

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА
КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ.**

Р.О. Курилович, Д.В. Бурсаев

Научный руководитель - доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наибольший опыт разработки карбонатных коллекторов накоплен на Чкаловском месторождении.

ОПЗ направлены на восстановление и повышение проницаемости ПЗП.

Солянокислотная обработка включает в себя глушение скважины, с последующей закачкой в пласт 12,0 % раствора соляной кислоты в объеме 4-5 м³ и длительностью реакции около 8 часов, после чего производится очистка призабойной зоны от продуктов реакции: промывка либо нефтью, либо водой.

Глинокислотная обработка включает в себя глушение скважины с последующей закачкой в 12,0 % раствора содержащего плавиковую, соляную кислоты. Время выдержки на реакцию – до 8 часов, затем очистка призабойной зоны от продуктов реакции промывкой.

Большее применение на месторождении нашли комплексные обработки скважин, т.е. сочетание, например, уплотняющей перфорации с закачкой кислоты, уплотняющей перфорацией и воздействием ПГД БК, кислотной обработки и гидродинамическим воздействием и т. п. К сожалению, сложно оценить технологическую эффективность применения комплексных обработок на добывающих скважинах поскольку мероприятия проводились преимущественно при вводе скважин в эксплуатацию, при переводе в нагнетательный фонд.

Незначительный положительный эффект прослеживался после обработки скважины № 45. В результате проведения уплотняющей перфорации и воздействия пороховым генератором давления получено увеличение дебита безводной нефти с 4,3 до 8,5 т/сут. Дополнительный отбор нефти оценивается в 3,8 тыс. т, продолжительность эффекта – более 20 месяцев.

Отрицательную эффективность имеют работы, проведенные на скважинах №№ 31, 39, 52. По скважине № 39 отрицательная эффективность, возможно, связана с тем, что на момент проведения мероприятий обводненность скважинной продукции составляла более 90 %. По скважине № 52 итогом проведенных работ стало значительное увеличение обводненности – более чем на 50 % и связанное с этим падение суточных отборов нефти. В результате проведенного ПГИ установить причину преждевременного обводнения скважины не удалось.

Мероприятия, проводимые на нагнетательных скважинах практически аналогичны работам, проводимым на добывающих скважинах. Первые запуски отдельных нагнетательных скважин свидетельствовали об относительно низкой принимающей способности пласта – 40...60 м³/сут и менее. Для увеличения приемистости нагнетательных скважин проводился комплекс геолого-технологических мероприятий, состоящий из уплотняющей перфорации, воздействие пороховым генератором давления, закачкой кислоты и в заключении – гидродинамическим воздействием.

У части нагнетательных скважин в процессе эксплуатации отмечалось снижение принимающей способности, что связано с засорением, кольматацией перфорированных отверстий и призабойной зоны скважины взвешенными в нагнетаемой воде илистыми, глинистыми частицами, механическими примесями. Для восстановления проницаемости ПЗП и увеличения приемистости скважины до первоначального уровня проводились работы по кислотным обработкам (соляная, либо глинокислота, состав «КРОТ») в комплексе с гидродинамическим воздействием. Практически по всем обработанным таким образом скважинам отмечается увеличение приемистости в среднем в 1,5 раза, а в физическом выражении с 88 до 125 м³/сут.

В целом можно сказать, что данная технология имеет опыт успешного применения на месторождении, однако вопрос требует более детальной проработки.

Литература

1. Авторский надзор за разработкой месторождений АО «Томскнефть» ВНК за 2010 г. Первомайское месторождение / П.В. Молодых, С.И. Алексеев, Т. П. Еремеева, О.С. Гнова, И. В. Бородич – Томск, 2012 г. – 217 с. (04.05.2019).
2. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30 (27.04.2019).
3. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30 (16.03.2019).