

**Результаты расчета основных параметров термокислотной обработки
забоя скважин месторождений Крук**

Ибодов О.К., Дониёров Н.А., Хидиров Ж.Ч.

(Кар ИЭИ)

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП), которая подвержена различным физико-химическим изменениям, как в процессе его вскрытия, так и при эксплуатации скважин. В связи с чем в процессе разработки месторождений возникает необходимость в проведении мероприятий по улучшению фильтрационных свойств. Отечественный и зарубежный опыт показывает, что в различных геолого-физических условиях пласта и состояния приствольной зоны скважины наиболее эффективным является применение методов воздействия на ПЗП.

В геологическом строении месторождения Крук принимают участие породы доюрского возраста и отложения осадочного чехла, представленные породами юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и антропогеновой систем.

Продуктивная часть месторождения сложена из XV-ПР (подрифовый), XV-Р (рифовый) и XV-НР (надрифовый) горизонтов. Продуктивные горизонты представлены пористыми и пористо-кавернозными известняками: средняя пористость XV-НР-0,11 и XV-Р-0,21; средняя нефтенасыщенность XV-НР-0,79 и XV-Р-0,89; средняя проницаемость XV-НР-0,196 мкм² и XV-Р-0,162 мкм².

Продуктивный верхнеюрский резервуар на месторождении Крук представлен рифовым массивом округлой формы 3,4 км × 3,5 км и высотой от 180 м до 240 м. Положение поверхностей ГНК и ВНК представляют собой практически горизонтальные плоскости с отметками, соответственно -2116 м и -2160 м. При этих отметках ГНК и ВНК этаж нефтеносности составляет 44 м, газоносности -49 м, общий этаж нефтегазоносности - 93 м.

Основные параметры залежи и нефти:

- средняя глубина залегания – 2450 м;
- пластовая температура – 106°С;
- пластовое давление – 25,1 МПа;
- вязкость нефти в пластовых условиях – 1,08 МПа с;
- плотность нефти в пластовых условиях – 801,2 кг/м³;
- объемный коэффициент нефти – 1,19;
- давление насыщения нефти газом – 6,9 МПа.

Месторождение Крук введено в разработку в 1986 г. Месторождение с 1986 г. по 1990 г. эксплуатировался на естественном режиме. В 1990 г. организовано заводнение путем закачки воды под ВНК.

Максимальная годовая добыча нефти была достигнуто в 1998 г. в объеме 286,5 тыс.т, при средней обводненности продукции скважин 36%.

В настоящее время месторождение Крук находится в поздней стадии разработки. Характеризуется низкими темпами отбора нефти (1,45 % от начальных извлекаемых запасов) и высокой обводненности добываемой продукции скважин 84,1%. Пластовое давление с начального 25,1 МПа снизился до 17,98 МПа.

Многие годы основным методом воздействия на ПЗП и повышения производительности скважин была соляно кислотная обработка. Однако в поздней стадии эксплуатации месторождения эффективность этого метода резко снизилось, а в некоторых случаях эффекта практически не получено. На наш взгляд получение отрицательных результатов от применения обычных соляно кислотных обработок связано с тем, что в составе нефти содержится парафин (3,36%), асфальтен (4,91%) и смола (5,28%). В условиях закачки холодной воды и высокой обводненности добываемой жидкости процесс отложения этих веществ в забое скважин усиливается, что приводит к снижению продуктивности скважин.

Одним из перспективных методов повышения производительности скважин является термокислотная обработка забоя, т.к. этот метод позволяет комплексно воздействовать теплом на отлажившееся вещество и соляной кислотой на породы-коллектора.

Прогноз показателей термокислотной обработки забоя скважин показал, что для осредненных геолого-физических условий эксплуатации скважин месторождения Крук из одной обработки может быть получен эффект в виде дополнительной добычи жидкости – 1350 т и нефти – 216 т. Поэтому целесообразность проведения термокислотной обработки забоя скважин требует дополнительных экономических обоснований.

Литература

1. Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. – М.: Недра, 1967-380 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУПИЭд-по «Нефть и газ». РГИ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816.