

УДК 662.276

**ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ  
ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА  
И ТАМПОНИРОВАНИЯ СКВАЖИН  
НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ  
ПОРОД ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА**

Ишбаев Р.Р.<sup>1</sup>, Зейгман Ю.В.

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

***Аннотация.** В статье представлен анализ влияния проникновения в пласт бурового и тампонажного раствора на фильтрационные параметры горных пород. Выполнен сравнительный анализ влияния наличия глинистой корки бурового раствора, репрессии на пласт на восстановление проницаемости пород при тампонировании скважин. Приводится количественная оценка загрязнения горных пород при первичном вскрытии пласта и тампонировании скважин.*

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

Ухудшение проницаемости пород призабойной зоны пласта (ПЗП) часто бывает связано с последствиями от технологий вскрытия пласта и цементирования обсадных колонн. Этот процесс связан с низкой водоудерживающей способностью тампонажных растворов, большими репрессиями на пласт, пропусканием жидкой фазы тампонажного раствора через корку бурового раствора на стенке скважины и неправильным выбором буферной жидкости [1].

При цементировании скважин, за счет больших репрессий на пласт, водоотдача тампонажных растворов может достигать 60...70 % от объема жидкой фазы раствора, что пагубно влияет на проницаемость пород – коллектора. Водоотдача буровых растворов кратно меньше водоотдачи тампонажных растворов, однако это не исключает негативное влияние на проницаемость ПЗП фильтрата бурового раствора [2].

Оценка количественных изменений фильтрационных параметров пород ПЗП после проникновения фильтратов тампонажного и бурового растворов позволяет правильно выбирать составы растворов, и предупреждать возможные осложнения в процессах дальнейшей эксплуатации скважин [3]. Для оценки роли глинистой корки бурового раствора на поверхности горной породы и интенсивности проникновения через корку в пласт фильтрата тампонажного раствора были проведены серии экспериментов.

В ходе экспериментов получали данные, позволяющие оценить изменение проницаемости моделей горных пород ПЗП при цементировании скважины.



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

Испытания проводили на лабораторной установке Offite PPT (рис. 1) [4]. Ниже представлена методика и порядок проведения экспериментов.

1. Приготовление бурового и тампонажного растворов. Определение их физических и реологических параметров. В табл. 1 и 2 представлены физические свойства опытных растворов.

2. Определение проницаемости моделей горных пород (фильтрационных дисков) при пропускании через них жидкой фазы бурового раствора.

2.1. Определение начальной 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. В процессе эксперимента фиксировали объем выделившегося фильтрата. По окончании опыта оставляли фильтрационный диск на 1 час в контакте с буровым раствором.

2.3. Производили отрыв глинистой корки (рис. 2) бурового раствора путем прокачки модели нефти (ПАОМ-2) в обратном направлении при перепаде давления 0,5 МПа с одновременным определением проницаемости диска.

3. Определение проницаемости моделей горных пород в процессах тампониования скважины (при наличии глинистой корки).

3.1. Определяли первоначальную проницаемость фильтрационных дисков.

3.2. После пропускания через керамический диск бурового раствора и определения проницаемости диска проводили фильтрацию через диск с глинистой коркой тампонажного раствора в течении 30 минут, при различных перепадах давления (2,5; 5,0; 7,5; 10,0; 12,5 и 13,8 МПа). В каждом эксперименте определяли объем и проводили химический анализ состава выделившегося фильтрата.

3.3. Извлекали из тестера фильтрационный диск и на 1 сутки помещали его в емкость с фильтратом тампонажного раствора.

3.4. Проводили отрыв корки бурового и тампонажного раствора (рис. 3) путем прокачки жидкости в обратном направлении при перепаде давления 0,5 МПа.

3.5. Определяли проницаемость диска в обратном направлении.

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

4.1. Определяли первоначальную проницаемость фильтрационных дисков.

4.2. Фильтрация через керамический диск тампонажного раствора в течении 30 минут, при перепаде давления 3,5 МПа и температуре 60 °С. 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 тампонажного раствора приведены в табл. 2.

4.3. Извлекали фильтрационный диск из тестера и на 1 сутки помещали его в емкость с фильтратом тампонажного раствора.

4.4. Определяли 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, 8      |
| Пластическая вязкость, мПа·с                         | 5,7        |
| рН, ед                                               | 12,3       |
| ДНС, дПа                                             | 35,19      |
| СНС <sub>10 сек/10 мин</sub> , дПа                   | 9,58/38,32 |

Таблица 2. 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 |

В ходе экспериментов были получены следующие результаты. При загрязнении фильтрационных дисков буровым раствором проницаемость ухудшается на 63...69 %, при этом через фильтрационный диск не проникает твердая фаза, входящая в состав бурового раствора. Результаты приведены в табл. 3.

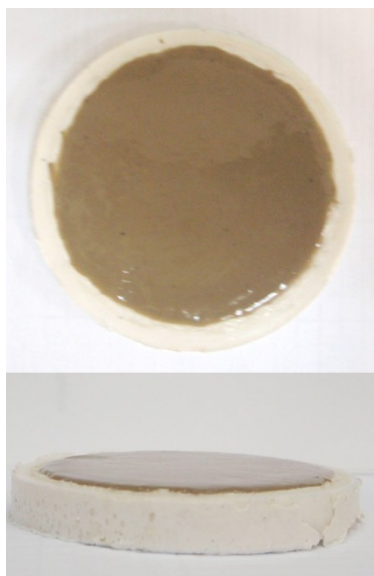


Рис. 2. Глинистая корка бурового раствора

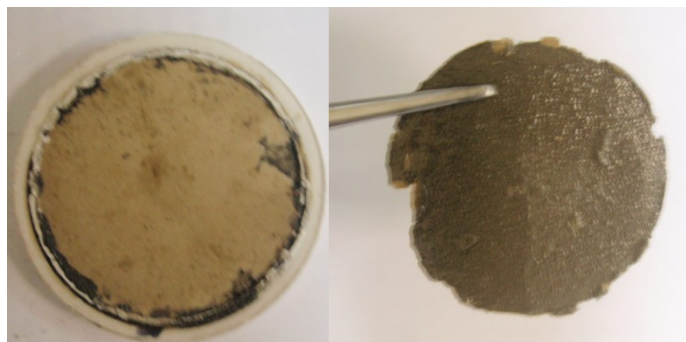


Рис. 3. Отрыв корки бурового и тампонажного раствора

Таблица 3. Изменение проницаемости фильтрационных дисков после загрязнения буровым раствором

| $K_{(до)}, \text{мкм}^2$ | $K_{(после)}, \text{мкм}^2$ | $(K_{(после)}/K_{(до)}) \cdot 100, \%$ |
|--------------------------|-----------------------------|----------------------------------------|
| 1,32                     | 0,41                        | 30,9                                   |
| 1,2                      | 0,45                        | 37,5                                   |

При загрязнении фильтрационных дисков твердой фазой тампонажного раствора при наличии глинистой корки бурового раствора проницаемость дисков ухудшалась на 68...94 % в зависимости от величины репрессии на пласт. Результаты этих экспериментов приведены в табл. 4, 5 и рис. 4, 5.

Из рис. 4 видно, что даже при малых значениях репрессии объем фильтрата тампонажного раствора достигает 50 %. Дальнейшее увеличение репрессии на модель пласта приводит к росту объема фильтрата. Но этот рост происходит со значительно меньшей интенсивностью. Так увеличение репрессии с 5,0 до 13,8 МПа (в 2,76 раза) привело к увеличению объема фильтрата тампонажного раствора только на 12,6 %. Это подтверждает факт резкого увеличения насыщенности

пород ПЗП по воде при проведении тампонажных работ даже при небольших значениях репрессии на пласт и последующее ухудшение условий фильтрации нефти при освоении скважин.

Таблица 4. 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 раствора в пласт, % | К(после)/К(до), % |
|-----------------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------|
| 2,5                   | 0,613                   | 0,191                      | 47,5                                                   | 31,2              |
| 5,0                   | 1,411                   | 0,203                      | 55,2                                                   | 14,4              |
| 7,5                   | 1,078                   | 0,275                      | 57,0                                                   | 25,5              |
| 10,0                  | 1,015                   | 0,173                      | 60,2                                                   | 17,0              |
| 12,5                  | 1,227                   | 0,282                      | 62,0                                                   | 23,0              |
| 13,8                  | 1,307                   | 0,067                      | 62,2                                                   | 5,0               |

Таблица 5. 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 |

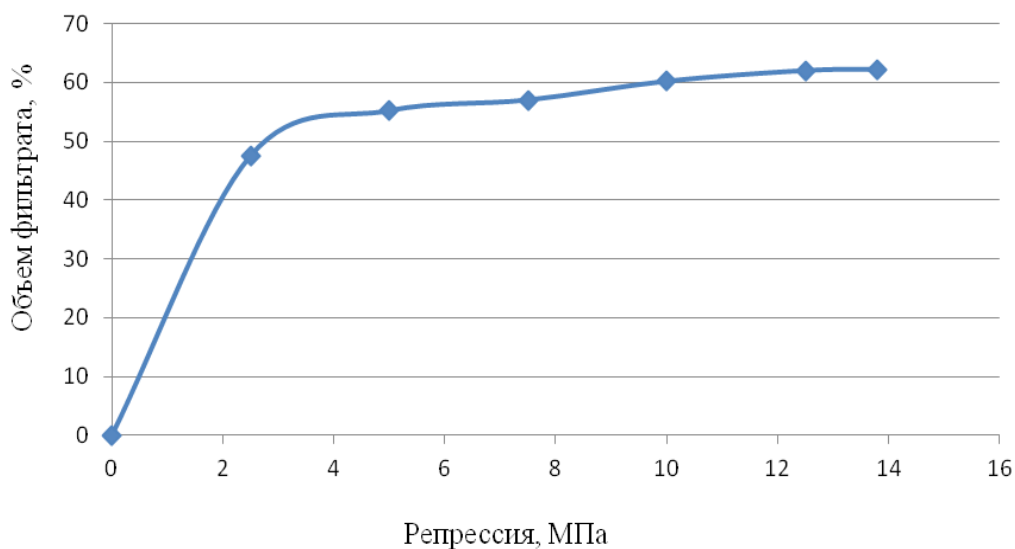


Рис. 4. Динамика объемов фильтрата тампонажного раствора при различных репрессиях

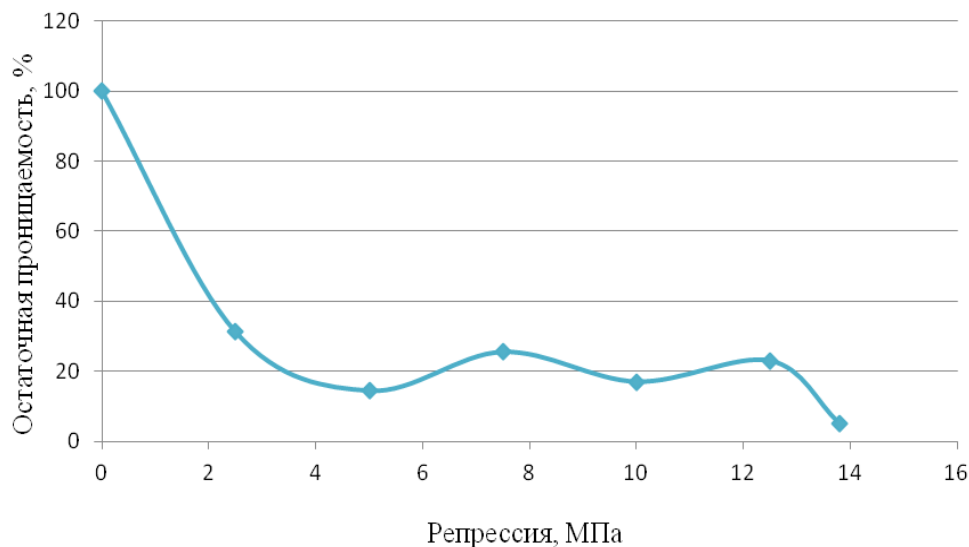


Рис. 5. Динамика остаточной проницаемости моделей пласта при различных репрессиях закачки тампонажных растворов

С другой стороны достижение репрессии 13,8 МПа привело практически к прекращению процесса фильтрации тампонажного раствора. На наш взгляд основной причиной этого явления служит упрочнение корки тампонажного раствора на внешней поверхности фильтрационного диска. При загрязнении дисков только тампонажным раствором проницаемость уменьшилась на 96 %, при репрессии 3,5 МПа. В этом случае водоотдача тампонажного раствора была интенсивной. Результаты экспериментов приведены в табл. 6, 7.

Таблица 6. Изменение проницаемости фильтрационных дисков после загрязнения тампонажным раствором

| $K_{(до)}$ , мкм <sup>2</sup> | $K_{(после)}$ , мкм <sup>2</sup> | $(K_{(после)}/K_{(до)}) \cdot 100, \%$ |
|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------|
| 1,3                           | 0,05                             | 3,84                                   |

Таблица 7. Химический состав фильтрата тампонажного раствора

| Состав фильтрата | мг/л |
|------------------|------|
| $Ca^{2+}$        | 900  |
| $Cl^-$           | 670  |
| рН, ед.          | 13   |
| Твердая фаза, %  | 2    |

По полученным данным (табл. 5, 7) видно, что состав фильтрата тампонажного раствора изменяется. В нем появилась твердая фаза в количестве 2 %. На приборе Hagiba (рис. 6) был проведен качественный анализ фильтрата. При начальной проницаемости фильтрационного диска 1,3 мкм<sup>2</sup> максимальный размер прошедших через диск твердых частиц достиг размера почти 10 мкм (рис. 9). Кро-

ме самых крупных частиц через модель пласта прошли и более мелкие частицы – от 2 до 8 мкм. Причем, частицы фракции 4 мкм преобладали в составе фильтрата. Полученный результат свидетельствует о возможности механической кольматации каналов фильтрации естественных горных пород твердыми частицами тампонажного раствора непосредственно в самом пласте. В первую очередь такой кольматации будут подвергнуты каналы соответствующих размеров, что значительно ухудшит условия притока жидкости из пласта в скважины.



Рис. 6. Прибор для измерения распределения частиц по размеру в фильтрате

Динамика проникновения фильтрата тампонажного раствора во многом определяется наличием глинистой корки на входной поверхности модели пласта. На рис. 7 показано, что в случае отсутствия корки основной объем фильтра проникает через породу за первые 1...3 минуты после начала эксперимента. Увеличение времени контакта раствора с породой практически не изменяет объемы фильтрата. При наличии корки на входной поверхности породы при репрессии 2,5 МПа объем фильтрата увеличивается постепенно. По истечении 30 минут контакта раствора с породой объем фильтрата был на 25 % меньше, чем в опыте с такой же репрессией, но в отсутствии глинистой корки.

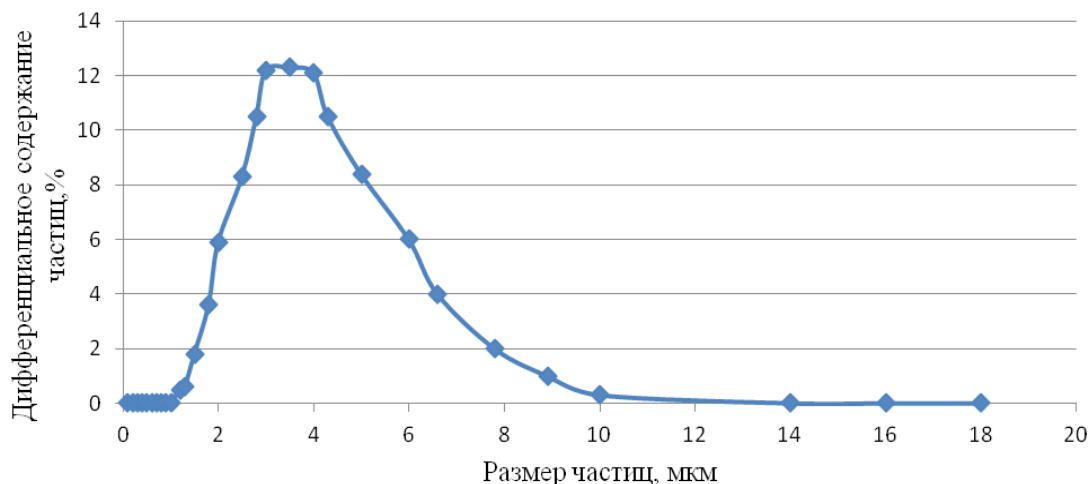


Рис. 7. Распределение по размерам твердых частиц, находящихся в фильтрате тампонажного раствора

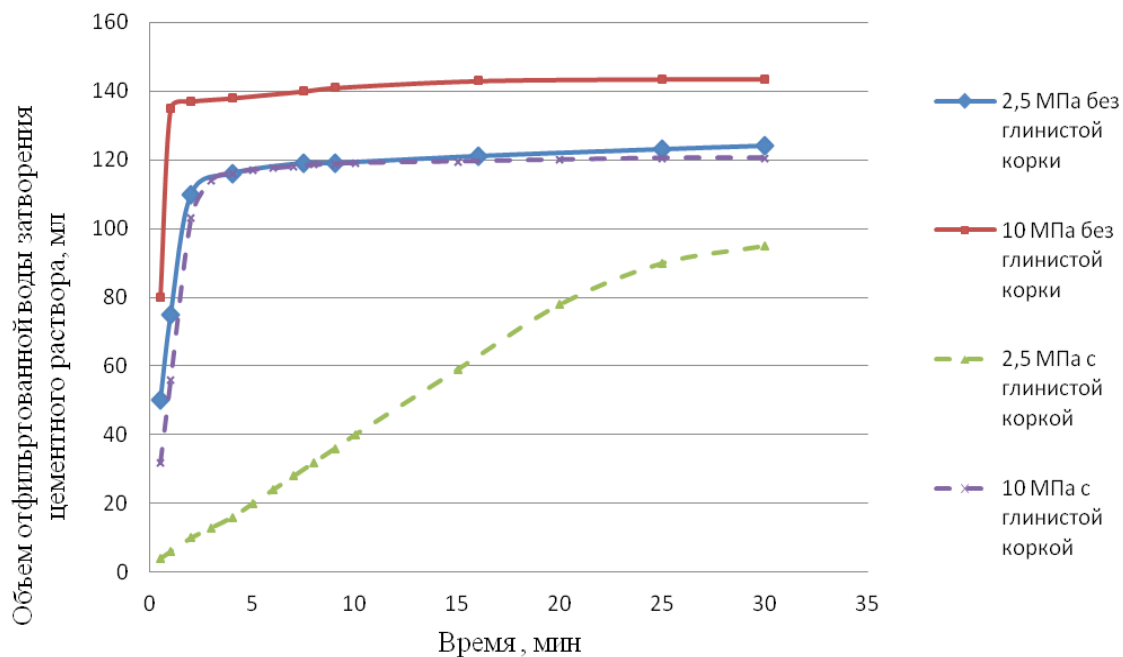


Рис. 8. Динамика фильтрации жидкости затворения тампонажного раствора через диск с фильтрационной коркой и без нее

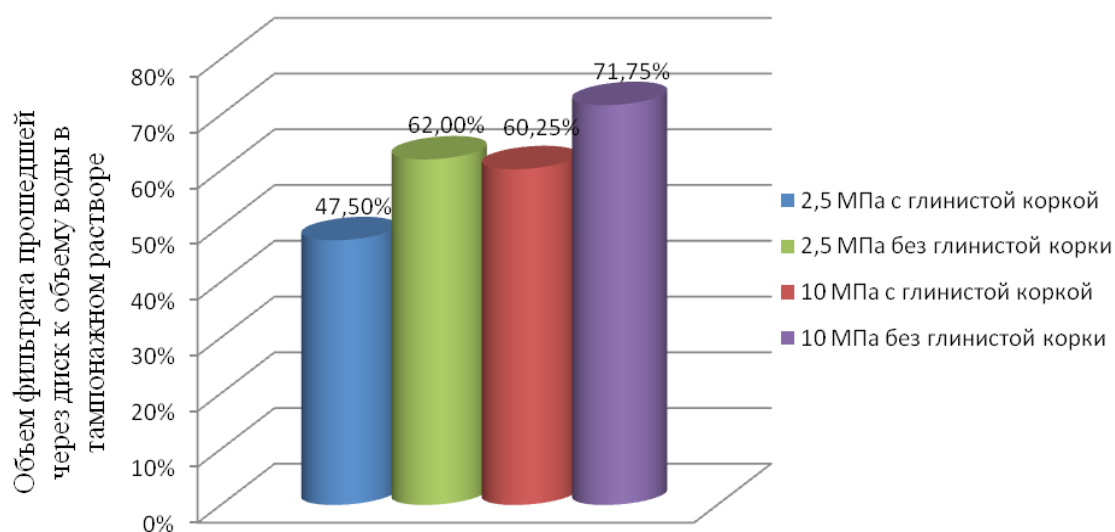


Рис. 9. Объем фильтрата прошедшего через диск к начальному объему воды в тампонажном растворе

### Выводы

Наличие глинистой корки предотвращает проникновение твердой фазы тампонажного раствора через фильтрационные диски.

В присутствии глинистой корки проникновение фильтрата тампонажного раствора не прекращается. Исследования динамики проникновения фильтрата тампонажного раствора через породу от репрессии показала, что основной объем



фильтрата проходит через породу уже при репрессии 2,0 МПа. Дальнейшее увеличение величины репрессии практически не изменяет объем фильтрата.

Аналогичным образом изменяется остаточная проницаемость модели породы. Репрессия на породу величиной 2,0 МПа при задавке тампонажного раствора приводит почти к 80 % потере проницаемости. Увеличение репрессии до 13,8 МПа ухудшает проницаемость породы практически полностью – на 95 %.

Конечная фильтратоотдача тампонажного раствора через породу при наличии на входной поверхности глинистой корки бурового раствора на 11...15 % меньше по сравнению с результатами экспериментов, в которых глинистая корка отсутствовала.

Скорость фильтрации жидкости затворения через керамические диски кратно возрастает при отсутствии глинистой корки. Скорость фильтрации тампонажного раствора при репрессии 2,5 МПа через керамический диск без глинистой корки идентична скорости фильтрации при репрессии 10 МПа через керамический диск с глинистой коркой.

При наличии на входной поверхности керамических дисков глинистой корки изменяется характер фильтрации тампонажного раствора. При наличии глинистой корки (репрессия 2,5 МПа), в первые 30 минут фильтрация тампонажного раствора постепенно возрастает и носит линейный характер, а в отсутствии глинистой корки, при той же репрессии основной объем фильтрата тампонажного раствора проходит через диск уже за первые 2 минуты.

При отсутствии глинистой корки происходит проникновение твердых частиц тампонажного раствора в пласт. В диапазоне проницаемости моделей породы 0,6...1,3 мкм<sup>2</sup> количество проникших через породу твердых частиц составило примерно 2 % от массы отфильтрованной жидкости затворения цементного раствора. По размерам преобладают частицы от 3 до 5 мкм<sup>2</sup>, при среднем размере пор в керамических дисках 5 мкм. По этой причине происходит необратимая коагуляция поровых каналов горных пород и уменьшение проницаемости.

### Литература

1. Белей И.И., Родер С.А. Результаты исследований различных факторов на водоотдачу тампонажных растворов // Газовая промышленность. 2010. №7. С. 76-80.
2. 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.
3. Cook C., Cunningham W.C. Filtrate Control – A Key in Successful Cementing Practices // Journal of Petroleum Technology, 1977, Volume 29, Number 8, pp. 951-956. SPE 5898-PA. DOI: 10.2118/5898-PA
4. ANSI/API 13I/ISO 10416. Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids, 2004.

## DIAGNOSIS OF IMPACT TECHNOLOGY OF PRIMARY OPEN RESERVOIR AND WELL CEMENTING ON THE ROCKS FILTRATION PARAMETERS OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

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 presents an analysis of impact of penetration into the formation of mud and cement slurry on the rocks filtration parameters. The comparative analysis of the impact of the presence of mud cake, repression to restore the permeability of the rocks during well cementing. We present a quantitative evaluation of colmatation rocks during the primary opening of the reservoir and wells cementing.*

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

### References

1. Belei I.I., Roder S.A. Rezul'taty issledovaniy razlichnykh faktorov na vodootdachu tamponazhnykh rastvorov (Investigation results of impacts of various factors on of cementing slurry water loss), *Gazovaya promyshlennost - Gas Industry of Russia*, 2010, Issue 7, pp. 76-80
2. Lukmanov R.R. Otsenka i prognoz fil'tratsii tsementnykh rastvorov pri tsementirovanii skvazhin (Assessment and forecast filtering slurries for cementing wells), *Stroitel'stvo neftyanykh skvazhin na sushe i na more*, 2006. Issue 8, pp. 57 - 61.
3. Cook C., Cunningham W.C. Filtrate Control – A Key in Successful Cementing Practices // *Journal of Petroleum Technology*, 1977, Volume 29, Number 8, pp. 951-956. SPE 5898-PA. DOI: 10.2118/5898-PA
4. ANSI/API 13I/ISO 10416. Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids, 2004.