

杏71区块扶余油层超前注水技术界限

夏连晶, 陶 博

大庆油田有限责任公司第四采油厂地质大队, 黑龙江 大庆
Email: xialj123@163.com

收稿日期: 2021年8月9日; 录用日期: 2021年9月1日; 发布日期: 2021年9月22日

摘 要

超前注水是提高低渗透油藏开发效果行之有效的技术, 但油层渗透率和压力系数发生改变时, 油藏采收率随之变化。为确定超前注水措施实施的技术界限, 通过室内进行超前注水模拟实验, 研究实施超前注水后岩心的驱油效率、渗透率和微观孔隙结构参数的变化, 并在此基础上, 结合数值模拟, 分析得出低渗透油藏超前注水开发的压力系数范围和渗透率范围, 为超前注水技术的推广提供指导。研究表明, 岩心的渗透率越低, 驱油效率对压力越敏感性越强, 因而确定杏71试验区实施超前注水油层的压力系数应小于1.1, 实施超前注水油层的渗透率应介于 $1.22 \times 10^{-3} \sim 7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。

关键词

扶余油层, 超前注水, 压力系数, 渗透率, 技术界限

Technical Limit of Advanced Water Injection in Fuyu Reservoir of X71 Block

Lianjing Xia, Bo Tao

No.4 Oil Production Plant of Daqing Oilfield Co. Ltd., Daqing Heilongjiang
Email: xialj123@163.com

Received: Aug. 9th, 2021; accepted: Sep. 1st, 2021; published: Sep. 22nd, 2021

Abstract

Advanced water injection is an effective technology to improve the development effect of low permeability reservoirs, but its recovery changes with the permeability and pressure coefficient of reservoirs. In order to determine the technical limit of the implementation of advanced water injection measures, the indoor advanced water injection simulation experiment is carried out to study the changes of oil displacement efficiency, permeability and micro pore structure parameters of the cores after the implementation of advanced water injection. Then combined with numerical simulation, the pressure coefficient range and permeability range of advanced water injection development of low permeability reservoir are analyzed, which provides guidance for the popularization of advanced water injection technology. The results show that the lower the permeability of the core, the stronger the sensitivity of the oil displacement efficiency to pressure. Therefore, it is determined that the pressure coefficient of the reservoir with advanced water injection in X71 test area should be less than 1.1, and the permeability of the reservoir with advanced water injection should be between $1.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$.

Keywords

Fuyu Reservoir, Advanced Water Injection, Pressure Coefficient, Permeability, Technical Limit

Copyright © 2021 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

杏71 试验区位于杏七区西部,其主要产层为扶余油层,该油层的非均质性较强,油层平均孔隙度为15.7%,平均含油饱和度为43.6%,平均渗透率仅为 $4.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于典型的低渗透油藏。在低渗透率油藏开发过程中,往往采用超前注水的开发方案[1],但在超前注水作业实施前往往难以确定超前注水的合理技术界限[2],以至于容易出现超前注水作业实施效果差的问题。张茂强[3]考虑到非达西效应对超前注水效果的影响,使用自动历史拟合对非达西渗流参数进行计算,确定了超前注水井底流压界限。刘杨[4]使用数值模拟方法对胡尖山区块超前注水合理注入界限进行分析和优化,确定超前注水的合理注入

时机和合理注入参数。张东[5]考虑到低渗透油藏开发过程中存在的问题,通过数值模拟和实验研究,建立了超前注水地层压力和配注强度的技术界限。基于研究现状,本文通过超前注水的室内岩心实验,确定超前注水对渗透率、驱油效率和微观孔隙结构参数的影响,结合数值模拟研究,确定杏 71 区块扶余油层超前注水开发的渗透率动用上限和动用下限,并将超前注水与同步注水的开发效果进行对比,为超前注水技术的推广和应用提供借鉴和参考。

2. 超前注水室内岩心实验

对低渗透油藏开发效果造成影响的重要因素是原油在储层运移过程中产生的压敏效应[6]。通过室内超前注水压力敏感实验,研究超前注水时流体压力变化对渗透率的影响,分析超前注水情况下渗透率损失情况;应用天然岩心进行超前注水驱油实验,模拟地层条件,采用不同驱替压差进行驱油,研究油层存在启动压力条件下,超前注水对驱油效率、水驱采收率的影响。

2.1. 超前注水对渗透率的影响

采用天然岩心进行室内物理模拟实验,根据地层的实际渗透率,在进行室内岩心驱油实验时,采用 3 组不同渗透率级别的岩心进行压敏实验研究。

实验设备: 驱油电泵、岩心夹持器、恒温箱、扫描电镜、其他辅助实验设备;

实验条件: 实验温度 75℃, 围压 36.8 MPa;

实验岩心: 直径为 2.5 cm 的天然实验岩心, 实验岩心参数见表 1。

Table 1. Core parameters

表 1. 岩心参数

渗透率级别 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	序号	岩心编号	孔隙度 (%)	空气渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)
2	1	FY4-2	12.06	1.97
	2	FY4-5	15.26	2.02
	3	FY4-3	13.03	2.05
4	4	FY2-6	12.24	3.98
	5	FY2-7	12.16	4.03
	6	FY2-10	13.21	4.06
7	7	FY3-2	12.03	7.01
	8	FY4-1	16.14	7.04
	9	FY4-5	14.92	7.05

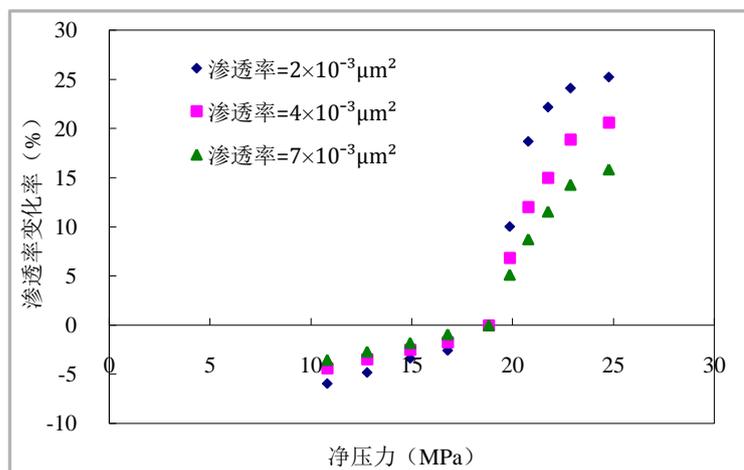
岩心实验步骤如下: 1) 天然岩心制备、抽提洗油; 2) 氮气测定岩心渗透率; 3) 将岩心放置在恒温箱内, 75℃条件下恒温 12 小时; 4) 在恒定围压下, 逐渐增加(降低)岩心流体(氮气)孔隙流动压力, 测量不同孔隙流体压力稳定条件下的渗透率。

模拟超前注水后地层压力水平为原始地层压力的 120%, 渗透率随着地层孔隙流体压力上升的变化规律见表 2, 渗透率变化率与净压力的关系如图 1 所示。

由表 2 可知, 随地层流体压力的上升, 岩石骨架净应力逐渐减小, 岩石渗透率略有升高, 并且渗透率级别越低的岩心渗透率升高的越多, 渗透率损失率绝越大, 即岩心渗透率受到的提升越明显。

Table 2. Pressure sensitive test results of advanced water injection**表 2.** 超前注水压敏实验结果

序号	进口压力 (MPa)	出口压力 (MPa)	流体压力 (MPa)	净应力 (MPa)	渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)								
					岩心 1	岩心 2	岩心 3	岩心 4	岩心 5	岩心 6	岩心 7	岩心 8	岩心 9
1	19.00	16.95	17.98	18.82	1.97	2.02	2.05	3.98	4.03	4.06	6.01	6.04	6.05
2	21.05	19.00	20.03	16.77	2.03	2.06	2.11	4.05	4.09	4.14	6.06	6.09	6.12
3	22.91	20.84	21.88	14.92	2.05	2.08	2.11	4.09	4.13	4.16	6.10	6.14	6.18
4	25.04	22.99	24.02	12.78	2.07	2.11	2.15	4.12	4.16	4.21	6.16	6.20	6.22
5	26.92	25.05	25.99	10.81	2.09	2.13	2.18	4.16	4.20	4.24	6.21	6.25	6.28

**Figure 1.** Relationship between permeability change rate and net stress of core**图 1.** 岩心渗透率变化率与净应力关系曲线

由图 1 可知, 降压过程岩心渗透率范围为 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的渗透率平均减小的程度远大于升压过程渗透率增加的幅度, 且岩心渗透率范围越大, 其渗透率的变化率越小。结合三个渗透率级别的岩心压敏实验结果可知, 渗透率一旦降低, 即使压力升高, 渗透率也不会有较大幅度的恢复, 保持较高的地层压力水平对杏 71 试验区超前注水开发是至关重要的。

2.2. 超前注水对驱油效率的影响

通过室内的水驱油实验, 分析进行超前注水后, 地层压力超过原始地层压力的情况下, 不同驱替压力下岩心驱油效率的变化。实验过程中, 为提高实验的准确性, 每一个实验组都由 3 块渗透率级别相同的岩心组成, 研究在实施超前注水的条件下, 驱油效率随孔隙流体流动压力变化的规律, 实验结果见表 3。

由表 3 可知, 驱油效率随孔隙流体流动压力的上升而逐渐增加。对于渗透率级别为 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心, 孔隙流体压力从 19.76 MPa 增加到 20.37 MPa 的过程中, 驱油效率从 18.35% 上升到 19.28%, 增加了 0.93 个百分点, 而孔隙流体流动压力从 20.37 MPa 增加到 21.53 MPa 的过程中, 驱油效率仅增加了 0.63 个百分点, 小于上一阶段的增加幅度, 这说明在孔隙流体流动压力刚刚开始上升时, 驱油效率有较大的增加幅度, 当孔隙中流体的流动压力增加到一定程度时, 驱油效率的增大幅度逐渐降低。其主要原因是当驱替压力增加到一定程度之后, 在孔道中的大部分流体不再受到启动压力梯度的限制, 此时流体已经开始进行正常渗流, 当继续提高驱动压力梯度后, 驱油效率的提高幅度逐渐变缓[7]。

Table 3. Effect of fluid pressure in pore of pressure boosting displacement on oil recovery
表 3. 升压驱替孔隙内流体压力对驱油效率的影响

渗透率 级别 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	岩心 编号	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	出口回压 (MPa)	入口压力 (MPa)	孔隙流 体压力 (MPa)	净应力 (MPa)	驱油 效率(%)	采收率 (%)
2	FY4-9	12.11	1.78	17.95	21.57	19.76	17.04	18.35	18.37
	FY4-10	13.43	2.34	17.95	22.79	20.37	16.43	19.28	19.50
	FY3-11	12.26	2.4	17.9	25.16	21.53	15.27	19.91	19.91
4	FY4-8	12.25	3.67	17.97	21.46	19.71	17.09	24.93	24.93
	FY3-12	12.19	4.02	17.94	23.49	20.71	16.09	26.1	26.10
	FY4-7	13.66	4.39	17.92	25.26	21.59	15.21	26.34	26.34
7	FY3-14	15.42	6.68	17.92	21.42	19.67	17.13	30.59	30.59
	FY4-13	14.87	6.94	17.91	23.46	20.68	16.12	31.48	31.48
	FY4-14	14.97	7.36	17.92	25.28	21.6	15.2	31.7	31.70

2.3. 超前注水对微观孔隙结构参数影响

微观孔隙结构参数中对储层物性影响最大的是喉道半径,采用 Micro-CT 扫描法分析平均喉道半径随地层压力改变时的变化规律,平均喉道半径随净压力变化曲线见图 2。

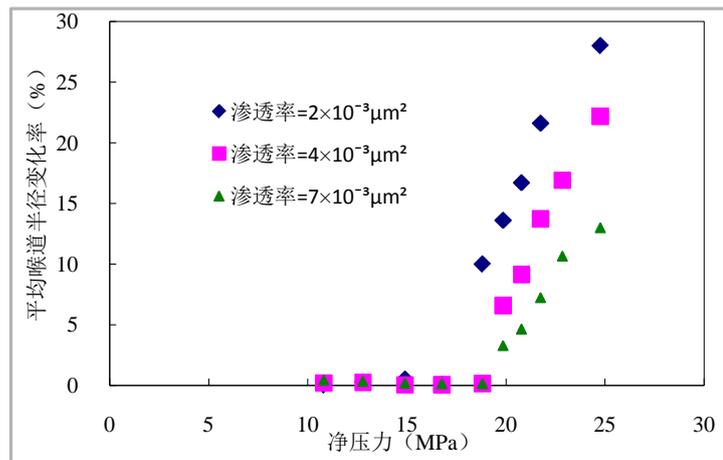


Figure 2. The curve of the change rate of mean throat radius with net pressure
图 2. 平均喉道半径变化率随净压力变化曲线

由图 2 可知,平均喉道半径的变化与渗透率的变化类似,降压过程中岩心渗透率级别为 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心喉道半径的减小的程度分别为 21.21%、16.87%和 13.45%,要远大于升压过程喉道半径增加的幅度 5.14%、4.59%和 3.45%。

3. 超前注水合理压力系数

杏 71 试验区是典型的薄差层低渗透油藏[8],超前注水的应用,能够充分补充地层的能量,提高生产压差[9]。同时,能够减少油藏的渗透率损失,降低脱气损失,从而使附加额外的压力损失下降,进而使油井的生产能力增强[10],杏 71 试验区压力系数与日产油增幅关系见图 3。

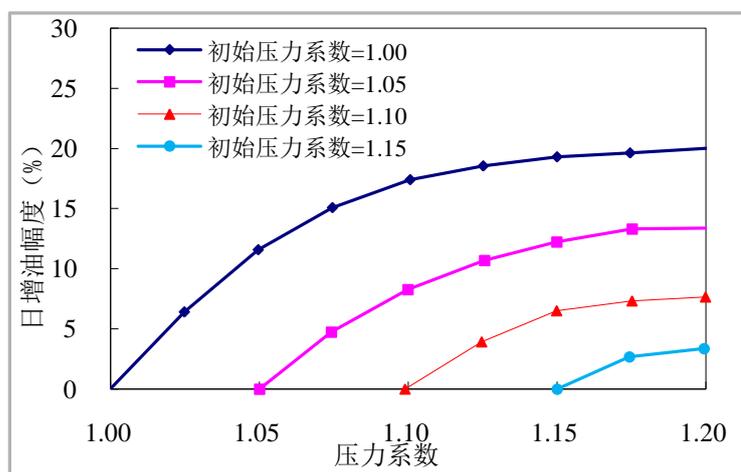


Figure 3. Pressure coefficient and daily oil production growth curve

图 3. 压力系数与日产油增幅关系曲线

由图 3 可知, 杏 71 试验区的初始压力系数为 1.05 [11], 当地层压力系数增加到 1.1 后, 进行超前注水的区块日产油量开始增加, 日产油增幅为 16.3%; 随着地层压力系数的继续增加, 油田日产油量的增加程度开始逐渐降低。实施超前注水后, 日产油的增加程度随油藏初始压力系数的增加而降低, 初始压力系数为 1.15 的油藏, 经过超前注水开发, 压力系数增加到 1.20 后, 日产油量的增加程度开始减弱, 仅增加了 3.3%。由以上结果可知, 在油藏实施超前注水时, 油藏地层的初始压力系数不应该超过 1.10。

4. 超前注水渗透率适用范围

由于在低渗透和特低渗透油藏注水开发过程中存在启动压力的影响, 当且仅当驱替压差大于相应井网条井下的启动压力时, 注水井和采油井之间才能建立有效的压力系统[12]。超前注水技术能够有效增加地层压力, 降低启动压力梯度的影响, 从而提高单井产油量, 增加采收率[13]。通过研究启动压力梯度对油田开发动用界限的影响, 综合考虑储层及原油物性的变化, 进而得到储层的动用界限, 储层的动用界限分为动用上限和动用下限。

4.1. 超前注水开发渗透率动用下限

储层动用下限指当启动驱替压力梯度大于某一个值以后, 即便使用超前注水技术后也不能够形成有效的地层压力系统, 导致油藏不能有效动用。动用下限主要由油藏物性、原油物性以及井网条件所决定的[14], 杏 71 试验区启动压力梯度与渗透率的关系曲线如图 4 所示。

由图 4 可知, 启动压力梯度随渗透率的增加而降低, 当地层压力开始下降后, 渗透率随之下降, 启动压力梯度随之上升。在进行同步注水的区域, 井区内存在的非达西渗流导致在油井附近的压力损失较高, 由于压敏效应, 导致油井附近渗透率降幅比较快, 产生了井间压力传导差, 从而影响了油井初期产能。不同井网、不同压力水平条件下渗透率动用下限见表 4。

由表 4 可知, 超前注水压力系数为 1.20, 井网的井距为 125 m 时, 合理的渗透率动用下限为 $1.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 而当井距增加到 180 m, 此时超前注水的合理渗透率动用下限为 $2.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 渗透率的动用下限明显增加。由图 4 可知, 当渗透率小于 $1.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 杏 71 区块的启动压力梯度迅速增加, 表明在渗透率小于 $1.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后, 即便实施超前注水技术, 储层仍然不能够有效动用。综上所述, 在 141 m 井距条件下, 杏 71 区块进行超前注水作业时渗透率动用下限为 $1.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

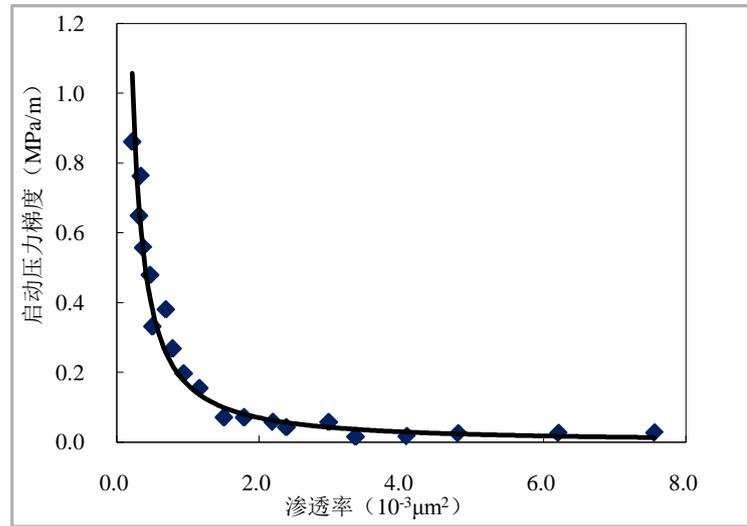


Figure 4. Relation curve between starting pressure gradient and permeability
图 4. 启动压力梯度与渗透率关系曲线

Table 4. Lower limit of permeability production with different formation pressure level and well spacing
表 4. 不同地层压力水平、不同井距渗透率动用下限

地层压力水平	渗透率动用下限($10^{-3} \mu\text{m}^2$)			
	125 m 井距	141 m 井距	160 m 井距	180 m 井距
1.00	1.17	1.46	1.91	2.90
1.15	1.10	1.37	1.79	2.72
1.20	1.04	1.22	1.68	2.56
1.25	0.93	1.13	1.50	2.28
1.30	0.85	1.05	1.35	2.06

4.2. 超前注水开发渗透率动用上限

随着油藏渗透率的增加，低渗透油藏存在的启动压力梯度会相应的减小，非达西渗流现象也会逐渐变弱，实施超前注水对于提高采收率的贡献也会减弱。当渗透率大到一定程度时，实施超前注水反而会导致经济开发效果降低。所以，超前注水时渗透率上限的确定，除了要考虑采出程度外，还要考虑油藏开发的经济效益[15]。通过上文的数值模拟计算，固定井距 141 m，不同渗透率时的采收率见表 5，不同渗透率下采收率对比如图 5 所示。

Table 5. Comparison of recovery under different mobility conditions
表 5. 不同渗透率条件下采收率对比

渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	采收率(%)		
	同步注水	超前注水	差值
3.00	17.26	21.84	4.58
5.00	22.19	24.75	2.56
7.00	24.82	26.00	1.18
8.00	26.41	27.00	0.59
9.00	27.40	27.76	0.36

由表 5 可知, 渗透率从 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增加到 $9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 同步注水条件下, 油藏采收率由 17.26% 增加到 27.40%; 超前注水条件下, 油藏采收率由 21.84% 增加到 27.76%; 采收率增幅由 4.58% 减小到 0.36%。油藏渗透率大于 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后, 实施超前注水后采收率的提高幅度明显降低。根据启动压力梯度与渗透率的关系曲线可知, 当渗透率达到 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上时, 启动压力梯度已经变的非常小, 仅为 0.015 MPa/m。在预测产量的基础上, 评价不同方案的经济效益, 油价为 60 美元时, 净收益与渗透率关系曲线如图 5 所示。

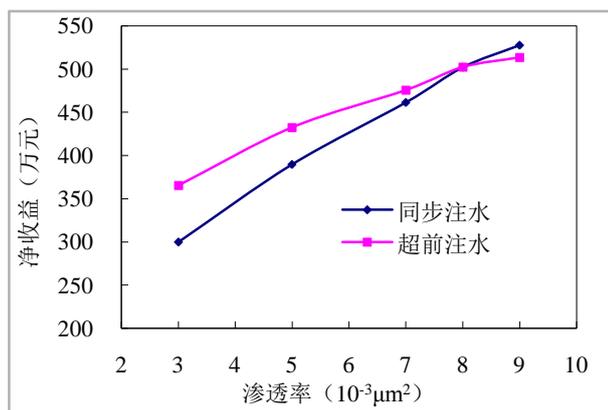


Figure 5. The relationship between net income and permeability under different oil prices

图 5. 不同油价条件下净收益与渗透率关系曲线

由图 5 可知, 随着渗透率的增加, 净收益也增加, 但当渗透率为 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 超前注水净收益稍大于常规同步注水; 当渗透率为 $8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 超前注水净收益基本等于常规同步注水; 当渗透率为 $9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 超前注水净收益小于常规同步注水, 此时实施超前注水已经不能取得较好的经济效果。综合考虑采收率以及经济效益两方面的因素, 确定杏 71 区块超前注水渗透率上限为 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

5. 油藏数值模拟预测效果

杏 71 试验区扶余油层的取心含油层段 10 个, 有效厚度 7.6 m, 平均孔隙度 15.7%, 平均渗透率 $4.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 初始压力系数在 1.05 左右, 满足实施超前注水的技术条件。通过地质建模和数值模拟方法, 采取固定井距为 141 m, 注水强度为 $1.75 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$, 超前注水时间为 6~9 个月进行模拟, 模拟结果表明超前注水实施效果明显, 对比同步注水采收率提高 1.78 个百分点, 同步注水和超前注水十年采出程度对比见表 6。

Table 6. Comparison of recovery degree between advanced water injection and synchronous water injection
表 6. 超前注水与同步注水采出程度对比

预测开采年限 (年)	采出程度(%)		
	同步注水	超前注水	差值
2	4.84	5.04	0.20
4	10.73	11.16	0.43
6	13.34	14.18	0.84
8	13.96	15.25	1.29
10	14.10	15.88	1.78

6. 结论

1) 降压过程中渗透率的降低程度远大于升压过程中渗透率的增加幅度, 而渗透率一旦降低, 即便压力升高, 渗透率也不会有较大幅度的恢复, 因而保持较高的地层压力水平对超前注水开发是至关重要的。

2) 低渗透率级别岩心在升压和降压过程中驱油效率变化较大, 高渗透率级别岩心在升压和降压过程中驱油效率变化较小, 且岩心渗透率越低, 其驱油效率对压力越敏感。

3) 实施超前注水后, 岩心平均喉道半径的变化与渗透率的变化类似, 降压过程中岩心喉道半径的减小程度远大于升压过程中喉道半径的增大程度。

4) 杏 71 试验区施超前注水油藏的压力系数应小于 1.1, 渗透率动用下限为: $1.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 渗透率动用上限为 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

参考文献

- [1] 张起翥, 姬宏文, 周建. 超低渗透油藏超前注水开发技术研究及应用[J]. 化学工程与装备, 2019(3): 86-87, 92.
- [2] 宋国亮, 李冀欣, 张承丽. 超前注水开发指标变化规律及跟踪调整研究[J]. 数学的实践与认识, 2019, 49(1): 124-128.
- [3] 张芟强. 超前注水流入动态模型在低渗透油藏开发中的应用[J]. 特种油气藏, 2020, 27(4): 92-97.
- [4] 刘杨. 长庆油田胡尖山区块超前注水参数优化研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2020.
- [5] 张东, 郁文. 杏北开发区扶余油层超前注水开发技术政策研究[C]//西安石油大学、陕西省石油学会. 2019 油气田勘探与开发国际会议论文集. 西安:《中国学术期刊(光盘版)》电子杂志有限公司, 2019: 9.
- [6] 赵金麟, 王骁轲. 西峰油田超前注水工艺研究[J]. 石油化工应用, 2018, 37(12): 67-69.
- [7] 侯军民, 包成宗, 惠铁军. 超前注水区喷漏同存正循环堵漏压井技术[J]. 石化技术, 2018, 25(11): 299.
- [8] 李霞. 特低渗透油田注水开发技术[J]. 化工设计通讯, 2018, 44(9): 37.
- [9] 王帅, 张绍辉, 郑伟, 田波, 李卓林, 郑强. 低渗透油藏超前注水渗流特征研究[J]. 石化技术, 2018, 25(8): 328-329.
- [10] 张承丽, 孙铎, 宋国亮, 李冀欣. 低渗透油田超前注水合理技术参数优化研究[J]. 数学的实践与认识, 2018, 48(13): 114-119.
- [11] 刘国栋, 田强, 唐冬, 韩晓龙. 利用超前注水提高特低渗透油田开发效果[J]. 云南化工, 2018, 45(4): 148.
- [12] 石爻, 秦海丽, 郑焱, 谢晓庆, 曾杨. 低渗透油藏超前注水压敏效应实验研究[J]. 陕西科技大学学报, 2018, 36(2): 98-102.
- [13] 刘立虎. 超前注水在特低渗透油田中的应用——以吴起油田为例[J]. 非常规油气, 2018, 5(1): 86-93, 79.
- [14] 夏连晶, 樊海琳, 王卫学. 杏北开发区层系井网演变研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2015, 28(4): 49-54.
- [15] 吕淑宏. 低渗透油田超前注水开发规律及后期调整对策研究[J]. 中外能源, 2018, 23(2): 49-54.