

# ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГРАНУЛЯРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Захаренко С.О.<sup>1</sup>, Гильманов А.М.<sup>2</sup>, Султанов В.Р.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Захаренко Сергей Олегович – магистрант;

<sup>2</sup>Гильманов Андрей Миниахметович – магистрант;

<sup>3</sup>Султанов Вадим Ришатович – магистрант,

кафедра бурения нефтяных и газовых скважин,

Уфимский государственный нефтяной технический университет,

г. Уфа

**Аннотация:** в статье анализируется проблема качественного вскрытия продуктивного пласта. Определение бурового раствора, оказывающего наименьшее негативное влияние на проницаемость.

**Ключевые слова:** продуктивный пласт, буровой раствор, проницаемость, коэффициент проницаемости, коэффициент восстановления.

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта весьма глубока, хотя до настоящего времени понимается довольно ограниченно – главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны. Наиболее доступный для изменения фактор – обработка буровых (позднее тампонажных) растворов с целью снизить или довести даже до нулевого значения водоотдачу буровых (и цементных) растворов [1].

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволенной зоне, проникновением фильтрата бурового (и цементного) раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине [2].

С целью определения бурового раствора, оказывающего наименьшее негативное влияние на проницаемость продуктивного пласта, был проведен ряд сравнительных фильтрационных экспериментов.

Лабораторными исследованиями, установлено, что проникающая в призабойную зону пласта вода в определенных условиях более чем на 50% снижает естественную фазовую проницаемость коллектора для нефти, которая очень медленно восстанавливается или не восстанавливается совсем (таблица 1) [3].

На коэффициент восстановления проницаемости существенно влияет не только состав воды, применяемой при вскрытии пласта, но и скорость фильтрации (градиент давления). Восстановление проницаемости керна при различных условиях находится в пределах от 45 до 95%.

Добавка к буровому раствору различных реагентов, улучшающих его механические свойства, может больше снизить естественную проницаемость коллектора. По полученным результатам было установлено, что применение буровых растворов на водной основе приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов.

Таблица 1. Влияние буровых растворов на проницаемость керна

Тип раствора	Плотность бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент проницаемости по газу, $K_{пр}$ , 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Коэффициент проницаемости по керосину до воздействия БР (К), 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Коэффициент восстановления проницаемости после фильтрации бурового раствора, %
Вода	1000	48,3	41,5	59,4
ИЭР	990	42,8	33	83
Глинистый буровой раствор	1180	53,5	49	47,5
Пена	500	27,6	24,3	94,2

А использование ИЭР и пены в качестве промывочной жидкости позволяет снизить загрязнение продуктивного пласта и получение нужного дебита.

## Список литературы

1. *Кистер Э.Г.* Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер. М.: Недра, 1972. 392 с.
2. *Паус К.Ф.* Влияние химических реагентов на физико-химические характеристики глинистых растворов / К.Ф. Паус, В.Г. Довжук // Нефть и газ: сб.ст. М., 1969. № 11. С. 36-40.
3. Применение растворов на углеводородной основе как способ сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивнопласта Валеев Р.З., Галлямов М.Р., Дихтярь Т.Д., Янгиров Ф.Н. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016. Сборн. трудов Меж. н.-тех. конф., посвящ. 60-летию филиала, 2016. С. 339-342.