

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-9-19

УДК 622.245; 519.6

**Ф.А. Агзамов** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **А.О. Белоусов** (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень, Российская Федерация),  
**Я.К. Комлев** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

## ПРИМЕНЕНИЕ УПРУГОГО ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ КРЕПИ СКВАЖИН ПРИ УДАРНЫХ И ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗКАХ

**Farit A. Agzamov** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Andrey O. Belousov** (KogalymNIPIneft, Branch of LUKOIL-Engineering Company in Tyumen, Russian Federation),  
**Yan K. Komlev** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

## APPLICATION OF AN ELASTIC CEMENT STONE FOR INCREASING STABILITY OF WELL MOUNT AT SHOCK AND DYNAMIC LOADS

### Введение

Одним из перспективных направлений заканчивания скважин является проведение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в зацементированном горизонтальном участке скважины. Данный технологический прием, по сравнению с обычным гидроразрывом пласта (ГРП), позволяет отказаться от оснастки для манжетного цементирования и колонных пакеров для разобщения интервалов МГРП, а также обеспечивает возможность проведения МГРП в любом интервале горизонтального участка с необходимым количеством стадий.

### Background

One of the promising directions of well completion is the implementation of multi-stage hydraulic fracturing (MHF) in a cemented horizontal section of the well. This technique, in comparison with ordinary hydraulic fracturing, allows to abandon the equipment for cuff cementing and casing packers to separate the fracturing intervals, and also provides the ability to perform fracturing in any interval of a horizontal section with the required number of stages.

### Цели и задачи

Рассмотреть возможные пути снижения напряжений в крепи скважины, развивающихся при многостадийном гидроразрыве пластов в зацементированном горизонтальном участке скважины.

### Методы

Для оценки напряжений и деформаций в цементном камне использован алгоритм, основанный на методе конечных элементов. Расчет проведен на примере зацементированного хвостовика 114 мм, расположенного в горизонтальном участке диаметром 156 мм.

### Результаты

Результаты моделирования показали, что в утолщенной части цементного кольца напряжения больше, чем в тонкой части кольца. При этом происходит снижение напряжений внутри цементного камня на контакте цементного камня с колонной и контакте с породой до величин, требующих разработки мер по снижению передачи динамической нагрузки от колонны к цементному камню.

При этом показано отсутствие влияния группы прочности металла и толщины стенки обсадных труб на величину развивающихся в цементном камне напряжений.

При отсутствии «сплошного» контакта с колонной при ГРП происходит увеличение внутренних напряжений по всему цементному камню, которое также возрастает при эксцентричном положении обсадной колонны.

Увеличение модуля Юнга цементного камня положительно влияет на сопротивляемость материала смещению и не оказывает влияния на величину напряжений. При увеличении коэффициента Пуассона относительно базового состава расчетные напряжения уменьшаются и на обеих контактных зонах цементного камня.

Анализ показал, что применение упругих тампонажных составов с повышенными упруго-деформационными характеристиками позволяет предотвратить нарушение контакта после завершения динамических воздействий.

### Aims and Objectives

To consider possible ways of reducing stresses in the cement sheath during multi-stage hydraulic fracturing (MHF) in a cemented horizontal section of the well.

### Methods

To assess stresses and deformations in cement stone, an algorithm based on the finite element method was used. The calculation was carried out on the example of a cemented liner 114 mm, located in a horizontal section with a diameter of 156 mm.

### Results

The simulation results showed that there is more stress in the thickened part of the cement sheath.

In this case, there is a decrease in stresses inside the cement stone at the place of contact of the cement stone with the casing and the contact of the cement stone with the rock to values that require the development of measures for reducing of the transfer of dynamic load from the casing to the cement stone.

At the same time, the absence of the influence of the steel grade and the wall thickness of the casing strings on the magnitude of the stresses developing in the cement stone was shown.

In the absence of «continuous» contact with the casing during hydraulic fracturing, an increase in internal stresses occurs throughout the cement stone, which also increases with the eccentric position of the casing.

An increase in the Young's modulus of the cement stone has a positive effect on the resistance of the material to displacement and does not affect the magnitude of the stresses. With an increase in the Poisson's ratio relative to the basic composition, the calculated stresses decrease in both contact zones of the cement stone.

The analysis showed that the use of elastic cement slurries with increased elastic-deformation characteristics can prevent contact disruption after completion of dynamic effects.

---

---

**Ключевые слова:** крепь скважины; напряжения; динамическое воздействие; гидроразрыв пород; упругие свойства

**Key words:** cement sheath; stresses; dynamic loading; hydraulic fracturing of the rocks; elastic properties

---

---

Одним из перспективных направлений заканчивания скважин является проведение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в зацементированном горизонтальном участке скважины. Данный технологический прием, по сравнению с обычным гидроразрывом пласта (ГРП), позволяет отказаться от оснастки для манжетного цементирования и заколонных пакеров для разобщения интервалов МГРП, а также обеспечивает возможность проведения МГРП в любом интервале горизонтального участка с необходимым количеством стадий.

При этом внутри обсадной колонны создаются большие знакопеременные динамические нагрузки, которые, как показала промышленная практика, негативно сказываются как на эффективности МГРП, так и на герметичности затрубного пространства из-за разрушения цементного камня.

Для оценки напряжений в теле цементного камня и возникающих деформаций в системе «обсадная колонна - цементный камень», при проведении технологических операций, используются алгоритмы (программные продукты), основанные на методе конечных элементов (МКЭ).

Данный метод позволяет имитировать влияние множества факторов и оценивать характер их воздействия на крепь скважины, однако большинство результатов сводится к графической интерпретации динамических нагрузок и определению величин напряжений в крепи скважины [1-3].

При этом совершенно не затрагиваются вопросы снижения негативного воздействия на крепь скважины, и отсутствует единое мнение относительно мер по снижению динамической нагрузки от колонны к цементному камню.

Мы полагаем, что необходимо обратить внимание на применение обсадных труб большей толщины стенки, либо более высокой группы прочности, повысить требования к эксцентриситету обсадной колонны в скважине, а также оценить минимальную толщину или упруго-деформационные характеристики цементного камня.

Оценка возможности использования МКЭ проводилась при выполнении расчетов

на примере 114 мм хвостовика, расположенного в горизонтальном участке диаметром 156 мм и зацементированного тампонажным составом на основе ПЦТГ-G-CC-1 [4]. При моделировании сопоставлялись колонны с толщиной стенки: 6,4; 7,4; 8,6 мм.

Оцениваемые параметры моделирования определялись для цементного кольца разной толщины, для случаев концентричного и эксцентричного расположения трубы [5].

Расчеты проводились на построенных цифровых двойниках цементного кольца (рисунок 1), механические свойства материалов которых приведены в таблице 1: забойное давление при ГРП - 62,8 МПа; давление горной породы на цементное кольцо - 56,5 МПа.

Из результатов моделирования (таблица 2) следует, что в утолщенной части цементного кольца (при одинаковом удалении от обсадной колонны) напряжения больше, чем в тонкой части кольца (рисунки 2, 3). Это объясняется большим смещением (упругой деформацией) цементного камня тонкой части, что обуславливает и большой запас коэффициента прочности ( $K_{зп}$ ) камня в тонкой части цементного кольца (рисунок 3).

Результаты расчета показывают снижение напряжений внутри цементного камня с 55 до 46 МПа на контакте цементного камня с колонной, и до 35-40 МПа на контакте с породой.

Данные величины являются существенными и определяют необходимость разработки мер по снижению динамической нагрузки от колонны к цементному камню.

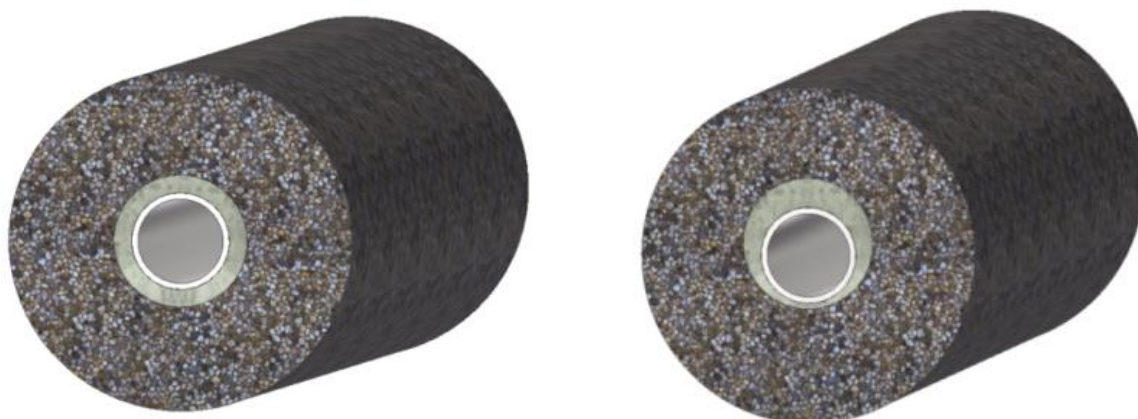
Для определения мероприятий по снижению динамической нагрузки на цементное кольцо рассмотрены следующие варианты.

Во-первых, смоделировано воздействие на цементный камень при использовании обсадных труб других групп прочности: «Д», «Е», «Р», которое показало, что распределение нагрузок по элементам крепи и возникающие при этом напряжения в цементном камне сопоставимы. Иными словами, изменение группы прочности обсадной колонны не оказывает влияния на величину развивающихся в цементном камне напряжений.

Во-вторых, проведена оценка возможности увеличения толщины стенки обсадной

колонны для удержания большей части динамической нагрузки самой трубой и снижения передачи нагрузки на цементное кольцо. Результаты проведенного моделирования с трубами, имеющих толщину стенки 6,4 и 8,6 мм вместо 7,4 мм показали отсутствие

влияния изменения толщины стенки трубы в пределах сортамента на величину развиваемых напряжений. Моделирование напряжений в цементном камне при возможном разделении сопрягаемых поверхностей показывает аналогичный результат.



а) концентричное положение;

б) эксцентричное положение (67 %)

Рисунок 1. Цифровые модели скважины

Таблица 1. Материалы и их свойства, принятые в расчетах

Элемент модели	Материал	Показатели		
		модуль Юнга, ГПа	коэффициент Пуассона	предел текучести (упругости), МПа
Обсадная труба	Сталь группы прочности Е по ГОСТ 632-80	200	0,29	552
Цементное кольцо	Соответствует составам на основе ПЦТ I-G-CC-1	5	0,19	36,2
Горная порода	Порода группы пластов Ач/Юс	0,025	0,18	87,66

Таблица 2. Результаты моделирования поведения цементного камня

Положение колонны		Удаленность от контакта с колонной, мм	Расчетные напряжения, МПа	Коэффициент запаса прочности	Смещение, мм
Концентричное		0	51,58	0,70	0,03
		7	44,70	0,81	0,11
		14	39,63	0,91	0,19
		21	36,09	1,00	0,25
Эксцентричное (эксцентриситет 67%)	тонкая часть камня	0	46,00	0,79	0,31
		7	39,81	0,91	0,38
	средняя часть камня	0	52,56	0,69	0,28
		7	44,07	0,82	0,32
		14	38,85	0,93	0,37
		20	36,67	0,99	0,41
	толстая часть камня	0	54,40	0,66	0,22
		7	46,81	0,77	0,14
		14	41,49	0,87	0,06
		21	38,33	0,94	0,01
		28	36,30	1,00	0,08
		35	35,08	1,03	0,15

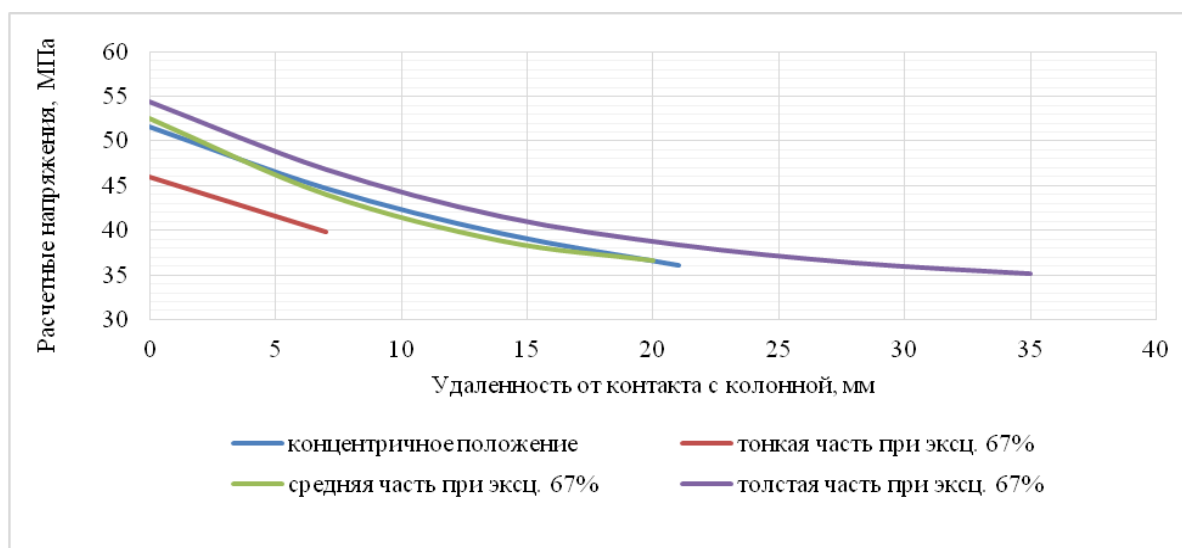


Рисунок 2. Влияние толщины цементного кольца на расчетные напряжения внутри него

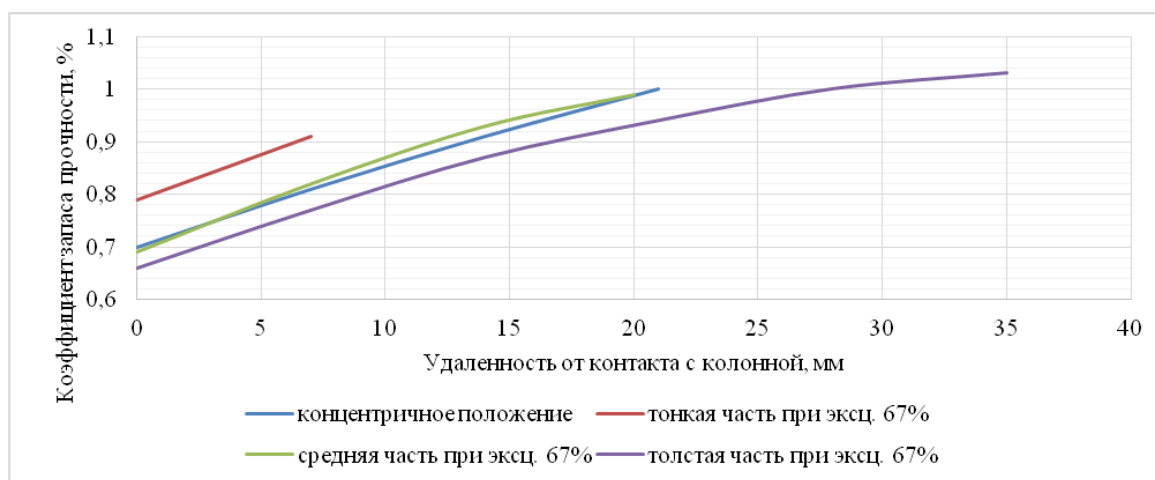


Рисунок 3. Зависимость коэффициента запаса прочности от толщины цементного камня

Таким образом, в скважинах с запланированным проведением ГРП возможно применение обсадных труб с минимальной толщиной стенок, согласно принятым методикам расчета обсадных колонн. Поскольку различные технологии МГРП подразумевают однократное или многократное динамическое воздействие на крепь скважины, была оценена критичность многократного воздействия на сохранность цементного кольца.

При этом предполагалось, что все стадии кроме первой, осуществляются при отсутствии жесткой связи сопрягаемых элементов из-за нарушения контакта цементного камня с колонной на этапе первой стадии МГРП. В этих условиях крепь скважины теряет эффект всестороннего сжатия, и работа цементного камня в большей степени обусловлена одноосным сжатием.

Для достижения поставленной цели смоделирован зазор 100 мкм, что соответствует показателю «отсутствие контакта» при интерпретации данных акустической цементометрии (АКЦ) [6].

Анализ результатов моделирования показал:

- в условиях отсутствия «сплошного» контакта с колонной при ГРП происходит уве-

личение внутренних напряжений по всему цементному камню;

- напряжения в цементном камне в зоне контакта с обсадной колонной при эксцентричном положении (67 %) увеличиваются на 37,2 % относительно концентричного положения, а по сравнению с концентричным положением со «сплошным» контактом - на 64,7 %;

- напряжения в цементном камне в месте контакта с породой: при эксцентричном положении (67 %) увеличиваются на 53,7 % относительно концентричного положения, а по сравнению с концентричным положением со «сплошным» контактом - на 104,7 %.

Важным выводом проведенного моделирования является подтверждение факта наличия наибольших напряжений внутри цементного камня в зонах отсутствия сплошного контакта.

На следующем этапе была проведена оценка влияния упругих показателей (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) цементного камня на величину развивающихся напряжений и смещений. Установлено, что с увеличением модуля Юнга до 10 и 20 ГПа относительно базового состава (5 ГПа) расчетные напряжения в цементном камне практически

не изменились, а смещения снизились на 7-16 % на контакте с обсадной колонной и на 45-69 % на контакте с горной породой. Следовательно, увеличение модуля Юнга положительно влияет на сопротивляемость материала смещению и при этом не оказывает влияния на величину напряжений.

Также оценен эффект увеличения коэффициента Пуассона (до 0,285 и 0,38) относительно базового состава (0,19), показавший, что расчетные напряжения уменьшаются на 22-51 % на контакте с обсадной колонной и на 21-48 % на контакте с горной породой. Также снижается и величина смещений на 12-19 % и 16-42 % соответственно.

Полученные результаты подтверждают положительное влияние увеличения коэффициента Пуассона на сопротивляемость цементного камня динамическому воздействию.

Анализ возможных мероприятий, направленных на снижение величины развивающихся напряжений в цементном кольце скважины, показал, что одним из основных

направлений по сохранению герметичности крепи является разработка тампонажных составов с повышенными упругодеформационными характеристиками (рисунок 4). Результат проведенного моделирования позволил обосновать дополнительные требования к свойствам цементного камня, которые необходимо учитывать при разработке тампонажных составов для скважин, в которых в последующем планируется проведение МГРП (таблица 3).

Для оценки обоснованности полученных расчетных данных по применимости упругих тампонажных составов проведены экспериментальные исследования по определению скоростей пробега упругих продольных и поперечных волн для различных рецептур тампонажных материалов, состав и свойства которых представлены в таблице 4.

На рисунках 5, 6 представлены данные по скоростям пробега упругих волн в зависимости от давления обжима при температуре испытания 90 °С.

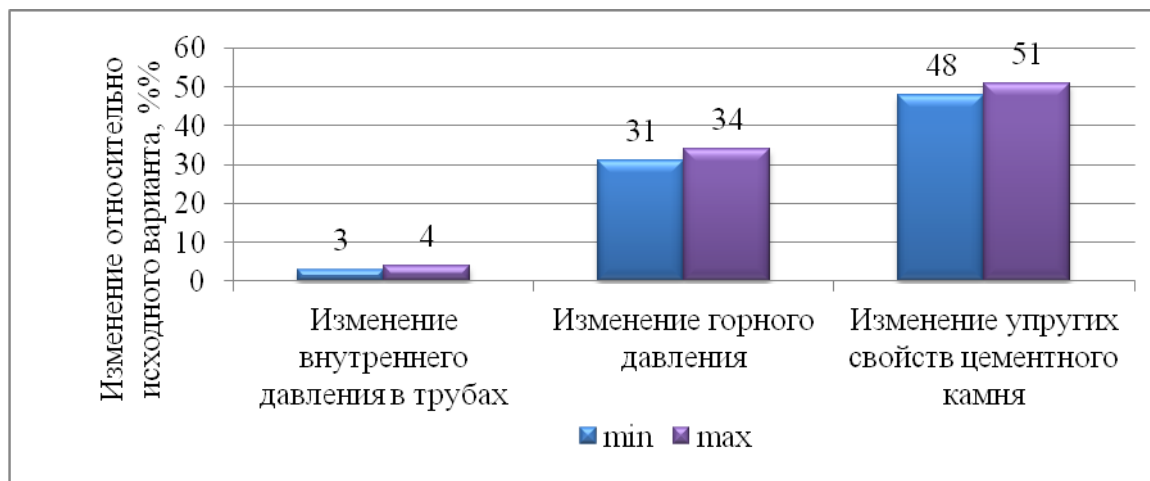


Рисунок 4. Влияние различных факторов на величину развиваемых в цементном кольце напряжений

Таблица 3. Требования к упруго-деформационным показателям цементного камня

Показатель	Значение
Показатели пластичности цементного камня	
- модуль Юнга, $E \cdot 10^{-3}$ , МПа	8,0-20,0
- коэффициент Пуассона	0,2-0,4
- показатель хрупкости через 1 сут, не более	4,0
- адгезия через 1 сут, МПа, не менее	3,0

Таблица 4. Свойства тампонажных растворов

№	Показатель	Значения	
		Базовый	Разработанный
1	Состав тампонажного материала:		
	Цемент ПЦТ I-G-CC-1, %	100	100
	Связующая добавка, %	-	0,1
	Понижитель водоотдачи, %	0,05	0,25
	Пластификатор, %	0,09	0,17
	Латекс, %	-	1,5
2	Плотность раствора, $\text{кг/м}^3$	1980	1900
3	Адгезия цементного камня к ограничивающей металлической поверхности через 24 ч при температуре $90^\circ\text{C}$ , МПа	2,8	3,9
4	Модуль Юнга через 110 сут, ГПа	14,25	14,05
5	Коэффициент Пуассона через 110 сут	0,198	0,266
6	Коэффициент сжимаемости через 110 сут, $10^{-11}$ 1/Па	12,6	9,9

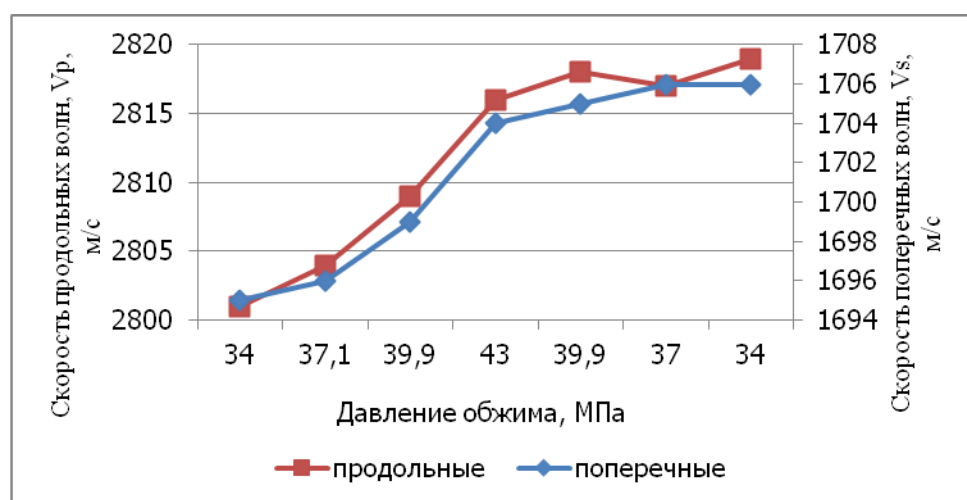


Рисунок 5. Влияние давления на скорость пробега упругих волн для камня из базового раствора



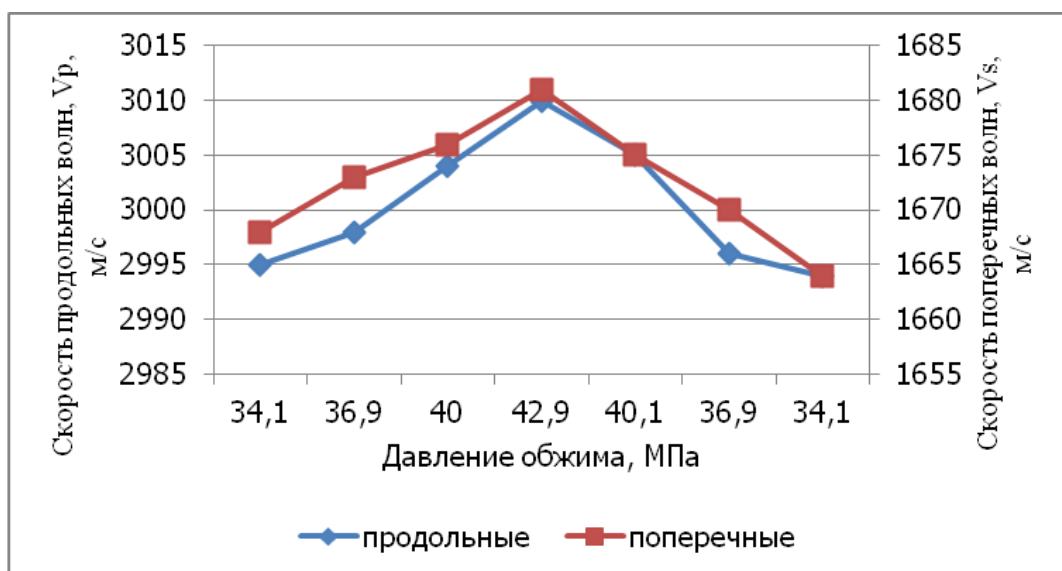


Рисунок 6. Влияние давления на скорость пробега упругих волн для камня из разработанного раствора

Исследования проводились в термобарических условиях, моделирующих изменение пластового давления.

Характеристики каждого образца измерялись при увеличении и уменьшении давления с дискретностью 3-5 МПа, таким образом, на каждом образце упругие динамические характеристики измерены в 7 точках.

Как видно из анализа рисунков 5 и 6, на этапе «нагрузки» происходит уплотнение материала, и в исследуемых образцах происходит перераспределение механических напряжений, отражающееся в увеличении скоростей пробега упругих волн.

После достижения максимального давления образцы ступенчато разгружаются, и происходит повторное перераспределение внутренних напряжений, следствием чего является уменьшение скоростей пробега упругих волн, характерное для упругих материалов.

Результаты представленных измерений показывают, что разработанный тампонаж-

ный состав проявляет поведение упругого материала.

Результаты измерений базового тампонажного состава показали, что образец, воспринимая нагрузку и изменяя свои свойства, остается преимущественно в состоянии максимального напряжения, не возвращаясь в исходное состояние, то есть ведет себя менее упруго. Это же отмечалось в работе [7].

Следует отметить, что цементный камень базовой рецептуры имеет более высокий показатель по коэффициенту сжимаемости (таблица 4), что свидетельствует о том, что он больше сжимается под воздействием нагрузки, но при этом остается в таком же состоянии даже после завершения воздействия. Данное поведение может объясняться длительными остаточными и необратимыми явлениями в образце, предположительно вызванными процессами термической коррозии [8, 9].

Следует отметить, что повышение упругих свойств цементного камня может до-

стигаться и при использовании и других технологических приемов [1, 3, 10].

### Выводы

Применение труб различной толщины стенки и группы прочности не оказывает положительного эффекта по снижению напряжений, передающихся цементному камню при проведении ГРП.

Для снижения вероятности образования ЗКЦ при динамическом воздействии тре-

буется обеспечение прочного контакта цементного камня с окружающей его средой на начальном этапе твердения.

Применение упругих тампонажных составов позволяет предотвратить нарушение контакта после завершения динамического воздействия (первой стадии ГРП).

Работа цементного камня при проведении последующих стадий МГРП будет происходить в равнозначных условиях всестороннего сжатия.

### Список литературы

1. Самсыкин А.В. Разработка композиционных тампонажных составов повышенной сопротивляемости динамическим воздействиям для сохранения герметичности крепи скважин: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2010. 247 с.
2. Самсыкин А.В., Ярмухаметов И.И., Тихонов М.А. Альтернативные исследования свойств цементного камня на основе фрактально-синергетической концепции механического поведения твердых тел // Территория «Нефтегаз». 2012. № 3. С. 16-20.
3. Тихонов М.А. Совершенствование фиброармированных тампонажных материалов: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2013. 174 с.
4. Бакиров Д., Бурдыга В., Фаттахов М., Белоусов А. Разработка тампонажных составов для цементирования горизонтальных участков скважин с многозонным гидроразрывом пласта // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, Россия. 2019. SPE-197007-RU. DOI: 10.2118/197007-RU.
5. ISO 10427-1:2001. Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для цементирования скважин. Часть 1. Рессорные центраторы обсадных колонн. М.: Стандартинформ, 2003. 20 с.
6. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1984. 256 с.
7. Толкачев Г.М., Асанов В.А., Фохт А.А. Оценка упругопрочностных свойств цементного камня тампонажного материала, предназначенного для цементирования скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. Т. 12. № 8. С. 35-40.
8. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Овчинников П.В. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня. Тюмень: Изд-во «Экспресс», 2008. 368 с.
9. Коробов И.Ю., Попов С.Н. Типы цементов, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин, и вариации их физико-механических свойств при экспериментальных исследованиях // Нефтепромысловое дело. 2019. № 7. С. 48-56. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-7(607)-48-56.

### References

1. Samsykin A.V. *Razrabotka kompozitsionnykh tamponazhnykh sostavov povyshennoi soprotivlyаемости динамическим воздействиям для сохранения герметичности крепи скважин: дис. канд. техн. наук* [Development of Composite Grouting Compositions of Increased Resistance to Dynamic Influences to Maintain Tightness of Well Support: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, UGNTU Publ., 2010. 247 p. [in Russian].
2. Samsykin A.V., Yarmukhametov I.I., Tikhonov M.A. *Al'ternativnye issledovaniya svoystv tsementnogo kamnya na osnove fraktal'no-sinergeticheskoi kontseptsii mekhanicheskogo povedeniya tverdykh tel* [Alternative Studies of the Properties of Cement Stone Based on the Fractal-Synergetic Concept of the Mechanical Behavior of Solids]. *Territoriya «Neftegaz» - Oil and Gas Territory*, 2012, No. 3, pp. 16-20. [in Russian].
3. Tikhonov M.A. *Sovershenstvovanie fibroarmirovannykh tamponazhnykh materialov: дис. канд. техн. наук* [Improving Fiber-Reinforced Cementing Materials: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, UGNTU Publ., 2013. 174 p. [in Russian].
4. Bakirov D., Burdyga V., Fattakhov M., Belousov A. *Razrabotka tamponazhnykh sostavov dlya tsementirovaniya gorizontallykh uchastkov skvazhin s mnogozonnyim gidrorazryvom plasta* [Developing Cement Mixtures to Cement Horizontal Well Intervals with Multi-Stage Fracturing]. *Rossiiskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE* [SPE Russian Petroleum Technology Conference]. Moscow, Russia, 2019, SPE-197007-RU. DOI: 10.2118/197007-RU. [in Russian].
5. ISO 10427-1:2001. *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost'. Oborudovanie dlya tsementirovaniya skvazhin. Chast' 1. Ressornye tsementirovaniya ob-sadnykh kolonn* [ISO 10427-1:2001. Petroleum and Natural Gas Industries. Casing Centralizers. Part 1. Bow-Spring Casing Centralizers]. Moscow, Standartinform Publ., 2003. 20 p. [in Russian].
6. Dyakonov D.I., Leontev E.I., Kuznetsov G.S. *Obshchii kurs geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [General Course of Geophysical Research of Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 256 p. [in Russian].
7. Tolkachev G.M., Asanov V.A., Fokht A.A. *Otsenka uprugoprochnostnykh svoystv tsementnogo*

10. Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. 2016. № 5. С. 36-41.

kamnya tamponazhnogo materiala, prednaznachenogo dlya tsementirovaniya skvazhin [Estimating the Elastic and Strength Properties of Cement Stone Plugging Material Prescribed for Well Cementing]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo - Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2013, Vol. 12, No. 8, pp. 35-40. [in Russian].

8. Ovchinnikov V.P., Aksenova H.A., Ovchinnikov P.V. *Fiziko-khimicheskie protsessy tverdeniya, rabota v skvazhine i korroziya tsementnogo kamnya* [Physico-Chemical Hardening Processes, Well Operation and Cement Stone Corrosion]. Tyumen, «Ekspress» Publ., 2008. 368 p. [in Russian].

9. Korobov I.Yu., Popov S.N. Tipy tsementov, ispol'zuemykh pri stroitel'stve neftyanykh i gazovykh skvazhin, i variatsii ikh fiziko-mekhanicheskikh svoystv pri eksperimental'nykh issledovaniyakh [Cement Types which are Used during Well Construction and Variation of Physical and Mechanical Cement Properties under Experiments]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2019, No. 7, pp. 48-56. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-7(607)-48-56. [in Russian].

10. Ismagilova E.R., Agzamov F.A. Razrabotka dobavok v «samozalchivayushchiesya» tsementy dlya vosstanovleniya germetichnosti tsementnogo kol'tsa neftyanykh i gazovykh skvazhin [Development of Additives for Self-Healing Cements to Restore the Cement Stone Integrity in Oil and Gas Wells]. *Burenie i neft' - Drilling and Oil*, 2016, No. 5, pp. 36-41. [in Russian].

#### Авторы

• Агзамов Фарит Акрамович, д-р техн. наук, профессор  
Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»  
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1  
e-mail: bngs-ufa@mail.ru

• Белоусов Андрей Олегович  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым-НИПИнефть» в г. Тюмени  
Инженер 1 категории  
Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, 143а  
e-mail: BelousovAO@tmn.lukoil.com

• Комлев Ян Константинович  
Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Студент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»  
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1  
e-mail: bngs-ufa@mail.ru

#### The Authors

• Agzamov Farit A., Doctor of Engineering Sciences, Professor  
Ufa State Petroleum Technological University  
Professor of Oil and Gas Well Drilling Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,  
Russian Federation  
e-mail: bngs-ufa@mail.ru

• Belousov Andrey O.  
KogalymNIPIneft, Branch of LUKOIL-Engineering Company in Tyumen  
Engineer  
143a, Respubliki str., 625000,  
Russian Federation  
e-mail: BelousovAO@tmn.lukoil.com

• Komlev Yan K.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Student of Oil and Gas Well Drilling Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,  
Russian Federation  
e-mail: bngs-ufa@mail.ru