

УДК 662.276

## ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ПРОНИЦАЕМОСТИ МОДЕЛЕЙ ГОРНЫХ ПОРОД В ПРОЦЕССАХ ТАМПОНИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ

Ишбаев Р.Р.<sup>1</sup>, Зейгман Ю.В.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа  
*e-mail:* <sup>1</sup> [ishbaevramil@gmail.com](mailto:ishbaevramil@gmail.com)

**Аннотация.** *Статья посвящена проблеме снижения проницаемости горных пород в процессе тампонирования скважины. Получены опытные данные по фильтрации жидкости затворения тампонажного раствора в пласт при разных репрессиях. Установлена динамика проницаемости моделей горных пород (Part №210537 Ceramic Filter Disc 5 microns) в процессах тампонирования скважин, а так же дана количественная оценка загрязнения пород буровым раствором на основе глин, полимеров.*

**Ключевые слова:** *буровой раствор, тампонажный раствор, глинистая корка бурового раствора, фильтрация тампонажного раствора, восстановление проницаемости*

В процессе цементирования обсадных колонн тампонажный раствор под действием градиента давления отфильтровывает часть объема воды затворения в пласт. В результате этого значительно ухудшается проницаемость пород-коллектора и качество цементного камня [1]. Снижение проницаемости обуславливается следующими факторами: величиной репрессии на пласт, наличием фильтрационной корки бурового раствора, водоотдачей тампонажного раствора и продолжительностью процесса тампонирования скважины. Учитывая, важность сохранения коллекторских характеристик пласта, необходимо оценить степень влияния фильтра тампонажного раствора в породе, с целью предупреждения осложнений при эксплуатации скважин и цементировании обсадных колонн.

Целью проведения экспериментов являлось исследование динамику проницаемости на моделях горных пород при проведении тампонажных работ. В качестве моделей горных пород применяли керамические фильтрационные диски (рис. 1 - "Part №210537 Ceramic Filter Disc 5 microns").

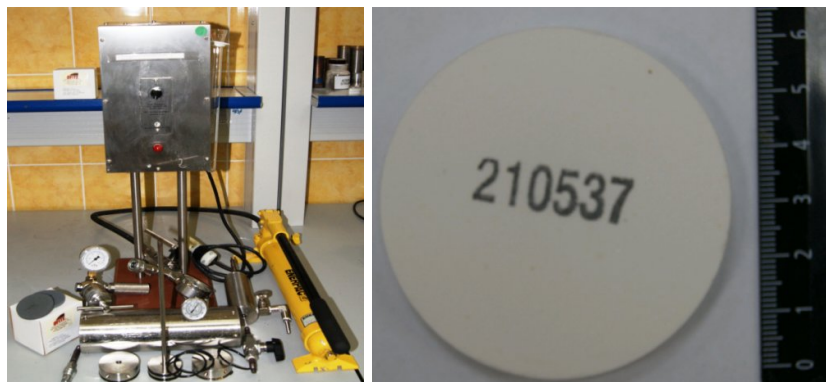


Рис. 1. Тестер определения проницаемости горных пород при тампонировании скважин и керамический диск, используемый в экспериментах

Испытания проводили на лабораторной установке Offite (рис. 1) [2]. Ниже представлена методика и порядок проведения экспериментов:

1. Приготовление бурового и тампонажного растворов. Определение их физических и реологических параметров. В табл. 1 представлены реологические свойства опытного бурового раствора.

2. Определение динамики проницаемости моделей горных пород при фильтрации жидкой фазы бурового раствора.

2.1. Определение первоначальной проницаемости фильтрационных дисков.

2.2. Фильтрация через керамический диск бурового раствора в течении 30 минут, при перепаде давления 3,5 МПа и температуре 60 °С (для условий Западной Сибири). В процессе эксперимента фиксировали объем выделившегося фильтрата. По окончании опыта оставляли фильтрационный диск в тестере на 1 час в контакте с буровым раствором. Состав и свойства бурового раствора приведены в табл. 1.

2.3. Производили отрыв глинистой корки (рис. 3) бурового раствора путем прокачки жидкости в обратном направлении при перепаде давления 0,5 МПа.

2.4. Определение проницаемости диска в обратном направлении.

3. Определение динамики проницаемости моделей горных пород в процессах тампонирувания скважины.

3.1. Определяли первоначальную проницаемость фильтрационных дисков.

3.2. После пропускания через керамический диск бурового раствора и определения проницаемости диска проводили фильтрацию через керамический диск с полученной глинистой коркой тампонажного раствора в течение 30 минут, при различных перепадах давления (2,5; 5; 7,5; 10; 12,5 и 13,8 МПа). В каждом эксперименте определяли объем и проводили химический анализ состава выделившегося фильтрата.

3.3. Вынимали фильтрационный диск из тестера и помещаем его в емкость с небольшим количеством фильтрата тампонажного раствора на сутки.

3.4. Производили отрыв корки бурового и тампонажного раствора (рис. 4) путем прокачки жидкости в обратном направлении при перепаде давления 0,5 МПа.

3.5. Замеряли проницаемость диска в обратном направлении.

Таблица 1. Свойства бурового раствора.

Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	1020
Показатели фильтрации (По стандартам API), мл/30 мин	12
Условная вязкость (По ВП-5), с	21,78
Пластическая вязкость, мПа·с	5,763
рН, ед	12,3
ДНС, дПа	35,19
СНС <sub>10 сек/10 мин</sub> , дПа	9,58/38,32



Рис. 3. Глинистая корка бурового раствора

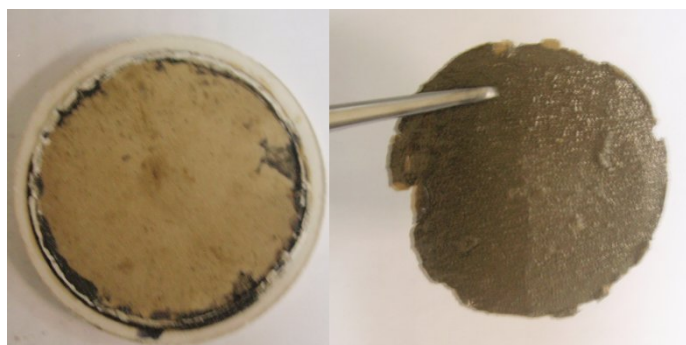


Рис. 4. Отрыв корки бурового и тампонажного раствора

Результаты экспериментов показали, что вследствие проникновения фильтрата бурового раствора и образования корки на входной поверхности диска проницаемость моделей горных пород при первичном вскрытии уменьшается. По итогам опытов проницаемость моделей горных пород в ходе первичного вскрытия ухудшилась на 63...69%. Результаты испытаний приведены в табл. 2.

Таблица 2. Изменение проницаемости фильтрационных дисков после загрязнения буровым раствором

$K_{(до)}$ , мкм <sup>2</sup>	$K_{(после)}$ , мкм <sup>2</sup>	$(K_{(после)}/K_{(до)}) \cdot 100, \%$
1,32	0,408	30,91
1,2	0,45	37,50

Водоудерживающая способность цемента незначительна, следовательно, скорость фильтрации и количество фильтрата тампонажного раствора лимитиру-

ются глинистой коркой бурового раствора, продолжительностью контакта тампонажного раствора с проницаемой зоной и перепадом давления [3, 5]. Таким образом, высокопроницаемая глинистая корка, высокие перепады давления при тампонировании обсадной колонны являются основными факторами, с которыми связаны отрицательные последствия процесса цементирования обсадных труб в скважинах. Негативные последствия тампонирования скважин проявляются в виде: резкого обводнения призабойной зоны пласта, блокирования каналов фильтрации коркой бурового раствора путем продавливания ее в пласт под действием высокого перепада давления, по причинам повышения гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве ствола скважин, вследствие потери жидкой фазы из тампонажного раствора [1, 4]. Определение динамики проницаемости моделей горных пород в процессе тампонирования скважины имеет большой практический интерес. Результаты проведенных экспериментов по фильтрации тампонажных растворов (табл. 5), наглядно показывают влияние репрессии на пласт на водоотдачу раствора и проницаемость пород-коллекторов нефти и газа.

Таблица 3. Свойства цементного раствора

Водоцементное соотношение, ед	0,5
Растекаемость, мм	250
Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	1830
Прочность на изгиб (после 2 суток), МПа	6,53
Прочность на сжатие (после 2 суток), МПа	18,315

Таблица 4. Химический состав фильтрата тампонажного раствора

Состав фильтрата	мг/л
Ca <sup>2+</sup>	700-1000
Cl <sup>-</sup>	450-660
pH	13
Твердая фаза	отсутствует

Таблица 5. Результаты проведенных экспериментов по фильтрации тампонажных растворов

Перепад давления, МПа	К(до), мкм <sup>2</sup>	К(после), мкм <sup>2</sup>	Количество отфильтрованной воды из цемента в пласт, %	К(после)/К(до), %
2,5	0,613	0,191	47,50	31,16
5,0	1,411	0,203	55,25	14,39
7,5	1,078	0,275	57,00	25,51
10,0	1,015	0,173	60,25	17,04
12,5	1,227	0,282	62,00	22,98
13,8	1,307	0,067	62,25	5,13

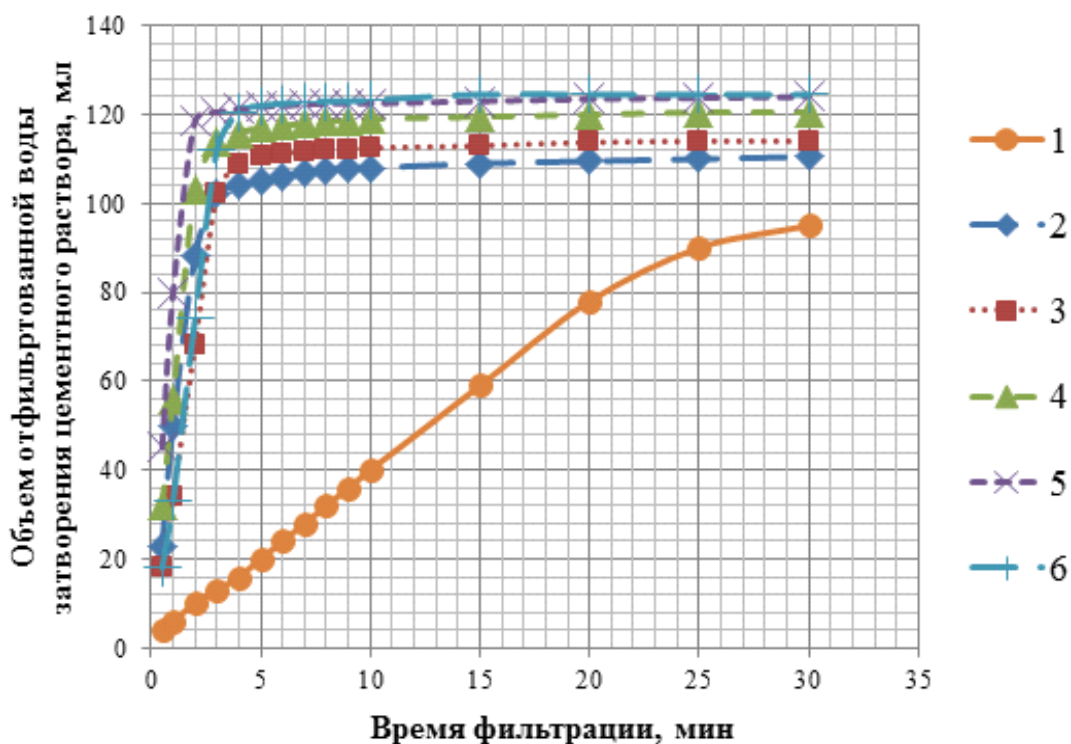


Рис. 5. Динамика фильтрации жидкости затворения через диск:  
 1 –  $\Delta P = 2,5$  МПа; 2 –  $\Delta P = 5$  МПа; 3 –  $\Delta P = 7,5$  МПа; 4 –  $\Delta P = 10$  МПа;  
 5 –  $\Delta P = 12,5$  МПа; 6 –  $\Delta P = 13,8$  МПа

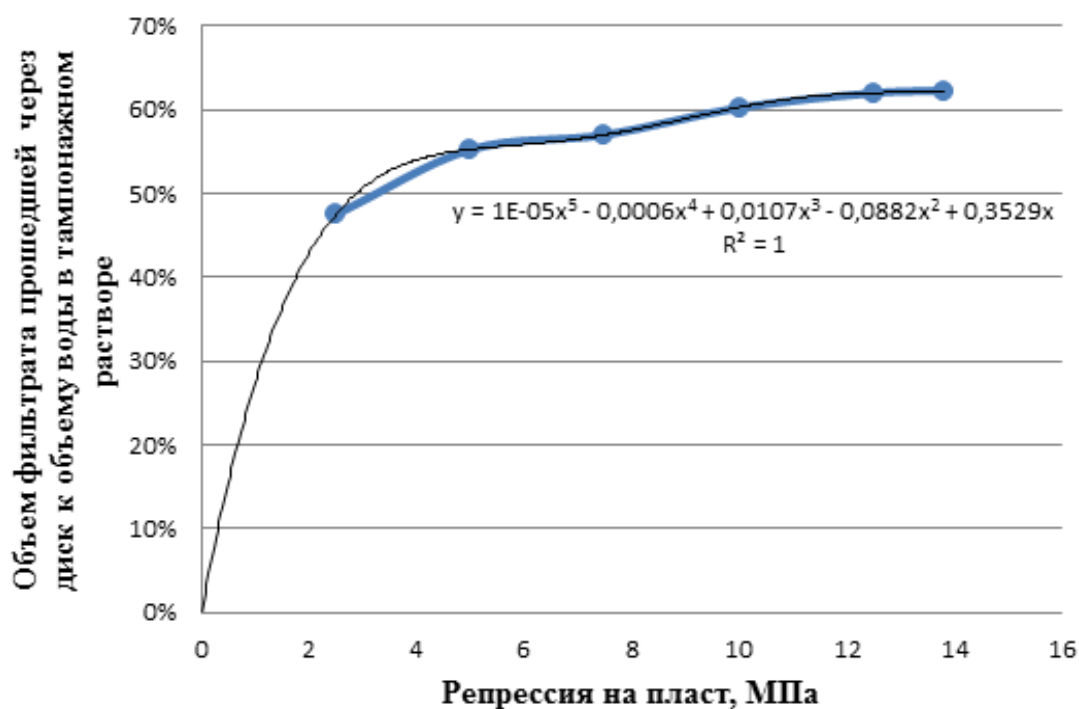


Рис. 6. Объем фильтрата прошедшего через диск к объему воды в тампонажном растворе

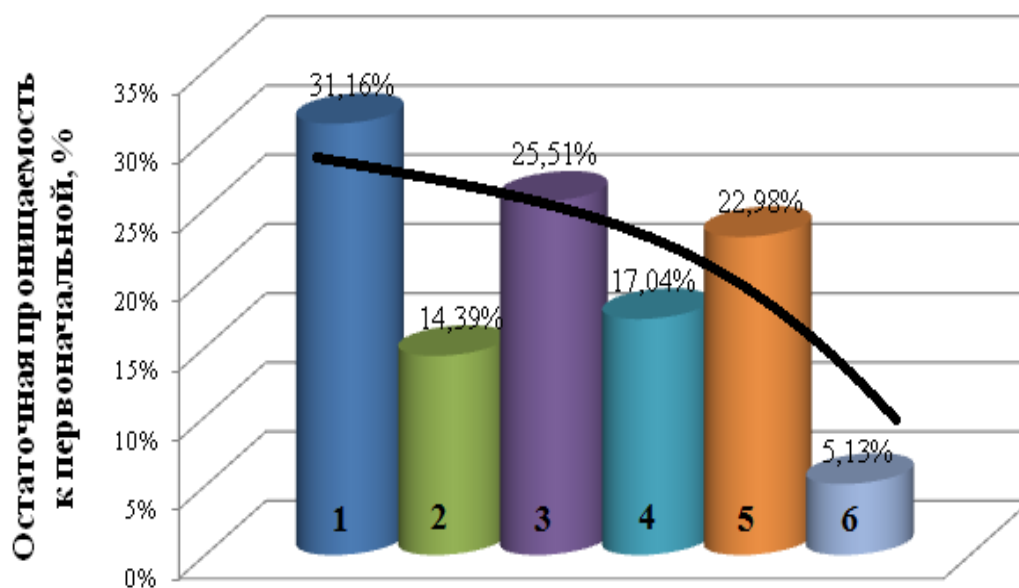


Рис. 7. Динамика проницаемости фильтрационных керамических дисков при различных перепадах давления:

1 –  $\Delta P = 2,5$  МПа; 2 –  $\Delta P = 5$  МПа; 3 –  $\Delta P = 7,5$  МПа; 4 –  $\Delta P = 10$  МПа;  
5 –  $\Delta P = 12,5$  МПа; 6 –  $\Delta P = 13,8$  МПа

Приведенные данные позволили сделать следующие выводы:

- при разной репрессии на пласт фильтрация жидкости затворения тампонажного раствора через модели горных пород имеет разный характер. При репрессии на пласт больше 5 МПа скорость проникновения фильтрата резко увеличивается (в 8 - 10 раз), при дальнейшем увеличении репрессии рост в скорости фильтрации тампонажного раствора не наблюдали;

- водоотдача тампонажного раствора по приведенным экспериментам происходит в соответствии с зависимостью  $V_f = 1E-05 \Delta P_r^5 - 0,0006 \Delta P_r^4 + 0,0107 \Delta P_r^3 - 0,0882 \Delta P_r^2 + 0,3529 \Delta P_r$ , где  $V_f$  – объем фильтрата прошедшего через диск к объему воды в тампонажном растворе,  $\Delta P_r$  – репрессия на пласт;

- наименьшее значение потери проницаемости модели горных пород при минимальной репрессии на пласт в 2,5 МПа составило 69 %, что позволяет говорить о сильном негативном влиянии фильтрата тампонажного раствора на проницаемость пород;

- при репрессии на пласт в 2,5 МПа большая часть потери проницаемости связана с кольматацией каналов фильтрации твердой фазой бурового раствора;

- при репрессии на пласт больше 13 МПа проницаемость моделей горных пород уменьшалась в среднем на 95 % по сравнению с начальной проницаемостью. При больших репрессиях (более 13 МПа) существует возможность полной потери проницаемости пород;

– темп уменьшения проницаемости при увеличении репрессии на пласт имеет две особенности:

1. в диапазоне репрессии 2,5...9,0 МПа темп уменьшения проницаемости снижается за счет наличия на входных поверхностях глинистой корки;
2. в диапазоне репрессии 10,0...13,8 МПа темп уменьшения проницаемости кратно возрастает;

### Литература

1. Лукманов Р.Р. Оценка и прогноз фильтрации цементных растворов при цементировании скважин // Строительство нефтяных скважин на суше и на море. 2006. № 8. С. 57-61
2. ANSI/API 13I/ISO 10416 Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids, 2004. P. 38
3. Зейналов Н.Э., Соловьев Е.М. О водоотдаче цементного раствора через глинистую фильтрационную корку // Известия вузов. Нефть и газ. 1975. № 4 С. 17-21
4. Шляхова Д.С., Рябова Л.И. Влияние фильтрата тампонажных растворов на загрязнение продуктивного пласта // Строительство нефтяных скважин на суше и на море. 2008. № 5. С. 52 - 57
5. Griffith J., Osisanya S.O. Effect of drilling fluid filter cake thickness and permeability on cement slurry fluid loss // SPE Journal of Canadian Petroleum Technology Special Edition. 1999. Volume 38. No. 13. PP. 97 - 136

## INVESTIGATION OF ROCKS PERMEABILITY MODELS DYNAMICS DURING WELL CEMENTING

R.R. Ishbaev.<sup>1</sup>, Yu.V. Zeigman  
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia  
e-mail: <sup>1</sup>ishbaevramil@gmail.com

**Abstract.** The article is devoted to the issue of rocks permeability reducing during well cementing. Experimental data about filtration of gauging liquid of cement slurry into the reservoir were obtained at different repressions. There were established rocks permeability models dynamics (Part № 210537 Ceramic Filter Disc 5 microns) during well cementing, and also was quantified rocks contamination from drill fluid based on clays and polymers.

**Keywords:** drill mud, cement slurry, mud cake, cement slurry filtration, restoration of the rocks permeability

### References

1. Lukmanov R.R. Otsenka i prognoz fil'tratsii tsementnykh rastvorov pri tsementirovanii skvazhin (Assessment and forecast filtering of slurries for cementing wells), *Stroitel'stvo neftyanykh skvazhin na sushe i na more*, 2006, Issue 8, pp. 57 - 61
2. ANSI/API 131/ISO 10416 Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids, 2004. P. 38.
3. Zeinalov N.E., Solov'ev E.M. O vodootdache tsementnogo rastvora cherez glinistuyu fil'tracionnyuyu korku (About cement slurry fluid loss through the clay slurry filter cake), *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*, 1975, Issue 4, pp. 17 - 21.
4. Shlyakhova D.S., Ryabova L.I. Vliyanie fil'trata tamponazhnykh rastvorov na zagryaznenie produktivnogo plasta (Effect of filtrate of cement slurry on productive formation), *Stroitel'stvo neftyanykh skvazhin na sushe i na more*, 2008, Issue 5, pp. 52 - 57.
5. Griffith J., Osisanya S.O. Effect of drilling fluid filter cake thickness and permeability on cement slurry fluid loss // SPE Journal of Canadian Petroleum Technology, Special Edition 1999, Volume 38, No. 13 pp. 97 - 136