

*На правах рукописи*

**Табатабаи Моради Сейед Шахаб**



**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ  
НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН В  
УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ И ТЕМПЕРАТУР**

*Специальность 25.00.15 - Технология бурения и  
освоения скважин*

**Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

**Санкт-Петербург – 2018**

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор

Николаев Николай Иванович

Официальные оппоненты:

Хузина Лилия Булатовна  
доктор технических наук, доцент, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», заведующая кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин;

Мелехин Александр Александрович  
кандидат технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», доцент кафедры «Нефтегазовые технологии».

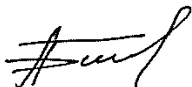
Ведущая организация – ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Защита диссертации состоится 12 октября 2018 г. в 12 ч 30 мин на заседании диссертационного совета Д 212.224.02 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. № 1171а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета и на сайте [www.spmi.ru](http://www.spmi.ru).

Автореферат разослан 20.07.2018 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ  
диссертационного совета



БЛИНОВ  
Павел Александрович

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

**Актуальность темы исследования.** За последние годы добыча углеводородов из крупных месторождений нефти и газа заметно снижается. Одновременно ухудшаются коллекторские свойства продуктивных пластов. В связи с этим увеличивается объем работ по эксплуатации более сложных месторождений и мало продуктивных пластов, а также повышению эффективности их разработки с целью сохранения уровня добычи углеводородов.

В настоящее время эффективная разработка нефтегазовых месторождений достигается строительством наклонно направленных и горизонтальных скважин, а также боковых стволов из пробуренных скважин старого фонда. Однако, в большинстве случаев строительство указанных скважин связано с многими проблемами в техническом и технологическом плане. Около 25 % нефтяных и газовых скважин имеют межпластовые перетоки пластового флюида, что обусловлено некачественным цементированием.

Важным направлением обеспечения качественного крепления наклонно направленных скважин является разработка составов буферных и тампонажных жидкостей, повышающих степень очистки ствола скважины от глинистой корки и герметичность затрубного пространства. В этом направлении выполнен большой объем исследований российскими и зарубежными учеными. Однако в их работах уделялось мало внимания исследованию влияния повышенных температур и давлений на свойства растворов.

В связи с этим, разработка составов технологических жидкостей (буферных и тампонажных растворов), удовлетворяющих требованиям крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур представляется весьма актуальной задачей.

**Цель работы** – повышение качества крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

**Идея работы** состоит в разработке составов технологических жидкостей, обеспечивающих повышение седиментационной устойчивости цементного раствора, прочности

цементного камня и его адгезии к горным породам и обсадным трубам.

**Задачи исследования:**

1. Анализ современной технологии крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур, а также применяемых материалов и реагентов в составе технологических жидкостей.

2. Исследование гранулометрических составов цемента и предполагаемых реагентов.

3. Исследование структурно-реологических и физико-механических свойств тампонажного раствора и цементного камня и их изменения в условиях высоких давлений и температур и разработка составов тампонажных смесей для применения в этих условиях.

4. Исследование свойств буферных жидкостей и разработка их составов для условий высоких давлений и температур.

5. Анализ устойчивости горных пород и цементного камня при строительстве наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

6. Проведение экономической оценки предложенных разработок.

**Научная новизна** работы заключается в установлении механизма повышения моющей способности буферных жидкостей от состава и свойств входящих в них компонентов, а также в установлении зависимости прочностных характеристик цементного камня от плотности упаковки исходной смеси.

**Теоретическая и практическая значимость работы** состоит в разработке рецептур седиментационно устойчивых и высокопрочных тампонажных составов, а также буферной жидкости с улучшенной моющей способностью для строительства наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур и их использовании в практических и лабораторных работах студентов специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

**Методология и методы исследования** – в работе использовалась комплексная методика исследования, включающая анализ литературных источников, статистический анализ результатов исследований и экспериментальные исследования в

соответствии с общепринятыми и вновь разработанными методиками.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Разработанный тампонажный состав, содержащий портландцемент тампонажный ПЦТ-I-100 (65%), утяжелитель гематит (20%), кварцевую пыль (15%) с добавками структурообразователя каолинит (1%), стабилизатора гипан (2,25%), пластификатора лигносульфонат (1%) и оксида магния (2%) позволяет повысить качество крепи наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений (до 4 МПа) и температур (до 170 °С) за счет повышения седиментационной устойчивости цементного раствора и прочностных характеристик цементного камня (на 30-40%).

2. Разработанная буферная жидкость на водной основе, включающая в себя: гипан (8%) и гематит (33%) с добавками поверхностно-активного вещества ОП-10 (0,5%) и кварцевого песка (5%) позволяет повысить степень очистки поверхностей обсадных колонн и горных пород от остатков бурового раствора (на 10-15%), и, следовательно, повысить качество цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

**Достоверность научных положений и выводов** подтверждается современным уровнем теоретических и большим количеством лабораторных исследований, достаточной сходимостью их результатов, воспроизводимостью полученных данных и апробацией полученных результатов на международных и всероссийских конференциях.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертации докладывались на SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition (г. Москва, 2014 г.); SPE Russian petroleum technology conference (г. Москва, 2015 г.); Международной геолого-геофизической конференции и выставке EAGE «Санкт-Петербург 2016. Через интеграцию геонаук – к постижению гармонии недр» (г. Санкт Петербург, 2016 г.); 4th EAGE International conference GeoBaikal 2016: From East Siberia to the Pacific – Geology, Exploration and Development (г. Irkutsk, 2016); Международной научно-практической конференции «Бурение в

осложненных условиях» (г. Санкт Петербург, 2016 г.); Международном форуме-конкурсе молодых ученых «Проблемы недропользования» (г. Санкт Петербург, 2017 г.); 79th EAGE Conference & Exhibition 2017 Student Program (г. Париж, 2017 г.) и II Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях» (г. Санкт Петербург, 2017 г.).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 23 печатных работы, в том числе 4 статьи в журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки Российской Федерации, 7 в изданиях, индексируемых международной научной базой цитирования SCOPUS.

**Личный вклад.** Проведен анализ современного состояния науки и техники в области крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур, а также применяемых материалов и реагентов и их влияние на свойства буферной жидкости, тампонажного раствора и цементного камня. Сформулированы цель, задачи исследований и научные положения. Разработаны составы технологических жидкостей, обеспечивающих повышение седиментационной устойчивости цементного раствора, прочности цементного камня и его адгезии к горным породам и обсадным трубам для крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур. Проведен анализ устойчивости горных пород и цементного камня на контуре ствола наклонно направленных скважин, в результате которого доказана эффективность применения разработанных технологических жидкостей.

**Структура и объем диссертационной работы.** Диссертационная работа включает в себя введение, пять глав, заключение и список литературы из 117 наименований. Материал диссертации изложен на 114 страницах, содержит 31 таблицу, 61 рисунок.

#### **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** приводится общая характеристика работы; обосновывается ее актуальность; определяются цель, задачи, идея работы; излагаются защищаемые научные положения, научная новизна и практическая значимость.

**В первой главе** представлена проблема некачественного крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

Качественное цементирование наклонно направленных скважин зависит от многочисленных геолого-технических факторов. Однако, проблема некачественного крепления наклонно направленных скважин может усугубляться из-за технических и технологических сложностей, связанных с негативным воздействием высоких температур и давлений.

Существенный вклад в развитие научных основ процессов цементирования наклонно направленных скважин внесли такие ученые, как Агзамов Ф.А., Вахрамеев И.И., Гринько Ю.В., Булатов А.И., Рябова Л.И., Кривошей А.В., Ахмадеев Р.Г., Белоусов Г.А., Николаев Н.И., Живаева В.В., Мищенко Р.Н., Данюшевский В.С., Крылов В.И., Мелехин А.А., Shadravan A., Mangadlo J.D., Choolaei M., Appah D., Velayati A., Pang X., Carman P., Theron V.E. и др.

Из анализа материалов, изложенных в первой главе установлено, что качественное цементирование наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур обеспечивается разработкой седиментационно устойчивых и высокопрочных тампонажных составов, а также буферных жидкостей с высокими моющими свойствами.

Проанализированы основные методы повышения качества цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур. Сформулированы задачи исследований.

**Во второй главе** изложены разработанные и уже существующие методы экспериментальных исследований на разработку составов технологических жидкостей, обеспечивающих повышение седиментационной устойчивости цементного раствора, прочности цементного камня и его адгезии к горным породам и обсадным трубам для крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

Определены методы планирования экспериментальных исследований и обработки результатов.

**В третьей главе** представлены результаты экспериментальных исследований по разработке составов технологических жидкостей, предназначенных для крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

Многие свойства тампонажного раствора и цементного камня, в том числе скорость твердения, пористость и прочностные характеристики, в значительной степени зависят от гранулометрического состава и плотности упаковки порошка. С целью определения оптимального тампонажного состава по плотности упаковки проводились гранулометрические исследования цемента и предполагаемых компонентов с помощью математической модели Туфара (таблица 1).

Таблица 1 – Разработанные тампонажные составы

№	Состав	Плотность упаковки	№	Состав	Плотность упаковки
1	ПЦТ-I-100 (70), кв. песок (5), гематит (25)	0.6508	5	ПЦТ-I-100 (65), кв. Пыль (15), гематит (20)	0.6549
2	ПЦТ-I-100 (65), кв. песок (15), гематит (20)	0.5804	6	ПЦТ-I-100 (70), кв. Пыль (5), гематит (25)	0.5781
3	ПЦТ-I-100 (70), кв. песок (10), гематит (20)	0.5616	7	ПЦТ-I-100 (70), кв. Пыль (10), гематит (20)	0.5610
4	ПЦТ-I-100 (70), кв. песок (15), гематит (15)	0.501	8	ПЦТ-I-100 (70), кв. Пыль (15), гематит (15)	0.5024

Из анализа результатов гранулометрических исследований тампонажных составов следует, что составы № 1, 2, 5 и 6 являются оптимальными по значению плотности упаковки и выбраны в качестве базовых для дальнейших исследований. Высокая плотность упаковки этих систем приводит к повышению прочностных характеристик и снижению пористости и проницаемости цементного камня.

После подбора базовых составов исследуется их седиментационная устойчивость путем измерения показателя водоотделения растворов через 2 часа их нахождения в состоянии покоя в стеклянных цилиндрах, расположенных под углом 0°, 15°, 30°, 45° и 60° к вертикали. Седиментационные процессы в тампонажных растворах могут привести к повышению проницаемости цементного камня, снижению его сцепления с



породой и колонной и образованию каналов у верхней стенки ствола.

Результаты исследования влияния добавки кварцевого песка, кварцевой пыли, гематита и оксида магния на водоотделение тампонажного раствора приведены на рисунке 1.

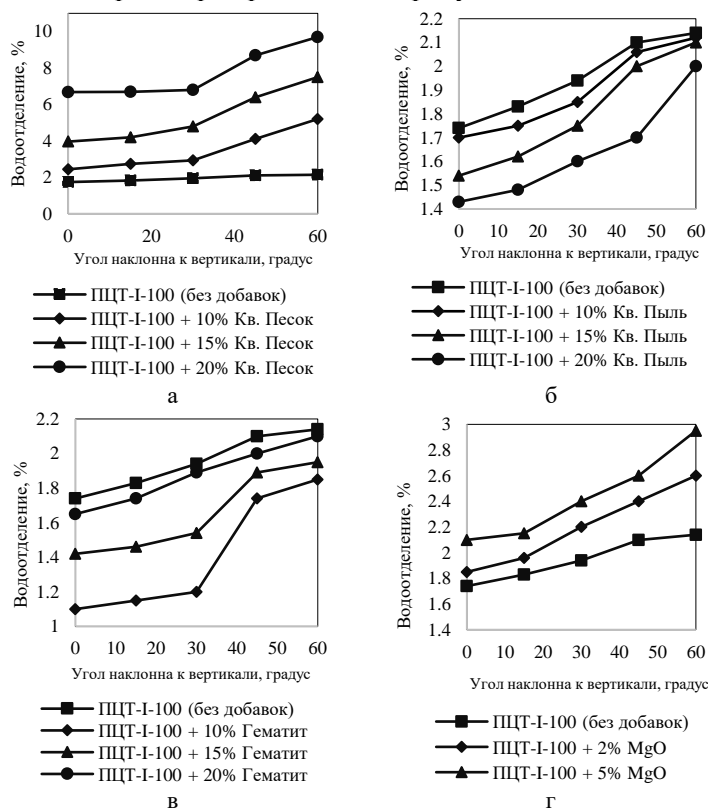


Рисунок 1 – Влияние кварцевого песка (а), кварцевой пыли (б), гематита (в) и оксида магния (г) на водоотделение тампонажного раствора

Анализ результатов показывает, что при увеличении угла наклона цилиндра увеличивается водоотделение тампонажных растворов, что связано с эффектом Бойкота. Также из представленных графиков следует, что в связи с меньшей удельной поверхностью кварцевого песка и оксида магния по сравнению с

цементом, увеличение их концентрации приводит к повышению водоотделения.

Замена части цемента на кварцевую пыль позволяет снизить водоотделение растворов благодаря ее большей удельной поверхности по сравнению с вяжущим. Большая удельная поверхность кварцевой пыли способствует адсорбции воды на ее поверхности, в результате чего снижается объем отделившейся воды.

Седиментационная устойчивость базовых тампонажных составов обеспечивается вводом полимера и структурообразующей добавки (таблица 2). В качестве полимерной добавки использовались поливиниловый спирт (ПВС) и гидролизованый полиакрилонитрил (гипан), которые способствуют повышению вязкости системы и формированию адсорбционных оболочек на поверхности твердых фаз. В результате, общая плотность системы уменьшается и обеспечивается снижение скорости оседания твердой фазы.

Седиментационная неустойчивость тампонажного раствора может также произойти вследствие его низких тиксотропных свойств и слабых взаимодействий между его зернами. Данная проблема решена вводом каолинита в качестве структурообразующей добавки в состав тампонажного раствора, которая придает тампонажному раствору тиксотропные свойства.

Однако наличие полимера в тампонажных составах может привести к низкой подвижности и их ограниченному применению. Поэтому лигносульфонат был выбран в качестве пластификатора и добавлен в концентрациях 0,5-1% от массы вяжущей смеси к тампонажным растворам для регулирования подвижности.

Таблица 2 – Седиментационно устойчивые тампонажные растворы

Состав (массовая доля)	Добавки, % от массы вяжущей смеси			Растекаемость, мм
	Полимер	Каолинит	Лигносульфонат	
ПЦТ-I-100 (70), кв. песок (5), гематит (25)	ПВС (1 %)	1	1	175
ПЦТ-I-100 (70), кв. песок (5), гематит (25)	Гипан (3 %)	1	1	200
ПЦТ-I-100 (65), кв. песок (15), гематит (20)	ПВС (1,5 %)	1	0,5	183
ПЦТ-I-100 (65), кв. песок (15), гематит (20)	Гипан (3,25 %)	1	1	190
ПЦТ-I-100 (65), кв. пыль (15), гематит (20)	ПВС (0,25 %)	1	0,5	190
ПЦТ-I-100 (65), кв. пыль (15), гематит (20)	Гипан (2,25 %)	1	1	210
ПЦТ-I-100 (70), кв. пыль (5), гематит (25)	ПВС (0,5 %)	1	0,5	192
ПЦТ-I-100 (70), кв. пыль (5), гематит (25)	Гипан (2,5 %)	1	1	200

Представлены тампонажные растворы в таблице 2 имеют нулевое водоотделение при указанных концентрациях полимера и структурообразующей добавки и являются седиментационно устойчивыми.

На рисунке 2 представлены результаты исследования влияния применяемых добавок на реологические свойства тампонажных растворов в условиях высоких давлений и температур ( $T=170^{\circ}\text{C}$ ,  $P=1.38\text{ МПа}$ ).

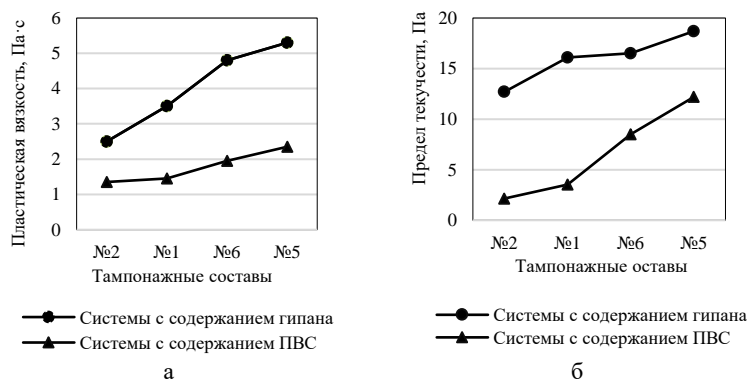


Рисунок 2 – Зависимость пластической вязкости (а) и предела текучести от состава тампонажной смеси

Анализ результатов исследований показал, что системы, содержащие гипан показывают достаточно высокий предел текучести. Базовый состав № 5 лучше остальных действует, что объясняется его высокой плотностью упаковки и высокой степенью подвижности. Также можно сделать вывод о неэффективном действии ПВС при условиях высоких давлений и температур.

Исследование прочностных характеристик цементных образцов проводилось при нормальных условиях и при условиях высоких давлений и температур ( $160^{\circ}\text{C}$  и  $4\text{ МПа}$ ) (рисунок 3).

Из представленных результатов следует, что, во-первых, при нормальных условиях тампонажные составы с высоким значением плотности упаковки являются более прочными, что связано с более компактностью этих систем. Результаты также показывают, что с повышением температуры и давления прочность на сжатие

цементных образцов повышается в среднем на 33%, а прочность при изгибе – на 25%, что связано с содержанием кварца в их составах.

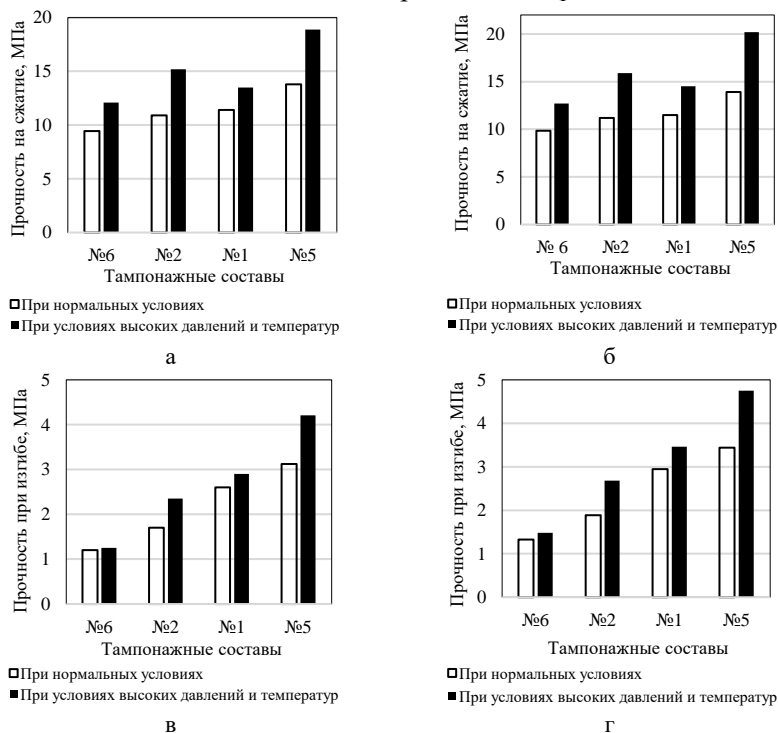


Рисунок 3 – Зависимость прочности на сжатие цементных образцов, содержащих ПВС (а) и гипан (б) и прочности при изгибе цементных образцов, содержащих ПВС (в) и гипан (г) от состава тампонажной смеси

В связи с неэффективным влиянием ПВС в качестве полимера при повышенных температурах и давлениях в дальнейших исследованиях использованы базовые тампонажные составы с содержанием гипана.

Низкие адгезионные характеристики и усадки цементного камня при его твердении приводят к отсутствию хорошего его сцепления с обсадной колонной и стенками скважины. Оксид магния (MgO) добавлен в качестве расширяющейся добавки к тампонажным составам для компенсации усадки цементного камня

при его твердении и повышения прочности его контакта с породами и обсадной колонной (рисунок 4).

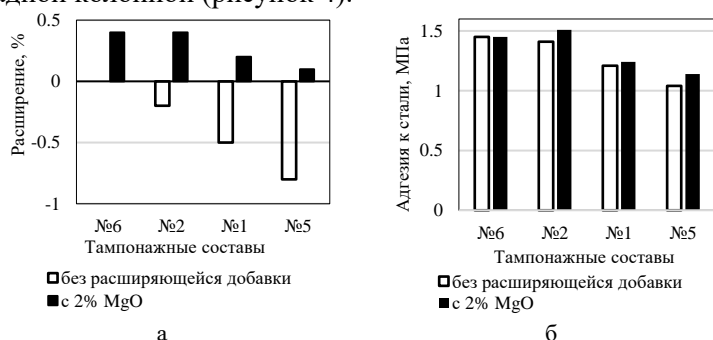


Рисунок 4 – Зависимость расширения цементного камня (а) и его адгезии к стали (б) от состава тампонажной смеси

Анализ результатов исследований показал, что добавка оксида магния в количестве 2% от массы сухой смеси способствует расширению цементного камня в среднем до 0.3%, а также повышению его адгезионных характеристик в среднем до 5%.

Таким образом, в результате проведенных исследований был обоснован наиболее оптимальный по основным структурно-реологическим и физико-механическим свойствам тампонажный состав для крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур, который включает в себя: портландцемент тампонажный ПЦТ I-100, кварцевую пыль, MgO, стабилизатор гипан, пластификатор лигносульфонат, утяжелитель гематит и структурообразующую добавку каолинит (таблица 3).

Кроме модификации свойств тампонажного раствора и цементного камня, с целью повышения качества цементирования обсадных колонн используются буферные жидкости, отсутствие которых может привести к коагуляции бурового и тампонажного раствора в зоне их смешения, в результате чего снижается степень вытеснения бурового раствора.

В условиях высоких давлений и температур применяются утяжеленные буферные жидкости, компоненты которых остаются на стенках колонны и скважины, в результате чего снижается адгезия цементного камня к контактирующим поверхностям. Кроме этого,

их высокая вязкость и плотность не позволяет реализовать турбулентный режим течения, при котором достигается высокая степень вытеснения бурового раствора.

Таблица 3 – Основные свойства тампонажного раствора и цементного камня предлагаемого состава

№ п/п	Свойства тампонажного раствора и цементного камня	Значение
1	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1950
2	Растекаемость, мм	210
3	Водоотделение, %	0
4	Показатель фильтрации при условиях высоких давлений и температур, см <sup>3</sup> /30 мин	12
5	Прочность на сжатие при нормальных условиях, МПа	13,6
6	Прочность на сжатие при условиях высоких давлений и температур, МПа	20
7	Прочность при изгибе при нормальных условиях, МПа	3,3
8	Прочность при изгибе при условиях высоких давлений и температур, МПа	4,6
9	Расширение через 2 суток, %	0,1
10	Адгезия к стали через 2 суток, МПа	1,14

Лабораторные исследования по определению основных свойств проводились для четырех систем буферных жидкостей, отличающихся по типу используемых полимеров (таблица 4).

Таблица 4 – Составы разработанных буферных жидкостей

№ состава	Состав (Массовая доля, %)	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
1	Вода (57), гипан (7), гематит (36)	1600
2	Вода (59), гипан (8), гематит (33)	1550
3	Вода (59.5), КМЦ (0.5), гематит (40)	1750
4	Вода (65.9), КМЦ (0.5), гематит (30), гипан (3.6)	1500

Предел текучести исследуемых буферных жидкостей определен с помощью реологических моделей (рисунок 5).

Приведенные результаты исследований показывают, что влияние температуры на свойства буферных жидкостей проявляется в виде снижения предела текучести системы. До температуры +85 °С предел текучести системы с содержанием КМЦ не меняется, но с дальнейшим повышением температуры наблюдается резкое снижение этого показателя. Причина такого поведения объясняется тем, что повышение температуры приводит к ослаблению связи полимерных цепей в структуре КМЦ и снижению молекулярной массы его частиц. Следовательно, снижается вязкость и предел текучести буферных жидкостей.

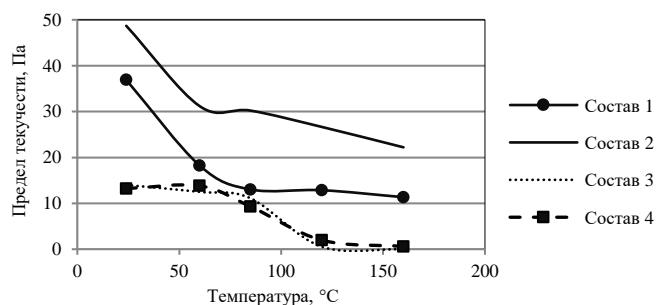


Рисунок 5 – Зависимость предела текучести буферных жидкостей от температуры

В отличие от КМЦ, гипан имеет прочные структуры и полимерные мембраны, а, следовательно, является термостойким реагентом. Предел текучести системы, содержащей гипан, больше, чем у остальных составов.

Далее проводились исследования по определению наиболее эффективных буферных жидкостей по моющей способности, которая оценивается степенью очистки поверхности обсадных колонн от остатков бурового раствора и удаления глинистой корки с поверхности горных пород (рисунки 6 и 7).

Из рисунка 6 следует, что в целом составы № 1 и 2, содержащие гипан в качестве полимера обладают моющей способностью выше, чем остальные системы. Это объясняется тем, что при введении КМЦ увеличивается вязкость системы в результате чего, на поверхности металла остается дополнительный слой буферной жидкости. Также из рисунка видно, что, ПАВ ОП-10 является наиболее эффективным реагентом при регулировании моющих свойств утяжеленных буферных жидкостей.

Дополнительно проводилось исследование способности буферной жидкости (состав №2) с содержанием ОП-10 удалять глинистую корку с поверхности горной породы (рисунок 7). Сравнение данных показывает, что эффективность удаления глинистой корки с поверхности горных пород буферной жидкостью в среднем на 25% меньше, чем ее эффективность очистки поверхности металла от остатков бурового раствора, что связано с шероховатостью поверхности горных пород.

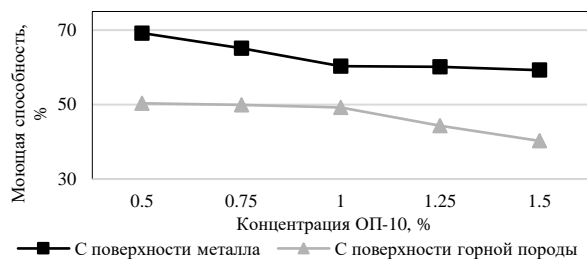


Рисунок 7 – Зависимость моющей способности буферной жидкости от концентрации ПАВ

Введение кварцевого песка в состав буферной жидкости может способствовать турбулизации потока при низких скоростях движения и значительном содержании твердой фазы. Поэтому проводилось исследование влияния добавки кварцевого песка до 5% на моющие свойства буферных жидкостей 0,5%-й концентрации ОП-10 (рисунок 8).

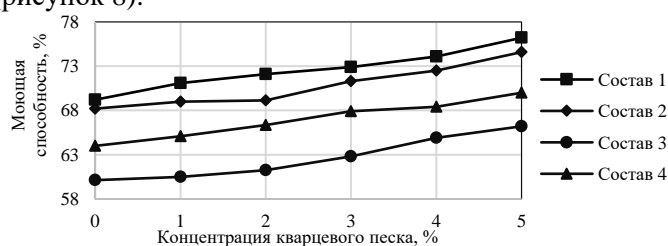


Рисунок 8 – Влияние кварцевого песка на моющую способность буферной жидкости

Таким образом, разработана буферная жидкость на водной основе, включающая в себя: гипан, гематит, поверхностно-активное вещество ОП-10 и кварцевый песок, которая способна повысить степень очистки поверхностей обсадных колонн и горных пород от остатков бурового раствора, и, следовательно, повысить качество цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур. Разработанная буферная жидкость является совместимой с буровым и тампонажным растворами.

**В четвертой главе** представлены результаты анализа устойчивости горных пород и цементного камня на контуре ствола наклонно направленных скважин при ее бурении и эксплуатации.



Для анализа устойчивости горных пород с помощью математических моделей и на основе предполагаемых входных данных, проанализированы напряжения на стенке скважины, которые используются для оценки необходимой плотности буферной жидкости, позволяющей устойчивость ствола скважины (рисунок 9).

Во время эксплуатации скважины воздействию различных видов нагрузок на ее креп, снижающие изоляционные и прочностные характеристики цементного камня. С целью оценки устойчивости цементного камня разработанного тампонажного состава, проводился расчет вероятности потери его устойчивости под действием внешних нагрузок в зависимости от величины давления внутри скважины (рисунок 10).

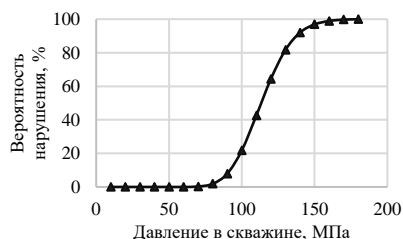


Рисунок 10 – Вероятность нарушения целостности цементного камня в зависимости от величины давления в скважине

Представленные результаты показывают, что при повышении давления в скважины до 75 МПа нарушение устойчивости цементного камня не происходит, что свидетельствует о возможности применения разработанного тампонажного состава для крепления скважин в условиях высоких давлений и температур.

**В пятой главе** представлена экономическая оценка предлагаемых разработок.

Результаты экономической оценки разработанных технологических жидкостей показывают, что стоимость разработанных тампонажного состава и буферной жидкости на 13% и 22% меньше, чем среднее значение стоимости составов наиболее близких по свойствам к защищаемым составам соответственно.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

1. Анализ исследований в области крепления скважин показал, что качественное цементирование наклонно направленных

скважин в условиях высоких давлений и температур обеспечивается разработкой седиментационно устойчивых и высокопрочных тампонажных составов. При этом, разработка буферных жидкостей с улучшенными моющими свойствами является необходимой. Кроме того, для успешного проведения строительства скважин в указанных условиях необходимо проанализировать устойчивость горных пород и разработанного цементного камня геомеханическими моделями.

2. Результаты гранулометрических исследований при разработке тампонажного состава позволяют сделать вывод о том, что с увеличением значения плотности упаковки смеси, повышаются прочность на сжатие (в среднем на 43.5%) и прочность при изгибе (в среднем на 159%) цементного камня. Однако, плотно упакованные тампонажные смеси характеризованы высокой усадочной деформацией, компенсация которой обеспечивается введением оксида магния.

3. Разработанный тампонажный состав, содержащий портландцемент тампонажный ПЦТ-I-100 (65%), утяжелитель гематит (20%), кварцевую пыль (15%) с добавками структурообразователя каолинит (1%), стабилизатора гипан (2,25%), пластификатора лигносульфонат (1%) и оксида магния (2%) позволяет повысить качество крепи наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений (до 4 МПа) и температур (до 170 °С) за счет повышения седиментационной устойчивости цементного раствора и прочностных характеристик цементного камня (на 30-40%).

4. Разработанная буферная жидкость на водной основе, включающая в себя: гипан (8%) и гематит (33%) с добавками поверхностно-активного вещества ОП-10 (0,5%) и кварцевого песка (5%) позволяет повысить степень очистки поверхностей обсадных колонн и горных пород от остатков бурового раствора (на 10-15%), и, следовательно, повысить качество цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

5. Анализ устойчивости ствола наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур показывает, что наибольшая устойчивость ствола скважин достигается при зенитном и азимутном углах 40° и 90° соответственно. Результаты

исследования устойчивости цементного камня свидетельствует о возможности применения разработанного тампонажного состава при повышенных давлениях внутри скважины до 75 МПа.

6. Экономическая оценка эффективности разработанных составов технологических жидкостей показывает возможность их применения при цементировании наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

**Основные положения диссертации опубликованы в журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:**

1. Табатабаи Моради С.Ш., Николаев Н.И., Эрнандес Рекена Д.Р. Тампонажный материал для цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. –2017. –№1. –С. 39–43.

2. Табатабаи Моради С.Ш., Николаев Н.И., Эрнандес Рекена Д.Р. Результаты исследований физико-механических свойств тампонажных составов для цементирования скважин в сложных горно-геологических условиях // Инженер нефтяник. –2017. –№4. –С. 32–35.

3. Табатабаи Моради С.Ш., Николаев Н.И. Разработка седиментационно-устойчивых утяжеленных тампонажных составов для крепления наклонно направленных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. –2016. –№2. –С. 39–41.

4. Николаев Н.И., Табатабаи Моради С.Ш. Результаты исследований моющих свойств утяжеленных буферных жидкостей // Инженер-нефтяник. – 2014. –№3. – С. 33-35.

*Работы в других изданиях и материалах конференций:*

5. Табатабаи Моради С.Ш., Николаев Н.И. Тампонажные растворы для крепления наклонно направленных скважин в условиях повышенных температур и давлений // Проблемы недропользования: Сборник научных трудов международного форума-конкурса молодых ученых: – Санкт Петербург, 2017. – С. 286-288.

6. Табатабаи Моради С.Ш., Николаев Н.И. Роль буферной жидкости при повышении качества цементирования обсадных колонн // Бурение в осложненных условиях: Тезисы докладов II международной научно-практической конференции: – Санкт Петербург, 2017. – С. 53-55.

7. Табатабаи Моради С.Ш. Тампонажные растворы для крепления наклонно направленных скважин // Новые идеи в науках о земле:

Доклады XII международной научно-практической конференции: – Москва, 2015. – С. 174-175.

8. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Sedimentation stability of oil well cements in directional wells // IJE Transactions A: Basics, 2017, v. 30, № 7, p. 1105-1109.

9. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Free fluid control of oil well cements using factorial design // Journal of Engineering Research, 2017, v. 5, № 1, p. 186-197.

10. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I., Chudinova I.V. Geomechanical analysis of wellbore stability in high-pressure, high-temperature formations // 79<sup>th</sup> EAGE Conference & Exhibition 2017 – Student Programme, 12-15 June, Paris, France, 2017 –3 p. (DOI: 10.3997/2214-4609.201701463)

11. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Considerations of well cementing materials in high-pressure, high-temperature conditions // IJE Transactions C: Aspects, 2016, v. 29, № 9, p. 1214-1218.

12. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Considerations of cementing directional wells in high-pressure, high-temperature conditions // 7<sup>th</sup> EAGE Saint Petersburg International Conference & Exhibition, 11-14 April, Saint Petersburg, Russia, 2016 –5 p. (DOI: 10.3997/2214-4609.201600227)

13. Tabatabaee Moradi S.Sh., Ghasemi M.F., Nikolaev N.I., Lykov Y.V. Effect of fault stress regime on the mechanical stability of horizontal boreholes // 4<sup>th</sup> International conference GeoBaikal 2016, 22-26 August, Irkutsk, Russia, 2016 –5 p. (DOI: 10.3997/2214-4609.201601704)

14. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Performance of polymer based spacers for cementing operations in high-pressure, high-temperature conditions // International Journal of Material Science Innovations (IJMSI), 2015, v. 3, № 2, p. 48-54.

15. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Developing high resistant cement systems for high-pressure, high-temperature applications // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October, Moscow, Russia, 2015 –7 p. (<https://doi.org/10.2118/176523-MS>)

16. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Mud removal efficiency of weighted cement spacer system // International Journal of Petroleum and Geoscience Engineering, 2014, v. 2, № 3, p. 208-215.

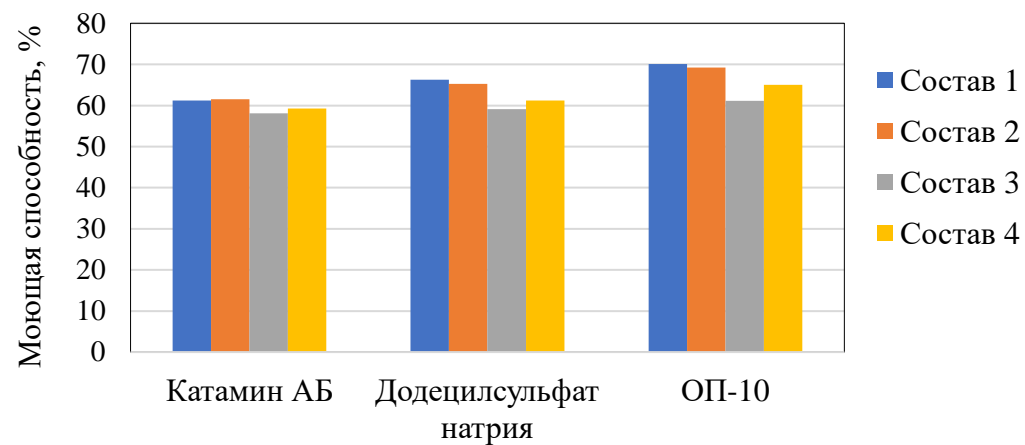


Рисунок 6 – Зависимость моющей способности буферной жидкости от вида применяемого ПАВ

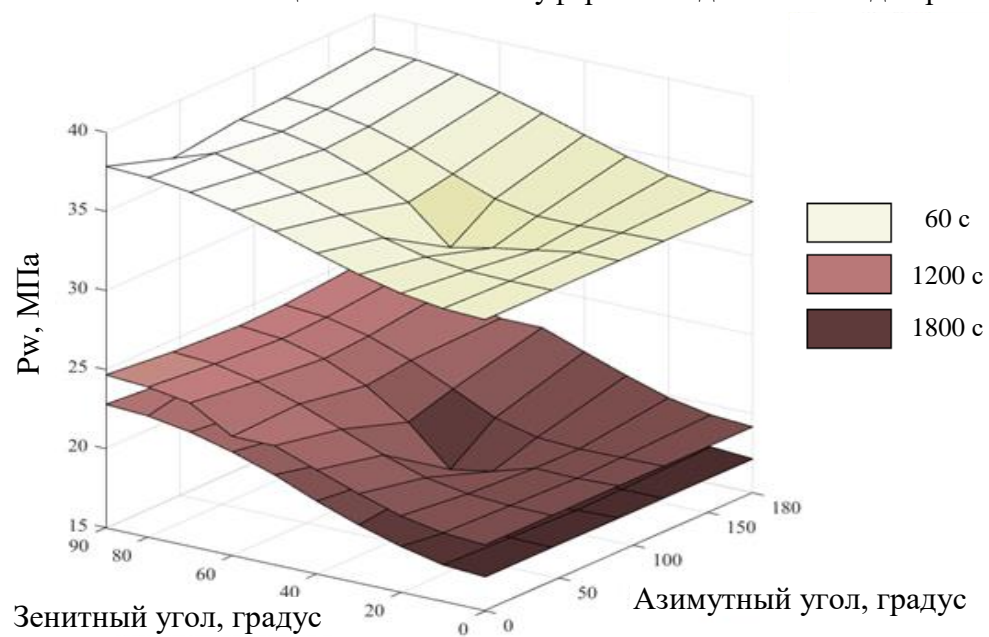


Рисунок 9 – Минимальная необходимая плотность буферной жидкости для обеспечения устойчивости ствола скважин