

文章编号:0253-9985(2006)05-0660-08

提高薄互层低渗透砂岩油藏采收率的有效开发技术

王文环

(中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:以胜利油田纯41块沙河街组沙四段薄互层低渗透油藏为例,从低渗透油田渗流机理出发,分析了低渗透油田由于存在井距偏大、井网与裂缝匹配不佳、没能适时转注、油藏保护意识薄弱等问题对开发效果的影响。应用渗流机理、地应力场研究成果,提出了低渗透砂岩油藏合理井距确定、井网形式优化、适时增压注水、加强油藏保护等配套开发技术。实施后日产油量、采油速度、日注水量明显提高,含水率、注入压力下降,预测采收率可提高5.23%。因此,该项配套技术对改善该类低渗透油藏开发效果、提高采收率具有广泛的使用意义。

关键词:最小启动压力梯度;非线性流动区;技术极限井距;经济合理井距;低渗透砂岩油藏

中图分类号:TE313.7

文献标识码:A

Technology of effectively enhancing recovery efficiency in thin-interbedding reservoirs of low-permeability sandstone

Wang Wenhuan

(Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083)

Abstract: Taking an interbedded thin sandstone reservoir with low permeability in Chun-41 block in the fourth member of the Shahejie Formation as an example, the factors that affect the development of low-permeability oilfields are analyzed based on their percolation mechanism. Inappropriate well spacing, poor matching of well pattern with fractures, improper timing of waterflooding, and low awareness of reservoir protection, are all considered to be factors contributing to the poor performance of low permeability oilfields. Based on study of percolation mechanism and distribution of earth stress field, several corresponding measures have been proposed to deal with the problem. And the results of field implementation of the measures shows that the daily oil production, oil recovery rate, and daily injection rate of the field are evidently increased and the water cut and injection pressure are lowered. The recovery efficiency is also estimated to be raised by 5.23%, showing that the measures can effectively improve the performance of low permeability reservoirs.

Key words: minimum starting pressure gradient; non-linear flow zone; technical critical spacing; economical well spacing; low-permeability sandstone reservoir

低渗透砂岩油藏是一个相对的概念,目前国际上没有统一的标准和界限,由各国不同时期的资源状况及技术经济条件而定。我国根据理论研究和生产实践,将空气渗透率小于或等于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

的油藏定为低渗透油藏,考虑沉积类型以及储层的分布状况,低渗透砂岩油藏可进一步分为厚层构造低渗透砂岩油藏、透镜体岩性低渗透砂岩油藏和薄互层低渗透砂岩油藏。

收稿日期:2006-07-06

作者简介:王文环(1965—),女,高级工程师、博士,油气田开发工程

基金项目:中国石油天然气股份有限公司“九五”重点科技攻关项目(970211)

厚层构造低渗透砂岩油藏主要指受岩性、构造双重控制的三角洲或扇三角洲沉积的低渗透砂岩油藏。透镜体岩性低渗透砂岩油藏主要指滑塌浊流沉积形成的透镜体状岩性低渗透砂岩油藏。薄互层低渗透砂岩油藏主要指滨浅湖相的薄互层低渗透砂岩油藏。

尽管各类低渗透砂岩油藏普遍存在采收率低的问题,但不同类型的油藏沉积类型不同、储层特征和分布状况不同,因此开发过程中存在的问题和暴露出的矛盾也不同。由此可见:针对不同类型油藏存在的不同问题和矛盾,寻找不同类型油藏有效开发途径,改善其开发效果,提高采收率,解决或缓解低渗透砂岩油藏开发矛盾是非常必要的。本文以胜利梁家楼油田纯41块沙四段油藏为例研究薄互层低渗透砂岩油藏的有效开发技术。

1 油藏地质及开发概况

纯41块沙河街组沙四段油藏为滨浅湖条件

下形成的湖泊滩、坝砂体,埋深为2 320~2 800 m。含油层系主要为新生界下第三系沙河街组沙四段上亚段的纯化镇组和沙四段下亚段的红一组(H_1),自上而下共划分6个砂层组26个小层,平均单层厚度为1.2 m,具有层多而薄、平面展布连续的特点(图1)。含油面积5.1 km²,石油地质储量 707×10^4 t。平均孔隙度为18.1% (50块样品),渗透率 $15.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (23块样品),具有中孔、低渗的特点。原始地层压力为37.9 MPa,压力系数为1.41,属高压异常压力系统。地层温度为102~103℃,温度梯度为每百米3.4℃,属常温油藏。地面石油粘度为14.2~23.0 mPa·s,密度为0.870 4~0.877 8 g/cm³,属稀油油藏。总之,油藏为高压、常温、稀油、中孔、薄互层低渗透砂岩油藏。

该区1995年投入开发,基于该区油层纵向分布相对集中、平面展布连续性好,储量丰度低、流体性质变化不大等因素的考虑,方案采用一套层系、378 m×534 m反九点井网。但自投入开发以来,油田一直处于低产、低速开采状态,即油井表现为自

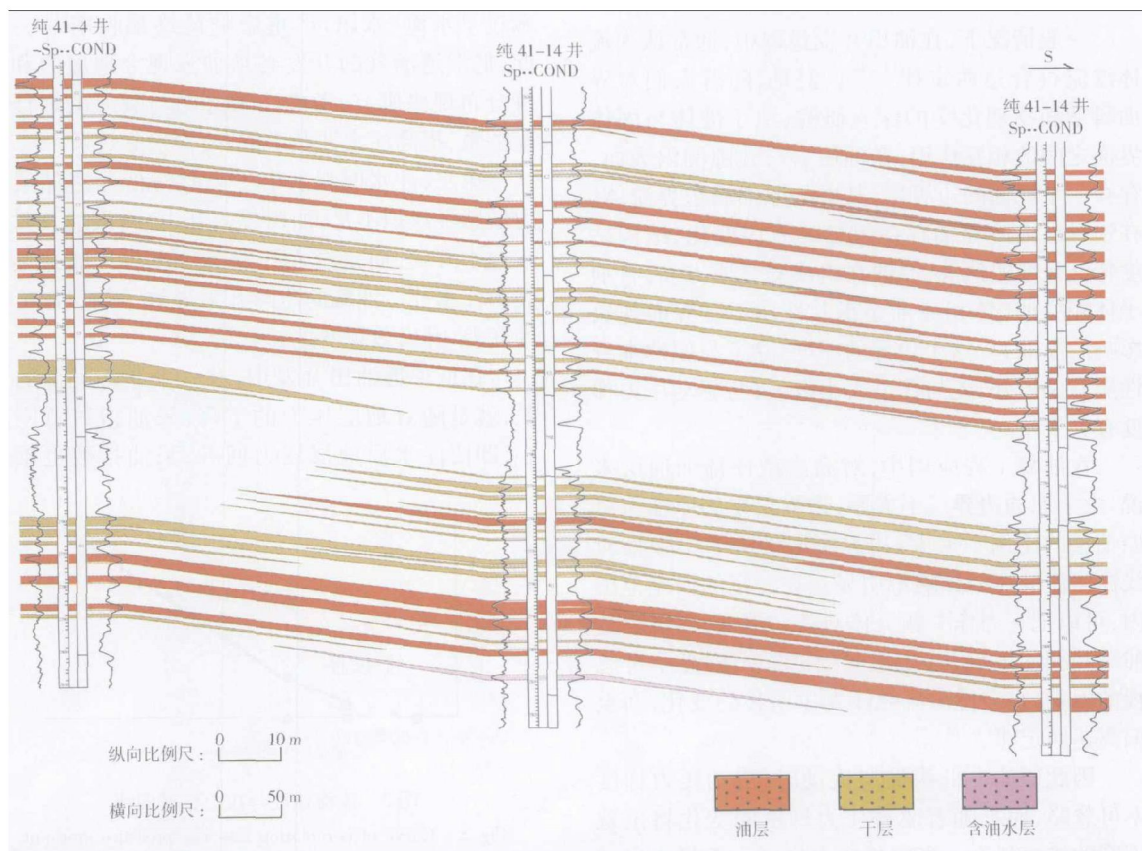


图1 纯41块南北向油藏剖面
Fig. 1 N-S cross-section of reservoir in Chun-41 block

然产能低,比采油指数为 $0.06 \text{ l}/(\text{d} \cdot \text{MPa} \cdot \text{m})$;产量递减快,初始月递减率为 14.6% ;生产压差大,为 $10 \sim 15 \text{ MPa}$;油田采油速度低,一直小于 0.6% 。注水困难,见效慢,注水井吸水能力低,且吸水能力不断降低,比吸水指数由 1996 年的 $3.2 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa} \cdot \text{m})$ 下降到 2002 年的 $1.0 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa} \cdot \text{m})$;注水压力高,且注水压力不断升高,由 1996 年的 22.3 MPa 上升到 2002 年的 32 MPa 。到调整前(2005 年底)为止,采出程度仅为 3.14% ,采油速度为 0.37% 。

2 存在问题及机理分析

第一,由于当时没有认识到低渗透油藏非达西渗流规律的特殊性,井距设计主要考虑了井网对储量的控制程度和经济因素,而没有考虑井距对渗流状态和产量的影响,采用了较大注采井距。因此,在注、采井之间难以建立有效的压力驱替系统,从而造成“油井采不出、水井注不进”的现象。

一般情况下,在油田开发过程中,通常认为流体渗流符合达西定律^[1-3]。但是,随着人们对界面科学和物理化学的深入研究,由于液体与固体界面之间的相互作用,在油层岩石孔隙的内表面,存在一个原油的边界层,其中的原油属边界流体。在边界层内的原油存在组分的有序变化、结构粘度特征及屈服值等,原油在组成和性质方面,有别于体相原油(体相原油是指其性质不受界面现象影响的原油)。这个边界的厚度,除了与原油本身性质有关以外,还与孔道大小有关,与驱动压力梯度有关^[4-6]。

在油藏工程应用中,对高渗透性稀油油层来说,由于原油边界层不太厚,边界层中的原油占总原油量的比例不太大,边界层原油的非牛顿性对线性渗流规律的影响不明显。在一定的误差范围内,可以把它当作牛顿流体对待。然而,对低渗透油藏和稠油来说,这个边界层的影响则是不可忽视的因素,它会使渗流规律发生明显的变化,乃至偏离达西定律^[4,7,8]。

因此原油在低渗储层流动时,启动压力梯度不可忽略,而且随着驱替压力梯度的变化将出现不同的渗流状态。当驱替压力梯度小于最小启动压力梯度时,流体不流动;当驱替压力梯度大于最

小启动压力梯度,而小于临界驱替压力梯度时,流体处于非线性渗流状态;当驱替压力梯度大于临界驱替压力梯度时,流体将处于拟线性渗流状态(图2)。由此可见:在一定的驱替压差条件下,井距的大小直接影响驱替压力梯度的大小,从而影响流体的流动状态、可动油的动用程度,对产量的影响亦不可忽略^[8,9]。因此,井距的优化是改善低渗透砂岩油藏开发效果的关键技术之一。

第二,当时缺乏对地应力的研究,井网设计没有考虑与裂缝的匹配关系。油田开发实践表明:油井注水见效具有明显的方向性,注水主流线与裂缝方向一致的油井见效快,甚至很快水淹;而其他方向油井见效相对较慢,甚至不见效果。因此导致水驱波及系数低,水驱效果差的后果。

低渗透油藏的开发,通常采用压裂改造,注入水在进入低渗透油藏后,其运动方向主要受裂缝的控制,水先沿裂缝单相突进,形成高压水线,然后向两侧扩散。如水驱方向得当,将有效地提高开发效果;若水驱方向控制不当,将导致油井和油藏过早水淹、水窜,严重影响最终采收率^[10]。因此,低渗透油藏的开发必须加强现今地应力和裂缝分布规律研究,考虑注采井网与裂缝的最佳匹配关系,提高注水波及系数,改善水驱效果。

第三,注水时机。由于当时对低渗透储层压力敏感性认识不足,油田投入开发后,没能及时转入注水开发,而是投入开发一年以后从油井逐步转为注水井。油藏的压降开采导致了储层渗流物性变差,开发效果变差。

在低渗透油田开发中,有一个非常突出的现象,就是随着地层压力的下降,采油指数急剧减小,即使注水后地层压力回升,采油指数也难恢

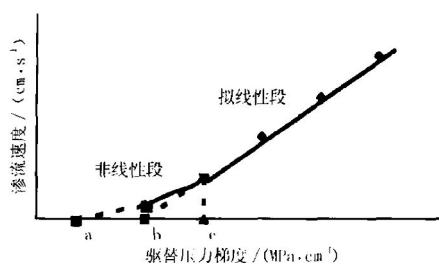


图2 渗流速度与压力梯度曲线

Fig. 2 Curve of percolation rate vs. pressure gradient

a. 最小启动压力梯度; b. 拟启动压力梯度;

c. 临界驱替压力梯度

复,这就是油层的压敏效应。在传统的渗流力学计算中,一般假设多孔介质是刚性的,但是实际的储层具有弹塑特性,表现在孔隙度、特别是渗透率等物性参数随压力的改变而发生变化,低渗透介质更为显著^[11,12]。低渗透油藏地层压力下降后,引起储层渗透率的大幅度减小,其不可逆性对油藏开发造成明显的不利影响。因此研究注水时机,适时注水,不仅可以减小因地层压力下降造成的储层伤害;而且可使地层具有较高的压力梯度,即建立有效的压力驱替系统,对改善油田开发效果具有重要影响。

第四,油层保护意识不强。分析认为该区的油层伤害主要包括:注入水水质不合格引起的油层伤害、增产作业二次污染以及力学伤害问题。

3 开发技术

针对薄互层低渗透砂岩油藏普遍存在的以上问题,本文主要对该类低渗透砂岩油藏合理井距、井网与裂缝的合理配置、合理注水时机、以及油层保护和有效注水等方面进行重点研究,以形成提高该类油藏采收率的有效开发技术。

3.1 井距的确定

3.1.1 技术极限井距概念及公式推导

综合上述因素,胜利油田地质院通过室内实验研究,初步回归出最小启动压力梯度、临界启动压力梯度与视流度的关系公式(1)和公式(2)。并进一步绘制成图版^[13](图3)。

最小启动压力梯度与视流度的关系

$$\left(\frac{\Delta p}{L}\right)_{\min} = 0.000\ 31 \left(\frac{K}{\mu}\right)^{-0.599\ 2} \quad (1)$$

式中: Δp 为驱替压差,MPa; L 为注采井距,m; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ 为流体粘度,mPa·s。

临界启动压力梯度与视流度的关系

$$\left(\frac{\Delta p}{L}\right) = 0.001\ 6 \left(\frac{K}{\mu}\right)^{-0.751\ 6} \quad (2)$$

由图3可以看出,某种流体在一定物性储层中渗流时,随着压力梯度的增大,会出现3种不同的渗流状态:当驱替压力梯度小于最小启动压力梯度时,流体不流动(不流动区);当驱替压力梯度大于最小启动压力梯度,而小于临界启动压力梯

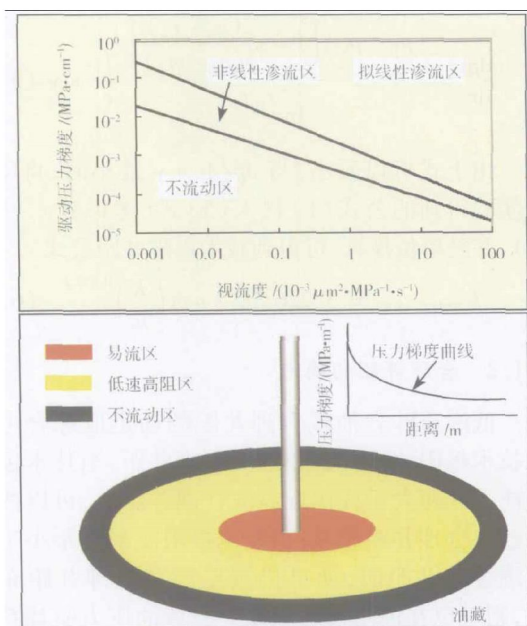


图3 流态判断图版

Fig. 3 Chart board for judging the flow regime

度时,流体处在低速高阻不易流状态(非线性流动区),对应于驱替压力梯度等于最小启动压力梯度时的泄油半径即为技术极限泄油半径,油井极限泄油半径与注水井控制的极限注水半径之和即为技术极限井距;当驱替压力梯度大于临界启动压力梯度时,流体处在易流状态(拟线性渗流区),对应于驱替压力梯度等于临界启动压力梯度时的泄油半径即为易流泄油半径。

油井极限泄油半径公式是由径向渗流压力梯度分布方程和流量方程联立推导求得。当一口油井以一定产量生产时,其压力梯度分布公式为^[4,7,9]

$$\frac{dp}{dr} = \frac{q\mu}{2\pi Kh} \frac{1}{r} + \gamma \quad (3)$$

式中: q 为流量, cm^3/s ; h 为油层厚度,cm; r 为径向渗流半径,cm; γ 为非线性渗流阻力梯度,MPa/cm。

低渗透油层非线性渗流过程的流量方程为^[7,9]

$$Q = \frac{2\pi Kh(p_H - p_w)}{\mu \ln \frac{r_H}{r_w}} \left[1 - \frac{\gamma(r_H - r_w)}{(p_H - p_w)} \right] \quad (4)$$

式中: p_H 为注水井井底流压,MPa; p_w 为采油井井底流压,MPa; r_H 为注采井距,m; r_w 为井筒半径,m。

将式(3)与式(4)两个方程联立求解可得公式

$$\frac{dp}{dr} = \frac{(p_H - p_w) \left[1 - \gamma \frac{(r_H - r_w)}{(p_H - p_w)} \right]}{\ln \frac{r_H}{r_w}} \frac{1}{r} + \gamma \quad (5)$$

由上式可以看出,当 $dp/dr = \gamma$ 最小时,将室内实验得到的公式(1)代入(5)式(考虑到 $r_w \ll r_H$),并经单位换算,可得到技术极限井距公式

$$L_{\text{极限注采井距}} = 3.226(p_H - p_w) \left(\frac{K}{\mu} \right)^{0.5992} \quad (6)$$

3.1.2 合理井距的确定

低渗透砂岩油藏合理井距的确定应综合考虑技术极限注采井距和经济合理井距,当技术极限注采井距大于或接近经济合理井距时,可以按照经济合理井距布井;当技术极限注采井距小于经济合理井距时,如果仍按照经济合理井距布井,则难以在油水井之间建立有效的压力驱替系统,将在油、水井井间形成不易流动带,降低低渗透油田开发效果。这种情况下则应结合压裂工艺水平,进行整体压裂设计,来弥补经济合理井距和技术极限注采井距的差值。如果工艺水平难以有效解决,那么该油藏就暂时无法经济有效地动用。

计算纯41块油水井之间可建立的最大驱替压差为52 MPa,有效渗透率为 $5.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层原油粘度为 $2 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,计算极限注采井距为298 m,而经济合理井距为300 m。考虑压裂改造的影响,因

此合理井距取值为300 m。

3.2 井网形式优化技术

3.2.1 纯41块现今地应力场研究

一般来讲,如果低渗透储层相对均质,水力压裂裂缝将沿最大水平主应力方向延伸^[14]。因此,研究地应力场的分布,预测水力压裂裂缝的延伸方向,可为油田开发井网的布置、调整提供科学的背景资料。

为使地应力研究结果准确可靠,综合采用岩石声速法和井斜统计法测算关键井的水平主应力的方向;用声发射法计算关键井水平最大主应力的方向,用水力压裂法计算水平最小主应力。以关键井的地应力测算、计算结果为约束条件,采用弹性平面有限元法模拟纯41块沙四段现今地应力场。

模拟结果为:水平最大主应力值为52 ~ 74 MPa,断块内部为近东西向,断层带主要为北西向;水平最小主应力值为41 ~ 52 MPa,断块内部为近南北向,断层带主要为北东向(图4)。

3.2.2 注采井网与裂缝的最佳匹配

理论研究和矿场实践都表明:注采井网部署与裂缝延展方向是否匹配,影响低渗透油藏开发效果,当井网部署与裂缝延展方向相匹配时,水驱控制程度增加;反之,则水驱控制程度减小。注采

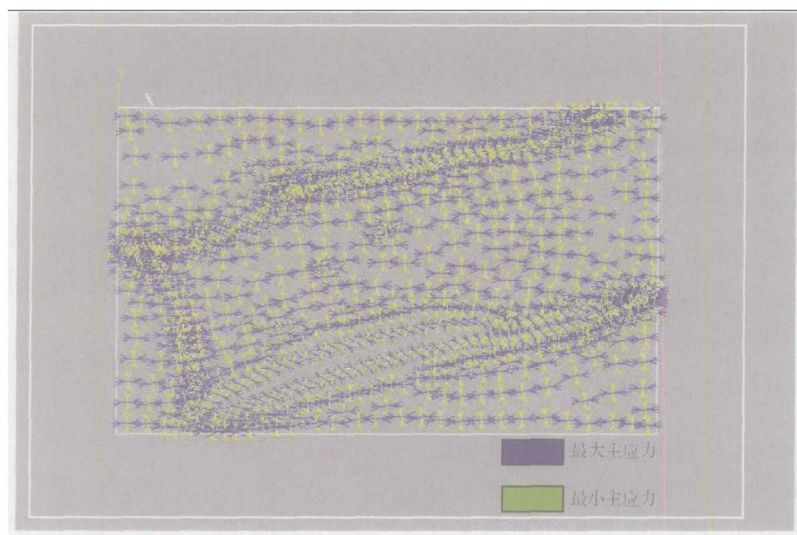


图4 纯41块应力分布示意图

Fig. 4 Sketch map showing the stress distribution in Chun-14 block

井网部署与裂缝延展方向的匹配,就是注采主流线与裂缝延展方向的合理匹配。

低渗透砂岩油藏概念模型数值模拟研究结果表明,注采井主流线与压裂裂缝延展方向的夹角越大,油井见水时间越晚、采收率越高(图5)。因此,开发井网部署时注采井主流线应最大限度的避开压裂裂缝延展方向。

3.2.3 注采井网形式优化研究

通过对正方形反九点、菱形反九点、矩形五点注采井网开发效果对比研究认为:由于变形的菱形反九点、矩形五点注采井网加大了注采井之间的距离,更有利于取得好的开发效果。其中矩形五点注采井网开发效果最好,可以有效的控制含水上升(图6)。

因此,从避免注入水沿裂缝窜入油井、降低油田采收率角度考虑,研究认为最佳井网形式应是

注水井排与裂缝(最大主应力方向)平行的排状注水井网。注入水首先顺着裂缝沿注水井排形成高压水线,然后再向油井推进。这样将避免水窜,提高波及系数,改善油田水驱效果,提高采收率。

3.3 地层压力

无论是新钻注水井、还是油井转注井全部一次到位。为了有效解决单井注不进的问题,应用40 MPa压力等级增压泵实施超高压注水,保持地层能量开发。但是,对于高压异常低渗透油藏,由于早期压力高,注水难,一般选择压力降至静水柱压力开始注水。

3.4 油层保护

针对该类油藏的储层敏感性特点,发展完善了以下油藏保护技术:1)改进和完善了钻井液、完

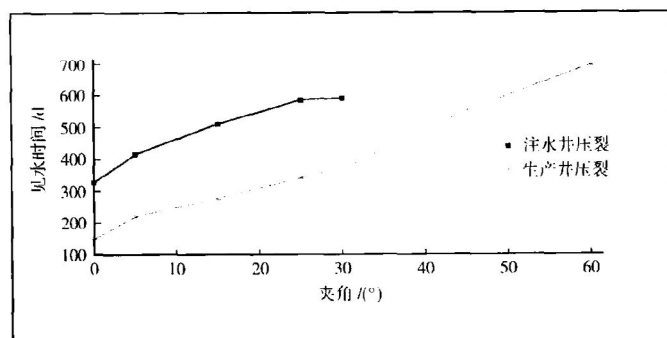


图5 生产井、注水井压裂见水时间与裂缝方位关系
(裂缝无因次长度0.5)

Fig. 5 Dependence of water breakthrough time in production well and injector and fracture orientation

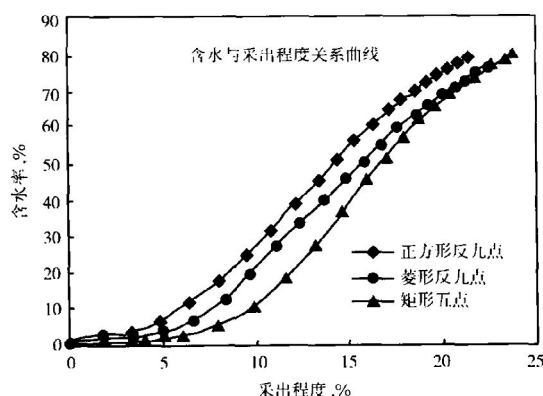
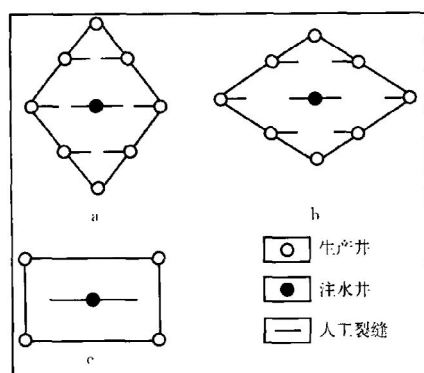


图6 不同注采井网效果对比

Fig. 6 Correlation of different injection and production pattern

井液体系,大力推行欠平衡压力钻井和平衡压力钻井;2)形成了适合该类油藏和井下条件的固井工艺配套技术,研制了新型降失水剂;3)在采油过程中,系统设计采用保护油气层采油工程入井液技术,主要包括黏土放膨剂、低伤害入井液、屏蔽暂堵保护液、水锁效应解除剂和预防剂;4)在作业过程中油层保护重点研究了保护油层的高效洗井液和解堵工艺技术、高压油井作业不压井无伤害技术等。

4 开发技术应用及效果

4.1 方案调整

综合以上研究结果,方案调整的原则为:1)在充分利用现有井网老井的基础上,打加密调整井,注采井距控制在 300 m 左右;2)通过调整注采井别,改变注水主流线方向,尽量使注水井排与最大主应力方向一致。

由以上调整原则,方案需钻新井 14 口,其中油井 10 口,水井 4 口(图 7)。

4.2 调整前后效果对比

方案调整后见到了明显的效果:平均单井日产油量由调整前的 4.8 t 上升到 5.6 t,区块日产油量由 77.3 t 上升到 168.0 t;采油速度由调整前的 0.51% 上升到 1.07%;区块含水由调整前的

43.4% 下降到 23.3%。方案调整后,由于注、采井距的缩小,注水压力明显下降,由调整前的 30.6 MPa 下降到 26.4 MPa;平均单井日注水量由调整前的 28.2 m³ 上升到 36.8 m³,区块日注水量由 197.2 m³ 提高到 638.9 m³;方案调整后,预测采收率可由调整前的 17.35% 提高到 22.58%,采收率可提高 5.23%(图 8)。

5 结 论

1) 在一定注采压差条件下,由于低渗透油田启动压力梯度的存在,井距过大,容易形成井间不易流动区带,是造成低渗油田低产、低效开发的主要原因。薄互层低渗透油藏油层平面展布连续性好,普遍存在井距过大的现象,合理优化井距技术是改善该类油藏开发效果的关键技术之一。

2) 由于低渗透储层存在启动压力梯度,其合理井距的确定方法不能简单套用中高渗透储层的经济合理井距模式,应根据油田所能形成的最大注采压差和启动压力梯度,计算其技术极限注采井距,结合经济合理井距综合确定。当经济合理井距小于技术极限注采井距时,取经济合理井距;当经济合理井距大于技术极限注采井距时,应根据压裂工艺水平,进行整体压裂设计,来弥补经济合理井距和技术极限注采井距的差值。如果工艺水平难以有效解决,那么该油藏就暂时无法经济

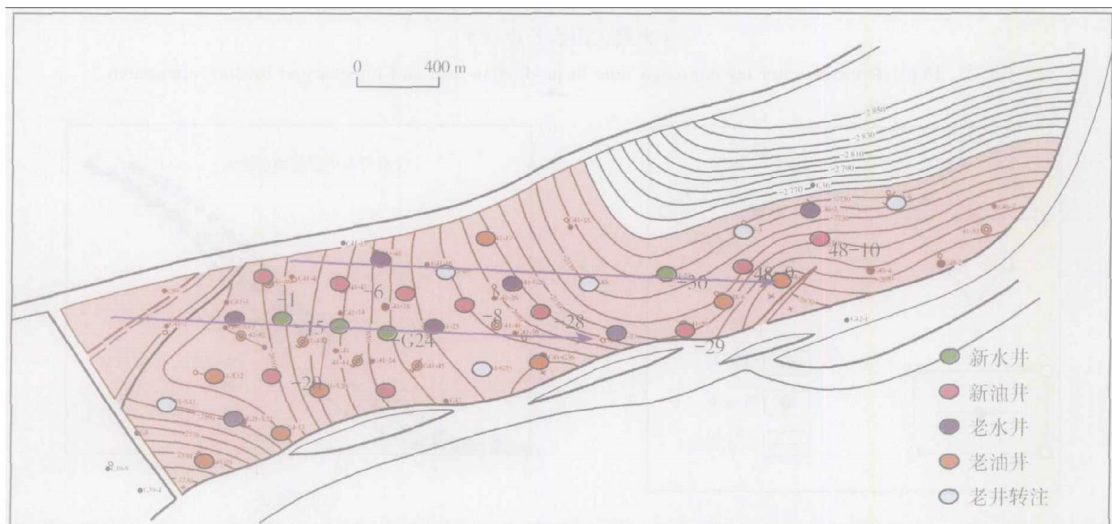


图7 纯41块方案调整部署图

Fig. 7 Sketch map showing the adjustment of well distribution in Chun-41 block

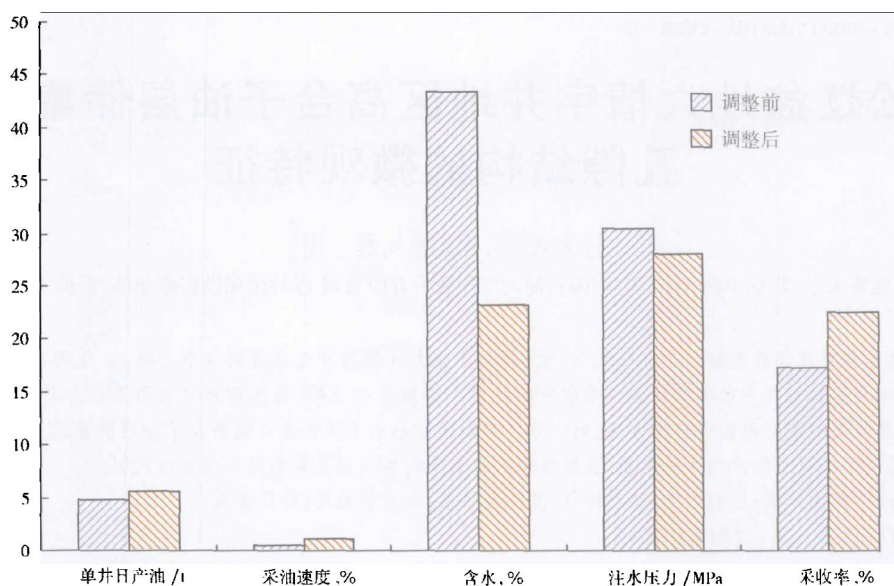


图8 方案调整前后效果对比

Fig. 8 Correlation of development effects before and after adjustment of well distribution

有效地动用。

3) 该类低渗透油藏普遍需人工压裂投产,井网的部署必须考虑注水主流线与裂缝的匹配,以避免导致油井和油藏过早水淹、水窜,严重影响最终采收率,因此,必须加强该类油藏现今地应力场分布研究。

4) 对于该类低渗透砂岩油藏要实施早期增压注水保持地层能量,减小因地层压力降低对储层造成的伤害。但是,对于高压异常低渗透油藏,由于早期压力高,注水难,因此需优化注水时机,一般选择压力降至静水柱压力开始注水。

参考文献

- 1 张建国,雷光伦,张艳玉. 油气田渗流力学[M]. 山东东营:石油大学出版社,1998. 17~112
Zhang Jianguo, Lei Guanglun, Zhang Yanyu. Dynamic of fluids through porous media of oil and gas field[M]. Dongying, Shandong: China Petroleum University Press, 1998. 17~112
- 2 A E 薛定鄂. 多孔介质中的渗流物理[M]. 王鸿勋,张朝琛,孙书琛译. 北京:石油工业出版社,1982. 36~283
Xue ding'e A E. The physics of flow through porous media[M]. Wang Hongxun, Zhang Chaochen, Sun Shuchen, translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 1982. 36~283
- 3 卡佳霍夫 Ф. И. 油层物理基础[M]. 张朝琛译. 北京:中国工业出版社,1958. 20~66
Ka jia nuo fu Ф. И. Reservoir physical base[M]. Zhang Chaochen, translated. Beijing: China Industry Press, 1958. 20~66
- 4 黄延章. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京:石油工业出版社,1998. 30~100
Huang Yanzhang. Percolation mechanism of low-Permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998. 30~100
- 5 Amyx J W, Bass D M, Whiting R L. Petroleum reservoir engineering, physical properties[M]. McGraw-Hill Book Company, Inc, 1960
- 6 Muskat M. Physical principles of oil production[M]. McGraw-Hill Book Company, Inc, 1949
- 7 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1997. 114~152
Li Daopin. Field development of low-permeability[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997. 114~152
- 8 阎庆来,何秋轩. 低渗透储层中油水渗流规律的研究[M]. 北京:石油工业出版社,1993. 15~68
Yan Qinglai, He Qiuxuan. Study of oil-gas percolation rule in low-permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993. 15~68
- 9 张英芝,杨铁军,王文昌. 特低渗透油藏开发技术研究[M]. 北京:石油工业出版社,2004. 1~42
Zhang Yingzhi, Yang Tiejun, Wang Wenchang. Study of development technology for extra low-permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004. 1~42
- 10 赵卫华,常剑,杜燕. 深层低渗透难采油藏的注水开发[J]. 石油与天然气地质,2001,22(3):245~248
Zhao Weihua, Chang Jian, Du Yan. Waterflood development of deep seated low permeable reservoir[J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(3): 246~248

(下转第674页)

孔极细喉,属于非储集层。

参 考 文 献

- 1 韩殿杰,孙新波. 松辽盆地地下白垩统层序地层格架及油气勘探方向[J]. 石油与天然气地质,1995,16(4):384~389
Han Dianjie, Sun Xinbo. Sequence stratigraphic framework of Lower Cretaceous in Songliao basin and its hydrocarbon exploration [J]. Oil & Gas Geology, 1995, 16(4): 384~389
- 2 杨玉峰. 松辽盆地岩性油藏形成条件与分布规律[J]. 石油与天然气地质,2004,25(4):393~399
Yang Yufeng. Formation condition and distribution of lithologic pools in Songliao basin [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(4): 393~399
- 3 杨明达,杨铭辉. 松辽盆地南部大情字井地区油气分布控制因素分析[J]. 石油实验地质,2003,25(3):252~256
Yang Mingda, Yang Minghui. Analysis of hydrocarbon distribution in Daqingzi area of the southern Songliao basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2003, 25(3): 252~256
- 4 梁春秀,王永春. 现代勘探新技术在隐蔽油气藏勘探中的作用—松辽盆地大情字井超亿吨级油田的发现[J]. 中国石油勘探,2003,8(3):50~57
Liang Chunxiu, Wang Yongchun. The effect of modern new exploration technology in the exploration of subtle reservoir—discover of over a hundred million tons oilfield of Daqingzi area in Songliao basin [J]. China Petroleum Exploration, 2003, 8(3): 50~57
- 5 魏志平,孙岩. 松辽盆地南部大情字井地区油气成藏过程分析[J]. 石油勘探与开发,2002,29(3):11~16
Wei Zhiping, Sun Yan. Oil and gas accumulation process in Daqingzi region of southern Songliao basin [J]. Petroleum Exploration & Development, 2002, 29(3): 11~16
- 6 刘宝柱,魏志平. 大情字井地区低孔、低渗型岩性油藏成因探讨[J]. 特种油气藏,2004,11(1):24~27
Liu Baozhu, Weizhiping. Genesis study of low porosity, low permeability, lithologic reservoirs in Daqingzi area [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2004, 11(1): 24~27
- 7 Ehrlich R, Crabtree S J, Horko-witz K O. Petrography and reservoir physics (I): objective classification of reservoir porosity [J]. AAPG Bulletin, 75(10):1 547~1 562
- 8 戴启德,纪友亮. 油气储层地质学[M]. 山东东营:石油大学出版社,1995. 79~84
Dai Qide, Ji Youliang. Petroleum Reservoir Geology [M]. Dongying, Shandong: Petroleum University Press, 1995. 79~84
- 9 罗蛰潭,王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京:科学出版社,1986. 29~31
Luo Zhetan, Wang Yuncheng. Pore Structure of petroleum reservoir [M]. Beijing: Science Press, 1986. 29~31
- 10 应凤祥,杨式升. 激光扫描共聚焦显微镜研究储层孔隙结构[J]. 沉积学报,2002,20(1):75~79
Ying Fengxiang, Yang Shisheng. Application of laser scanning confocal microscope to the measurement of pore texture in reservoirs [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20(1): 75~79
- 11 王宝清,徐文发,徐站立,等. 三肇地区扶余和杨大城子油层储集岩的成岩作用[J]. 石油与天然气地质,2001,22(1):82~87
Wang Baoqing, Xu Wenfa, Xu Zhanli, et al. Diagenesis of reservoirs in Fuyu and Yangdachengzi of Sanzhao region [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(1): 82~87
- 12 陈昭年. 石油与天然气地质学[M]. 北京:地质出版社,2005. 51
Chen Zhaonian. Petroleum Geology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2005. 51

(编辑 陈喜禄)

(上接第667页)

- 11 王安辉. 神经网络在低渗透油田试井解释中的应用[J]. 石油与天然气地质,2004,25(3):338~343
Wang Anhui. Application of neural network in well test analysis in low permeability oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(3): 338~343
- 12 王秀娟. 低渗透应力敏感性与产能物性下限[J]. 石油与天然气地质,2003,24(2):162~165
Wang Xiujuan. Stress sensitivity and productivity lower limit of deliverability in the low-permeability reservoir [J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(2): 162~165
- 13 吕成远,王建,孙志刚. 低渗透砂岩油藏渗流启动压力梯度实验研究[J]. 石油勘探与开发,2002,29(2):86~89
Lu Chengyuan, Wang Jian, Sun Zhigang. An experimental study on starting pressure gradient of fluids flow in low permeability sandstone porous media [J]. Petroleum Exploration & Development, 2002, 29(2): 86~89
- 14 张毅. 低渗透双重介质储层增产机理及技术研究[D]. 2003. 111~130
Zhang Yi. Study on stimulation mechanism and technology of low-permeability dual media [D]. 2003. 111~130

(编辑 高岩)