



УДК 622.245.422.2

## ВЛИЯНИЕ КОМПОНЕНТОВ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА НА КАЧЕСТВО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ И КОНДУКТОРА

### INFLUENCE OF THE COMPONENTS OF THE GROUND MORTAR ON THE QUALITY OF CEMENTING CONDUCTOR CASING AND SURFACE CASING

**Злобин И.И.**

магистрант направления подготовки  
«Технология вскрытия продуктивных пластов»,  
Тюменский индустриальный университет  
ilya.zlobin.98@mail.ru

**Щербич Н.Е.**

доцент кафедры НБ, канд. техн. наук,  
n\_shcherbich@mail.ru

**Урсу В.И.**

магистрант направления подготовки  
«Технология вскрытия продуктивных пластов»,  
Тюменский индустриальный университет  
valeriy-94@yandex.ru

**Аннотация.** Объектом исследования являются технологии цементирования обсадных колонн по вариантам конструкций скважин, составы тампонажных растворов, буферных жидкостей и режимы их закачивания.

Цель работы – разработка и регламентирование технологии цементирования, требований к составам и свойствам тампонажных растворов и буферных жидкостей, обеспечивающих качественное цементирование поисково-разведочных скважин, расположенных на полуострове Ямал.

Метод исследования – анализ научно-технической информации, геолого-технических условий и опыта цементирования поисково-разведочных скважин в аналогичных условиях.

Результатом работы будут являться требования к составам, свойствам и методам испытания тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн поисково-разведочных скважин с учетом термобарических условий и к составам буферных жидкостей для обеспечения высокой степени заполнения затрубного пространства тампонажными растворами.

**Ключевые слова:** бурение скважин, цементирование, тампонажные растворы.

**Zlobin I.I.**

Masters Student Training Direction  
«Productive Formations Opening Technology»,  
Tyumen Industrial University  
ilya.zlobin.98@mail.ru

**Sherbich N.E.**

Associate Professor Department of Drilling,  
Candidate of Technical Sciences  
n\_shcherbich@mail.ru

**Ursu V.I.**

Masters Student Training Direction  
«Productive Formations Opening Technology»,  
Tyumen Industrial University  
valeriy-94@yandex.ru

**Annotation.** The object of research is the technology of cementing casing strings according to the options for well designs, the composition of cement slurries, buffer fluids and their injection modes.

The purpose of the work is the development and regulation of cementing technology, requirements for the composition and properties of cement slurries and buffer fluids that ensure high-quality cementing of exploration wells located on the Yamal Peninsula.

Research method – analysis of scientific and technical information, geological and technical conditions and experience in cementing exploration wells in similar conditions.

The result of the work will be the requirements for the compositions, properties and methods of testing cement slurries for cementing casing strings of exploration wells, taking into account thermobaric conditions and the composition of buffer fluids to ensure a high degree of filling the annulus with cement slurries.

**Keywords:** well-drilling, cementation, grouting mixtures

К основным трудностям, возникающим при бурении и креплении скважин в интервалах размещения ММП, можно отнести интенсивное кавернообразование, образование приустевых воронок, недоподъем тампонажного раствора до устья, неудовлетворительное сцепление тампонажного камня с породой. Низкие статические температуры в интервалах размещения ММП приводят к увеличению сроков схватывания и формирования тампонажного камня.

Однако характеристика особенностей геологического строения криолитозоны будет неполной без описания включенных в структуру многолетнемерзлых пород массивных газогидратных отложений.

В качестве примера, рассмотрим геологический разрез в интервалах спуска и крепления кондуктора и направления на Харасавэйском месторождении: верхние слои, перекрываемые направлением (до 120 м), представляют собой мерзлые песчаники с высокой льдистостью от 40 % до 80 %. Интервалы от 120 до 150 м характеризуются меньшей льдистостью, однако при этом отмечается присутствие газогидратов, криопэггов и таликов. Более глуболежащие интервалы – от 300 м представляют собой переслаивание слабодистых песчаников, глин и характеризуются положительными значениями статических температур.



Согласно данным разведочного бурения, наиболее опасным с точки зрения газопроявлений и выбросов при бурении и креплении кондуктора и направления является интервал от 80 до 150 м, где коэффициент аномальности гидратной залежи может иметь значение 1, 4, однако с глубиной он уменьшается и на 250 м имеет значение 1. Под воздействием температуры промывочной и тампонажной жидкостей провоцируется гидратообразование.

При этом возможен следующий механизм возникновения газопроявлений и выбросов раствора при креплении кондукторов и направлений в интервалах ММП [1]:

- во время бурения нарушаются геологическая целостность системы и сформировавшиеся температурные градиенты пластов, это провоцирует необратимые процессы таяния слоев многолетнемерзлых пород;

- данные процессы существенно ускоряются в ходе крепления, в результате интенсивно выделяющейся теплоты гидратации цемента и, как следствие, происходит разложение газогидратов;

- разложение газовых гидратов приводит к неконтролируемому увеличению пластового давления, что является причиной газопроявлений в период ОЗЦ или выброса тампонажного раствора;

- в итоге, при бурении и креплении колонн ниже глубины 70 м происходит газо- и водопроявления, наблюдается образование приустевых воронок диаметром 2,5 м и более.

В настоящее время для крепления кондукторов в основном используются составы тампонажных растворов на основе сухих смесей ЦТРО и ЦТРС, позволяющие получить облегченный тампонажный раствор плотностью 1500 кг/м<sup>3</sup> (1,0 ЦТРО-Арм + 0,56 р CaCl<sub>2</sub> (1050 кг/м<sup>3</sup>)) и тампонажный раствор нормальной плотности 1820 кг/м<sup>3</sup> (1,0 ЦТРС-Арм + 0,50 р CaCl<sub>2</sub> (1050 кг/м<sup>3</sup>) + 0,8 % EXR-250, таблица 1). Выбор этих составов обусловлен тем, что они являются хорошо отработанными и имеется значительный успешный опыт их применения [2].

Для обеспечения сохранения гидростатического давления, равного суммарному гидростатическому давлению составного столба жидкостей (облегченного тампонажного раствора и тампонажного раствора нормальной плотности), исключающего гидравлический разрыв пласта в процессе цементирования, допустимая плотность тампонажного раствора, размещаемого от забоя до устья не должна превышать 1730 кг/м<sup>3</sup>.

При этом исходная сухая тампонажная смесь, завозимая на месторождения в идеальном случае уже должна иметь в своем составе газоблокирующие, стабилизирующие и пластифицирующие добавки.

Вследствии того, что динамическая температура на цементируемом интервале не превышает 20 °С, а статическая 5 °С, на начальном этапе исследований была рассмотрена возможность использования активной, с химической точки зрения, тампонажной смеси ЦТРС с гипсом, в качестве ускорителя.

**Таблица 1 – Составы и технологические характеристики тампонажных растворов и камня для цементирования направлений, и кондукторов**

Состав раствора	Температура, °С	Водоотделение, мл	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Растекание, мм	Сроки схватывания, мин		Время загустевания до 30 Вс, мин
					начало	конец	
1,0 ЦТРО-Арм + 0,56 р CaCl <sub>2</sub> (1050 кг/м <sup>3</sup> ) [4]	20	0	1500	220	250	290	240
	5	0	1500	220	450	570	
1,0 ЦТРС-Арм + 0,47 р CaCl <sub>2</sub> (1050 кг/м <sup>3</sup> ) [3]	20	0	1860	230	170	240	140
	5	0	1860	230	370	470	
1,0 ЦТРС-Арм + 0,48 р CaCl <sub>2</sub> (1050кг/м <sup>3</sup> ) + 0,8 % EXR-250 [5]	20	0	1840	200	220	290	180
	5	0	1840	200	460	590	

Приняв во внимание тот факт, что оптимальное отношение массы жидкости затворения к массе ЦТРС составляет 0,5, был предложен состав 0,82 ЦТРС + 0,09 МС + 0,09 Гипс + 0,4 % EXR-250 + 0,5 % СП-1 + 0,42 р CaCl<sub>2</sub> (1007 кг/м<sup>3</sup>) (табл. 2).

С другой стороны, используя микросферы, необходимо увеличивать объемную долю твердой фазы минимум до 55 %, для повышения стабильности системы. На основе этого требования был предложен состав:

0,80 ЦТРС + 0,11 МС + 0,09 Гипс + 0,4 % EXR-250 + 0,15 % СП-1 + 0,44 р CaCl<sub>2</sub> (1007 кг/м<sup>3</sup>).

Отмечается, что начальная консистенция данных растворов превышала 30 Вс, кроме того, состав № 2 имел вязкость вне пределов шкалы измерения вязкозиметра. Необходимо также заметить, что оба состава имели довольно высокое содержание пластификатора СП-1. Следовательно, классические соотношения В/Ц и объемной доли твердой фазы не позволяют получить тампонажные растворы с приемлемыми свойствами, используя гипс в качестве ускорителя.



Основываясь на результатах, описанных выше, было предложено повысить соотношение массы жидкости затворения к массе ЦТРС до 0,56 (В/Ц = 0,48), что позволило получить хорошо смешиваемые растворы. Базовая рецептура имела следующий состав:

0,85 ЦТРС + 0,07 МС + 0,08 Гипс + 0,4 % EXR-250 + 0,15 % –0,5 % СП-1 + 0,48 р CaCl<sub>2</sub> (1007 кг/м<sup>3</sup>).

Влияние пластификатора СП-1 на реологические свойства полученных растворов отображено на рисунке 1.

Согласно полученным данным, СП-1 незначительно пластифицирует исходную систему, возможно, из-за присутствия гипса, который инициирует раннее структурирование системы.

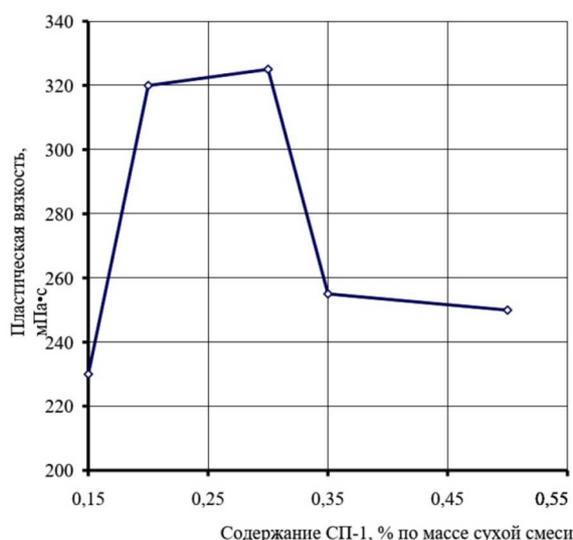
Эксперименты с тампонажными растворами, имеющими в своем составе гипс и микросферы, проводились ранее при разработке составов, облегченных тампонажных растворов (табл. 3).

**Таблица 2 – Свойства тампонажных растворов плотностью 1700 кг/м<sup>3</sup> на основе ЦТРС и МС с добавлением гипса**

Состав	В/Ц	Объемная доля твердой фазы, %	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Пластическая вязкость после кондиционирования при 20 °С, мПа·с	τ <sub>0</sub> после кондиционирования при 20 °С, Па
0,82 ЦТРС + 0,09 МС + 0,09 Гипс + 0,4 % EXR-250 + 0,5 % СП-1 + 0,42 р CaCl <sub>2</sub> (1007 кг/м <sup>3</sup> )	0,42	50,40	1690	493,67	23,91
0,80 ЦТРС + 0,11 МС + 0,09 Гипс + 0,4 % EXR-250 + 0,15 % СП-1 + 0,44 р CaCl <sub>2</sub> (1007 кг/м <sup>3</sup> )	0,44	56,35	1690	–	–

**Таблица 3 – Свойства тампонажных растворов на основе ПЦТ I-50 и МС с добавлением гипса Г-8 Б 111**

Состав	Температура, °С	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Растекаемость, мм	Сроки схватывания, мин		Прочность, МПа, через 2 сут.		
				начало	конец	изгиб	сжатие	сцепление
0,82 Ц + 0,18 МС + 0,65 р CaCl <sub>2</sub>	20	1430	296–296	170	315	2,0	5,0	0,7
0,7 Ц + 0,18 МС + 0,12 Г + 0,65 р CaCl <sub>2</sub>		1430	275–280	150	280	0,8	2,0	0,3
0,82 Ц + 0,18 МС + 0,65 р NaCl		1420	298–300	430	530	2,4	5,8	1,3
0,7 Ц + 0,18 МС + 0,12 Г + 0,65 р NaCl,		1420	300–304	345	485	1,0	2,5	0,5



**Рисунок 1 – Влияние концентрации пластификатора СП-1 на реологические свойства тампонажных растворов базового состава**



Присутствие полуводного сульфата кальция во всех приведенных рецептурах приводит к снижению прочности цементного камня. Предположительно, это явление происходит из-за конкурирующих реакций гидратации цемента и гипса. Так как второй более реакционноспособен, это приводит к недостатку количества воды для гидратации первого.

Таким образом, использование гипса в качестве заместителя некоторой части хлорида кальция в составах тампонажных растворов является неэффективным.

Кроме того, присутствие минеральных (микрокремнеземных) добавок в составе ЦТРС может быть причиной проявления повышенной вязкости у полученных растворов.

#### Литература:

1. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П.В. Овчинников [и др.]. – М. : Недра, 2002.
2. Газпром «Рекомендации по методам испытания тампонажных растворов для цементирования скважин на месторождениях Тюменской области». – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 65 с.
3. ТУ 5734-003-74364232-2006 Цемент тампонажный расширяющийся облегченный ЦТРО. Технические условия. – Екатеринбург : ООО «Гранула», 2006. – 8 с.
4. ТУ 5734-004-74364232-2006 Цементтампонажный расширяющийся стабилизированный // Технические условия. – Екатеринбург : ООО «Гранула», 2006. – 8 с.
5. ТУ 2231-001-21095737-2005. Реагенты для понижения фильтрации цементных растворов на основе гидроксилэтилцеллюлозы марок Натросол и сульфацелл // Технические условия. [Текст]. – М. : ОАО НТФ «Эфиры целлюлозы», 2005. – 14 с.

#### References:

1. Special plugging materials for low-temperature wells / P.V. Ovchinikov [et al.]. – M. : Nedra, 2002.
2. Gasprom Recommendations on methods for testing cement slurries for cementing wells at the field of the Tyumen region. – M. : LLC «IRC Gasprom», 2007. – 65 p.
3. Specifications 5734-003-74364232-2006 Expanding oil well cement lightweight TsTRO // Specifications. – Ekaterinburg : LLC «Granula», 2006. – 8 p.
4. Specifications 5734-004-74364232-2006 Cement plugging expanding stabilized // Specifications – Ekaterinburg : LLC «Granula», 2006. – 8 p.
5. Specifications 2231-001-21095737-2005. Reagents for reducing the filtration of cement mortars based on hydroxyethylcellulose of the Natrosol and Sulfacell brands. Specifications. – M. : LLCNTF «Cellulose ethers», 2005. – 14 p.