

**В.С.ЛИТВИНЕНКО**, д-р техн. наук, профессор, ректор, *rectorat@spmi.ru*  
**Н.И.НИКОЛАЕВ**, д-р техн. наук, профессор, *nikinik@mail.ru*  
Санкт-Петербургский государственный горный университет

**V.S.LITVINENKO**, Dr. in eng. sc., professor, rector, *rectorat@spmi.ru*  
**N.I.NIKOLAEV**, Dr. in eng. sc., professor, *nikinik@mail.ru*  
Saint Petersburg State Mining University

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Представлены результаты исследований, связанных с разработкой эффективных составов технологических жидкостей для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

**Ключевые слова:** скважина, буровой раствор, тампонажный раствор.

## TECHNOLOGICAL FLUIDS FOR INCREASING EFFECTIVITY OF CONSTRUCTION AND EXPLOITATION OIL AND GAS WELLS

It shows the experimental results connected with creating of effective compositions of technological fluids for drilling and repair of oil and gas wells.

**Key words:** oil well, drilling fluid, plugging composition.

В современных условиях актуальнойнейшей задачей производственных организаций нефтегазового комплекса России является повышение эффективности работ на всех этапах освоения месторождений углеводородов, начиная с бурения скважин, их текущего ремонта в начальной стадии эксплуатации и капитального, связанного с повышением их производительности, на поздней.

В этой связи в Университете проводятся исследования, связанные с разработкой составов промывочных жидкостей для бурения скважин в осложненных условиях, тампонажных растворов для ликвидации осложнений в открытом стволе скважины и для межпластовой изоляции затрубного пространства обсадных колонн при первичном и ремонтном цементировании, а также технологических жидкостей, предназначенных для повышения нефтеотдачи пластов в условиях значительной обводненности продукции.

Здесь представлены предварительные результаты исследований в указанной области, полученные в процессе реализации научных проектов:

- промывочные жидкости и тампонажные смеси для вскрытия пластов с аномальными пластовыми давлениями;
- кольматирующие составы для восстановления герметичности затрубного пространства эксплуатационных колонн при капитальном ремонте скважин.

Практика сооружения нефтяных скважин в сложных условиях (членование интервалов с различными пластовыми давлениями, близко расположенные водоносные и нефтеносные горизонты, низкие градиенты давлений гидроразрыва пластов и повышенные требования к охране недр) показывает, что необходимый уровень качества их строительства обеспечивается не всегда. Основными проблемами при креплении скважин в таких условиях являются погло-

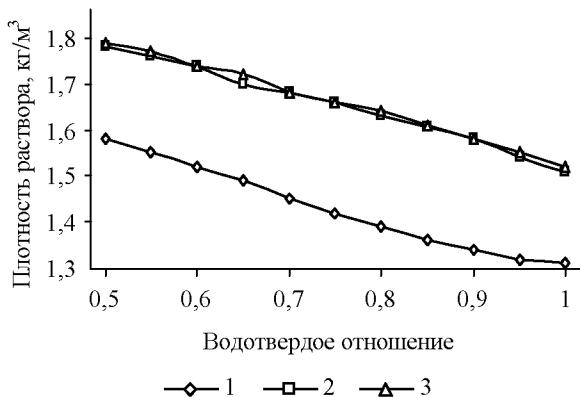


Рис.1. Зависимость плотности цементного раствора от водотвердого отношения

1, 2 и 3 – микроцемент аэрированный, микроцемент и портландцемент ПЦ-500 соответственно

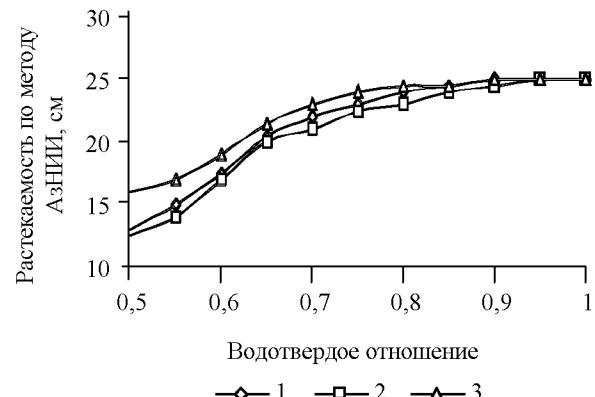


Рис.2. Зависимость растекаемости цементного раствора от водотвердого отношения

1, 2 и 3 – микроцемент аэрированный, микроцемент и портландцемент ПЦ-500 соответственно

щение тампонажных растворов, недоподъем цементного раствора до проектной высоты, недостаточно качественное разобщение пластов и появление вследствие этого межпластовых перетоков.

С целью повышения эффективности крепления скважин в указанных условиях на кафедре бурения скважин разрабатываются тампонажные смеси на основе тонкодисперсных вяжущих веществ (микроцементов), которые получают посредством воздушной сепарации пыли при помоле цементного клинкера и которые по минеральному составу аналогичны обычному портландцементу. Достоинства высокодисперсного цемента следующие:

- текучесть суспензии микроцемента, сравнимая с текучестью воды;
- стойкость к химической агрессии;
- экологическая и санитарная безопасность материала при применении и эксплуатации;
- быстрое затвердевание (70 % марочной прочности через двое суток);
- разнообразие марок микроцемента, обеспечивающее крепление скважин в различных условиях.

В ходе лабораторных экспериментов были определены основные параметры цементного раствора и камня на основе микроцемента Rheocem 650, проведено их сравнение с параметрами цемента на основе портландцемента ПЦ-500. Были исследова-

ны три различные композиции на основе микроцемента:

- с использованием пластификатора в соответствии с рекомендациями производителя;
- без пластификатора;
- с введением в качестве облегчающей добавки золы-уноса Красноярской ТЭЦ.

В процессе исследований было выявлено, что при высокой скорости перемешивания раствор на основе микроцемента аэрируется и его плотность значительно меньше, чем плотность раствора, полученного при низкой скорости перемешивания.

При введении золы-уноса в качестве облегчающей добавки необходимый эффект снижения плотности раствора достигнут не был, в связи с чем дальнейшие исследования с использованием указанного компонента не проводились.

При нормальной скорости перемешивания растворы на основе микроцемента и портландцемента обладают практически одинаковыми плотностями при всех значениях водотвердого отношения (рис.1).

Исследование подвижности растворов проводились по стандартной методике на конусе АзНИИ, полученные результаты говорят о повышенной текучести всех растворов в интервале водотвердого отношения от 0,7 до 1,0. Следует отметить положительное влияние пластифицирующей добавки Gleinium-51 на растекаемость раствора на основе микроцемента (рис.2).

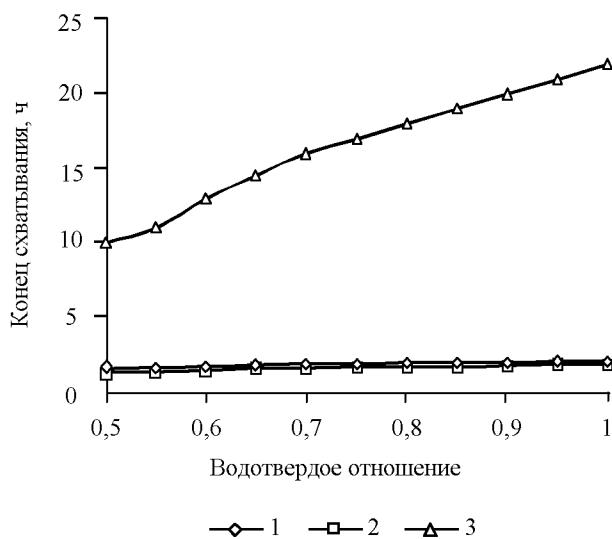


Рис.3. Зависимость сроков схватывания цементного раствора от водотвердого отношения

1, 2 и 3 – микроцемент аэрированный, микроцемент и портландцемент ПЦ-500 соответственно

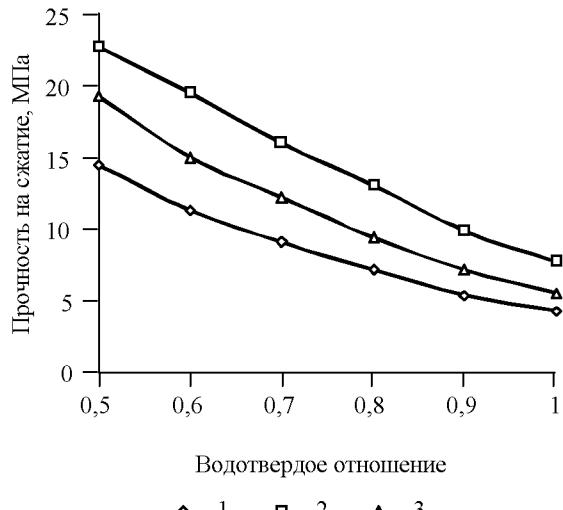


Рис.4. Зависимость прочности цементного камня (в возрасте 7 сут) на сжатие от водотвердого отношения

1 – портландцемент ПЦ-500; 2 – микроцемент; 3 – микроцемент с пластификатором

При исследовании сроков схватывания обнаружена характерная закономерность – окончание сроков схватывания для всех растворов на основе микроцемента практически одинаково для всех значений водотвердого отношения и не превышает 2,5 ч, что весьма значительно контрастирует со сроками схватывания раствора на основе портландцемента (рис.3).

Прочность на сжатие цементного камня на основе микроцемента превосходит прочность камня на основе портландцемента ПЦ-500 при всех исследованных водоцементных отношениях (рис.4). Следует отметить негативное влияние на прочность камня пластифицирующей добавки. Из графика видно, что прочность цементного камня на основе микроцемента превосходит прочность камня на основе портландцемента в среднем на 70 % для возраста камня 7 сут.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о большом потенциале микроцементов как материала для создания облегченных тампонажных композиций. Поскольку микроцемент по своим технологическим свойствам превосходит обычный портландцемент, который используется для создания составов с облегчающими добавками, можно говорить о возможности соз-

дания еще более эффективных тампонажных составов пониженной плотности для крепления скважин в условиях аномально низких пластовых давлений.

При разработке биополимерных буровых растворов повышенной плотности для вскрытия продуктивных пластов с аномально высокими пластовыми давлениями в качестве утяжеляющих материалов были выбраны отходы алюминиевого производства, а именно угольная пена (образец 1), шлак алюминиевый от литейного производства (образец 2), шлак от заливки ниппелей обожженных анодов (образец 3), что, на наш взгляд, может существенно снизить стоимость утяжеленной композиции. Кроме того, одновременно решается не менее важная экологическая задача, так как использование этих отходов исключает необходимость их утилизации и захоронения на специальных полигонах.

Были проведены исследования плотности минеральной части шлаков, абразивности, магнитных свойств и фракционного состава подготовленного утяжеляющего агента. Ввиду низкой плотности первых двух отходов из исследований они были исключены. Плотность образца 3 оказалась приемлемой для обеспечения плотности буровых растворов до 1,50 г/см<sup>3</sup>.

При выборе утяжелителя для приготовления бурового раствора большое значение имеют его абразивные свойства. На приборе ПОАП-2М были проведены исследования абразивности образца 3 различного фракционного состава, а также абразивности утяжелителей, применяющихся в настоящее время при бурении:

Утяжелитель	Коэффициент абразивности $K_a$
Шлак от заливки ниппелей обожженных анодов по фракциям, мм:	
0,25-0,5	0,195
0,1-0,25	0,148
$\leq 0,1$	0,11
Барит	0,088
Магнетит	0,214

Как видно, абразивность напрямую зависит от фракционного состава. Образец 3 можно считать малоабразивным, наряду с баритом. Одной из причин более высокой, по сравнению с другими утяжелителями, абразивности образца 3 является повышенное процентное содержание крупных фракций, что устраняется более качественным помолом.

Фракционный состав утяжелителей был определен на лазерном дифракционном анализаторе Malvern Mastersizer 2000 (см. таблицу).

#### Фракционный состав утяжелителя, %

Фракция, мм	Доломит	Барит	Образец 3
$\leq 0,002$	14,42	25,88	7,05
0,01-0,002	43,77	36,91	35,02
0,05-0,01	22,17	12,14	13,32
0,1-0,05	18,55	12,41	14,74
0,1-0,25	1,09	5,94	7,62
0,25-0,5	—	0,67	1,17

В результате исследований была создана рецептура бурового раствора на основе биополимера Робус, утяжеленного шлаком алюминиевого производства. Результаты исследования структурных и реологических свойств минерализованного биополимерного раствора следующие:

Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1100-1470
Условная вязкость, с	25-80
Показатель фильтрации, см <sup>3</sup> /30 мин	2-6
Стабильность, г/см <sup>3</sup>	0,05
pH	7-9
СНС <sub>1/10</sub> , да Па	(4,8-24)/(6-29)
Пластическая вязкость, МПа·с	2-20
Динамическое напряжение сдвига, да Па	24-80
Показатель текучести	0,4375-0,3168
Удельное электрическое сопротивление, Ом·м, не менее	0,15

Учитывая большие объемы бурения нефтяных и газовых скважин и соответст-

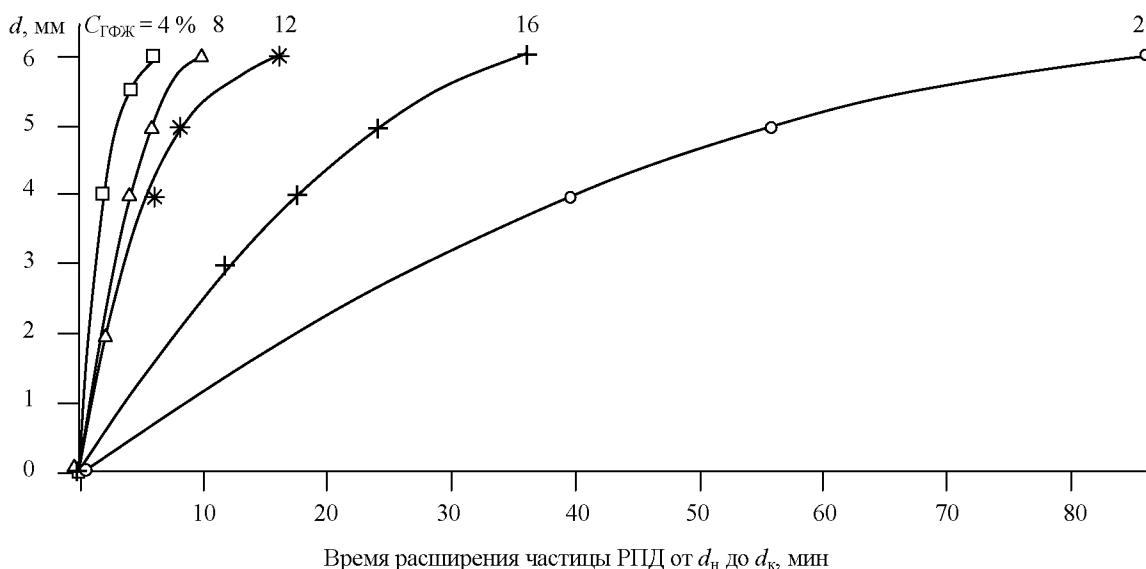


Рис.5. Динамика изменения линейного размера частицы РПД во времени при различной концентрации ГФЖ  $C_{\text{ГФЖ}}$   
 $d_n$  и  $d_k$  – начальный и конечный размер частиц соответственно

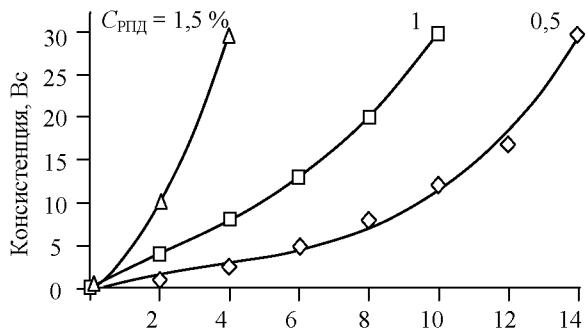


Рис.6. Зависимость времени загустевания тампонажной смеси от содержания РПД  $C_{\text{РПД}}$

венно потребность в буровых растворах, использование в их составах отходов промышленных производств позволяет решать двуединую задачу снижения расходов на их утилизацию и стоимости бурения скважин.

В настоящее время на территории РФ более 50 % фонда скважин требуют капитального ремонта по причине заколонных перетоков пластовых флюидов. На кафедре бурения скважин разрабатываются составы для ремонтного цементирования на основе обычных портландцементов (ПТЦ) с расширяющимися полимерными добавками (РПД), обладающие большим объемным расширением.

Основным технологическим недостатком РПД является высокая интенсивность расширения в пресной воде, что не позволяет приготавливать технологические составы с высоким содержанием полимера из-за чрезмерного роста консистенции раствора в процессе закачивания его в скважину, а низкое содержание РПД не дает достаточного увеличения объема смеси.

Очевидно, что разработка эффективных тампонажных составов на основе РПД с получением высоких консистенций и структурно-механических характеристик при технологически регулируемых скоростях увеличения объема напрямую связана с возможностью регулирования интенсивности расширения системы под действием внутримолекулярных и межмолекулярных сил, инициирующих эти процессы. Авторами проведены экспериментальные исследования влияния различных гидрофобизирую-

щих жидкостей (ГФЖ) на кинетику увеличения объема РПД. Выявлено, что наиболее эффективной для решения поставленной задачи является ГФЖ на основе метилсиликонатов натрия.

Интенсивность расширения РПД в гидрофобизирующей жидкости изучалась путем визуального наблюдения и замеров текущих линейных размеров частиц  $d$  под микроскопом (рис.5). Установлено, что при концентрации ГФЖ в пределах 16-20 % скорость расширения полимерцементной смеси можно целенаправленно регулировать в широком диапазоне применительно к технологическому регламенту цементирования конкретной обсадной колонны. Так, при увеличении концентрации ГФЖ в жидкости затворения интенсивность расширения частицы РПД заметно снижается и возникает возможность прокачивания тампонажной смеси по колонне обсадных труб до необходимой глубины.

Тампонажная система цементный раствор – РПД – ГФЖ характеризуется определенным внутренним давлением водопоглощения. Чем большее давление при равной концентрации развивает рассматриваемая водополимерная система, тем активнее полимер способен поглощать воду.

Для определения влияния концентрации РПД на время загустевания тампонажной смеси исследовалась динамика изменения ее консистенции при содержании РПД 0,5-1,5 % от массы, водоцементном отношении В/Ц = 0,5, содержание ГФЖ в жидкости затворения 20 % (рис.6). Из графиков видно, что при увеличении концентрации РПД в тампонажной смеси время ее загустевания резко уменьшается, а водопоглотительная активность полимера в присутствии ГФЖ и с увеличением ее концентрации снижается. При добавлении в тампонажную смесь 2 % РПД и более наблюдалась явная нехватка жидкости: смесь мгновенно густела. Для увеличения времени загустевания и, следовательно, времени закачивания смеси в пласт необходимо использовать тампонажную смесь с более высоким В/Ц.

Главным фактором, определяющим эффективность тампонажной смеси, является увеличение ее объема в процессе твердения в порах и трещинах поглощающего интервала

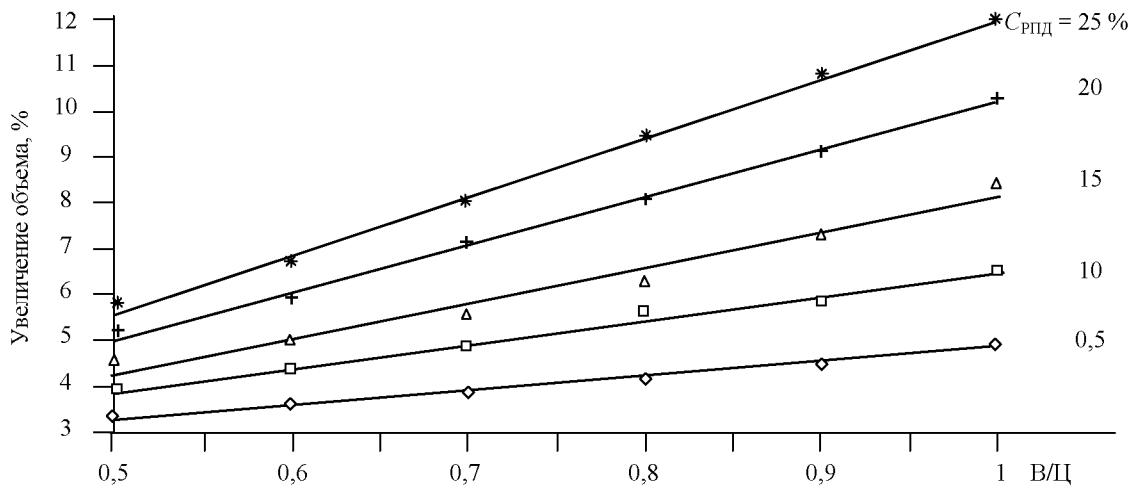


Рис.7. Увеличение объема тампонажной смеси на основе ПТЦ с добавлением РПД

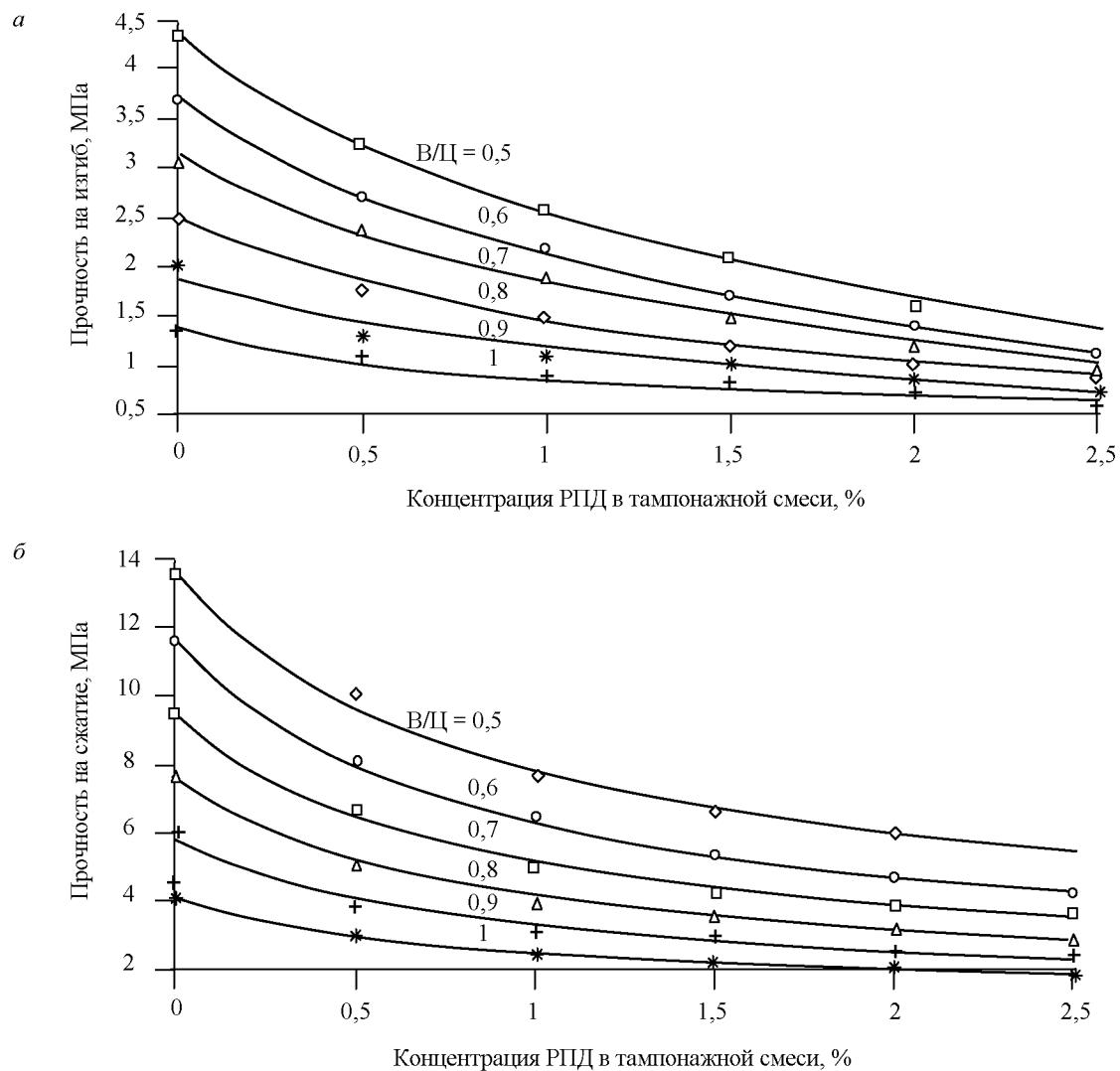


Рис.8. Прочность тампонажной смеси на изгиб (а) и сжатие (б) через 7 сут

скважины. Увеличение объема тампонажной смеси на основе портландцемента с добавлением РПД замерялось путем ввода в готовую тампонажную смесь (при затворении которой использовалась вода с 20 % ГФЖ) РПД в количестве 0,5-2,5 % (рис.7). Так как увеличение объема тампонажной смеси на основе ПТЦ с добавлением РПД может достигать 12 %, такой состав позволит изолировать поглощающий пласт при тампонировании.

Для определения влияния РПД на прочностные характеристики цементного камня исследовалась тампонажная смесь с содержанием РПД 0-2,5 % при различном водоцементном отношении. На рис.8 пред-

ставлена динамика изменения прочностных характеристик тампонажной смеси через 7 сут после затворения. При увеличении концентрации РПД в составе тампонажной смеси ее прочность уменьшается, но она остается достаточной для образования цементного камня и тампонирования зоны поглощения.

Проведенные экспериментальные исследования свидетельствуют о том, что использование тампонажных смесей с расширяющейся полимерной добавкой и реагентом-гидрофобизатором позволит повысить эффективность цементирования обсадных колонн в условиях высокопроницаемых горных пород.