

Моделирование прорыва пластовой воды через зону окисленной нефти на примере Ишимбайского месторождения

С.Д. Дарий (ООО «Башинефть-Геопроект»)

Ишимбайское месторождение нефти приурочено к рифовому массиву, сложенному известняками нижней перми и включающему пять рифов, имеющих различные очертания и объединенных в единую связку. Этажи нефтеносности по массивам колеблются от 310 до 560 м. Все рифы имеют единый контур нефтеносности. Продуктивные известняки перекрыты пермскими соленосными отложениями, а подошвенная нефть отделена от пластовой воды непроницаемой зоной окисленной нефти (ЗОН), толщина которой изменяется от 10 до 30 м.

С 1932 по 1960 г. (начало внутриконтурного заводнения) месторождение разрабатывалось на четырех напорных режимах:

- упругий режим;
- режим растворенного газа (РРТ), активно развивавшийся после уменьшения пластового давления ниже давления насыщения;
- гравитационный режим;
- режим внедрения в залежь через «дыры» в ЗОН пластовой воды, который можно характеризовать как частично водонапорный.

Поэтому для создания гидродинамической модели использовалась трехфазная система. Сложность при адаптации модели вызвал режим внедрения в залежь через «дыры» в ЗОН пластовой воды. Как показал детальный анализ обводненности скважин, на момент ввода в эксплуатацию в 1932 г. «дыр» в ЗОН не было, они начали проявляться только с 1940 г., когда депрессия между подошвенной нефтью и пластовой водой значительно увеличилась. Было выявлено более 20 «дыр», причем их образование происходило в разное время, на различных участках залежи, с неодинаковой интенсивностью внедрения пластовой воды. Сложность заключалась в том, что как таковая функция, описывающая этот процесс, в симуляторе отсутствует, а использование комбинации функции «не соседнее соединение» и «изменение проницаемости во времени» из-за большого размера гидродинамической модели (3,4 млн. ячеек, 588 скважин, трехфазная система и 77 лет разработки) делало расчет практически невозможным, время счета превышало месяц.

Данная проблема была решена путем создания «фиктивных скважин». Под фиктивной скважиной понимается скважина с нулевой добычей, вскрывающая одновременно «низ» подвижной нефти и пластовую воду, тем самым обеспечивая внедрение пластовой воды в залежь. Фиктивные скважины были размещены в местах проявления «дыр», а регулирование времени вскрытия и сообщаемости скважина – пласт, позволило довольно точно симитировать процесс фактического внедрения пластовой воды в залежь. При этом значительно сократилось время счета, а главное было достигнуто значительное совпадение расчетных и фактических показателей. Расхождение по накопленной добычи нефти и воды не превышает 3 %, расхождение пластовых и забойных давлений – 10 %.

Использование данного метода будет иметь положительный эффект при моделировании залежей с частично проницаемыми ЗОН, проницаемость которых меняется с течением времени.