区, 隔夹层上部几乎不吸水, 隔夹

层上部和下部吸水量极度不均衡, 易造成注采主流线方向驱替效果差, 导致注入水无效循环。针对该问题, 提出了依托隔夹层的层内分段注水技术。该技术是利用隔夹层将原有的注水段分为上、下 2 个注水段, 使注入水在注采主流线方向和水平井跟趾端方向均衡驱替。在实施分段注水的基础上, 对周边受效采油水平井进行合理提液, 形成“层内分段注水+大泵提液”的开发模式。

4 现场应用

2016 年 1 月至 2017 年 8 月, 渤海 Q 油田隔夹

层发育底水稠油油藏精细注采技术在现场进行了应用,该油田 6 个注采井组(6 口注水井,16 口采油水平井)进行了“层内分段注水+大泵提液”措施。截至 2017 年 8 月,16 口水平井平均单井产液量由 $200 \text{ m}^3/\text{d}$ 增至 $500 \text{ m}^3/\text{d}$,平均单井日增产油量 15.0 m^3 ,累计增产油量 $5.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,显示出很好的增油效果。

渤海 Q 油田 Nm II 2+3 砂体 F8 井组是该砂体隔夹层较发育区域的一个注采井组(油水井数比为 5:1),其中:F8 井为定向注水井,且钻穿了隔夹层,初期采用笼统注水;J16H 井、J10H 井、FWH1 井和 J39H 井为同期投产的水平井,水平井平均顶部入储集层 1.50 m。截至 2017 年 6 月,J16H 井和 J10H 井单井产液量 $600 \text{ m}^3/\text{d}$,但 FWH1 井和 J39H 井单井产液量仅有 $150 \text{ m}^3/\text{d}$,产液强度差异悬殊。分析认为,这是由于 FWH1 井和 J39H 井区隔夹层发育稳定,F8 井的注入水主要流向了隔夹层下部底水区。通过分析该砂体的隔夹层分布,对 F8 井进行了层内分段注水设计,将原来的 3 个小层笼统注水细分为 2 个小层分段注水,分注前 F8 井的注水量为 $1150 \text{ m}^3/\text{d}$,分注一个月后将 FWH1 井和 J39H 井的产液量增至 $600 \text{ m}^3/\text{d}$,整个井组的注水量下降了 $500 \text{ m}^3/\text{d}$,日增产油量 55 m^3 ,取得了很好的应用效果。

F8 井组及渤海 Q 油田其他 5 个注采井组成功应用该精细注采,说明底水油藏“层内分段注水+大泵提液”高效开发新模式(即渤海 Q 油田隔夹层发育底水稠油油藏精细注采技术)的可靠性和有效性。

5 结论与建议

1) 隔夹层的发育对流体渗流具有一定的控制作用,控制系数 C 反映了隔夹层参数对产量的影响。C 值越接近 1,隔夹层对产量的影响越大,当 C 为 0 时隔夹层对产量无影响。

2) 底水油藏注入水驱油效果差的原因主要是隔夹层上部和下部吸水量极度不均。为此,提出了依托隔夹层的层内分段注水技术,并确定了各段的最优注水量。

3) 对于隔夹层较发育的底水油藏,提出了“层内分段注水+大泵提液”的高效开发模式,并在现场应用中取得了明显的增油效果,为海上底水稠油油藏高效开发提供了理论依据和生产经验。

4) 建议对钻遇非渗透型隔夹层的注水井进行

层内分段注水,依托隔夹层形成均衡水驱;考虑现场施工的可行性,应用该技术时,建议隔夹层的厚度不小于 2.00 m 或注水定向井在隔夹层中长度不小于 5.00 m。

参 考 文 献

References

- [1] 薛永超,程林松,张继龙.夹层对底水油藏开发及剩余油分布影响研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2010,32(3):101-106.
XUE Yongchao, CHENG Linsong, ZHANG Jilong. The study on inter-bedded stratum model control in bottom water reservoir development and remaining oil distribution[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2010, 32(3): 101-106.
- [2] 张宗檩.正韵律厚油层内夹层对水平井挖潜效果的影响分析[J].油气地质与采收率,2004,11(3):46-47.
ZHANG Zonglin. Analysis of intrastratal interbed influence on the result of tapping the potential of the horizontal well in positive rhythm and thick oil-bearing formations[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(3): 46-47.
- [3] 葛丽珍,李廷礼,李波,等.海上边底水稠油油藏大泵提液增产挖潜矿场试验研究[J].中国海上油气,2008,20(3):173-177.
GE Lizhen, LI Tingli, LI Bo, et al. A field test study on increasing production by big-pump enhanced liquid for offshore heavy oil reservoirs with edge or bottom water[J]. China Offshore Oil and Gas, 2008, 20(3): 173-177.
- [4] ZHANG Peng, WEN Xianhuan, GE Lizhen, et al. Existence of flow barriers improves horizontal well production in bottom water reservoirs[R]. SPE 115348, 2008.
- [5] 陈林,彭彩珍,孙雷,等.水驱油藏开发后期提液稳产研究[J].石油地质与工程,2007,21(6):47-49.
CHEN Lin, PENG Caizhen, SUN Lei, et al. Research on enhanced liquid to keep steady production in development late stage of water-flooding reservoirs[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007, 21(6): 47-49.
- [6] 雷克林,王新海,陈建华.八面河油田莱 5-4 块中高含水期不同井型提液分析研究[J].石油天然气学报,2011,33(7):141-144.
LEI Kelin, WANG Xinhai, CHEN Jianhua. Fluid lifting analysis approach of different types of wells in Block Lai 5-4 of Bamianhe Oilfield at high water-cut stage[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(7): 141-144.
- [7] 吴家文,王家春,刘剑,等.基于剩余油分布的分层注水方案优选[J].大庆石油学院学报,2006,30(4):12-15.
WU Jiawen, WANG Jiachun, LIU Jian, et al. Optimization method for layered water injection project based on the distribution of remaining oil[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2006, 30(4): 12-15.
- [8] 郑小杰,钟伟,段洪泽,等.强底水油藏注水开发可行性研究[J].断块油气田,2015,22(2):234-250.
ZHENG Xiaojie, ZHONG Wei, DUAN Hongze, et al. Feasibility study of waterflooding development for strong bottom water reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(2): 234-236, 250.
- [9] 程秋菊,冯文光,彭小东,等.底水油藏注水开发水淹模式探讨[J].石油钻采工艺,2012,34(3):91-93.
CHENG Qiuju, FENG Wenguang, PENG Xiaodong, et al. Discussion on flooding pattern for bottom water reservoirs driving by water-injection[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(3): 91-93.
- [10] JOSHI S D. Augmentation of well production using slant and horizontal wells[R]. SPE 15375, 1986.
- [11] 袁琳,李晓平,李松岑.低渗水驱油藏水平井见水后产能研究新方法[J].岩性油气藏,2015,27(3):127-132.
YUAN Lin, LI Xiaoping, LI Songcen. New method for productivity study of horizontal well after water breakthrough in low permeability water flooding reservoir[J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(3): 127-132.