

## Применение технологии вторичного вскрытия пласта для повышения нефтеотдачи пластов и продуктивности скважин

*П. С. Верещагин  
(ОАО «Удмуртнефть»)*

Дебиты нефтяных скважин зачастую не соответствуют потенциально возможным, что в большинстве случаев вызвано изменением фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП). Анализу причин и изучению механизма процессов, уменьшающих проницаемость ПЗП, посвящен значительный объем экспериментальных и теоретических исследований, моделирующих процессы, происходящие в пористой среде при первичном вскрытии пласта, цементирования и вторичном его вскрытии. Однако, несмотря на большой объем накопленной информации о процессах, происходящих в ПЗП при бурении скважин, разработке нефтяных месторождений и реализации мероприятий, направленных на восстановление и повышение проницаемости ПЗП, не всегда удается получить дебиты скважин, соответствующие потенциальным значениям. Трудности освоения скважин, выходящих из бурения, скважин, находившихся в консервации, и скважин, вскрывающих новые пласты, связаны с ухудшением состояния ПЗП.

Использование глубокопроникающих перфорационных систем с большим диаметром перфорационного канала при относительно низком фугасном воздействии, оптимальных числе и пространственном расположении создаваемых каналов позволяет увеличить нефтеотдачу пласта и продуктивность скважины. Целью такого воздействия является проникновение за пределы относительно тонкого слоя закольматированной породы и создание гидродинамической связи между пластом и скважиной.

Работы по технологии глубокопроникающей перфорации проводили при помощи одноразовой корпусной перфорационной системы ЗПКО-89 ПП ГП и БО, характеризующейся плотностью перфорации до 20 отв/м, глубиной каналов от 260 до 760 мм, диаметром каналов 12-20 мм, фазировкой зарядов 60.

Для проведения работ были выбраны скважины, освоение которых после бурения или консервации традиционными методами оказалось малоэффективным или нерезультативным, а также скважины, дебит которых был существенно ниже потенциального. При выборе скважин использовали косвенные признаки, указывающие на кольматацию ПЗП. Информация о состоянии ПЗП, получаемая при проведении гидродинамических исследований, отсутствовала. Объект опробования – пласт С1v Чутырско-Киенгопского месторождения – представляет собой терригенный коллектор пластового типа. Выработка запасов по объекту составляла менее 73 %, при этом более 30 % скважин переведены на другой горизонт с невыработанными запасами по пласту С1v. Проектный КИН по пласту равен 0,23, текущий – 0,17.

В результате применения технологии дебит нефти в среднем увеличился более чем на 10 т/сут без роста обводненности продукции. Дальнейшее использование метода с возвратом скважин на объект С1v позволит не только достигнуть конечного КИН, но и превысить его.