

## **Анализ влияния жидкостей глушения на призабойную зону пласта Талаканского месторождения**

*В.Н. Федоров, В.А. Лушпеев, Э.Ф. Маликова, М.А. Ихсанов  
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)*

Разведываемые в настоящее время пласты Талаканского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» имеют сложное геологическое строение, высокую неоднородность. При их первичном вскрытии и глушении скважин до проведения различных технологических операций большое значение имеет максимальное сохранение естественных фильтрационных параметров.

В данной работе проанализировано влияние применяемых жидкостей глушения (нефти, КПС, солевого раствора) на проницаемость кернового материала, а также на состояние призабойной зоны скважины, вскрывающей карбонатный коллектор Талаканского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз».

Влияние жидкостей глушения на проницаемость кернового материала оценивалось с помощью лабораторных исследований, которые проводились с использованием установки для изучения фильтрации на керне FDТES компании Core Lab Instruments, позволяющей моделировать процесс фильтрации любых технологических жидкостей через колонку кернов в условиях, приближенных к пластовым. В качестве модели пласта использовалась колонка естественных кернов с идентичными стратиграфическими и фильтрационно-емкостными свойствами. Результаты экспериментов дают качественные и количественные характеристики влияния жидкостей первичного и вторичного вскрытия, а также позволяют прогнозировать показатели работы скважины после воздействия того или иного раствора.

Состояние призабойной зоны пласта оценивалось по результатам гидродинамических исследований скважин осинского горизонта Талаканского НГКМ на неустановившихся режимах (по значению скин-фактора и фильтрационных параметров). С 2004 по 2008 г. скважины эксплуатировались в весенне-осенний период, зимой – находились в консервации, что позволяет провести анализ эффективности применения жидкостей консервации (глушения). Рассмотрены результаты исследований 11 скважин.

На основе гидродинамических методов исследований можно определить наиболее эффективную жидкость первичного и вторичного вскрытия и сделать следующие выводы:

1) нефть как естественная и натуральная природная среда является самой эффективной жидкостью глушения с точки зрения сохранности коллекторских свойств в призабойной зоне скважин; скин-фактора изменяется от -0,58 до -7,9;

2) КПС не ухудшает характеристики призабойной зоны нагнетательных скважин, пробуренных в карбонатных коллекторах;

3) солевой раствор (жидкость глушения для консервации скважин Талаканского месторождения) снижает фильтрационные параметры карбонатных коллекторов; скин-фактор изменяется от 0 до 12.

Для разработки низкопроницаемых пластов необходим индивидуальный подход ко всем элементам технологических операций процесса нефтеизвлечения: проводке ствола; первичному вскрытию; глушению; освоению. В связи с этим важно на стадии бурения разведочных скважин оценить возможность применения известных технологических жидкостей (бурения, вскрытия, глушения), а также выработать рекомендации по технологии освоения скважин, пробуренных на низкопроницаемые пласты с высокой анизотропией.