

## ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

А.С.Стреков, К.В.Назирова

*Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье приводятся результаты экспериментальных исследований влияния буровых растворов на фильтрационные свойства горных пород. Установлено, что в случае взаимодействия водного бурового раствора с породой степень восстановления проницаемости возрастает с улучшением фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород и ухудшается с увеличением плотности бурового раствора

### Введение

Одной из важнейших задач при строительстве нефтяных скважин является качественное вскрытие продуктивных пластов. Использование традиционных технологий по вскрытию пластов ведет к значительному снижению фильтрационных характеристик продуктивных коллекторов нефти и, как следствие, потенциального дебита вводимых в эксплуатацию скважин. Основным фактором, значительно ухудшающим продуктивность скважин, является коагуляция частицами бурового раствора или его фильтратом порового пространства призабойной зоны пласта (ПЗП).

### Постановка задачи

Состояние ПЗП после вскрытия определяется фильтрационным движением бурового раствора, их фильтратов, твердых частиц в продуктивный пласт и физико-химическими процессами, протекающими там. Причем зона закупоривания околоскважинного пространства имеет незначительные размеры и представляет собой слои с различными физическими свойствами. По данным (Абдуллин и Рахматуллина, 2005), первый слой – это глинистая корка приблизительно 1-2 см толщиной, зона коагуляции (более 5 см), промытая зона, зона проникновения фильтрата (до 1-2 м) и далее следует незагрязненная часть пласта. Однако, несмотря на свои небольшие размеры, именно она является причиной значительного снижения продуктивности добы-

вающих скважин. Известно, что вскрытие пластов бурением с промывкой глинистым раствором снижает начальные дебиты скважин на 15-40%.

В настоящее время для совершенствования условий бурения и вскрытия пластов разработано большое количество рецептур глинистых буровых растворов. В то же время разнообразие условий бурения скважин не позволяет создать такой универсальный буровой раствор, который позволил бы во всех случаях сохранить первоначальную проницаемость ПЗП. Поэтому для совершенствования условий бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов в каждом конкретном случае необходимо определиться с оптимальным составом бурового раствора. В связи с этим были проведены лабораторные исследования с целью определения влияния традиционных глинистых буровых растворов на фильтрационные свойства пород.

### Результаты экспериментальных исследований и их обсуждение

Экспериментальные исследования выполнены на установке АКМ-коллектор. Процесс фильтрации буровых глинистых растворов моделировался на насыпных кварцевых пористых средах различного фракционного состава, имеющих проницаемость от 0,3 до 12,8 мкм<sup>2</sup>. В опытах использовались буровые глинистые растворы плотностью от 1080 до 1570 кг/м<sup>3</sup> на основе бентонитовой глины с добавкой при необходимости утяжелителя (барита). Насыпные пористые среды насы-

щались водой, после чего определялась их проницаемость по воде. Затем в пористую среду при постоянной скорости закачивался буровой раствор. Задача проводилась в течение 200 мин., т.к. это время по данным (Абдуллин и Рахматуллина, 2005) достаточно для образования глинистой корки. За это время в образец пористой среды также поступал как фильтрат бурового раствора, так и глинистые частицы, размер которых был сопоставим с размерами пор испытываемой пористой среды. После осуществления вышеуказанного процесса через пористую среду начинали фильтровать воду со стороны противоположной той, откуда задавливался буровой раствор. Все эксперименты проводились при температуре 20<sup>0</sup>С.

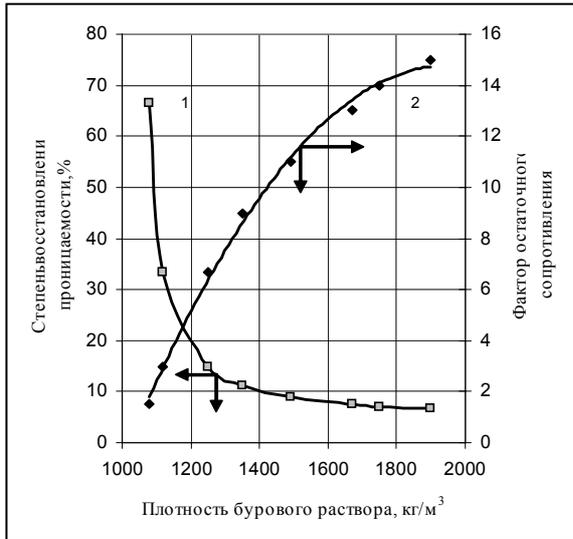
Исследования проводились в следующей последовательности. Вначале изучалось влияние плотности бурового раствора, а затем проницаемости породы на особенности фильтрации буровых растворов в породе. При этом в первом случае проницаемость составляла  $1053 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а плотность бурового раствора изменялась от 1080 до 1900 кг/м<sup>3</sup>, во втором случае проницаемость пористой среды изменялась от 380 до  $12880 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а значение плотности бурового раствора было постоянным и составляло 1250 кг/м<sup>3</sup>.

За критерий загрязненности пористой среды буровым раствором принимали фактор остаточного сопротивления (величина, представляющая собой отношение проницаемостей пористой среды по воде до и после ее обработки буровым раствором) при установлении постоянного перепада давления, а также степень восстановления проницаемости. Полученные в результате экспериментов данные сведены в таблице. Для более наглядного представления воздействия буровых растворов на проницаемость пород и на степень восстановления водопроницаемости были построены зависимости степени восстановления водопроницаемости и фактора остаточного сопротивления от плотности бурового раствора (рис.1) и степени восстановления водопроницаемости и фактора остаточного сопротивления от водопроницаемости (рис.2) после обработки буровым раствором.

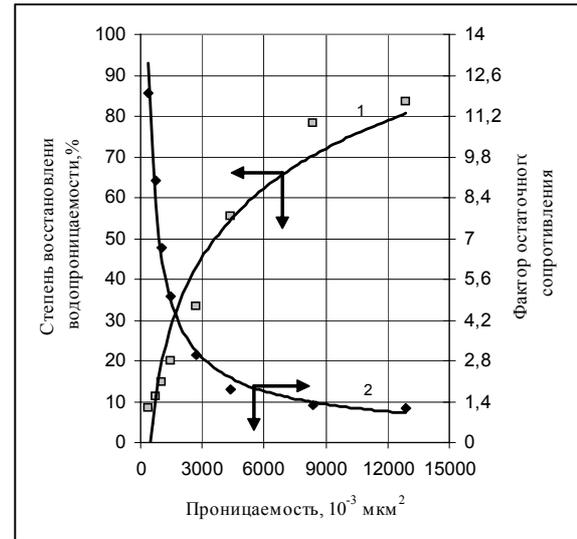
Результаты экспериментов по воздействию буровых растворов на проницаемость пород

Плотность бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	Проницаемость породы по воде, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>		Фактор остаточного сопротивления	Степень восстановления
	До обработки	После обработки		
1250	380	31,6	12	8,3
	750	83,3	9	11,1
	1053	157,1	6,7	14,9
	1450	290	5	20
	2730	910	3	33,3
	4380	2433,3	1,8	55,5
	8370	6539	1,3	78,1
	12880	10733,3	1,2	83,6
1080	1053	702	1,5	66,6
1120		351	3	33,3
1250		157,2	6,7	14,9
1350		117	9	11,1
1490		95,7	11	9,1
1670		81	13	7,7
1750		75,2	14	7,1
1900		70,2	15	6,7

Анализируя данные таблицы и рис.1, можно констатировать, что чем выше плотность глинистого бурового раствора при воздействии на пористые среды с постоянной проницаемостью, тем выше фактор остаточного сопротивления (см. рис.1 кр.2) и ниже степень восстановления проницаемости пород (см. рис.1 кр.1). В то же время из таблицы и рис.2 видно, что чем ниже проницаемость пористой среды, тем выше фактор остаточного сопротивления (см. рис.2 кр.2) и ниже степень восстановления проницаемости пород (см. рис.2 кр.1). Причем, как видно из рис.1, для пористой среды с проницаемостью  $1053 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> существуют плотности бурового раствора (1089, 1120 кг/м<sup>3</sup>), при которых степень восстановления проницаемости максимальна, а фактор остаточного сопротивления минимален (1,5-3). Из рис. 2 видно, что для плотности бурового раствора 1250 кг/м<sup>3</sup> также существуют проницаемости пористой среды ( $2730 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и выше), при которых степень восстановления проницаемости максимальна (33,3-83,6 %), а фактор остаточного сопротивления минимален (3- 1,2).



**Рис. 1.** Зависимость степени восстановления проницаемости (кр.1) и фактора остаточного сопротивления (кр.2) от плотности бурового раствора после обработки пористой среды буровым раствором



**Рис. 2.** Зависимость степени восстановления проницаемости (кр.1) и фактора остаточного сопротивления (кр.2) от проницаемости пористой среды после обработки ее буровым раствором

### Заключение

Таким образом, проведенный цикл исследований показал, что при подборе рецептур глинистого бурового раствора, обеспечивающего минимально негативное воздействие на продуктивный пласт, наряду с плотностью буровых растворов необходимо учитывать и проницаемость продуктивных коллекторов. Поэтому, регулируя параметры буровых растворов с учетом фильтрационно-емкостных свойств горных пород, можно обеспечить ус-

пешное вскрытие продуктивного пласта и, как следствие, потенциальный дебит вводимых в эксплуатацию скважин.

### ЛИТЕРАТУРА

АБДУЛЛИН, Р.Н., РАХМАТУЛЛИНА, А.Р. 2005. Инструментальная оценка качества вскрытия пластов по данным расширенного комплекса ГИС. В сборнике научных трудов Международной научно-технической конференции: *Повышение качества строительства скважин*. Уфа. 226-230.

*Рецензент: д.т.н. Р.А.Мусаев*