

## Определение интенсивности работы пластов по данным термометрии

Ибрагимова Эвелина Ирековна

Башкирский государственный университет

Мухутдинов Вадим Касымович, к.т.н.

[evelina-ibragimova@mail.ru](mailto:evelina-ibragimova@mail.ru)

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности наблюдается рост низкодебитных скважин, в частности, это касается Республики Башкортостан. Как известно, единственной возможностью оценки притока на сегодняшний день является метод РГД, но вследствие дебита ниже  $30 \text{ м}^3/\text{сут.}$  вертушка просто не реагирует на поток, соответственно в таких скважинах невозможно оценить интенсивность работы перфорированных интервалов. В данной работе ставится задача по анализу данных термометрии в качестве метода количественной оценки интенсивности притока. В рамках выполнения работы была проведена интерпретация потокометрических исследований в ПО Prime и анализ данных в термосимуляторе Ginego (разработка кафедры геофизики БашГУ). Полученные результаты обработки в термосимуляторе Ginego позволяют получить количественную оценку работы пластов в виде пофазного распределения дебитов работающих интервалов.

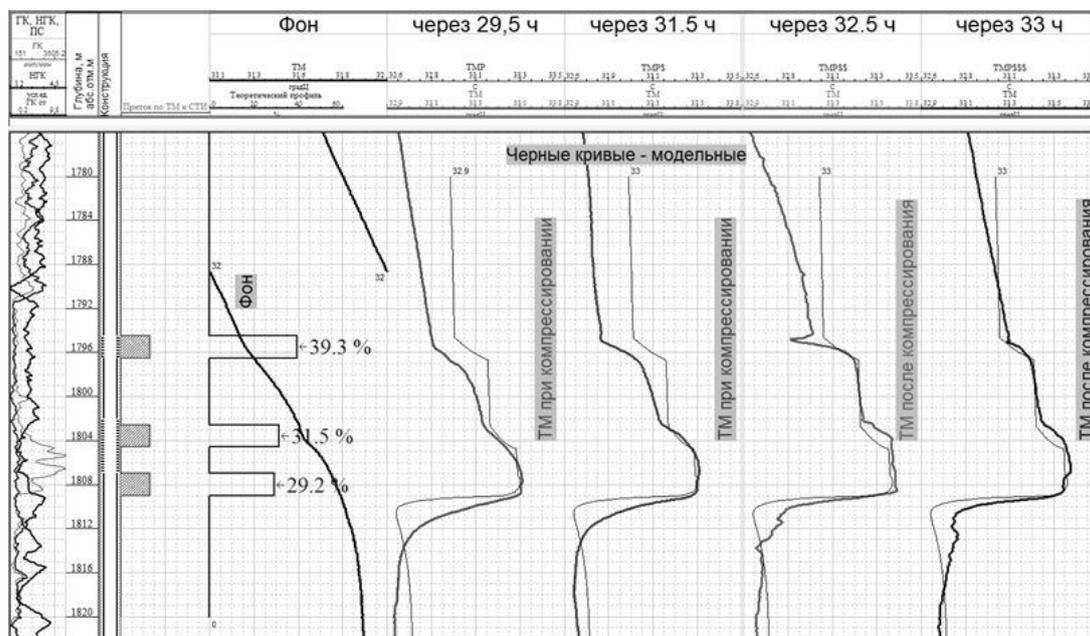


рис.1 Результат сопоставления модельных кривых с исходными термограммами

Симулятор позволяет рассчитывать дебиты для работающих интервалов и в дальнейшем сопоставлять модельные кривые распределения температуры с зарегистрированными в скважине. В используемой модели уравнение сохранения масс фаз предполагает фильтрацию слабосжимаемого флюида и учет закона Дарси. Теплоперенос в горные породы задается одномерным уравнением теплопроводности.

На рис.1 представлено сопоставление исходных термограмм, полученных при компрессировании с различным временем относительно начала притока и рассчитанными модельными кривыми. Совпадение расчётной кривой с зарегистрированной через 33 часа после начала притока свидетельствует о верном подборе параметров пласта и выборе работающих интервалов. Несовпадение кривых зарегистрированных в более ранние периоды времени, возможно, обусловлено немгновенностью регистрации температуры по стволу скважины.

Профиль притока, полученный при стандартной интерпретации данных ПГИ, не давал количественную оценку. Теоретический же профиль, полученный в результате моделирования, отражает интенсивность работы каждого интервала и дает количественную оценку притекающего флюида.

Список публикаций:

[1] Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. 238 с.

[2] Валлиулин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Башгосуниверситет, НПФ «ГеоТек»; Шако В.В., Сидорова М.В., Котляр Л.А., Московский научный центр Шлюмберже; Федоров В.Н., Салимгареева Э.М., БашНИПИнефть. Интерпретация термогидродинамических исследований при испытании скважины на основе численного симулятора. //SPE-176589-RU

[3] Шарафутдинов Р.Ф., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А. Исследование неизотермического двухфазного течения в вертикальной скважине. //Прикладная механика и техническая физика. 2015. Т. 56. № 2 (330). С. 15-20.