

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕННЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ НА ДИНАМИКУ НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ДОБЫЧИ

Макарова Анастасия Андреевна (РГУ нефти и газа им. Губкина), Михайлов Дмитрий Николаевич (Schlumberger), Шако Валерий Васильевич (Schlumberger)

При бурении и заканчивании скважин на репрессии фильтрат бурового раствора, а также содержащиеся в нем компоненты (частицы, глина, полимеры и т.д.), проникают в околоскважинную зону пласта и вызывают ухудшение ее фильтрационно-емкостных свойств. Для характеристики этого явления обычно используется термин “повреждение околоскважинной зоны пласта” или, просто, “повреждение пласта”.

Как правило, выделяется внешняя фильтрационная корка (образующаяся на стенке скважины и состоящая из отфильтрованных твердых частиц и глины бурового раствора), внутренняя фильтрационная корка (формируемая частицами бурового раствора, проникающими в пластовые породы) и зона проникновения фильтрата бурового раствора. Наличие поврежденной зоны обуславливает значительные потери пластовой энергии и снижение продуктивности по отношению к природному состоянию пласта. Как выразился один из исследователей Amaefule (в 1988-м году) “Повреждение пласта является дорогой головной болью для нефтяной и газовой промышленности”. Корректное математическое моделирование нестационарного процесса проникновения компонент бурового раствора и сопутствующей динамики изменения свойств околоскважинной зоны служит основой для диагностики, оценки, предупреждения и контроля за повреждением пласта в нефтяном и газовом резервуарах. Основным фактором, определяющим загрязнение продуктивных пластов, является объем потерь бурового раствора, среднее значение которого в литературе варьируется в диапазоне от 0,1 до 0,8 м³ на метр.

В данной работе рассмотрена численная модель околоскважинной зоны, включающая образование и рост внешней глинистой корки, а также проникновение в пласт фильтрата бурового раствора. Последний эффект моделируется в рамках модели двухфазной фильтрации с учетом капиллярного давления и сжимаемости обеих фаз.

На первом этапе было проведено моделирование влияния величины потерь бурового раствора на динамику добычи скважины с открытым стволом. Показано, что в зависимости от данного параметра (который варьируется в диапазоне от 0.1 до 0.8 м³/м), время очистки околоскважинной зоны пласта изменяется в несколько раз. Далее исследовалась зависимость потерь фильтрата бурового раствора от свойств внешней фильтрационной корки, а также от наличия циркуляции бурового раствора в скважине (“динамическая фильтрация”). Фильтрационные потери снижаются с повышением содержания твердой фазы (C – концентрация) и с уменьшением проницаемости корки k_k , причем наибольшая чувствительность наблюдается с учетом циркуляции в стволе скважины, а также в диапазоне величин: $k_k \leq 0.03\text{мД}$; $C \leq 5\text{-}6\%$.

Проведен анализ влияния размера зоны с ухудшенной проницаемостью на динамику добычи перфорированной скважины на раннем этапе. Была исследована чувствительность показателей очистки околоскважинной зоны пласта к следующим параметрам:

1. ФЕС залежи (Kh/μ - гидропроводности, μ_o/μ_w - вязкости пластового флюида);
2. Параметрам перфорации ($L_{\text{perf}}/h_{\text{dam}}$ - отношение длины перфорации к глубине зоны повреждение);
3. Свойствам бурового раствора (C - концентрация частиц, N_w - относительной фазовой проницаемости бурового раствора).

Продемонстрировано, что доля добытого бурового раствора на раннем этапе в основном зависит от гидропроводности пласта, а на более позднем этапе (установившееся течение) сильное влияние на накопленную добычу нефти оказывает отношение длины перфорации к глубине зоны повреждения. Исследование проводилось с использованием как аналитических зависимостей, численных моделей и расчетов на коммерческом симуляторе.

Работа выполнена при поддержке компании Шлюмберге.