

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.145-153>

УДК 622.245.422.6

**Исследование расширяющегося тампонажного материала,  
позволяющего цементировать обсадные колонны  
одним составом на всю длину**

*Агзамов Ф.А., Беляева Е.В., Калиев В.О.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия*

**Investigation of expanding grouting material that allows cementing  
casing strings with a single compound for the entire length**

*F.A. Agzamov, E.V. Belyaeva, V.O. Kaliev*

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

**E-mail: faritag@yandex.ru**

**Аннотация.** В статье представлены результаты исследований расширяющегося тампонажного материала плотностью  $1700 \text{ кг/м}^3$ , позволяющего цементировать обсадные колонны на всю длину одним составом, не превышая давление гидроразрыва слабых пластов, с одновременным обеспечением высокой скорости структурообразования и набора прочности, что в свою очередь позволит существенно сократить время ОЗЦ. Раствор из предлагаемого тампонажного материала имеет: нулевое водоотделение, пониженную водоотдачу, а камень обладает улучшенными физико-механическими свойствами, наличием эффекта расширения. Указанные свойства раствора и камня позволяют повысить герметичность заколонного пространства.

**Ключевые слова:** *цементирование скважин; облегченные цементные растворы; расширение цементного камня, герметичность затрубного пространства*

**Для цитирования:** Агзамов Ф.А., Беляева Е.В., Калиев В.О. Исследование расширяющегося тампонажного материала, позволяющего цементировать обсадные колонны одним составом на всю длину//Нефтяная провинция.-2021.-№2(26).-С.145-153. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.145-153>

**Abstract.** The article presents the results of studies of expanding grouting material with a density of  $1700 \text{ kg/m}^3$ , which allows cementing casing strings for the entire length with a single composition, without exceeding the pressure of hydraulic fracturing of weak layers, while ensuring a high rate of structure formation and strength gain, which in turn will significantly reduce the time of WOC. The solution from the proposed grouting material has: zero

water separation, reduced fluid loss, and the stone has improved physical and mechanical properties, the presence of an expansion effect. The specified properties of the mortar and stone allow to increase the tightness of the casing annulus.

**Key words:** *well cementing, lightweight cement slurry; cement stone expansion; annulus integrity.*

**For citation:** F.A. Agzamov, E.V. Belyaeva, V.O. Kaliev Issledovanie rasshirjajushhegosja tamponazhnogo materiala, pozvoljajushhego cementirovat' obsadnye kolonny odnim so-stavom na vsju dlinu [Investigation of expanding grouting material that allows cementing casing strings with a single compound for the entire length]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(26), 2021. pp. 145-153. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.145-153> (in Russian)

Долговечность эксплуатации нефтяных и газовых скважин во многом зависит от качества цементного камня тампонажного материала, входящего в состав крепи. Эксплуатация скважин нуждается в надежной работе крепи, что достигается путем формирования прочного и герметичного цементного камня по всей высоте подъема и заполнением им всего заколонного пространства.

Важным критерием качества цементирования скважин является подъем цементного раствора за обсадной колонной до проектной глубины. Однако на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, процесс крепления часто осложняется поглощением тампонажного раствора в интервалах низких пластовых давлений и давлений гидроразрыва. Таким месторождением, например, является Ромашкинское, продуктивный интервал которого сложен карбонатными породами, характеризующимися высокой трещиноватостью и кавернозностью.

Решением данной проблемы находят в использовании двуступенчатого цементирования или в применении облегченных тампонажных составов. Ежегодно в ПАО «Татнефть» 25-30 % скважин цементируются в две ступени [1]. Однако этот способ заканчивания скважин имеет ряд существенных недостатков, связанных с необходимостью использования заколонных пакеров для разобщения ступеней цементирования, нарушением герметичности и отказов в работе МСЦ, сложности технологического процесса, ведущей к удорожанию стоимости проводимых работ.

Таким образом, вышеперечисленные недостатки технологии двуступенчатого цементирования побуждают прибегнуть к применению облегченных тампонажных растворов. В настоящее время согласно сборнику инструкций, регламентов и РД по технологии крепления скважин на месторождениях ПАО «Татнефть» продуктивный горизонт цементируется портландцементными растворами плотностью  $1,83 \text{ г/см}^3$ , а верхние интервалы – гелцементными растворами плотностью  $1,65 \text{ г/см}^3$  [2]. Снижение плотности в таких растворах достигается путем увеличения водосмесевого отношения и частичного замещения цемента глинопорошком. Однако такой способ облегчения раствора не позволяет получить качественную крепь, поскольку облегченные тампонажные растворы с добавкой диатомита, глинопорошков, трепла и микрокремнезема обладают затянутыми сроками схватывания, седиментационной неустойчивостью, высокой водоотдачей и низкими прочностными характеристиками [3].

Альтернативой гелцементным растворам являются тампонажные смеси с применением микросфер, позволяющей без существенного увеличения водоцементного отношения получать камень, удовлетворяющий требованиям отраслевых нормативных документов. В тоже время, применение цементных растворов с микросферами имеет существенные недостатки, связанные с их недостаточной прочностью и высокой стоимостью.

Давление гидроразрыва пластов на многих месторождениях, и на Ромашкинском, в частности, позволяет цементировать весь интервал в одну ступень тампонажным раствором плотностью не более  $1,7 \text{ г/см}^3$ .

Для повышения качества крепления скважин с подобными характеристиками пластов был разработан расширяющийся тампонажный материал на основе портландцемента ПЦТ П-50 (см. табл. 1), обладающий основными характеристиками, соответствующими показателям цемента нормальной плотности, и имеющий более высокую скорость структурообразования и набора прочности, позволяющей сократить время ОЗЦ.

Таблица 1

*Состав тампонажного материала*

Добавка	Назначение	Кол-во, %
Алюмосиликатные полые микросферы (АСПМ)	снижение плотности	8
РД-ЦТ	расширяющая добавка с регулятором скорости структурообразования	5
Floss 110 Lv	снижение показателя фильтрации, агент-газоблокатор	0,25
DAF	пластификатор	0,14
Vinaror	пенוגаситель	0,1

В табл. 2 приведены сравнительные характеристики материалов, применяемых в настоящее время по принятой базовой технологии цементирования и характеристики разработанного материала.

Раствор имеет относительно низкую водоотдачу и предотвращает загрязнение продуктивных пластов, способствуя получению проектного дебита скважины. Испытания на осаждение по методике стандарта API, основанной на замере разности плотностей цементного камня в верхней, средней и нижней части цилиндра, показали высокую седиментационную устойчивость раствора ( $\Delta\rho < 0,7\%$ ), что особенно актуально для наклонно-направленных участков ствола скважин.

Относительно небольшая разница между началом и концом схватывания (25 минут), в отличие от остальных цементов, показывает быстрый переход от раствора в камень, что существенно снижает вероятность образования суффозионных каналов. Тем самым можно гарантировать снижение давления столба цементного раствора на слабые пласты уже через 5-6 часов, так как он становится «самоудерживающим» (т.е. затвердевает). Поровое давление тампонажного раствора с течением времени будет уменьшаться от первоначального, которое обусловлено плотностью тампонажной суспензии, до гидростатического, обусловленного плотностью поровой жидкости затворения [4].

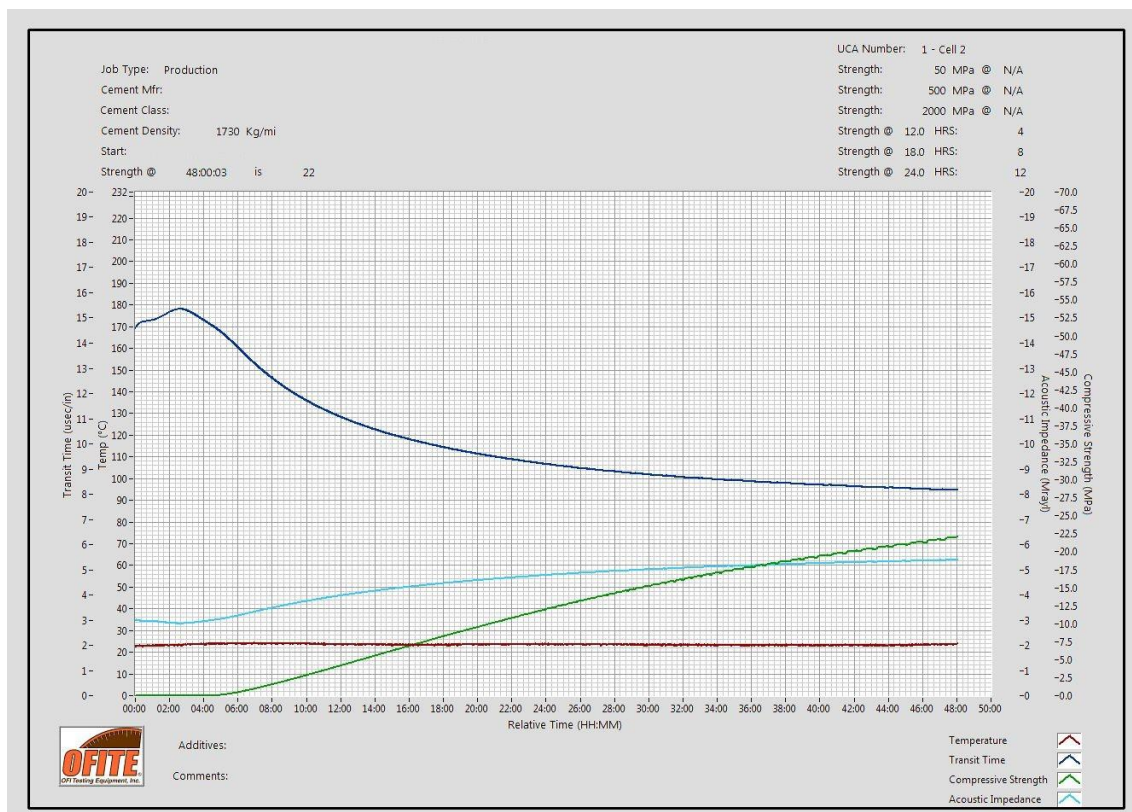
Таблица 2

**Физико-механические показатели тампонажных материалов**

Наименование показателей	Базовая технология			Предлагаемый тампонажный материал
	ПЦТ II-50	ПЦТ I-G-CC-1	Гельцемент	
Водоцементное отношение	0,5	0,44	0,7	0,43
Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	1830	1940	1650	1720
Растекаемость, мм	240	260	260	225
Водоотделение, мл	6,5	4,8	7,5	0
Предел прочности при изгибе/сжатии через 48 часов при температуре (20±2)°С и давлении 0,1 МПа, МПа	3,4/13,6	4,6/18,5	2,4/7,1	4,0/18,0
Прочность при изгибе/сжатии через 24 часа при температуре (20±2)°С и давлении 0,1 МПа, МПа	1,03/4,1	1,4/5,57	-/1,8	3,1/12,0
Прочность при изгибе/сжатии через 48 часов при температуре (5±1)°С и давлении 0,1 МПа, МПа	-	-	-	1,3/4,1
Время загустевания до консистенции 30 Вс при температуре (20±2)°С и давлении 0,1 МПа, мин	266	320	90 мин - 3,0 Вс	210
Сроки схватывания при температуре (20±2)°С, ч-мин: - начало - конец	5-35 7-10	5-10 6-50	7-55 >10 часов	4-55 5-20
Коэффициент линейного расширения по методике с применением кольцевой формы через 48 часов при температуре (20±2)°С и давлении 0,1 МПа, %	-	-	-	1,3
Водоотдача при дифференциальном давлении 6,89 МПа, мл/30 мин	1114	950	1470	250

Отличительной особенностью предлагаемого тампонажного материала является высокая механическая прочность цементного камня в ранние сроки твердения. Уже через 12 часов предел прочности на сжатие составляет не менее 3,5 МПа, что позволяет приступать к бурению следующего интервала или к проведению других внутрискважинных операций. Требуемая по ГОСТ 1581-96 для портландцементов типов I, II прочность при из-

гибе через 48 часов твердения составляющая 2,7 МПа, в ЦТ 7-50 достигается спустя 24 часа. На рис. 1 представлен график изменения прочности на сжатие во времени, полученный с помощью ультразвукового анализатора цемента (УАЦ).



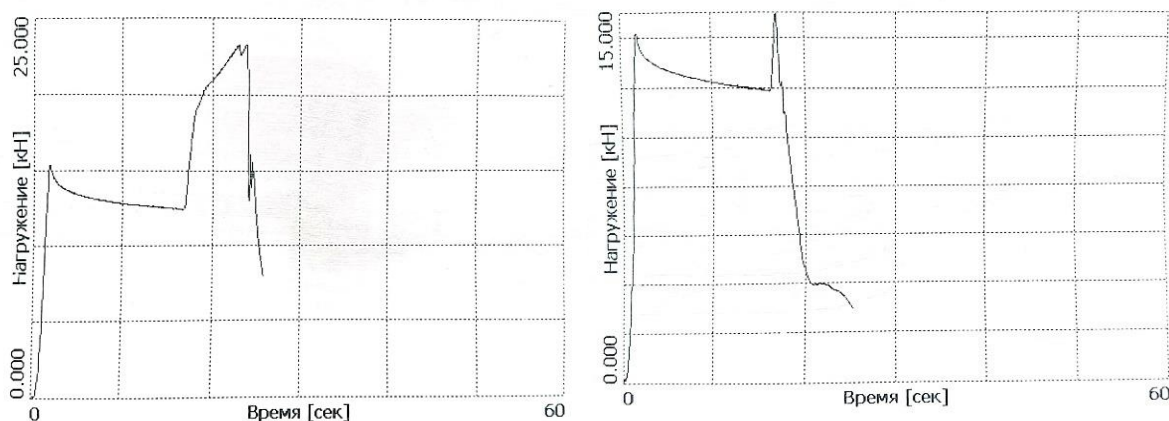
**Рис. 1. Изменение предела прочности камня ЦТ 7-50 на сжатие во времени**

Серьезной проблемой облегченных тампонажных растворов является малая эффективность применения расширяющих добавок вследствие повышенного В/Ц и отсутствия плотной кристаллизационной структуры, приводящих к нарушению герметичности контактных зон. При этом напорное воздействие пластового флюида приводит к появлению заколонных перегородок в зазорах между цементным камнем и обсадной колонной или горной породой.

Оптимально подобранная концентрация расширяющей добавки РД-ЦТ в предлагаемом тампонажном материале позволяет получить расширяющийся камень с коэффициентом линейного расширения (КЛР) в кольцевой форме не менее 1,2 %, что является достаточным, для повыше-

ния напряженности контактных зон цементного камня без ухудшения его прочностных характеристик [6].

При этом были проведены испытания на адгезионную прочность сцепления получаемого цементного камня со смежной поверхностью спустя 48 часов твердения при 20 °С. Для определения данного показателя использовался метод выдавливания образца цементного камня из стальной цилиндрической формы высотой 50 мм и внутренним диаметром 50 мм. Контактное напряжение на границе для ЦТ 7-50 составило 3 МПа, для ПЦТ II-50 этот показатель составил 1,8 МПа. На рис. 2 продемонстрированы графики нагружения пресса до момента страгивания образца в форме.



**Рис. 2. Нагрузка страгивания образцов камня ЦТ 7-50 и ПЦТ II-50 через 48 часов**

Анализируя показатели тампонажного материала ЦТ 7-50, можно сделать вывод о том, что его применение при цементировании обсадных колонн позволит:

- создать однородный крепкий цементный камень по всему стволу скважины;
- снизить временные и финансовые затраты на закупку, логистику, хранение, проведение лабораторных анализов - закупается одна марка материала вместо двух и более (ПЦТ II-50, ПЦТ I-G-CC-1, ПЦТ III-Об 5-50, гельцемент);
- упростить контроль за технологическими параметрами во время це-

ментирования, так как нет необходимости изменять подачу жидкости затворения для изменения плотности раствора;

- существенно сократить время ОЗЦ;
- свести к минимуму риски возникновения заколонных перетоков;
- увеличить межремонтный период скважины.

### Список литературы

1. Опыт повышения качества крепления скважин в ОАО "Татнефть" [Текст] / Р.С. Хисамов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 45-47.
2. Сборник инструкций, регламентов и РД по технологии крепления скважин на месторождениях АО "Татнефть". РД 39-0147585-201-00. Бугульма, 2000. 155 с.
3. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов / В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1978. – 281 с.
4. Курбанов Я.М., Хахаев Б.Н., Алиев Р.М., Данюшевский В.С. Тампонажные растворы для глубоких нефтегазовых скважин. – М.: Недра, 1996. – 234 с.
5. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. СПб.: ООО «Недра», 2005. – 318 с.
6. Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. О необходимой величине расширения тампонажных материалов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 8. С. 14-15.

### References

1. R.S. Hisamov et al. *Opyt povysheniya kachestva krepleniya skvazhin v OAO "Tatneft"* [Experience in improving the quality of well anchoring in JSC Tatneft]. Oil industry, No. 5, 2012. pp. 45-47. (in Russian)
2. *Sbornik instrukcij, reglamentov i RD po tekhnologii krepleniya skvazhin na mestorozhdeniyah AO "Tatneft"*. RD 39-0147585-201-00. [Collection of instructions, regulations and GD on the technology of well attachment at the fields of JSC "Tatneft". GD 39-0147585-201-00.]. Bugulma, 2000. 155 p. (in Russian)
3. V.S. Danyushevskij *Proektirovanie optimal'nyh sostavov tamponazhnyh cementov* [Design of optimal compositions of grouting cements]. Moscow: Nedra Publ., 1978, 281 p. (in Russian)
4. YA.M. Kurbanov, B.N. Hahaev, P.M. Aliev, B.C. Danyushevskij *Tamponazhnye rastvory dlya glubokih neftegazovyh skvazhin* [Grouting solutions for deep oil and gas wells]. Moscow: Nedra Publ., 1996, 234 p. (in Russian)
5. F.A. Agzamov, B.S. Izmuhambetov *Dolgovechnost' tamponazhnogo kamnya v korrozionno-aktivnyh sredah* [Durability of grouting stone in corrosive environments]. Saint Petersburg: Nedra Publ., 2005, 318 p. (in Russian)
6. F.A. Agzamov, V.B. Babkov, I.N. Karimov *O neobhodimoj velichine rasshireniya tamponazhnyh materialov* [On the required expansion value of grouting materials]. The territory of "NEFTEGAZ", No. 8, 2011. pp. 14-15. (in Russian)



### **Сведения об авторах**

*Агзамов Фарит Акрамович*, доктор технических наук, профессор, кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

E-mail: faritag@yandex.ru

*Беляева Евгения Валерьевна*, ведущий специалист, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

E-mail: faritag@yandex.ru

*Калиев Владислав Олегович*, магистр, группа МГБ03-19-01, горно-нефтяной факультет, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

E-mail: kaliev011097@gmail.com

### **Authors**

*F.A. Agzamov*, Dr.Sc., Professor, Oil and Gas Well Drilling Chair, Ufa State Petroleum Technological University

1, Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation

E-mail: faritag@yandex.ru

*E.V. Belyaeva*, Specialist degree, faculty of technology, Ufa State Petroleum Technological University

1, Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation

E-mail: faritag@yandex.ru

*V.O. Kaliev*, Graduate Student, Chair of Mining Engineering and Geology, Ufa State Petroleum Technological University

1, Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation

E-mail: kaliev011097@gmail.com

*Статья поступила в редакцию 30.03.2021*

*Принята к публикации 17.06.2021*

*Опубликована 30.06.2021*