

«ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

На правах рукописи

**ЛЮТИКОВ КИРИЛЛ ВЛАДИМИРОВИЧ**

**УПРАВЛЕНИЕ АДГЕЗИОННЫМИ И РЕОЛОГИЧЕСКИМИ  
СВОЙСТВАМИ УСЛОВНО-БЕЗГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ  
В СЛАБОЛИТИФИЦИРОВАННЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Ухта - 2015

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                                                                                                |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Введение.....                                                                                                                                  | 4         |
| <b>1 Причины, характер и методы борьбы с сальникообразованием.....</b>                                                                         | <b>7</b>  |
| 1.1 Проблемы при бурении в интервалах, осложненных интенсивным сальникообразованием.....                                                       | 7         |
| 1.1.1 Причины образования сальников при бурении скважин.....                                                                                   | 7         |
| 1.1.2 Возможные осложнения и аварии, связанные с образованием сальников.....                                                                   | 8         |
| 1.2 Особенности бурения скважин в интервалах глинистых пород.....                                                                              | 14        |
| 1.2.1 Описание основных глинистых пород.....                                                                                                   | 14        |
| 1.2.2 Физико-химические свойства глинистых пород.....                                                                                          | 17        |
| 1.3 Физико-химические процессы.....                                                                                                            | 20        |
| 1.3.1 Адгезия и смазочная способность.....                                                                                                     | 21        |
| 1.3.2 Адсорбционные процессы на твердой поверхности.....                                                                                       | 25        |
| 1.3.3 Граничные слои и поверхностные пленки.....                                                                                               | 27        |
| 1.3.4 Поверхностно-активные вещества.....                                                                                                      | 30        |
| 1.4 Способы и технологии предупреждения сальникообразования.....                                                                               | 32        |
| 1.4.1 Влияние компонентного состава твердой фазы, образующей фильтрационную корку, на процесс возникновения сальника.....                      | 33        |
| 1.4.2 Влияние типа и концентрации утяжелителя на вероятность образования сальника.....                                                         | 35        |
| 1.4.3 Химическая обработка.....                                                                                                                | 37        |
| 1.4.4 Классические смазочные композиции и современные смазочные добавки.....                                                                   | 37        |
| 1.5 Цель и задачи исследования.....                                                                                                            | 43        |
| <b>2 Методические подходы к оценке адгезионных взаимодействий бурильной колонны с компонентами бурового раствора и выбуренной породой.....</b> | <b>45</b> |

|                                                                                                                                                                      |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 2.1 Методы оценки реологических, структурных и смазочных свойств буровых растворов.....                                                                              | 45         |
| 2.2 Методы управления качеством буровых растворов.....                                                                                                               | 55         |
| 2.3 Отработка методики управления структурно-механическими, адгезионными и смазочными свойствами бурового раствора.....                                              | 62         |
| 2.4 Вывод.....                                                                                                                                                       | 70         |
| <b>3 Результаты исследований адгезионной и смазочной способности буровых растворов и их компонентов.....</b>                                                         | <b>71</b>  |
| 3.1 Исследование влияние природы твердой поверхности на адгезионные процессы.....                                                                                    | 71         |
| 3.2 Исследование смазочной способности буровых растворов.....                                                                                                        | 76         |
| 3.3 Исследование зависимости параметров сальника от свойств буровых растворов.....                                                                                   | 87         |
| 3.4 Вывод.....                                                                                                                                                       | 96         |
| <b>4 Технология управления структурно-механическими, адгезионными и смазочными свойствами бурового раствора.....</b>                                                 | <b>97</b>  |
| 4.1 Определение «критического параметра» наработки буровых растворов при бурении в слаболитифицированных глинистых породах.....                                      | 98         |
| 4.2 Определение необходимой концентрации смазочной добавки для улучшения смазочно адгезионных свойств бурового раствора.....                                         | 108        |
| 4.3 Алгоритм управления структурно-механическими, адгезионными и смазочными свойствами при бурении в интервалах залегания слаболитифицированных глинистых пород..... | 111        |
| 4.4 Вывод.....                                                                                                                                                       | 114        |
| <b>ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.....</b>                                                                                                                           | <b>115</b> |
| <b>Библиографический список.....</b>                                                                                                                                 | <b>118</b> |

## ВВЕДЕНИЕ

Строительство нефтяных и газовых скважин в слаболитифицированных породах сопровождается сальникообразованием, которое зачастую приводит к прихвату бурильного инструмента и возможным длительным аварийным работам. В связи с этим остро стоит вопрос не только предупреждения появления сальников на долоте, но и роста этих образований в процессе углубления.

Эффективность буровых работ в значительной степени зависит от степени взаимодействия горных пород и бурильного инструмента с буровыми промывочными жидкостями. Причем, это взаимодействие носит преимущественно физико-химический характер, обусловленный как поверхностными свойствами пород и металлических труб, так и компонентным составом и технологическими свойствами буровых растворов. В наибольшей степени последствия таких взаимодействий проявляются при бурении в диспергирующих слаболитифицированных глинистых породах. Опыт строительства скважин в подобных породах показывает, что поддержание технологических свойств безглинистых буровых растворов на водной основе, а также содержания твердой фазы в основном, коллоидных размеров является в настоящее время задачей, решение которой сможет позволить значительно улучшить качество промывки и минимизировать риски возникновения аварий и осложнений, в особенности связанных с сальникообразованием и прихватом бурильной колонны.

Таким образом, направление исследований, посвященных технологии управления реологическими, адгезионными и фрикционными свойствами мало- и безглинистых буровых растворов в условиях бурения скважин в интервалах слаболитифицированных глинистых пород, является актуальным, особенно с учетом значительных объемов применения подобных систем промывочных жидкостей.

### **Основные защищаемые положения, выносимые на защиту:**

1. Использование пластической вязкости в качестве «критического» параметра позволит сократить временные затраты на принятие решений по обработке бурового раствора при бурении скважин в интервалах слаболитифицированных пород и их технологическое исполнение, а также затраты на предупреждение осложнений и минимизацию рисков возникновения аварийных ситуаций.

2. Предупреждение формирования сальника обеспечивается комплексом мероприятий, который включает оптимизацию содержания коллоидной фазы, реологических и смазочных свойств бурового раствора.

3. Предупреждение и разрушение сальников обеспечивается оптимизацией минерализации бурового раствора (преимущественно по хлориду калия), ниже которой происходит диспергирование выбуренной породы в состав промывочной жидкости, а выше – хрупкое обрушение стенок скважины вплоть до интенсивного обвалообразования.

### **Научная новизна**

1. На основании лабораторных и промысловых исследований установлено, что зависимость пластической вязкости от содержания в растворе глинистой фракции в «условно-безглинистых» растворах подчиняется линейному закону, что подтверждается статистическими методами.

2. Установлена величина «критического» значения пластической вязкости для «условно-безглинистых» буровых растворов, определяющая границы перехода бурового раствора к состоянию интенсивного гелеобразования, что характеризуется увеличением адгезионных характеристик с последующим увеличением риска возникновения сальников.

3. Определены граничные концентрации хлорида калия в пределах от 80 до 120 кг/м<sup>3</sup>, при которых минимизируется количество диспергированной глинистой породы за счет снижения влажности шлама, что позволяет сохранять буровой раствор в «условно-безглинистом» состоянии, снижая риск

образования сальника, и при этом не допуская хрупкого разрушения стенок скважины.

### **Практическая значимость**

Использование предлагаемых технологических рекомендаций по управлению реологическими и адгезионно-смазочными свойствами безглинистых буровых растворов позволит значительно упростить процесс контроля качества промывочной жидкости, обеспечит прогнозируемость загрязнения бурового раствора коллоидной фазой и повысит эффективность большинства современных буровых растворов на водной основе, применяемых при строительстве скважин в интервалах залегания слаболитифицированных глинистых пород.

Алгоритм управления технологическими свойствами биополимерных буровых растворов позволит сократить материальные и временные затраты на приготовление и обработку буровых растворов, предупреждение осложнений и аварий. Разработанные алгоритм и методика по управлению технологическими параметрами «условно-безглинистых» буровых растворов используются в учебном процессе при подготовке магистров по направлению «Нефтегазовое дело».

### **Апробация результатов работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались на научно-технических конференциях преподавателей и сотрудников (2011, 2013г.г.) при Ухтинском государственном техническом университете; на международной научно-технической конференции «Наука и образование XXI века» 2013 г.; на VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» в рамках III Всероссийского молодежного форума «Нефтегазовое и горное дело» 2014 г.

### **Публикация результатов работы**

Результаты исследований опубликованы в 8 работах, в том числе 3 в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

## **1 Причины, характер и методы борьбы с сальникообразованием**

### **1.1 Проблемы при бурении в интервалах, осложненных интенсивным сальникообразованием.**

#### **1.1.1 Причины образования сальников при бурении скважин**

Одной из наиболее часто встречающихся проблем, связанных с бурением в слаболитифицированных активных, набухающих глинах, является налипание глинистых частиц на породоразрушающий инструмент (долото, расширитель), замки и муфты труб и образование так называемых «сальников», что зачастую приводит к увеличению толкающих и тяговых нагрузок, росту момента при вращении бурильной колонны, снижается эффективность разрушения горной породы, а вследствие этого и показатели работы долот [47].

Вопросами управления смазочно-адгезионными и структурно-механическими свойствами буровых растворов занимались многие исследователи такие, как Ахмадеев Р.Г., Белов В.П., Городнов В.Д., Грей Дж., Дарли Г.С.Г., Дуркин В.В., Жигач К.Ф., Конесев Г.В., Куваев И.В., Михеев В.Л., Новиков В.С., Новицкая Н.А., Орман Л.М., Петров Н.А., Пименов И.Н., Пустовойтенко В.С., Самотой А.К., Свиридов Л.А., Сергеев Г.Л., Спивак А.И., Уляшева Н.М., Христенко А.В., Яров А.К. и и другие.

Сильное сальникообразование на долоте проявляется при разбурировании мягких сланцев, особенно вязких глин и набухающих глинистых сланцев, которые адсорбируют воду из бурового раствора. В этом случае сальник из уплотненного сланца может увеличиваться в объеме и покрыть все долото, препятствуя дальнейшему процессу бурения. В этом случае бурильщик вынужден попытаться сбить сальник с долота или поднять неотработанное долото. Для предупреждения образования сальника на долоте вязкие глины часто разбуривают при пониженных осевых нагрузках [41].

К основным причинам образования сальника зачастую относят действие перепада давления [15, 29, 75], который согласно Гарнье и ван Лингену увеличивается за счет гидратационных сил, действующих в уплотненных глинистых сланцах. Гарнье и ван Линген утверждали, что при контактировании частиц шлама с поверхностями долота эти частицы прилипают из-за разницы давлений в порах частиц шлама и в буровом растворе [12]. Таким образом, механизм их удержания такой же как и при дифференциальном прихвате бурильной колонны [84]. В конце концов частицы шлама освобождаются, так как в результате фильтрации данный перепад давления исчезает. Однако в большей степени механизм возникновения сальника можно связать с действием адгезионных сил, которые становятся очень высокими из-за пластической деформации глинистой породы с образованием плотного контакта с поверхностями долота. А силы притяжения, действующие на очень малых расстояниях, начинают проявляться, в момент, когда твердые вещества входят в плотный контакт. Кроме того, мягкие глины, в том числе и глинистые сланцы, размягчающиеся при взаимодействии с промывочной жидкостью, характеризуются небольшими силами внутреннего сцепления, а прилипание зависит от разности адгезионных и когезионных сил [94].

Механизм адгезии при образовании сальника на долоте заключается в создании водородных связей между молекулярными слоями воды, адсорбированной на поверхности глинистого минерала, и слоем воды, примыкающим к стальной поверхности [28].

### **1.1.2 Возможные осложнения и аварии, связанные с образованием сальников**

Несмотря на то, что существуют разные взгляды на природу возникновения сил сопротивления движению колонн в скважинах, обусловленных качеством и характеристиками бурового раствора, особое



внимание уделяется низким антифрикционным и высоким адгезионным, а также и структурно-механическим свойствам фильтрационных корок, активной наработке бурового раствора выбуренной породой, которые с высокой вероятностью приведут к образованию сальника на породоразрушающем инструменте. А в совокупности с прочими осложняющими факторами, такими как желобообразование, неоправданно высокие гидростатические давления, перетоки пластового флюида (в том числе проявления и поглощения промывочной жидкости) могут привести к одному из наиболее опасных, ресурсоемких и проблематичных типу аварий, а именно прихвату бурильного инструмента. Очевидно, не все из перечисленных факторов проявляют себя одновременно и в равной степени. Однако силы трения и адгезии действуют при этом почти всегда и существенная роль их при затяжках и прихватах колонн подтверждается многочисленными экспериментальными лабораторными и промышленными исследованиями.

Аварии, связанные с прихватом бурильного инструмента и обсадных колонн, равно как и затяжки бурильной колонны, образование сальников и прочее, причиняют большие убытки буровым предприятиям, резко ухудшают показатели буровых работ, темпы разведки и разработки нефтегазоносных структур, сдерживают ввод в эксплуатацию месторождений нефти и газа.

Практикой бурения показано, что при строгом соблюдении технологических требований, своевременном проведении профилактических мероприятий, химической обработки буровых растворов, контроле их качества можно существенно снизить аварийность, связанную с прихватами бурильного инструмента.

Большое значение имеет уменьшение сил сопротивления движению бурильного инструмента в наклонно направленном бурении, поскольку на наклонных участках бурильные трубы прилегают к стенкам скважины. В этом случае происходит трение, как по фильтрационной корке, так и по породе.

Особенно велики фрикционные и адгезионные сопротивления при значительных отклонениях ствола скважины от вертикали, превышающих в ряде случаев 2000 м и более.

Помимо образования сальника на породоразрушающем инструменте фактором риска для возникновения аварии (либо обстоятельством, усугубляющим тяжесть возникшей проблемы) могут стать нижеперечисленные моменты.

Часто прихваты бурильного инструмента происходят при образовании пробок из осевшего утяжелителя или выбуренной породы. Обычно это происходит при нарушении режима промывки (например, при неисправности насосов), либо из-за некачественной системы приготовления и очистки бурового раствора, в котором содержался утяжелитель крупного помола или высокое количество шлама. Также на данную причину может влиять вязкость бурового раствора, так как по мере ее увеличения, несмотря на улучшение очистки ствола скважины значительно ухудшается возможность размыва сальника потоком бурового раствора, что оказывает негативное воздействие на прихватоопасность. При этом влияние оказывает не только помол утяжелителя или его содержание, но и его состав [78]. Так, к примеру, гематит увеличивает коэффициент сопротивления и силу прихвата вследствие высокой абразивности и способности прилипать к колонне труб за счет намагничивания.

Отдельно хотелось бы уделить внимание дифференциальным прихватам. Схема дифференциального прихвата показана на рисунке 1.1.

### Дифференциальный прихват

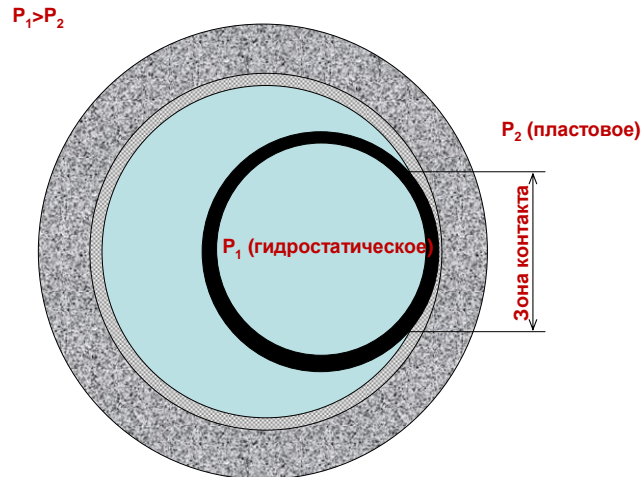


Рисунок 1.1 Схема дифференциального прихвата

Причиной возникновения дифференциального прихвата бурового инструмента является перепад давления (между пластовым и гидростатическим) в зоне контакта буровой колонны со стенкой скважины. При этом затруднение движения буровой колонны по стенке скважины и фильтрационной корке вследствие образования сальника будет значительно увеличивать время контакта на границе «буровая труба - фильтрационная корка», что может значительно увеличить вероятность потери подвижности инструмента. Проницаемость горной породы будет влиять на это следующим образом: в результате процесса фильтрации жидкая фаза бурового раствора будет перемещаться в пласт по порам и микротрещинам (так называемая обратная фильтрация). При этом, разумеется, плотность бурового раствора будет увеличиваться, а, следовательно, будет увеличиваться и давление столба жидкости в скважине. В результате данного процесса гидростатическое давление скоро превысит пластовое и, следовательно, появится высокая вероятность прихвата в результате перепада давлений [85].

В тех случаях, когда основным фактором при возникновении прихватов признается высокая проницаемость среды и, как следствие, большая

гидропроводность в системе скважина – пласт, необходимо в первую очередь снизить проницаемость коллектора. Некоторого уменьшения фильтрации можно достичь заполнением пристволенной зоны твердыми частицами бурового раствора, такими как глина и утяжелитель или закупориванием пор пласта фильтратом, в состав которого входят акриловые полимеры, лигносульфонаты, гуматы и другие вещества, имеющие щелочную реакцию и образующие с пластовой водой хлоркальциевого типа нерастворимые осадки [36, 43, 44].

Способ механической кольматации, основанный на удалении верхних слоев корки и последующем формировании более плотной и менее проницаемой корки, повышает эффективность закупоривания. Однако он достаточно трудоемок в сравнении с применением указанного выше акрилата. Для выбора эффективного кольматирующего агента, который бы позволил снизить проницаемость породы до проницаемости, соразмерной с проницаемостью фильтрационной корки, А.К. Самогоем был поставлен специальный эксперимент. В качестве образцов проницаемых сред использовался цементный камень и металлокерамические фильтры. Проницаемость замерялась при помощи прибора по методике, принятой для кернов. В качестве кольматирующего агента применяли отверждающую полимерную композицию. Перепад давлений при кольматировании составлял  $10^5$  Па. Глубина проникновения полимерной композиции составила 3 и 7 мм соответственно через 2 и 5 минут. Как показали данные исследования, кольматирование фильтров и фильтрационных корок существенно снижает их проницаемость, а, следовательно, и положительно влияет на опасность образования прихватов [84, 85].

После того, как мы рассмотрели влияние породы (в частности ее проницаемости) на опасность прихватов бурильного инструмента будет целесообразно рассмотреть, какое действие при этом оказывают буровые растворы и их свойства.

В первую очередь рассмотрим один из основных показателей раствора – его плотность. Зная плотность бурового раствора, можно определить давление, которое оказывает буровой раствор на пласты, залегающие на различных глубинах.

Изменяя плотность, можно регулировать давление бурового раствора на пласт. А уже было сказано ранее, одной из наиболее распространенных причин прихвата бурильного инструмента является перепад давления между гидростатическим и пластовым, и если давление столба раствора будет больше пластового, то опасность прихвата будет очень высока, а поскольку гидростатическое давление напрямую связано с плотностью, то, следовательно, можно выявить прямую зависимость опасности возникновения прихватов бурильного инструмента от плотности раствора [83].

Следующим свойством бурового раствора, влияние которого на затронутую проблему хотелось бы отметить, является вязкость. По сути своей, вязкость – величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению [20]. По мере увеличения вязкости возрастают гидравлические сопротивления, ухудшаются условия очистки забоя от выбуренной породы, затрудняется перенос энергии от насосов к забойному двигателю, ослабляется интенсивность размыва породы на забое скважины. При этом чрезмерное снижение вязкости раствора косвенно может также повлиять на опасность возникновения прихватов бурильного инструмента, поскольку из-за этого может ухудшаться интенсивность выноса шлама, что в свою очередь увеличивает вероятность зашламования ствола скважины или, например, выпадения в осадок утяжелителя на забой скважины, что также негативно влияет на опасность прихватов [66].

Еще одним немаловажным свойством бурового раствора является величина показателя фильтрации. По сути, показатель фильтрации

характеризует способность бурового раствора отфильтровываться через стенки скважины под действием перепада давления.

## **1.2 Особенности бурения скважин в интервалах глинистых пород**

Наибольшее число осложнений и аварий в бурении происходит преимущественно в глинистых отложениях. Из общего объема осадочных пород на долю глинистых минералов приходится около 80 % [38]. Поэтому характеристика этой породы представляет наибольший интерес.

### **1.2.1 Описание основных глинистых пород**

Глины — это осадочные землистые породы, сложенные из тонких частиц. Основой глины являются водные алюмосиликатные минералы в виде тонких частиц (<2 мкм), причем встречаются мономинеральные и полиминеральные глины. К глинистым минералам относится каолинит — слоистый минерал состава  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , в глинах он присутствует в виде частиц размером 0,3—0,4 мкм; монтмориллонит — слоистый минерал состава  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , в котором в твердом растворе находится до 5%  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , 4—9%  $\text{MgO}$ , до 3,5%  $\text{CaO}$ . Bentonитовые глины состоят из очень тонких частиц ( $\sim 2 \cdot 10^{-9}$  м) монтмориллонита. Гидрослюды — минералы, близкие по составу и структуре к монтмориллонитам, однако в состав последних входят щелочные ионы, содержание которых может достигнуть 4—10%. К глинистым породам относятся также аргиллиты, лесс, суглинки. Аргиллиты — твердые породы, продукт дегидратации, спрессования и перекристаллизации глин. Сланцы — скальная порода, продукт перекристаллизации глин. Лесс — землистая порода, сложенная из слюд, каолинита, полевых шпатов, кальцита, кварца. Суглинки — глины, содержащие значительное количество кварца (до 40%) [7, 14, 16, 23].

В глинах присутствуют также  $\text{SiO}_2$  в различных формах (кварц, халцедон, опал), окислы железа или в виде твердых растворов в алюмосиликатах, или в

виде самостоятельных минералов (пирит, магнетит, гематит, лимонит). Иногда глины содержат другие примеси — кальцит, плавиковый шпат, доломит, гипс, слюду. Все эти минералы присутствуют обычно в виде более крупных зерен, чем глинистые, однако встречаются глины (бентонитовая), в которых кристобалит представлен частицами  $\sim 1$  мкм. Глины содержат органические соединения (продукты разложения растительности) и водорастворимые соли — хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных минералов алюминия и железа [62].

К основным породообразующим глинистым минералам относятся монтмориллонит, каолинит, аттапульгит, иллит [30].

В минералах группы монтмориллонита связь между кремнекислородными и гиббситовыми пакетами проходит по кислородным поверхностям и поэтому относительно слаба, т.к. определяется ван-дер-ваальсовыми силами. Такая особенность строения кристаллической решетки позволяет молекулам воды и полярным органическим молекулам легко входить в межпакетное пространство, изменяя его размеры и вызывая набухание породы. Эти минералы характеризуются выраженными катионообменными свойствами, что проявляется в способности глины связывать определенное число катионов, причем одни из них могут быть частично или полностью заменены другими в эквивалентных количествах. Обменная емкость монтмориллонита - более  $50 \times 10^{-5}$  моль/кг. Минералы группы монтмориллонита встречаются в глинистых породах палеогенового, мелового, юрского, пермского и каменноугольного возраста. В более ранних породах не обнаружены. Несколько меньше их содержание в четвертичных и палеогеновых породах [16, 25, 30,62].

В группе гидрослюд (иллитов) только часть ионов кремния в тетраэдрических пакетах замещена ионами алюминия. Дефицит положительных зарядов компенсируют ионы калия, препятствуя

проникновению в межпакетное пространство не только молекул воды и органических жидкостей, но и других катионов. Эти минералы имеют малую обменную емкость - от  $10^{-5}$  до  $40 \times 10^{-5}$  моль/кг. Группа гидрослюдов без примеси минералов монтмориллонита при взаимодействии с водой или полярными органическими жидкостями не проявляет признаков набухания. Гидрослюды участвуют в составе глинистых пород разного возраста: являются основным мономинералом в глинистых породах до девона и преобладают в более молодых полиминеральных глинистых породах. Они являются основными минералами в литифицированных глинах [16, 25, 30, 62].

В минералах группы каолина изоморфные замещения в решетке весьма незначительны, поэтому для них характерен устойчивый химический состав. Пакеты кристаллической решетки каолинита имеют наиболее прочную водородную связь. Они не подвержены расклиниванию диполями воды. Реже встречаются каолинит в аморфной фазе с менее упорядоченной структурой и слабой связью между образующими пакетами. Минералы разрушенного каолинита могут расклиниваться одномолекулярным слоем воды и терять прочность [16, 25].

К этой группе относят и галлуазитовые минералы, только с менее упорядоченной структурой и слабой связью между пакетами, способные расклиниваться одномолекулярным слоем воды с некоторым увеличением толщины гидратированного структурного пакета. Обменная емкость -  $(3 - 15) \times 10^{-5}$  моль/кг. Минералы данной группы входят в состав отложений карбона и девона (35 – 40 %) [16, 25].

По степени литифицированности глинистые породы делятся на размокающие (слаболитифицированные) – глины и неразмокающие (литифицированные) – аргиллиты [4, 5]. Эти породы связаны постепенными переходами и поэтому можно выделить переходные типы пород – уплотненные



глины, которые размокают медленно (через сутки и более). Аргиллиты совсем потеряли эту способность [14, 21, 22].

В данной работе основное внимание посвящено слаболигитифицированным глинистым породам.

### 1.2.2 Физико-химические свойства глинистых пород

К важнейшим свойствам глины, определяющим ее качество, относятся пластичность, набухаемость, дисперсность, гидрофильность, обменная адсорбция [16, 24, 65].

Дисперсность. Основные физико-химические свойства глин (пластичность, капиллярность, адсорбция и другие) в значительной степени связаны с удельной поверхностью входящих в их состав глинистых минералов.

Удельная поверхность глинистых систем обусловлена степенью дисперсности глинистых частиц. Удельная поверхность  $\varepsilon$  характеризуется отношением общей поверхности  $S$  к массе  $m$ :

$$\varepsilon = \frac{S}{m}, \quad (1.1)$$

Размеры частиц так же, как и форма, обуславливают физико-химические свойства систем. Чем выше дисперсность и удельная поверхность, тем больше поверхность возможного контакта глины с водой, тем активнее процесс обваливания и образования каверн.

Адсорбция и обмен катионов. Это химическое явление является наиболее важным процессом при взаимодействии глины с дисперсионной средой. Большинство глинистых минералов обладает способностью адсорбировать некоторые катионы из водной среды и взамен десорбировать в раствор эквивалентное количество других катионов. Обменные катионы в основном удерживаются на наружной части структурных единиц глины. Адсорбированными ионами в глинах являются  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{H}^+$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Al}^{3+}$ ,

$\text{Fe}^{3+}$ . Другие катионы встречаются редко. В морских глинах преобладают  $\text{K}^+$ ,  $\text{Na}^+$  и  $\text{Mg}^{2+}$ . В грунтах континентального происхождения преобладающими являются  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ . В кислых грунтах преобладает  $\text{Al}^{3+}$  и  $\text{H}^+$  [6, 7, 24, 25].

Образование гидратной оболочки вокруг глинистых агрегатов способствует пептизации глинистых частиц и увеличивает их суммарную поверхность, что в свою очередь может способствовать разрушению и обваливанию породы. Если же в обменном комплексе преобладают двухвалентные катионы или отрицательно гидратирующие ионы, то уменьшается связь поверхности частиц с водой, т. е. их гидрофильность и дисперсность, а, следовательно, сохраняется или даже повышается устойчивость породы на стенках скважины. Следовательно, обменный комплекс глин может оказывать существенное влияние на связь поверхности глинистых частиц с окружающей средой и на устойчивость глинистых пород на стенках скважины [65, 86].

Анализ показывает, что наряду с количественным фактором поступившего в пласт фильтрата еще большее значение имеют его состав и емкость обменного комплекса. Ионообменный процесс является важным фактором, способствующим снижению прочности межмолекулярных связей между частицами глины и цементирующего материала, и способствует глубокому диспергированию глинистых агрегатов [101]. Обменный процесс вызывает изменение структурных свойств породы, изменение смачивающей способности поверхности породообразующего и цементирующего материалов [88]. Поглощительная способность глин характеризуется обменной емкостью, которая зависит от состава глины и количества содержащихся в ней активных групп.

Большое значение имеет скорость ионообмена. Его движущей силой является диффузия, за счет которой и происходит взаимный процесс перемещения ионов с поверхности породы в окружающую жидкую среду и

наоборот. Процесс, идущий между ионами активных групп и электролитом, совершается быстро. Однако в большинстве случаев равновесие устанавливается в течение нескольких минут, часов, а иногда и суток. Этим можно объяснить некоторую устойчивость по времени обваливающихся пород при бурении [102].

Таким образом, катионный обмен во многом определяет свойства глинистых минералов. С его помощью можно управлять как свойствами глинистых пород, слагающих стенки скважины, так и физико-химическими процессами при взаимодействии бурового раствора с горными породами.

Пластичность. Пластичностью называют способность глинистых пород, в том числе, под действием внешнего давления изменять свою внешнюю форму без разрыва сплошности (без образования трещин) и сохранять эту форму после прекращения давления. Пластичные свойства в основном обуславливаются наличием пленочной воды на глинистых частицах и зависят от минералогического и механического состава, обменного комплекса глин, а также от степени минерализации породы. Пластичность глин обуславливается содержанием коллоидной фракции. Чем больше в глинах тонкодисперсной фракции, тем они более пластичны [16, 24].

На коэффициент пластичности определенное влияние оказывает водонасыщенность породы и глубина ее залегания. Как правило, с глубиной уменьшается водонасыщенность глинистых пород и вероятность пластического течения снижается [24].

Гидрофильность и набухаемость глин. Известно, что под гидрофильностью понимают способность поверхности тела связывать воду молекулярными ван-дер-ваальсовыми силами. Глины относятся к гидрофильным осадочным породам. Обычно о гидрофильности глин судят по количеству связанной воды при ее смачивании, т.е. воды, удерживаемой молекулярными силами.

Некоторые горные породы, в состав которых входят глинистые компоненты с относительно большим содержанием монтмориллонита, гидрослюд, оксидов калия и натрия, впитывая воду, увеличиваются в объеме - набухают. Увеличение объема зависит от водонасыщенности пород, толщины набухающего слоя и коэффициента набухания. В зависимости от дисперсности, емкости и химического состава обменного комплекса, глинистые минералы имеют различную степень гидрофильности и набухают различно [16, 24].

Чем больше поливалентных катионов в обменном комплексе глин, тем меньше они набухают. Bentonитовые глины, состоящие в основном из минерала монтмориллонита, являются более гидрофильными, чем каолиновые глины [16].

Набухание глин в значительной степени зависит от полярности среды. В неполярных средах, какими являются, например, бензин и бензол, они не набухают, а в высокополярных, например, вода, значительно увеличиваются в объемах (до 10 раз). В кислых, сильнощелочных, а также солевых растворах бентонит не набухает [27].

### **1.3 Физико-химические процессы**

Буровые растворы – сложные смеси веществ, различающиеся по составу в зависимости от условий бурения. Каждый из реагентов и материалов, применяемых при приготовлении раствора несет определенные функции и оказывает влияние не только на процесс бурения, но и на физико–химические и технологические процессы происходящие в скважине. Данный раздел посвящен влиянию основных типов материалов и реагентов на свойства буровых растворов и фильтрационных корок, образуемых при циркуляции раствора на стенках скважины.

#### **1.3.1 Адгезия и смазочная способность**

Чтобы определить влияние сил адгезии на смазочные свойства буровых растворов необходимо рассмотреть сущность самого явления адгезии.

Адгезия (от лат. adhaesio — прилипание), слипание поверхностей двух разнородных твёрдых или жидких тел. Относительно буровых растворов ее можно рассмотреть в паре бурильный инструмент - буровой раствор [29]. Адгезия обусловлена теми же причинами, что и адсорбция. Количественно ее можно характеризовать удельной работой, затрачиваемой на разделение тел [46]. Эта работа рассчитывается на единицу площади соприкасающихся поверхностей и зависит от того, как производится их разделение: сдвигом вдоль поверхности раздела или отрывом в направлении, перпендикулярном поверхности. В отличие от адгезии между двумя твердыми телами, в случае для жидкости и твёрдого тела она может достигать предельно высокого значения вследствие полного контакта по всей площади соприкосновения. В результате чего буровой раствор получает способность налипать на бурильные трубы, что может привести к ряду осложнений и аварий в процессе бурения. Адгезия является самопроизвольным процессом. Работа адгезии  $W_a$ , характеризующая прочность адгезионной связи, определяется работой обратимого разрыва адгезионной связи, отнесенной к единице площади. Она измеряется в тех же единицах, что поверхностное натяжение ( $\text{Дж}/\text{м}^2$ ) [29, 46]. Полная работа адгезии, приходящаяся на всю площадь контакта тел  $s$ , равна:

$$W_s = W_a s \quad (1.2)$$

Очевидно, чем прочнее адгезионное соединение, тем в большей степени подвергаются деформации компоненты системы к моменту ее разрушения. Работа деформации иногда может превышать обратимую работу адгезии в несколько раз. С ростом скорости приложения нагрузки на систему роль деформации возрастает.

Процесс образования адгезионной связи обычно делят на две стадии. На первой, так называемой транспортной стадии, происходит перемещение молекул адгезива (клеющего вещества, в данном случае буровой раствор) к

поверхности субстрата (тело, на которое наносится адгезив, соответственно бурильный инструмент) и их определенное ориентирование в межфазном слое, в результате чего обеспечивается тесный контакт между молекулами и функциональными группами молекул адгезива и субстрата. Протеканию первой стадии процесса адгезии способствуют повышение температуры и давления, характерные для скважинных условий.

Вторая стадия адгезии состоит в непосредственном взаимодействии адгезива и субстрата, которое может быть обусловлено различными силами — от ван-дер-ваальсовых до химических. Силы ковалентных связей начинают действовать на расстояниях между атомами и молекулами, не превышающих 0,5 нм. Действие ионных и ван-дер-ваальсовых сил проявляется на более дальних расстояниях — приблизительно от 1 до 100 нм. Отсюда четко видна необходимость первой стадии процесса адгезии [13, 35].

Постадийное рассмотрение процесса адгезии позволяет сделать заключение, что между жидкостью и твердым телом может быть достигнута максимальная адгезия, так как между такими фазами обеспечивается полный контакт [26].

Различают несколько механизмов (и соответственно теорий адгезии) в зависимости от природы взаимодействующих тел и условий, при которых происходит адгезия. Механическая адгезия осуществляется путем затекания в поры и трещины поверхности твердого тела жидкого адгезива, который затем затвердевает, обеспечивая механическое зацепление с твердым телом. Согласно молекулярному (адсорбционному) механизму адгезия возникает под действием межмолекулярных ван-дер-ваальсовых сил и водородных связей. Для такой адгезии приложимо известное правило сходства веществ по полярности: чем ближе по полярности адгезив и субстрат, тем более прочен контакт между ним. Электрическая теория связывает адгезию с

возникновением двойного электрического слоя на границе раздела между адгезивом и субстратом. Отслаивание, как и раздвижение обкладок конденсатора, вызывает увеличение разности электрических потенциалов, которое обуславливает прочность адгезионного контакта. Диффузионный механизм предусматривает взаимное проникновение молекул и атомов в поверхностные слои взаимодействующих фаз. Процесс диффузии приводит как бы к размыванию границы раздела фаз, взаимному их растворению в местах контакта. Отдельно выделяется механизм, обусловленный химическим взаимодействием при адгезии. В конкретных условиях один из механизмов может преобладать, чаще же механизм адгезии является смешанным [46, 81].

Высокий показатель адгезии у буровых растворов может привести к ряду осложнений и аварий, таких как прихват бурильного инструмента в результате прилипания колонны к стенке скважины или образование сальников на бурильном инструменте.

Поскольку применительно к буровым растворам рассматривается адгезия на границе раздела фаз жидкость – твердое тело, необходимо рассмотреть и другое родственное явление, а именно смачивание. Адгезия и смачивание сопровождают друг друга и соответствующим образом характеризуют межфазное взаимодействие [98].

Смачивание — явление, возникающее при контакте твердых тел с жидкостями в результате молекулярного взаимодействия между ними.

По характеру смачивания можно строго разделить все твердые тела на две группы — гидрофильные, лучше смачивающиеся водой, чем углеводородами, и гидрофобные, наоборот, лучше смачивающиеся углеводородами.

Глинистые растворы относятся к гидрофильным системам. Гидрофильность глинистых минералов оценивается различными формами связанной воды. По величине и природе энергии связи П.А. Ребиндер

различает четыре формы связи воды с дисперсными материалами: 1) химически связанная вода; 2) адсорбционно связанная вода; 3) капиллярно связанная вода; 4) свободная вода, механически захваченная дисперсной структурой и заполняющая поровое пространство [81].

Природа гидрофильности глинистых минералов детально выяснена в работах Ф.Д. Овчаренко и его учеников [7, 16]. Согласно проведенным исследованиям можно полагать, что водородная связь играет основную роль при взаимодействии воды с поверхностью глинистых минералов. Особенности структуры глинистых минералов и наличие на их поверхности многочисленных гидроксильных или кислородных атомов обуславливают ориентацию гидроксильных групп молекул воды относительно поверхности минералов и возникновение водородной связи. Количество связанной воды, отнесенное к единице массы глины, характеризует размеры эффективной удельной поверхности и гидрофильность глины. С увеличением удельной поверхности глинистых минералов количество связанной воды растет.

Одним из основных свойств бурового раствора является обеспечение смазывающего эффекта в процессе бурения. При этом действие смазочных добавок распространяется на смазку долота, снижение фазовой проницаемости фильтра через корку и проницаемости приствольного участка, а, следовательно, ведет к уменьшению коэффициента сопротивления страгиванию бурильной колонны по корке и фрикционного взаимодействия трущихся пар. Смазочные свойства бурового раствора можно определить по величине коэффициента трения, а также показателя липкости фильтрационной корки.

Коэффициент трения определяет взаимодействие между бурильным инструментом и буровым раствором, стенкой скважины, обсадной колонной, фильтрационной коркой. Помимо этого буровые растворы в определенной степени являются смазывающим флюидом для механических частей КНБК, а именно долот и забойных двигателей. В настоящее время под смазочной



способностью понимают способность формировать на контактирующих поверхностях граничные слои, которые характеризуются низким напряжением сдвига и высоким напряжением на сжатие. Граничные слои могут быть представлены поверхностно-активными веществами, углеводородными жидкостями, а также гидрофобизирующими материалами. Если граничный слой представлен ПАВ, то коэффициент трения снижается в результате незначительных взаимодействий между углеводородными радикалами. Этим же механизмом объясняется использование углеводородных жидкостей. Более подробно механизм воздействия различных реагентов и материалов на смазочную способность бурового раствора будет рассмотрен в следующих главах. Анализ коэффициента трения для буровых растворов различного состава приведен в практической части работы.

### **1.3.2 Адсорбционные процессы на твердой поверхности**

Из происходящих в поверхностях раздела фаз явлений, связанных с некомпенсированной поверхностной энергией, большое значение для получения и регулирования свойств буровых промывочных и тампонажных растворов имеет адсорбция. Адсорбция — это явление самопроизвольного повышения концентрации газообразного или растворенного вещества на поверхности твердого тела или жидкости в гетерогенных (неоднородных) системах. Различают физическую, или ван-дер-ваальсову, адсорбцию и химическую, или хемо-сорбцию. Физические явления связаны с избытком свободной энергии в поверхностном слое и наличием поверхностного натяжения. Химические поверхностные явления связаны с адсорбцией на поверхности твердого тела или жидкости с последующим химическим взаимодействием [1, 40].

В физико-химии буровых растворов велика роль как физических, так и химических поверхностных явлений. Они обуславливают такие свойства

этих систем, как устойчивость к коагулирующему действию электролитов, структурно-механические показатели. С адсорбционными явлениями связан механизм действия реагентов-стабилизаторов и понизителей вязкости [49]. Адсорбционные слои при физической адсорбции имеют природу ван-дер-ваальсовых (межмолекулярных) сил, т.е. электрическую. Физическая адсорбция всегда обратима и протекает самопроизвольно.

Ниже рассмотрены основные современные положения теорий адсорбции.

Теория Ленгмюра позволяет учесть отклонения, связанные с ограничением адсорбционного объема или поверхности адсорбента. Ограниченность этого параметра приводит к адсорбционному насыщению поверхности адсорбента по мере увеличения концентрации распределяемого вещества.

Однако, связанные с этим заключения можно использовать только при адсорбции в мономолекулярном слое. Это условие выполняется при хемосорбции, физической адсорбции газов при меньшем давлении и температуре выше критической.

В теории Поляни сделано допущение, что практически все адсорбированное вещество находится в жидком состоянии.

В большинстве случаев мономолекулярный адсорбционный слой не компенсирует полностью избыточную поверхностную энергию и поэтому остается возможность влияния поверхностных сил на второй и т.д. адсорбционные слои. Это реализуется в том случае, когда газы и пары адсорбируются при температуре ниже критической, т.е. образуются полимолекулярные слои на поверхности адсорбента, что можно представить как вынужденную конденсацию.

В результате этих представлений была выведена следующая формула, которая получила название «Уравнение полимолекулярной адсорбции БЭТ»:

$$A = \frac{A_{\infty} C \frac{P}{P_s}}{\left(1 - \frac{P}{P_s}\right) \left[1 + (C - 1) \frac{P}{P_s}\right]} \quad (1.3),$$

где  $C = \frac{K_p}{K_L}$ ;

$K_L = a_{жс}/a_n$  – константа конденсации пара;

$a_{жс}$  – активность вещества в жидкости;

$a_n$  – активность вещества в состоянии насыщенного пара;

$a_n = P_s$ .

Теория БЭТ лучше всего согласовывается с адсорбцией твердых веществ, растворенных в буровой жидкости на бурильных трубах и, в определенной степени, на фильтрационной корке [40].

### 1.3.3 Граничные слои и поверхностные пленки

Чтобы определить, каким образом формирование граничных слоев влияет на смазочные свойства бурового раствора, необходимо понять, что же именно собой представляет граничный слой и какова его структура.

А. С. Ахматов рассматривает формирование граничных смазочных слоев как одно из явлений кристаллизации [40]. Граничные слои, по мнению А. С. Ахматова, представляют собой моно- или поликристаллические тела, возникающие за счет зародышевой функции первичного слоя. В настоящее время нет общепризнанной точки зрения на толщину граничного слоя. Некоторые исследователи считают, что она близка к радиусу действия мономолекулярного слоя. По-видимому, толщина таких граничных слоев неодинакова у различных веществ и зависит от их физико-химического состояния. Образование сравнительно толстых поверхностных слоев можно объяснить, если допустить, что влияние поверхности передается через прилежащие к ней молекулы. 2—3 ряда молекул ориентируются

непосредственно соседней фазой и индуцируют ориентацию остальных молекул поверхностного слоя. Б. В. Дерягин и Е. Ф. Пичугин считают, что смазочные пленки образуют граничные фазы с отчетливыми поверхностями раздела [40].

Смазочные материалы в очень тонких слоях под двусторонним влиянием поверхностей трущихся металлов обнаруживают исключительные антифрикционные свойства. Молекулы смазочных веществ в граничных слоях обеспечивают достаточно большую прочность на сжатие и легкость сдвигов в горизонтальном направлении. Этим и объясняются небольшие коэффициенты трения при скольжении смазанных поверхностей.

В соответствии с адсорбционной моделью, чем выше адсорбция смазочной среды на металле, тем лучше ее противоизносные свойства в граничном режиме трения [40]. Однако адсорбционные модели износа пригодны только для относительно мягких режимов трения в смазочной среде, не содержащей химически активных реагентов. А поскольку буровой раствор зачастую содержит в себе достаточное количество различных агрессивных добавок это существенно изменяет специфику поведения граничных смазочных слоев. В этом случае адсорбция не всегда приводит к снижению износа.

Силы Ван-дер-Ваальса определяют характер взаимодействия поверхностей трения с химически инертными компонентами смазочной среды, т. е. адсорбционный эффект. Они определяют структуру и свойства граничных смазочных пленок на поверхностях трения. Особенностью взаимодействия сил Ван-дер-Ваальса является слабая энергия связи, которая на два-три порядка ниже энергии химических связей. Поэтому все структуры, обусловленные этой связью, малоустойчивы и имеют сравнительно низкие температуры плавления.

Физические свойства граничных слоев или пленок существенно отличаются от свойств объемных образцов из того же вещества, что связано с влиянием, как свободной поверхности, так и границы между пленкой и

подложкой на процесс формирования пленки. Поверхностные и граничные слои часто характеризуются дальним порядком расположения ориентированных молекул, что ведет к образованию ориентированных макроструктур [40].

Механические свойства граничных слоев тесно связаны с адсорбированными молекулами. Если они практически отсутствуют, то специфическая поверхностная вязкость не имеет места или простирается на слои толщиной только в несколько молекул. Б. В. Дерягин и Е. Ф. Пичугин предполагают, что повышение вязкости в граничных слоях по сравнению с объемом имеет место в тех случаях, когда молекулы ориентированы перпендикулярно к поверхности, а снижение вязкости - когда они ориентированы параллельно поверхности [1].

Одним из примеров реального использования ориентированных граничных слоев органических жидкостей являются смазывающие процессы, которые и будут рассмотрены подробно. Исследования в этой области показали, что силовое поле твердого тела не экранируется первым слоем молекул жидкости. Но ориентация молекул полярной жидкости в первом приграничном к твердой поверхности слое играет роль “затравки”, организующей ориентацию последующих слоев. Механизмом, реализующим этот эффект, может являться взаимодействие молекулярных диполей с образованием нейтральных в целом “цепочек”, перпендикулярных к поверхности контакта. Подобные соображения стали основой эмпирической поляризационной теории де Бура и Цвиккера, показавшей как локальное короткодействие, распространяясь в жидкости путем индуцирования дипольных моментов в соседних слоях, порождает дальнедействующие силы, упорядочивающие большие объемы вещества [104]. Поэтому в граничных слоях структура жидкостей изменяется по сравнению с объемной, и тем сильнее, чем выше ее полярность и размер молекул растворенного в ней

вещества. В то же время, граничные слои переходят по мере удаления от твердой подложки в объемную жидкость, что делает актуальной задачу адекватного описания и этого явления. Таким образом, основываясь на молекулярно-механических представлениях о трении, можно сделать вывод, что действие смазывающего материала заключается в образовании на поверхностях трения адсорбированных или хемосорбированных пленок, в результате чего между поверхностями уменьшаются сила трения и (или) интенсивность изнашивания.

#### **1.3.4 Поверхностно-активные вещества**

Адсорбция ПАВ на поверхности твердых тел имеет важное значение для многих технологических процессов, например при диспергировании твердых тел в водных средах, в моющем действии, при солюбилизации различных химических веществ и др. Таким образом, адсорбция ПАВ в подобных системах является важнейшей характеристикой, определяющей их свойства [1].

Адсорбция ПАВ зависит главным образом от двух факторов: от взаимодействия ПАВ с поверхностью и от гидрофобности ПАВ, обеспечивающей так называемый гидрофобный эффект. Было установлено, что этот эффект является главной движущей силой адсорбции ПАВ в большинстве случаев. Например, взаимодействие ПАВ с поверхностью играет небольшую роль, если эти поверхности гидрофобны, поскольку молекулы ПАВ адсорбируются на гидрофобных поверхностях за счет образования контактов гидрофобных участков молекул с поверхностью, а гидрофильные группы остаются в контакте с раствором [40].

Поверхностно-активные вещества могут адсорбироваться на поверхности твердого тела различным образом. Так на неполярных поверхностях они образуют гидрофобные контакты с поверхностью (рисунок 1.2.,а), а на

полярных поверхностях с образованием контактов полярных групп ПАВ с поверхностью (рисунок 1.2.,б).

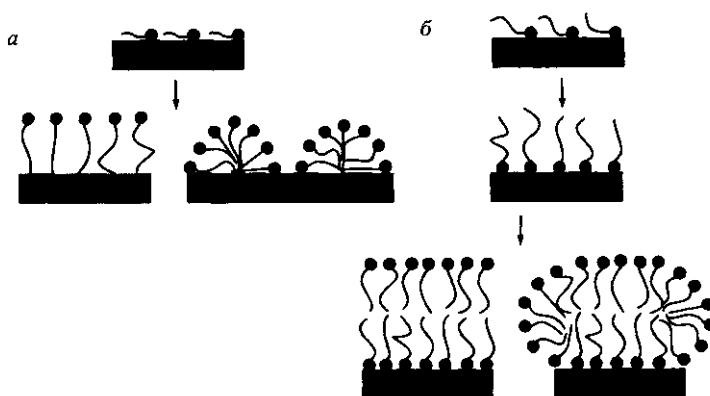


Рисунок 1.2 Адсорбция ПАВ

В том случае, если адсорбция происходит при высоких концентрациях, а между полярными группами ПАВ и поверхностью наблюдается притяжение умеренной силы, на поверхности возникают мицеллы или другие агрегаты ПАВ из-за гораздо более сильного притяжения между гидрофобными частями молекул. Образование агрегатов на поверхности контролируется балансом взаимодействий полярных групп с поверхностью и гидрофобных радикалов ПАВ друг с другом [40].

Поскольку критический параметр упаковки (далее КПУ) отражает как раз баланс взаимодействий между гидрофобными частями молекул и их полярными группами, КПУ регулирует и адсорбцию ПАВ независимо от степени гидрофильности или гидрофобности поверхности. Адсорбция, как правило, увеличивается при увеличении КПУ, так как при этом молекулы ПАВ упаковываются на поверхности более плотно и с большим выигрышем в энергии [1].

Таким образом, при разработке научно обоснованных рекомендаций по модификации граничных слоев необходимо учитывать действие, оказываемое

на механизм их образования, такими процессами как адсорбция, в частности адсорбция поверхностно-активных веществ. Уделять внимание мероприятиям, позволяющим увеличить параметр упаковки молекул ПАВ для увеличения адсорбционного эффекта и, как следствие укрепления структуры граничных слоев, спроектировать процесс приготовления и обработки бурового раствора таким образом, чтобы максимизировать адсорбционный эффект реагентов, в том числе смазочных добавок и ПАВ для достижения необходимых смазочных характеристик.

#### **1.4 Способы и технологии предупреждения сальникообразования**

В связи с тем, что образование сальников может происходить как в процессе бурения, так и при спуско-подъемных операциях, следует рассмотреть не только методы предупреждения их возникновения в первом случае, но и факторы, в той или иной степени влияющие на характеристику фильтрационной корки. В процессе бурения минимизация воздействия выбуренной породы может достигаться понижением влажности шлама путем повышения минерализации промывочной жидкости, либо, наоборот, избыточным разжижением твердой фазы для упрощения процесса смывания уже образовавшегося сальника [42, 99, 103, 105]. Минимизация риска возникновения сальника в процессе СПО в первую очередь основывается на контроле качества и количества твердой фазы, участвующей в образовании фильтрационной корки [8, 48, 75].

##### **1.4.1 Влияние компонентного состава твердой фазы в фильтрационной корке на процесс возникновения сальника.**

Содержание в буровом растворе твердой фазы того или иного типа оказывает значительное влияние на свойства фильтрационной корки. Проницаемость фильтрационной корки бурового раствора также зависит от



гранулометрического состава и содержания твердой фазы в растворе. Изменение свойств фильтрационной корки, в зависимости от типа твердой фазы приведено на рисунке 1.3.

Обогащение бурового раствора твердой фазой происходит в основном при разбурировании глинистых пород, легко диспергирующихся и переходящих в раствор. Такое перенасыщение мелкодисперсными частицами приводит к росту вязкости и предельного статического напряжения сдвига [3].

Необходимо отметить, что толстая и плотная фильтрационная корка, образующаяся при перенасыщении бурового раствора коллоидной фазой ведет к ряду опасных последствий, связанных с уменьшением зазора между бурильным инструментом и стенкой скважины [60]. При этом плотную корку затруднительно смыть при циркуляции бурового раствора, в отличие от более рыхлой, внешний слой которой постоянно обновляется во время циркуляции бурового раствора [36].

В меньшей степени толщина глинистой корки зависит от размера и гранулометрического состава частиц [37, 44, 64]. От этих параметров зависят пористость корки и отношение ее суммарного объема к объему зерен. Важность этих эффектов была подтверждена Бо, который измерял пористость фильтрационных корок, образованных смешиванием стеклянных шариков девяти размеров. В результате этих исследований было установлено следующее: минимальную пористость получали при равномерной градации частиц по размерам, так как самые мелкие частицы плотно закупоривали поры между более крупными частицами [85].

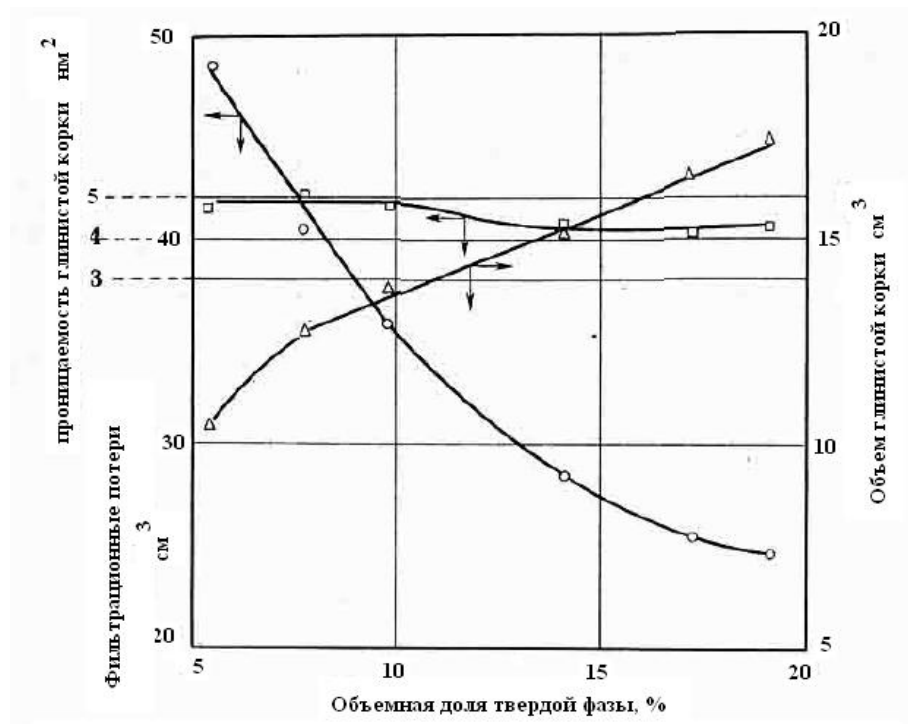


Рисунок 1.3 Изменение объема фильтрата, объема глинистой корки и ее проницаемости в зависимости от объемной доли твердой фазы в суспензии

Смеси с расширенным диапазоном линейного распределения частиц по размерам обеспечивали наименьшую пористость, а избыток мелких частиц приводил к меньшей пористости, чем избыток крупных частиц. Можно ожидать, что инертные твердые частицы, которые по форме приближаются к сферическим, в буровых растворах ведут себя примерно так же. Поведение коллоидной фракции больше зависит от формы частиц и электростатических сил [90].

Проницаемость фильтрационной корки является основным параметром, от которого зависит как статическая, так и динамическая фильтрация. Она более точно отражает механизм фильтрации в скважине, чем любой другой параметр. В качестве параметра для оценки фильтрационных свойств буровых растворов с различной объемной долей твердой фазы, проницаемость фильтрационной корки обладает существенным преимуществом над объемом фильтрата, поскольку, как следует из рисунка 1.3, она не зависит от объемной доли твердой фазы (не-

большое увеличение проницаемости при низкой объемной доле твердой фазы, показанное на рисунке 1.3, связано с осаждением крупных частиц) [37, 44, 85].

#### 1.4.2 Влияние типа и концентрации утяжелителя на вероятность образования сальника.

Одним из важных компонентов бурового раствора, определяющих его прихватоопасность, является утяжелитель. Исследованиями установлено, что более абразивны магнетит, гематит, менее – барит, карбонат. С увеличением абразивности растет фрикционная способность. Абразивность утяжелителя тем больше, чем крупнее его помол [82]. Таким образом, можно отметить, что из растворов с практически одинаковым содержанием утяжелителя формируются фильтрационные корки, коэффициенты страгивания и сила прихвата которых значительно отличаются. Это хорошо заметно по таблице 1.1, приведенной ниже:

Таблица 1.1 – Влияние утяжелителя на силу прихвата

| Скважина         | Утяжелитель     | Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup> | Коэффициент сопротивления | Сила прихвата через 3 часа, кН |
|------------------|-----------------|---------------------------------------|---------------------------|--------------------------------|
| №20, Лабинская   | Барит (50,5%)   | 1710                                  | 0,175                     | 2100                           |
| №160, Левкинская | Гематит (50,9%) | 1980                                  | 0,285                     | 3300                           |

Мало изучен вопрос о влиянии коллоидальности раствора на его прихватоопасность. Известно, что качество глин определяется коэффициентом коллоидальности  $K$ , величина которого колеблется от 0,2 до 0,96. В приведенных растворах содержание коллоидальных частиц  $C_k$  колебалось в пределах 4 – 10,5%.

$$C_k = \Gamma \cdot K \quad (1.4)$$

где  $\Gamma$  – содержание глины, %

Поскольку коллоидальность определяет гидропроводность корки, она влияет и на ее прихватоспособность. Исследования, методика проведения которых описана в работе А.К. Самодея, показали, что при одинаковой плотности раствора снижение коллоидальности  $C$  ниже 6 % интенсивно ускоряет рост сил прихвата, а при  $C=6\div 10$  % силы прихвата практически не изменяются [85, 90].

Для снижения прихватных свойств буровых растворов важно улучшать их очистку от выбуренной породы. При прочих равных условиях растворы с высокой концентрацией выбуренной породы имеют меньше коллоидной фазы и больше абразивных частиц, формируют толстые и проницаемые корки, следовательно, более прихватоопасные [33]. Практика бурения в ряде районов страны, где уделяется повышенное внимание очистке и обработке буровых растворов, показала, что прихваты, вызванные действием перепада давления стали более редким явлением, чем в тех районах, где очистке раствора уделялось меньше внимания [77].

Соответственно из перечисленного выше следует, что буровой раствор на водной основе будет наименее прихватоопасным, если при его приготовлении будет использован качественный глинопорошок с высоким коэффициентом коллоидальности, при этом содержание в нем коллоидных частиц должно колебаться в пределах не более 6 – 8 %, но содержание твердой фазы должно быть минимальным, т.е. буровой раствор должен быть качественно очищен от шлама [39].

### **1.4.3 Химическая обработка**

Обработка химическими реагентами проводится для обеспечения тех или иных качественных показателей, но основное ее назначение — стабилизация бурового раствора как дисперсной системы либо изменение структурно-механических свойств этой системы. Эти две задачи взаимосвязаны.

Под стабилизацией бурового раствора понимается приведение его в устойчивое состояние. Сущность процесса стабилизации — предотвращение укрупнения (агрегирования) твердой фазы за счет гидрофильности частиц, адсорбционной защитной пленки и соответствующего заряда оболочек [97].

Минерализация бурового раствора повышается как за счет проявлений пластовых вод, так и вследствие проходки каменных солей, ангидритов, гипсов. Она может вызвать изменение как структурно-механических, так и фильтрационных показателей.

Для регулирования свойств буровых растворов используются добавки, которые делятся на следующие группы: поверхностно-активные вещества, снижающие липкость корок; смазочные добавки, влияние которых подробно рассмотрено ниже; а также пеногасители и утяжелители, проявляющие относительную инертность к рассматриваемым в работе процессам [87].

Результаты исследования систем промывочных жидкостей различного состава и фильтрационных корок, образуемых ими, представлены в четвертой главе данной работы,

### **1.4.4 Классические смазочные композиции и современные смазочные материалы**

Наиболее эффективным методом повышения смазочных свойств фильтрационной корки является введение в буровой раствор различных смазочных добавок и композиций. Поскольку они снижают фазовую

проницаемость фильтрата через корку и проницаемость приствольного участка, а, следовательно, уменьшаются коэффициент сопротивления страгиванию бурильной колонны по корке и фрикционное взаимодействие трущихся пар [11].

В основе смазывающего действия, как было сказано выше, лежит адсорбционный эффект. Действие реагента как смазывающей добавки зависит от его способности адсорбировать на металле и сопротивляться выдавливанию при сближении трущихся поверхностей инструмента.

Применение смазывающих добавок особенно рационально при бурении скважин в интервалах, представленных мягкими породами и породами средней твердости, т.е. там, где опора изнашивается раньше, чем вооружение долота. Особенно эффективны такие добавки при бурении на большой глубине, когда значительно увеличивается время СПО. В качестве специальных технических добавок применяются различные технические продукты [13].

Экспериментально установлено, что гидрофильные смазочные добавки незначительно снижают адгезию корок к металлам, поскольку эти добавки, будучи водорастворимыми, частично отфильтровываются с дисперсионной средой бурового раствора, а смазочные слои, образовавшиеся и оставшиеся на глинистых частицах, малопрочны и легко вытесняются или разрушаются под действием нормальной нагрузки, обусловленной действием перепада давления и усилиями прижатия бурильного инструмента к стенке скважины.

Гидрофобные смазочные добавки, в том числе жирные и синтетические кислоты, их кубовые остатки, (а также применяемая в прошлом нефть) более эффективно снижают адгезию. Специальные смазочные добавки являются прослойкой, разделяющей глинистые агрегаты, и гидрофобизируют их. Введение в суспензию углеводородной фазы вызывает появление в ней и фильтрационной корке сопряженных суспензионно-эмульсионных структур. Вследствие олеофильности на металлических поверхностях при контакте с

углеводородными фазой, а также в корке возникают прочные смазочные слои, сохраняющиеся даже при действии весьма значительных тангенциальных или нормальных напряжений. Известно, что в большинстве случаев введение 5 – 7 % гидрофобных смазок в 20 %-ную глинистую суспензию снижает адгезию корок втрое. Дальнейшее же увеличение ее содержания в глинистой суспензии практически не ведет к снижению адгезионных сил [17, 18].

Смазочные добавки создают на поверхностях раздела труб с коркой или породой жидкостные прослойки и обеспечивают гидравлическую связь между ними и заполняющим скважину буровым раствором. Это приводит к значительному выравниванию действующего в зоне контакта перепада давлений, прижимающего трубы к стенке скважины, и к резкому уменьшению усилий отрыва и сдвига [96].

Исследованиями адгезии глинистых фильтрационных корок к металлам установлено, что основные выводы о закономерностях изменения прочности структур корок и факторах, влияющих на них, относятся и к адгезионным свойствам. Здесь действуют те же закономерности (усиление адгезии с ростом перепада давления), но лишь до 20 – 40 кгс/см<sup>2</sup>, когда достигаются максимальное уплотнение и упрочнение корок, предельные значения адгезии в первые 30 – 40 минут контакта, усиление адгезии по мере перехода к глубинным слоям корки и т.д. [89].

Помимо упомянутых выше смазочных добавок представляется возможным использовать смазочные композиции на основе газовой сажи [11]. Использование газовой сажи в качестве лиофильного наполнителя углеводородной дисперсии предопределено ее химической природой и микроструктурой. Товарная газовая сажа на 98 – 99 % состоит из углерода. Ее частицы, размером 9 – 600 мкм, имеют сферическую форму и называются первичной структурой. Цепочки, образованные из этих частиц называются вторичной структурой. Физико–химические свойства сажи зависят также от

способа и условий ее получения и используемого сырья. При этом следует иметь в виду, что использование гранулированной сажи связано с трудностями в процессе приготовления, при приготовлении ее необходимо тщательно диспергировать, иначе может произойти слипание сажевых частиц между собой.

Смазочные композиции на основе газовой сажи представляют собой 10 – 50 % дисперсии газовой сажи в жидких углеводородах (газовом конденсате, нефтепродуктах), а также отходах их переработки (мазут). В целях улучшения адгезионных свойств, повышения стабильности и эмульгирующей способности композиция может содержать ПАВ [11].

Обработка бурового раствора смазочной композицией приводит к уменьшению толщины фильтрационной корки, снижению ее структурно-механических характеристик, а испытания, проведенные на Усинском месторождении, показали, что для поддержки на заданном уровне смазочных свойств буровых растворов расход сажи составляет всего 1,5 – 2,0 кг на 1 метр проходки. На НГКМ «Бованенково» в настоящее время применяется смазочная добавка СМЭГ-5. Она является достаточно новой разработкой и обладает улучшенными смазочными свойствами относительно применяемых ранее аналогов. Одновременно с этим она обладает ингибирующими свойствами. Сохраняет текучесть при низких (до  $-30^{\circ}\text{C}$ ) температурах. Применяется в процессе бурения для снижения липкости и коэффициента трения глинистой корки, для профилактики сальникообразования, в качестве противоприхватной добавки. Рекомендуется производить дополнительную обработку бурового раствора перед спуском обсадной колонны [11].

Таким образом, эффективность буровых растворов, применяемых в условиях повышенной опасности прихвата бурильного инструмента в интервалах сальникообразования, может быть увеличена при снижении



содержания коллоидной фазы, возможно даже переходом к безглинистым составам.

Однако помимо применения дополнительных реагентов, таких как смазочные добавки, необходимо уделять особое внимание структурно-механическим и реологическим свойствам бурового раствора. Классические и современные методики контроля состояния качества промывочных жидкостей были описаны выше, но целью работы ставился поиск более удобного и оперативного комплексного контроля над состоянием промывочной жидкости, особенно с целью минимизации рисков возникновения сальников. Кроме того осуществлялся поиск критических параметров для обеспечения максимально возможного качества бурения, а также оптимизация существующих методов сопровождения бурового раствора в процессе бурения преимущественно в интервалах залегания активных, слабо - или нелитифицированных глинистых отложений.

Реологические (равно как и фильтрационные, и многие другие свойства бурового раствора) во многом зависят от размера, формы и молекулярного строения взвешенных в нем частиц [27, 31]. В текущем исследовании наиболее важным является рассмотрение коллоидных частиц (размером 0,05-1 мкм), поскольку именно они в большей степени влияют на структурно-механические характеристики промывочной жидкости. Особенно активными коллоидами являются глинистые минералы [50, 60]. Режим течения буровых растворов ближе всего подпадает под действие закона Бингама, согласно которому для начала течения жидкости, к ней должно быть приложено определенное усилие. Поэтому график консистенции бингамовской пластичной жидкости должен описываться двумя параметрами – предельным динамическим напряжением сдвига и пластической вязкостью [100]. Таким образом исследование зависимости ряда параметров бурового раствора от пластической вязкости становится одним из наиболее важных этапов в формировании и

усовершенствовании методик контроля и регулирования свойств промывочной жидкости.

В настоящее время при составлении рецептур и приготовлении буровых растворов используется огромный спектр химических реагентов и материалов. Многие из них оказывают влияние на показатель пластической вязкости (PV). Однако в ходе контроля параметров бурового раствора в полевых условиях для поддержания их в рамках программных значений концентрация каждого реагента выдерживается приблизительно на одном уровне. По крайней мере рост пластической вязкости, связанный с вводом в буровой раствор реагентов-пластификаторов не может остаться незамеченным инженером по буровым растворам. Другое дело, что зачастую рост пластической вязкости связан с наработкой глинистой коллоидной фазы, причем рост в типовых растворах происходит, как правило, подчиняясь определенной зависимости. Отсюда хотелось бы сделать вывод и наглядно продемонстрировать, что для удобства расчета степени загрязнения бурового раствора наработанной глинистой фракцией возможно использование зависимости показателей пластической вязкости от МВТ бурового раствора (адсорбционная емкость, демонстрирующая содержание неорганических коллоидов в буровом растворе, а именно глинистой фазы).

В настоящее время для предотвращения сальникообразования применяются различные детергенты, которые образуют тонкую пленку на поверхности металлов и снижают силы поверхностного натяжения на границе контакта металл-выбуренная порода.

В породах, склонных к сальникообразованию, рекомендуется применять равнопроходную конструкцию низа бурильной колонны, обеспечивающую высокую скорость восходящего потока. Следует исключать ступенчатые диаметры открытого ствола скважины

При бурении в горных породах, способствующих сальникообразованию на элементах КНБК, рекомендуется использовать калибраторы с прямыми лопастями.

Образующийся шлам должен удаляться своевременно, иначе его накопление приведет к сальникообразованию и даже закупорке инструмента или затрубного пространства. При этом следует помнить, что условиях высокой вероятности сальникообразования необходим турбулентный режим течения раствора в кольцевом пространстве.

Помимо совершенствования технологии приготовления и управления параметрами буровых растворов положительный эффект может оказать разработка новых и совершенствование текущих аспектов технологии бурения, например применение элементов бурильной колонны из композитных материалов.

### **1.5 Цель и задачи исследования**

Таким образом, одним из путей снижения рисков возникновения аварийной ситуации является регулирование состава и технологических свойств бурового раствора. Анализ опыта строительства скважин в слаболитифицированных глинистых породах показал, что интенсивность наработки бурового раствора, с последующим ростом адгезионных, структурно-механических характеристик, а также увеличением сопротивления страгивания бурильного инструмента по стенке скважины может быть значительно уменьшена при усовершенствовании технологии приготовления и контроля параметров бурового раствора. Особенно за счет усовершенствования имеющихся рецептур (вплоть до перехода на более совершенные системы), а также применения добавок различного механизма действия.

Исходя из вышесказанного, **целью** данной работы является совершенствование технологии управления реологическими, адгезионными и

смазочными свойствами «условно-безглинистых» буровых растворов в интервалах слаболитифицированных глинистых пород, а также разработка рекомендаций по предупреждению формирования и разрушению сальников.

Основные задачи исследований:

1. Анализ теоретических представлений о физико-химических процессах при углублении в слаболитифицированных глинистых породах с применением безглинистых биополимерных буровых растворов на водной основе.

2. Исследование степени изменения реологических, адгезионных и смазочных свойств «условно-безглинистых» буровых растворов в условиях наработки коллоидной фазы.

3. Лабораторные и промысловые исследования по оптимизации состава «условно-безглинистых» буровых растворов при углублении скважин в интервалах, осложненных высокой вероятностью образования сальников.

4. Разработка технологических рекомендаций по управлению адгезионно-смазочными и реологическими свойствами промывочных жидкостей в слаболитифицированных глинистых породах.

## **2 Методические подходы к оценке адгезионных взаимодействий бурильной колонны с компонентами бурового раствора и выбуренной породой.**

Необходимость разработки новых методик оценки и управления реологическими, структурно-механическими, фрикционными свойствами буровых растворов, а также адгезионными взаимодействиями между бурильной колонной и компонентами промывочной жидкости, заставляет проанализировать существующие классические методики.

При прохождении участков таких пород огромное внимание стоит уделять структурно-механическим и реологическим характеристикам бурового раствора, для оценки которых в работе использованы стандартные сертифицированные приборы [76].

### **2.1 Методы оценки реологических, структурных и смазочных свойств буровых растворов.**

Реологические и структурно-механические параметры бурового раствора измеряются с применением ротационных вискозиметров (приборы внесены в Государственный Реестр средств измерений, регистрационный номер 35936-07). Последние в настоящее время представлены преимущественно моделями производства Ofite и Fann (отечественный аналог - ВСН-3) [79]. Вискозиметры с прямыми показаниями — инструменты ротационного типа, приводимые в движение либо при помощи электродвигателя, либо вручную. Буровой раствор заливается в кольцевое пространство между двумя концентрическими цилиндрами. Внешний цилиндр или роторная гильза (втулка) движется при постоянной скорости вращения — ротационной скорости. Вращение роторной втулки в жидкости вызывает вращающий момент на бобе (грузике) или внутреннем цилиндре. Вращательное движение внутреннего цилиндра сдерживается торсионной пружиной, а микромер, соединенный с внутренним цилиндром, показывает

его перемещение. Константы инструмента подогнаны таким образом, что пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига получаются использованием показаний прибора при скоростях вращения роторной гильзы 600 и 300 об/мин. Имеются программируемые модели. Ротационные вискозиметры разных моделей представлены на рисунке 2.1.

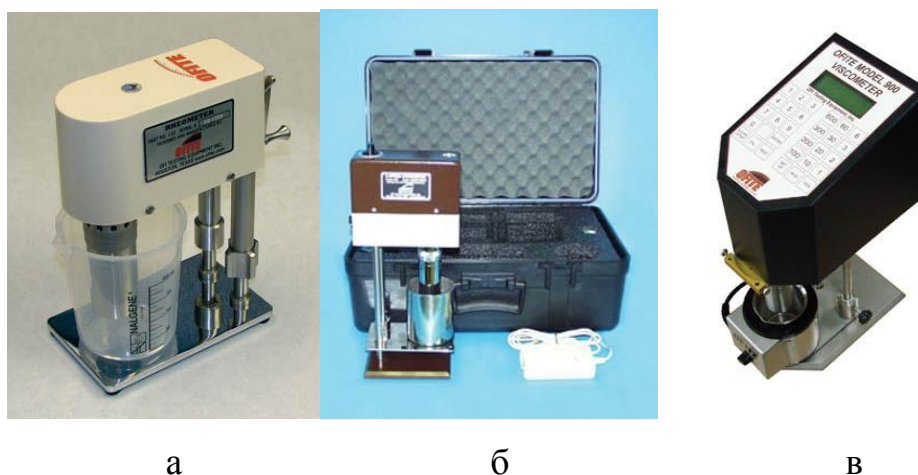


Рисунок 2.1 – Модели ротационных вискозиметров: а) ручной; б) электрический; в) программируемый.

Процедура измерения пластической вязкости и динамического напряжения сдвига (ДНС) на приборах данного типа заключается в измерении угла поворота внутреннего цилиндра при вращении его в исследуемом буровом растворе со скоростью 600 и 300 об/мин. При этом величина пластической вязкости равна разнице между двумя этими показателями.

Измерение показателя фильтрации в настоящее время производится с использованием приборов типа пресс-фильтр. Общий вид прибора представлен на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2– пресс-фильтр производства Ofite

Методика замера заключается в следующем: исследуемый буровой раствор помещают в герметичный цилиндр с проложенной в нижней части фильтровальной бумагой. После чего на него создается давление величиной 7 атм. Объем фильтрата, полученный при постоянном давлении за 30 минут и определяет показатель фильтрации исследуемой промывочной жидкости. Создание давления в разных модификациях прибора обычно производится с применением сменных баллончиков с углекислым газом, либо подключением к стационарному баллону большой емкости или в ручную при помощи насоса.

Полученные в результате исследований фильтрат и фильтрационная корка (рисунок 2.3) также подвергаются тщательному анализу с целью определения качества бурового раствора и оценки вероятных осложнений в скважине.



Рисунок 2.3 - фильтрационная корка

Фильтрационная корка, представленная на рисунке, обычно проходит измерение качественных характеристик, таких как толщина, рыхлость или плотность. При этом перед проведением анализа корка должна быть промыта водой с целью удаления остатков загущенного бурового раствора. Толщина корки может определяться при помощи обычной линейки. При необходимости получения точных значений может использоваться прибор под названием игла Вика, изображенный на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 – прибор игла Вика ИВ-2, общий вид

Исследование липкости фильтрационной корки подробно описано далее.

Химический анализ фильтрата может определить наличие различного рода примесей в буровом растворе, в том числе солей разного типа или полимерных соединений. Однако, поскольку данная работа в первую очередь посвящена процессу образования сальника нас в первую очередь интересует определение минерализации раствора, а именно анализ содержания хлорид-ионов и математический расчет хлористого калия, присутствующего в буровом растворе.

Методика определения концентрации хлорид-ионов заключается в титровании фильтрата бурового раствора 0,0282 или 0,282N растворов нитрата серебра в присутствии хромата калия. Данный тест предназначен



для измерения суммарной концентрации растворимых хлоридов в фильтрате бурового раствора. Источниками ионов хлора в растворе служат хлористый натрий, хлористый кальций и хлористый калий. Для получения корректных результатов титрования фильтрат должен иметь слегка щелочную реакцию - рН около 8,3. В процессе титрования одновременно протекают две химические реакции. Результатом первой реакции (образование хлористого серебра) служит появление белых вкраплений или молочное окрашивание раствора. Образование красного хромата серебра начинается лишь после того, как все ионы хлора оказываются связанными в хлористом серебре. После этого нитрат серебра вступает в реакцию с индикаторным раствором хромата калия, в результате чего образуется хромат серебра.

Концентрация хлорид-ионов по результатам титрования определяется по следующим формулам:

$$[Cl] = V_{AgNO_3} \cdot 1000 \quad (2.1),$$

$$[Cl] = V_{AgNO_3} \cdot 10000 \quad (2.2),$$

где  $V_{AgNO_3}$  объем нитрата серебра, пошедший на титрование, мл.

коэффициент 1000 применяется при использовании 0,0282N нитрата серебра, 10000 - при использовании 0,282N нитрата серебра.

Расчет концентрации соли определяется расчетным путем с использованием следующих формул:

$$[KCl] = 2,1 \cdot [Cl] \quad (2.3),$$

$$[NaCl] = 1,65 \cdot [Cl] \quad (2.4).$$

В случае присутствия в растворе одновременно солей нескольких видов имеется методика определения хлористого калия центрифугированием [2, 51, 68].

Важное значение в процессе контроля качества и уровня загрязнения буровых растворов имеет определение адсорбционной емкости бурового раствора, определяющее количество активных коллоидов, присутствующих в

буровом растворе, и косвенно демонстрирующее концентрацию глинистой фазы в буровом растворе [9, 19]. Методика основана на адсорбировании метиленовой сини на глинистых частицах. Адсорбционная емкость бурового раствора в отношении метиленового синего служит показателем содержания реактивных глинистых компонентов (бентонит или буровой шлам). Определение этого показателя проводят по методу MBT («methylene blue test», тест на адсорбцию метиленового синего). Адсорбционная емкость по методу MBT дает примерное представление о суммарной катионообменной емкости твердой фазы бурового раствора. Адсорбционная емкость не обязательно должна соответствовать фактической катионообменной емкости: обычно первая бывает немного меньше второй. Тест на адсорбционную емкость включает в себя добавление раствора метиленового синего к буровому раствору, обработанному перекисью водорода и 5N раствором серной кислоты. Метиленовый синий добавляют вплоть до момента насыщения, о наступлении которого свидетельствует образование "ореола красителя" вокруг капли твердой фазы на фильтровальной бумаге (рисунок 2.5). В дополнение к глинистым компонентам буровые растворы нередко содержат другие вещества, также способные адсорбировать метиленовый синий. Предварительная обработка перекисью водорода с кислотой позволяет лишить этого свойства органические материалы, такие как лигносульфонаты, лигниты, целлюлозные полимеры, полиакрилаты и др. На рисунке изображена вариация распределения тестовых капель на листе фильтровальной бумаги, а также примеры ореолов. Ввод метиленовой сини может производиться не только по 1 мл, фактический объем определяется предполагаемым содержанием коллоидной фазы и для малоглинистых растворов обычно составляет 0,1 мл. Количественное значение адсорбционной емкости по методу MBT определяется по формуле:

$$[MBT]=7,125 \cdot V_{\text{м.с.}} \quad (2.5),$$

где  $[МВТ]$  – собственно величина адсорбционной емкости,  $кг/м^3$ ,

$V_{м.с.}$  – объем метиленовой сини, пошедшей на титрование, мл

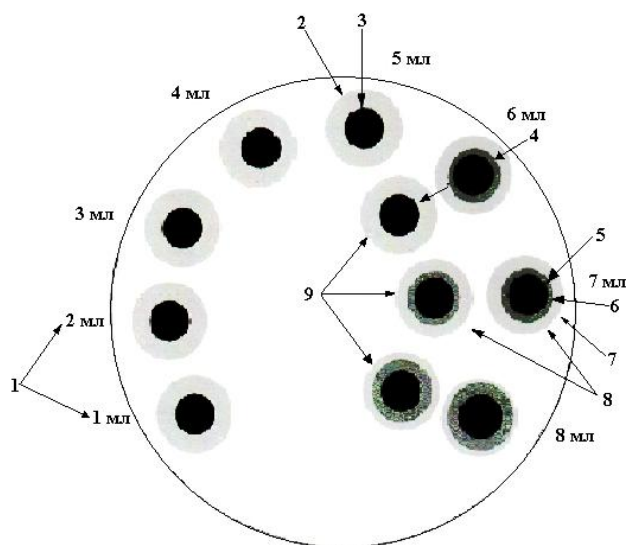


Рисунок 2.5 – Пример распределения тестовых капель на фильтровальной бумаге при определении адсорбционной емкости по методу МВТ.

Методика оценки адгезии разработана на кафедре бурения Ахмадеевым Р.Г. и Куваевым И.В. [10]. Порядок подготовки прибора к работе аналогичен измерению статического напряжения сдвига. Исключение составляет использование гладких цилиндров из различных материалов по сравнению с цилиндрами с рифленой поверхностью. При проведении исследований раствор заливается в стакан, после чего в этот стакан опускается гладкий цилиндр и прибор в течении 10 минут оставляют в состоянии покоя. Затем включается питание и наружный стакан начинает вращаться со скоростью 0,2 об/мин. При этом гладкий цилиндр начинает вращаться вместе с ним в результате адгезионного сцепления. Адгезия (напряжение сдвига, определяемого физико-химическим взаимодействием) определяется по формуле:

$$A=k\phi \quad (2.6)$$

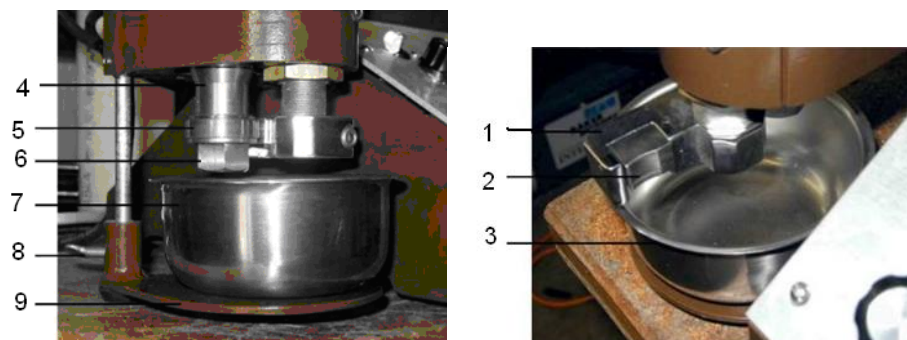
- где  $k$ -константа нити; в проведенных опытах  $k=0,287$  Па/град;
- $\varphi$ -угол поворота цилиндра, град.

Вторая часть исследований была посвящена смазочным свойствам растворов. Она выполнялась на «Тестере предельного давления и смазывающей способности» фирмы OFITE [80]. Проведенный тест заключался в оценке прочности поверхностных пленок, образуемых различными смазочными добавками. Стандартный тест на определение коэффициента смазывающей способности (номер свидетельства об аттестации КП.13.275.01.00264-2008-2011, номер в Федеральном Реестре ФР.1.28.2011.10536) заключается в приложении усилия в 150 дюйм-фунтов на жидкость, находящуюся между стальным блоком и стальным кольцом, которое вращается со скоростью 60 об/мин. Внешний вид тестера представлен на рисунке 2.6. На рисунках 2.7 и 2.8 показаны его отдельные элементы.



1 – защитный кожух ремня; 2 – чашка; 3 – рукоятка установки крутящего момента; 4 – зажим удерживающего рычага; 5 – удерживающий рычаг.

Рисунок 2.6 Тестер предельного давления и смазывающей способности OFITE [общий вид];



1 – держатель тест-блока; 2 – тест-блок; 3,7 – чашка; 4 – главный вал; 5 – тест-кольцо; 6 – стопорная гайка; 8 – винт с накатанной головкой для регулировки высоты подъема чашки; 9 – подставка для чашки.

Рисунок 2.7 - Тестер OFITE [измерительная ячейка]



Рисунок 2.8 - Детали тестера для проведения теста на смазывающую способность (слева направо): стопорная гайка; тест-кольцо; тест-блок.

Для проведения теста на смазывающую способность необходимо закрепить на сужении главного вала 4 (рис.2.7) тест-кольцо 5 (рис.2.7) при помощи стопорной гайки 6 (рис.2.7), а тест-блок 2 (рис.2.7) установить в держатель 1 (рис.2.7). После этого удерживающим рычагом 5 (рис 2.7) довести блок до кольца и затягивать зажимом 4 (рис 2.7) до значения в 150 дюйм-фунтов, закрепить в этом положении и поднять чашку с налитым в нее исследуемым раствором до полного погружения в него тест-блока и тест-кольца. Регулятор скорости выставляется на значение 60 об/мин. Показания снимаются через 5 минут работы тестера.

Третья часть исследований была посвящена определению показателя липкости фильтрационной корки [76], образуемой данными буровыми

растворами, и проводилась с использованием прибора КТК-2. Общий вид прибора показан на рисунке 2.9.

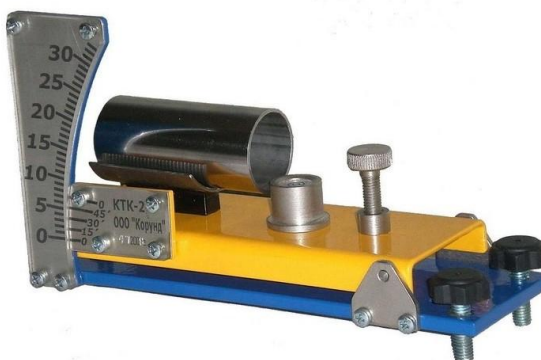


Рисунок 2.9 - КТК-2.Общий вид.

Основными частями прибора можно назвать корпус, ложе, цилиндр, измерительная шкала, винт, уровень. Суть оценки показателя липкости фильтрационной корки на приборе КТК-2 заключается в следующем:

- прибор устанавливается на ровную поверхность строго горизонтально, это отслеживается по пузырьку воздуха в уровне (необходимо, чтобы он был в центре круга). Регулируется при помощи винтов на ножках-опорах прибора;

- фильтровальная бумага с фильтрационной коркой, оставшаяся после определения показателя фильтрации на любом фильтр-прессе устанавливается на ложе прибора, сверху устанавливается цилиндр;

- при закручивании винта ложе начинает постепенно увеличивать угол положения относительно горизонтали. При этом винт закручивают до тех пор, пока цилиндр не начнет скользить по ложу. Тангенс угла, при котором цилиндр перестает удерживаться на фильтрационной корке, принимается за показатель липкости.

Нельзя не отметить, что толщина и качество фильтрационной корки зависят от содержания твердой фазы в буровом растворе, а, следовательно, как было показано выше и от пластической вязкости.

Показатель липкости, определяемый с помощью этого прибора, может находиться в пределах до 0,48.

## 2.2 Методы управления качеством буровых растворов.

Конкретное направление обработки бурового раствора зависит от рецептурного состава и причин изменения его свойств с учётом физико-химических процессов в буровом растворе. К этому направлению можно отнести комплексную технологию регулирования свойств буровых растворов, предложенную С.Ю. Жуховицким, и технологию управления свойствами бурового раствора, разработанную в институте ВНИИКРнефть (НПО «Бурение») [34].

Рассмотрим указанные выше технологии подробнее модели управления свойствами буровых растворов подробнее.

Известно, что в основу комплексной технологии регулирования свойств был положен принцип разбавления в координатах «предельное напряжение сдвига – условная вязкость» и введен «показатель коагуляции» (показатель коагуляционного структурообразования)  $P_k$ .

$$P_k = \text{CHC}_1 / \text{УВ} \quad (2.7)$$

где  $\text{CHC}_1$  – статическое напряжение сдвига за 1 минуту, дПа;

УВ – условная вязкость, с.

Однако условная вязкость уже довольно давно не является параметром, на который опираются для принятия решений по обработке бурового раствора. Предлагается обратить внимание на более информативный показатель, нежели условная вязкость – пластическая вязкость. Пластическая вязкость – показатель, зависящий от наличия в растворе твёрдой фазы, в то время как показатель  $\text{CHC}$  определяет её активность.

Кроме того, рекомендации по разбавлению водой или загущению глинистой фазой не всегда приемлемы для малоглинистых полимерных

буровых растворов. При необходимости обеспечения стабильности системы в целом, операции по разбавлению необходимо производить с применением реагентов, контролирующей фильтрацию для недопущения роста количества свободной воды в системе, тем самым, снизив дальнейшее диспергирование твёрдой фазы. Также не рекомендуется производить загущение с применением глинистой фазы (бентонита), избыток которой приведёт к нарушению стабильности системы.

Технология управления свойствами бурового раствора путем регулирования компонентного состава, предложенная НПО «Бурение» (институт ВНИИКРнефть) [70], учитывает, что фильтрационные и реологические характеристики пресной системы однозначно определяются содержанием и активностью твердой фазы и химических реагентов. При этом основными управляющими параметрами являются:

$$n = C_p K_p / C_k, \quad (2.8)$$

$$a_1 \leq P \leq a_2 \quad (2.9)$$

где  $C_k$  – содержание глины и коллоидной фазы в буровом растворе;

$C_p$ ,  $K_p$  – концентрация и коэффициент активности реагентов, входящих в состав бурового раствора.

Данная технология может служить основой для управления качеством малоглинистых полимерных буровых растворов, т.к. учитывает концентрацию твердой фазы, концентрацию и активность химических реагентов, а также определяет зависимость между концентрацией твёрдой фазы и основными физико-химическими свойствами буровых растворов. Это позволяет поддерживать баланс между содержанием твердой коллоидной фазы и концентрацией полимеров, т.к. именно эти параметры определяют, как будет себя вести система в целом: как полимерная или как глинистая. Исходя из их соотношения, и будет строиться модель управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов.



Хотелось бы уделить внимание данной методике, усовершенствованной И.Н.Пименовым [71, 72, 73, 74] и предлагаемой им для управления свойствами бурового раствора. Основное внимание в ней уделяется изменению пластической вязкости и статического напряжения сдвига за определенное время покоя, например за 10 минут ( $\text{CHC}_{10}$ ) от содержания глинистой фазы в буровом растворе.

По его мнению, с учетом показателя рН эти величины являются достаточными индикаторами изменения физико-химических и технологических свойств в полимерных буровых растворах. На основе результатов проводимых им исследований утверждалось, что стабилизация бурового раствора определенного состава обеспечивается наличием предельно допустимой для данной системы концентрации твердой фазы [91, 92], после превышения которой полимерная система приобретает свойства обычного стабилизированного глинистого раствора с высоким содержанием твердой фазы [71, 72, 73, 74].

Значения минимальной концентрации реагентов стабилизаторов и предельно допустимой концентрации твердой фазы могут контролироваться реологическими и структурно-механическими свойствами полимерных малоглинистых буровых растворов [73].

Для определения допустимых границ изменения пластической вязкости и определения критериев управления Пименов предлагает ввести следующую величину:

$$\bar{\eta} = \frac{\eta}{\eta_{исх}} \quad (2.10)$$

Где  $\bar{\eta}$  - фактическое значение и  $\eta_{исх}$  – начальное значение пластической вязкости.

Сохранение значения  $\bar{\eta}$  в пределах от 1 до 1,3 говорит о стабильности системы в целом и ее устойчивости к загрязнению твердой фазой. В таких случаях достаточно поддерживать концентрацию полимеров в буровом растворе [72].

Изменение значения  $\bar{\eta}$  от 1,3 до 2,0 указывает не только на постепенное загрязнение системы твердой фазой (происходит наработка), но и на усиление флокуляционных процессов, что может привести к дестабилизации бурового раствора. Рекомендуемое действие – разбавление раствором полимера в количестве не менее 10% от циркулирующего объема [71, 72].

При значениях  $\bar{\eta}$  более 2 для поддержания стабильности системы бурового раствора разбавление не эффективно. Поэтому следует прибегнуть к замещению 10-20% циркулирующего объема свежеприготовленным буровым раствором с увеличенной концентрацией реагентов стабилизаторов исходя из того, что начальная концентрация реагентов стабилизаторов снизилась как минимум на 50% [94]. При такой технологии обработки появляется более длинный участок стабилизации, и участок роста пластической вязкости сдвигается в сторону больших концентраций коллоидной фазы [71, 72, 73, 74].

При этом данные решения по обработке [69] необходимо принимать с учетом изменения показателя СНС за 10мин. Здесь за основу предлагается взять двойное изменение показателя, т.к. данная величина при наработке бурового раствора изменяется более интенсивно и практически не имеет участков стабилизации. Участки стабилизации присутствуют только при малых значениях СНС, т.е. при незначительной наработке. Таким образом, увеличение значения СНС в два раза свидетельствует о загрязнении твердой фазой и ее переходе в систему в виде коллоидной фракции [71].

Как и в случае с пластической вязкостью в качестве управляющего параметра Пименов предлагает использовать относительный показатель  $\bar{\Theta}$ , определяемый отношением текущего значения СНС ( $\Theta_{тек}$ ) к исходному ( $\Theta_{исхе}$ ):

$$\bar{\Theta} = \frac{\Theta_{тек}}{\Theta_{исх}} \quad (2.11)$$

При этом значение  $\bar{\Theta}$  в пределах 1,0-2,0 позволяет предполагать о стабильности системы. Дальнейшее увеличение значения  $\bar{\Theta}$  свидетельствует о загрязнении системы (наработке) твердой фазы. Принимаемые решения по обработке в последующем зависят от значения  $\bar{\eta}$ . Кроме того случая, когда полученные данные полярны при неизменном рН. В таком случае необходимо применить разбавление. Приведенные Пименовым утверждения справедливы при условии отсутствия химического загрязнения [73, 74].

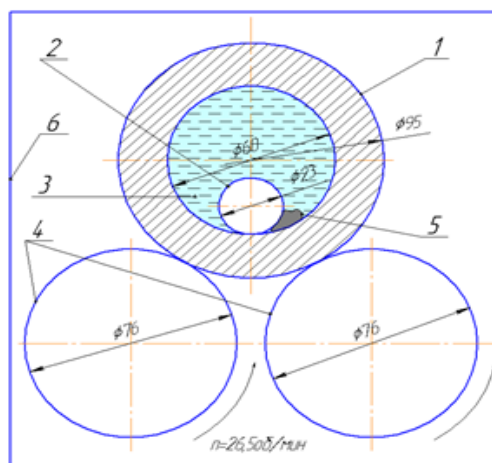
Методы управления буровыми растворами, предлагаемые Пименовым, в первую очередь направлены на поддержание стабильности систем буровых растворов с достаточно высоким содержанием глинистой фазы [52].

Методика оценки влияния промывочной жидкости на образование сальника была предложена А.В. Христенко. Согласно ей, необходимо поместить 50 г глинистого шлама равномерно вокруг металлического стержня, погруженного в тестируемый раствор. Ячейка с раствором закрывается и помещается в роллерную печь. По истечении заданного времени вращения стержень с сальником высушивался, после чего высушенный шлам удалялся, взвешивался, тем самым позволяя определить массу сальника [42, 99].

Схожая установка применялась для исследования механизмов сальникообразования В.В. Дуркиным и И.В. Ионовым [32]. Особенность применяемого ими метода заключалась в добавлении 700 г выбуренной породы повышенной липкости (отобранной при бурении интервала,

характеризующегося повышенной вероятностью сальникообразования) в колбу объемом 1,45л, заполненную исследуемым буровым раствором, последующим вращением имитатора бурильной колонны в колбе в течении 20 мин. Оценка сальника производилась путем взвешивания отделенной впоследствии породы, на основании чего строились зависимости массы налипшей породы от применяемой промывочной жидкости и частоты вращения имитатора бурильной колонны.

Метод определения качественных характеристик сальника выполнялся на основании описанных методик, основанных на образовании и последующем разрушении искусственного сальника на стальном стержне, вращающемся в исследуемом буровом растворе под руководством Н.М.Уляшевой. В качестве основы для экспериментальной установки использовался лабораторный перемешиватель, в котором стандартный полированный стержень с лопатками для перемешивания раствора был заменен на неполированный стальной стержень равного диаметра (схема представлена на рисунке 2.11). Это было сделано с целью приблизить условия проведения эксперимента к реальным. Поскольку бурильные трубы и элементы КНБК имеют большую шероховатость, чем полированные металлические части лабораторных приборов. Перед началом эксперимента стержень был смочен буровым раствором, находясь погруженным в него в течение часа. Вращение стержня в растворе производилось автоматически с частотой, приближенной к стандартным условиям вращения бурильного инструмента при роторном бурении – 48 об/мин. Время образования и качественная характеристика фиксировались в таблице. После образования сальника совершался комплекс рекомендованных действий по разрушению полученного сальника путем снижения содержания глинистой фазы в растворе и, соответственно, снижения реологии. Подробные результаты исследований приведены в четвертой главе.



1 – цилиндр, 2 – стержень, 3 - буровой раствор, 4 – вал, 5 –  
искусственный сальник

Рисунок 2.10 Схема экспериментальной установки Христенко А.В.

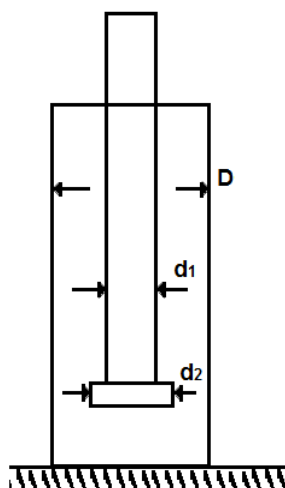


Рисунок 2.11 Схема модифицированной экспериментальной установки

Размеры элементов экспериментальной установки выбирались с учетом соответствия скважинным условиям, принимая коэффициент кавернозности равным в пределах 1,3. Таким образом, элементы установки представляют собой скважину диаметром  $D$ , бурильную колонну диаметром  $d_1$ , калибратор диаметром  $d_2$ . Выбор калибратора, как нижнего элемента КНБК обусловлен небольшой разнице в диаметрах его с долотом и большой роли в опасности образования сальника в переходной зоне от калибратора в бурильной колонне. При этом данные величины будут соответственно иметь значения

$D=40$  мм,  $d_1=20$ мм,  $d_2=30$  мм, при учете пропорционального уменьшения фактических размеров.

Применение данной методики дает возможность увидеть процесс образования сальника при вращении металлического стержня в исследуемой промывочной жидкости. При минимальных концентрациях глинистой фазы в буровом растворе шанс появления сальника стремится к нулю, особенно в случае применения минерализованных систем.

Поскольку в настоящее время при проектировании и бурении скважин в слаболитифицированных глинистых породах рекомендуется использовать растворы с минимальным содержанием коллоидной фазы, то особое внимание к совершенствованию требуют именно методики, направленные на управление свойствами растворов, входящих в эту группу систем промывочных жидкостей. Необходимо следить за тем, чтобы адсорбционная емкость бурового раствора по методу МВТ не поднималась выше определенного предела, в противном же случае строго рекомендуется производить разбавление бурового раствора, а в ряде случаев и частичное замещение циркуляционного объема.

### **2.3 Отработка методики управления структурно-механическими, адгезионными и смазочными свойствами бурового раствора.**

Порядок отработки методики:

- Анализ степени изменения глинистых суспензий при увеличении содержания глинистой фазы.

- Анализ промысловых данных по наработке коллоидной фазы при бурении скважин в интервалах залегания слаболитифицированных пород и связанного с этим изменения параметров промывочной жидкости.

- Математическая интерпретация полученных данных и попытка выражения их в виде функции величины пластической вязкости от концентрации глинистой фазы.

- Определение в качестве критического параметра коэффициента, определяющего степень роста параметра пластической вязкости в процессе загрязнения бурового раствора глинистой фазой.

- Обработка бурового раствора смазочной добавкой в концентрации, полученной на основании экспериментальных исследований, с целью обеспечения необходимых смазочно-адгезионных характеристик промывочной жидкости.

- Обеспечение минерализации бурового раствора на уровне, необходимом для минимизации влажности шлама, с целью недопущения его диспергирования в состав промывочной жидкости.

Первым этапом работы по выявлению более точных зависимостей стал анализ лабораторных исследований по выявлению связи между концентрацией бентонита в буровом растворе и параметром пластической вязкости. Для этого была приготовлена глинистая суспензия, в которой содержание глины увеличивалось поэтапно с 1 до 200 кг/м<sup>3</sup>.

По полученным результатам построен график зависимости PV от MBT.

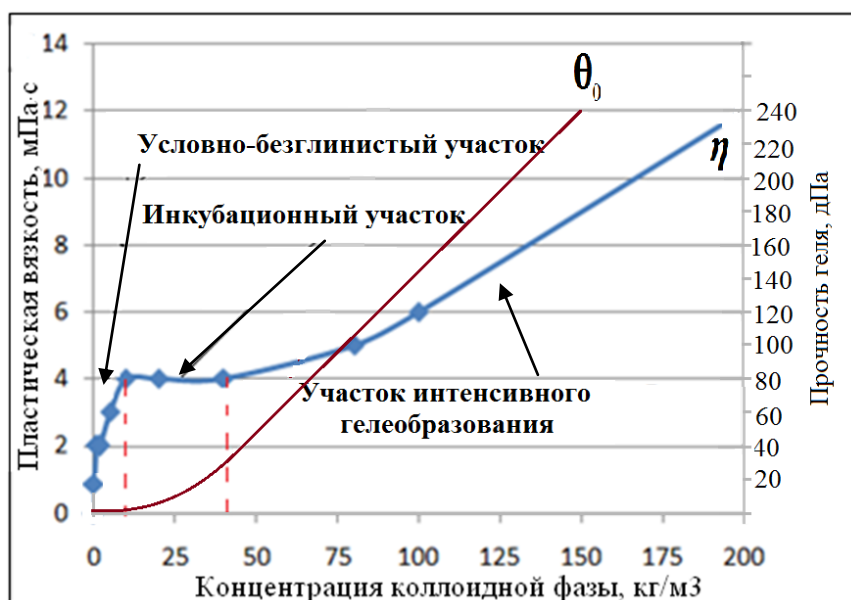


Рисунок 2.12- Зависимость пластической вязкости от концентрации коллоидной фазы

По представленному графику отчетливо заметно, что область построения с графиком можно условно разделить на 3 участка:

1. участок с содержанием глинистой фазы до  $10 \text{ кг/м}^3$

2. участок с содержанием глинистой фазы до  $40 \text{ кг/м}^3$

3. участок с содержанием глинистой фазы свыше  $40 \text{ кг/м}^3$ . Касательно данного участка хотелось бы сделать уточнение того факта, что на представленном графике показано изменение пластической вязкости при минимальном времени диспергирования. В случае если время диспергирования будет увеличено, интенсивность роста  $PV$  может увеличиваться значительно.

При этом каждый из участков можно характеризовать по степени влияния увеличения содержания коллоидной фазы (аналогия с «наработкой» бурового раствора в промысловых условиях). Отчетливо видно, что даже незначительное увеличение глинистой фазы на участке, соответствующем безглинистым системам влечет за собой рост пластической вязкости. С другой стороны участок, представляющий малоглинистые системы, достаточно стабилен и позволяет поддерживать показатель пластической вязкости на определенном уровне (учитывая отсутствие дополнительной обработки химическими реагентами), при этом некоторые изменения наблюдались только в величине ДНС и СНС. Дальнейший же рост содержания глинистой фазы переводил испытуемый раствор к состоянию суспензии, с соответствующим ростом пластической вязкости при постепенном увеличении концентрации глины.

Участок 2 может изменяться по протяженности исходя из концентрации полимеров в исследуемом растворе. Это хорошо заметно на следующем графике:



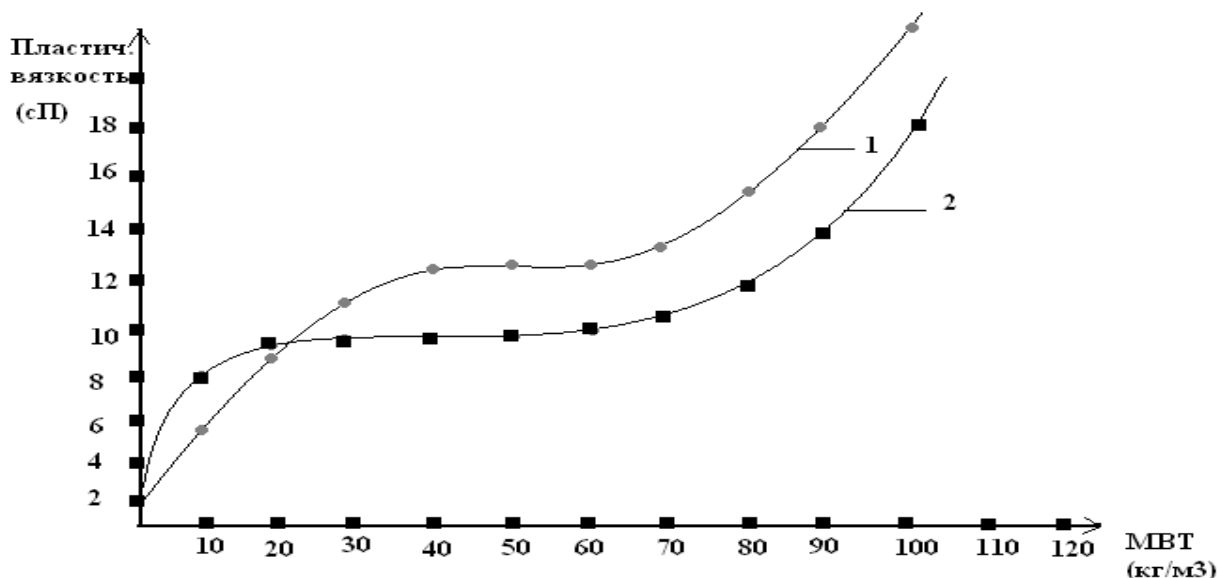


Рисунок 2.13 – График зависимости значения пластической вязкости от концентрации твердой фазы в растворе.

Так при увеличении их содержания (кривая 2) можно наблюдать появление так называемого «инкубационного участка», длина которого как раз и отображает общий уровень химической обработки растворов и позволяет несколько замедлить процесс диспергирования глинистой породы в буровой раствор за счёт малого количества свободной воды и капсулирующего эффекта ряда реагентов (к примеру полиакрилатов). Кривая 1 характеризует систему с меньшей концентрацией реагентов-стабилизаторов, поэтому диспергирование твёрдой фазы происходит интенсивнее. Стабилизация системы обеспечивается наличием предельно допустимой для данной системы концентрации твердой фазы, после превышения которой система приобретает свойства обычного стабилизированного глинистого раствора, причём для каждой системы с различными стабилизаторами эта концентрация своя. Различия в составе мало- и безглинистых систем может некоторым образом изменять вид графика, однако общий вид остается без изменений. При этом с точки зрения автора для бурения скважин в интервалах слаболитифицированных глин не рекомендуется переводить буровые растворы в состояния последующие

соответствующему первому участку. Это возможно обосновать тем, что протяженность инкубационного участка хоть и может достигать приемлемых величин при достаточно невысоком показателе пластической вязкости, но при этом буровой раствор уже в значительной степени загрязнен твердой фазой и практически любое изменение условий бурения (либо дополнительное химическое загрязнение бурового раствора, как то карбонатное и т.п.) может вывести раствор из этого искусственно-стабилизированного состояния, что может привести к осложнениям и авариям. Именно поэтому рекомендуется поддерживать раствор максимально приближенно к состоянию, которое можно назвать «условно-безглинистым», характеризующееся низкой загрязненностью промывочной жидкости выбуренной коллоидной фазой.

На основании вышеизложенных умозаключений произведен анализ промысловых данных, основывающихся на постепенной наработке глинистой фазы в свежеприготовленном буровом растворе в процессе бурения интервала бокового ствола в активных слаболитифицированных глинистых породах с ростом содержания глинистой фазы. В промысловых исследованиях использовался безглинистый биополимерный хлоркалийевый буровой раствор:

1. Вода;
2. калий хлористый ( $80 \text{ кг/м}^3$ );
3. ксантановый биополимер ( $3 \text{ кг/м}^3$ );
4. модифицированный крахмал ( $20 \text{ кг/м}^3$ );
5. сода каустическая ( $1,5 \text{ кг/м}^3$ );
6. карбонатный кольматант ( $120 \text{ кг/м}^3$ ).

Параметры бурового раствора представлены в таблице 2.1:

Таблица 2.1: Параметры исследуемого бурового раствора

| Параметры                      | ед. изм.                    | Значения параметров |
|--------------------------------|-----------------------------|---------------------|
| Плотность                      | г/см <sup>3</sup>           | <b>1,12</b>         |
| Пластическая вязкость          | мПа•с                       | <b>13</b>           |
| ДНС                            | фунт/фут <sup>2</sup> (дПа) | <b>18 (86)</b>      |
| СНС 10 сек/10мин               | фунт/фут <sup>2</sup> (дПа) | <b>5/7 (24/33)</b>  |
| Фильтратоотдача(АРІ)           | см <sup>3</sup> /30мин.     | <b>3</b>            |
| Содержание смазывающей добавки | %                           | <b>2</b>            |
| рН                             |                             | <b>11</b>           |

Для чистоты эксперимента работы велись с использованием только первой ступени очистки бурового раствора (вибросита), с установленными ситовыми панелями размерностью 200 меш (74мкм), практически исключаящих наработку грубодисперсной фракции (песка), содержание которой в финальных замерах не превышало 0,1%.

Проанализировав промысловые данные, полученные при замере параметров бурового раствора, была отмечена определенная зависимость увеличения пластической вязкости связанная с ростом содержания глинистой фракции в буровом растворе. На основании полученных данных был также построен график, в котором ось Ох представляет значения концентрации коллоидной фазы; ось Оу – величину пластической вязкости. Испытания проводились на двух растворах одной рецептуры с незначительной корректировкой параметра общей концентрации химических реагентов (не учитывающей массу наполнителей, утяжелителей и смазочных материалов, в виду их инертности по отношению к рассматриваемым характеристикам бурового раствора, что одновременно снимает ограничения по применению данной методики для пресных, минерализованных, утяжеленных буровых растворов с добавлением прочих инертных добавок). Для первого раствора эта величина имела значение 24,5 кг/м<sup>3</sup>; и 27 кг/м<sup>3</sup> для раствора №2).

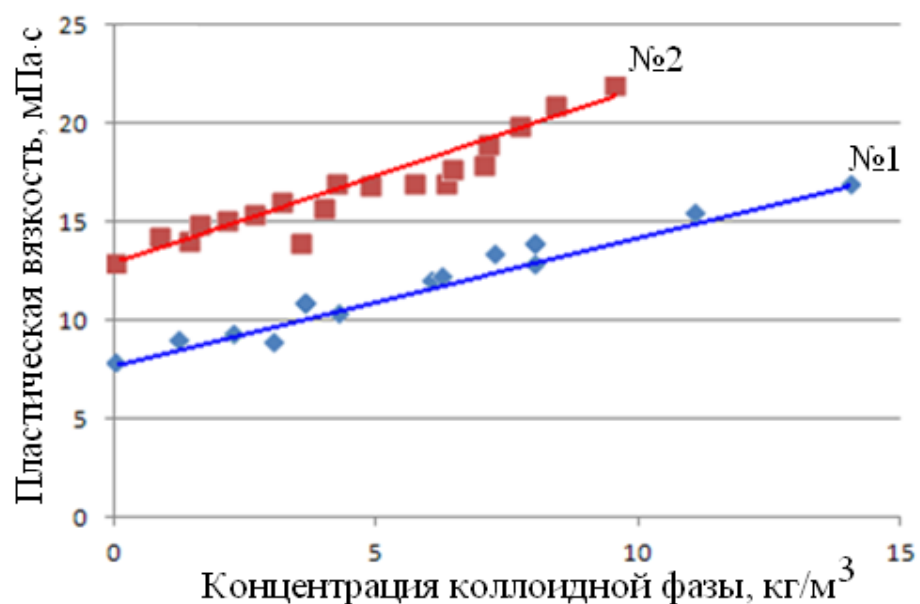


Рисунок 2.14: Зависимость пластической вязкости от МВТ, полученная при промышленных исследованиях.

На данном рисунке ряды №1 и №2 представляют две серии замеров хлоркалиевого биополимерного бурового раствора, описанного выше.

Анализ результатов, представленных на графике, наглядно демонстрирует, что зависимость величины пластической вязкости (PV) от содержания в растворе глинистой фракции (МВТ) в рамках данных значений подчиняется закону линейной функции. Однако, это справедливо только при минимальных значениях содержания глинистой фазы, т.е. для малоглинистых растворов. Причем для разной концентрации химических реагентов различается угловой коэффициент, который при данных минимальных концентрациях глинистой фазы будет прямо пропорционален концентрации химических реагентов в буровом растворе, что дополнительно доказывает негативное влияние избыточной обработки бурового раствора химическими реагентами. Проверить на промысле выполняется ли данная зависимость и в случае дальнейшей наработки глины затруднительно, поскольку в полевых условиях недопустима излишняя наработка бурового раствора, в виду возрастания риска возникновения осложнений, а также загрязнения продуктивного пласта. Для улучшения качества промывочной

жидкости производилось разбавление свежеприготовленным раствором и очистка центрифугой.

Таким образом, вернувшись к вышеуказанной зависимости, можно прийти к следующей функции:

$$y=kx+b \quad (2.12);$$

которая применительно к рассматриваемой ситуации примет вид

$$PV=[MBT] \cdot k + PV_0 \quad (2.13),$$

где  $PV$ - величина пластической вязкости в  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ,

$[MBT]$  – значение параметра адсорбционно-обменной емкости бурового раствора, выраженное в  $\text{кг}/\text{м}^3$  неорганических коллоидов, содержащихся в растворе (глинистая фракция),

$PV_0$  – величина пластической вязкости в ( $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ) свежего раствора без глинистой фазы, измеренная при циркуляции после усреднения и стабилизации параметров бурового раствора до начала бурения,

$k$  – коэффициент, определяющий степень роста параметра пластической вязкости в процессе загрязнения бурового раствора глинистой фазой. Т.е. на изменение пластической вязкости бурового раствора при увеличении содержания глинистой фазы на  $1 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

Исходя из указанной выше формулы, коэффициент  $k$  можно легко выразить как

$$k = (PV - PV_0) / [MBT] \quad (2.14)$$

где  $PV$  и  $[MBT]$  – средние величины пластической вязкости в  $\text{мПа}\cdot\text{с}$  и адсорбционно-обменной емкости бурового раствора, выраженные в  $\text{кг}/\text{м}^3$  для рассматриваемой серии замеров.

При помощи несложного математического расчета можно получить, что в среднем при росте содержания глинистой фазы на  $1 \text{ кг}/\text{м}^3$  пластическая вязкость бурового раствора №1 в среднем увеличивается на  $0,83 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , а №2 на  $0,68 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Определение данного коэффициента буквально на нескольких первых замерах бурового раствора позволит в будущем судить о степени наработки бурового раствора в процессе бурения в интервалах, представленных слаболитифицированными породами, при условии сохранения концентрации химических реагентов в буровом растворе на постоянном уровне. Для более комплексного отслеживания этой величины математически следует учитывать ряд таких усложняющих факторов, как работа системы очистки, а именно адсорбции части химических реагентов на частицах шлама, стенке скважины и бурильном инструменте, а также изменение общей концентрации химических реагентов при разбавлении и обработке. На основании вышеизложенного рекомендуется использовать при бурении в слаболитифицированных глинистых породах исключительно растворы, которые можно условно принять за безглинистые, либо в ряде случаев малоглинистые системы, не допуская значительного перехода их состояния в инкубационный участок, который в большой степени может означать излишнее загрязнение бурового раствора коллоидной фазой. Применение же описанной методики позволяет удерживать малоглинистый буровой раствор в стабильном состоянии при минимальных затратах времени с высокой точностью прогнозирования состояния промывочной жидкости.

Подробные данные авторских исследований, проводимых с помощью указанных методик, приведены в главе 3.

#### **2.4 Вывод.**

Применение вышеперечисленных методик позволяет осуществлять управление структурно-механическими, реологическими, фрикционными и адгезионными свойствами бурового раствора в процессе бурения скважины с целью поддержания стабильности и общего качества системы при минимизации рисков возникновения аварий и осложнений.

### **3 Результаты исследований адгезионной и смазочной способности буровых растворов и их компонентов.**

Для выявления закономерностей в изменении смазочных и адгезионных свойств был проведен ряд исследований буровых растворов на водной основе с низким содержанием коллоидной фазы в лаборатории кафедры бурения. В качестве объекта исследований использованы малоглинистые полимерные системы различного состава, отличающиеся плотностью, с добавками смазочных материалов. Для выполнения исследований были использованы приборы и методики для оценки адгезионного взаимодействия и смазочных свойств буровых растворов, а также липкости фильтрационной корки (глава 2), таким образом, эксперимент был разделен на три части.

#### **3.1 Исследование влияния природы твердой поверхности на адгезионные процессы.**

Первая часть лабораторных работ была посвящена определению адгезии буровых растворов по отношению к металлу. Исследования проводились на основе прибора СНС-2 с гладкими цилиндрами. Методика оценки адгезии разработана на кафедре бурения Ахмадеевым Р.Г. и Куваевым И.В. [10] и подробно описывалась в предыдущей главе.

Для наглядности исследования использовались буровые растворы с повышенным содержанием глинистой фазы.

Исследования проводились с использованием стального и алюминиевого цилиндров. Оценивалось изменение адгезии во времени покоя 10 и 20 минут. Для приготовления буровых растворов использовались следующие реагенты и материалы (в зависимости от типа промывочной жидкости):

1. Вода;
2. Сода каустическая NaOH (регулирование pH);
3. Модифицированный крахмал (регулирование водоотдачи);
4. Утяжелитель карбонатный;

- 5.ФХЛС (понижитель вязкости);
6. Ксантановый биополимер (регулятор реологических и структурно-механических свойств);
7. калий хлористый;
- 8.СМЭГ-5 (гидрофобная смазочная добавка на основе синтетических и растительных масел);
- 9.Микан – 40 (твердая смазочная добавка);

В качестве выбуренной породы, представленной глинистой фазой применялся глинопорошок марки ПБА. Для наглядности эксперимента промывочная жидкость на начало эксперимента уже содержала коллоидную фазу.

В качестве базового использовался раствор, имеющий следующие параметры:

- плотность: 1340кг/м<sup>3</sup>
- условная вязкость (по воронке ВБР-1): 46 с
- СНС: 45/76 дПа
- МВТ: 30 кг/м<sup>3</sup>

Изменения концентрации веществ в базовом растворе варьировались на основании процессов характерных для данных интервалов, в частности, при наработке твердой фазы (п. п. 2, 3 в таблице 3.1), химической обработке.

Таблица 3.1 – Результаты адгезионных исследований

| Буровой раствор                                                      | Время покоя, мин | Показатель адгезии, дПа |                           |
|----------------------------------------------------------------------|------------------|-------------------------|---------------------------|
|                                                                      |                  | Для стального цилиндра  | Для алюминиевого цилиндра |
| <b>1. БР(МВТ=30кг/м<sup>3</sup>;содержание биополимера = 4г/л)</b>   | 10               | 14,7                    | 18,2                      |
|                                                                      | 20               | 19,8                    | 23,2                      |
| <b>2. БР(МВТ=45кг/м<sup>3</sup>;содержание биополимера = 4 г/л )</b> | 10               | 26,7                    | 42,1                      |
|                                                                      | 20               | 28,7                    | 47,6                      |



|    |                                                                                                    |    |      |      |
|----|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|------|------|
| 3. | БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 5,5 г/л )                                                  | 10 | 12,3 | 17,0 |
|    |                                                                                                    | 20 | 17,2 | 19,0 |
| 4. | БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л + 2% Микан-40)                                       | 10 | 16,2 | 18,3 |
|    |                                                                                                    | 20 | 21,0 | 26,3 |
| 5. | БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л + 4% Микан-40)                                       | 10 | 18,6 | 19,7 |
|    |                                                                                                    | 20 | 22,8 | 28,1 |
| 6. | БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л +2% СМЭГ-5)                                          | 10 | 10,6 | 13,2 |
|    |                                                                                                    | 20 | 15,6 | 18,0 |
| 7. | БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л + 4% СМЭГ-5)                                         | 10 | 9,2  | 10,9 |
|    |                                                                                                    | 20 | 14,1 | 16,8 |
| 8. | БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л +2% Микан-40+ 2% СМЭГ-5)                             | 10 | 10,4 | 13,0 |
|    |                                                                                                    | 20 | 15,6 | 18,1 |
| 9. | БР(МВТ=26кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л )<br>Обработка водным раствором ФХЛС до УВ=35 (1,5%) | 10 | 12,8 | 16,2 |
|    |                                                                                                    | 20 | 16,8 | 19,1 |

Примечание: содержание смазочных добавок определялось на основании промысловых данных.

Для наглядности результаты представлены в виде гистограммы.

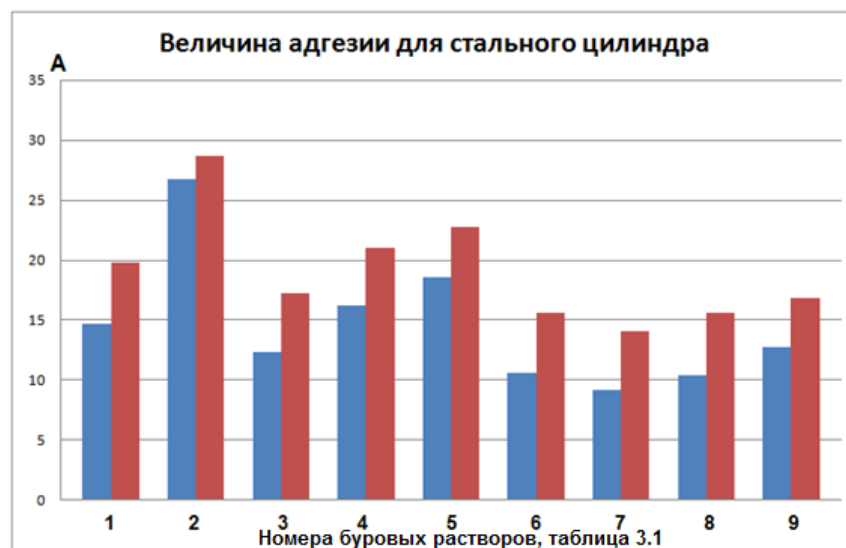


Рисунок 3.1 Изменение адгезии бурового раствора во времени при использовании стального цилиндра (синий – за 10 мин, красный – за 20 мин).

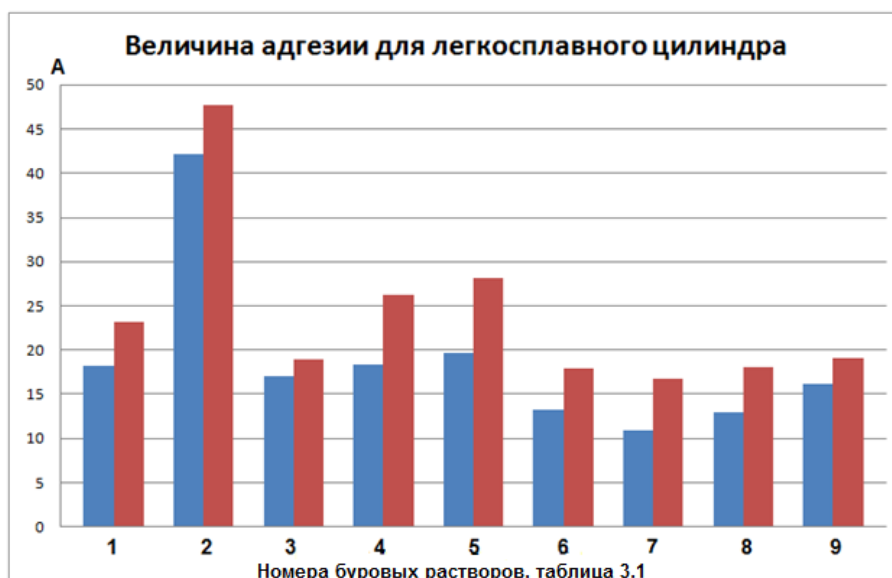


Рисунок 3.2 Изменение адгезии бурового раствора во времени при использовании легкосплавленного (алюминиевого) цилиндра (синий – за 10 мин, красный – за 20 мин).

Как видно из таблицы и графиков, силы адгезии значительно увеличиваются с повышением содержания твердой фазы. Наличие полимерных реагентов увеличивает вязкость и адгезионное прилипание в результате повышения гидрофильного взаимодействия. Твердые смазочные добавки, как применяемый в данном случае Микан, увеличивают адгезию с металлом, что, скорее всего, является следствием того, что обработка миканом повышает содержание дисперсной фазы. Кроме того, как показали визуальные исследования, он способен «прилипнуть» к металлической поверхности, т.е. не обладает достаточной гидрофобностью и не снижает прочность контактирующего с поверхностью цилиндра слоя жидкости. Иначе влияют на силу взаимодействия жидкие смазочные добавки. Из таблицы 3.1 видно, что включение жидких гидрофобных смазочных добавок, таких как СМЭГ-5 более эффективно снижает адгезию в буровых растворах. Обработка водным раствором ФХЛС привела к снижению показателя адгезии скорее всего именно из-за того, что реагент был растворен в воде, таким образом незначительное

понижение адгезии, возможно является следствием понижения структурно-механических и реологических характеристик и уменьшения содержания твердой фазы. Однако можно предположить и о влиянии ФХЛС – как вещества, обладающего свойствами ПАВ. Совместное использование жидких и твердых смазочных добавок дает приблизительно средний результат между использованием этих веществ по отдельности [53].

Отсутствие ряда химреагентов в составе исследуемого раствора обусловлено следующими заключениями, основанными на исследованиях, проводимых в этой области и опыте бурения прошлых лет. Bentonитовые структурообразователи увеличивают коэффициент трения в основном за счет адгезионных взаимодействий. Гуматы и другие пептизаторы увеличивают коэффициент трения в результате снижения влажности корки, но практически не влияют на адгезионное взаимодействие. Неорганические соли увеличивают коэффициент трения за счет возрастания прочности структуры фильтрационной корки, но при этом адгезионная составляющая может уменьшаться. Это связано с гидрофобизацией поверхности, твердой фазы, фильтрационной корки.

При использовании в рекомендуемых буровых жидкостях жидких смазочных добавок на жировой основе следует учесть некоторые особенности технологии их использования, в частности уровню жесткости водной фазы бурового раствора. Дело в том, что при повышенном содержании ионов  $\text{Ca}^{2+}$  такие смазочные материалы начинают взаимодействовать с жирными кислотами, содержащимися в смазке, образуя мыла, и как следствие достаточно прочную пену, слабо реагирующую на стандартные пеногасители и практически не разрушающуюся механически (в дегазаторах). К тому же нарушаются основные технологические свойства раствора. Примером может послужить ситуация на НГКМ «Бованенково», когда из-за подобного вспенивания пришлось останавливать бурение на одном из кустов и утилизировать более  $180 \text{ м}^3$  бурового раствора, плотность которого упала с  $1,28 \text{ г/см}^3$  до  $0,86 \text{ г/см}^3$ , а условная вязкость в свою очередь выросла до 200 с (по

воронке ВБР-1). Поэтому при использовании подобных смазочных добавок буровой раствор необходимо до начала бурения и ввода смазки обработать понизителем жесткости (например, кальцинированной содой).

Однако по данным, приведенным в таблице 3.1, можно отметить также и определенную зависимость сил адгезии от материала используемого цилиндра. В данном эксперименте использовались стальной и алюминиевый цилиндры. Необходимо отметить, что показатель адгезии бурового раствора при взаимодействии с легкосплавным цилиндром значительно выше, чем со стальным. По-видимому, на это влияет ряд следующих свойств алюминиевого цилиндра:

- активность поверхности. Это объясняется тем, что силы адгезии имеют физико-химическую природу, а как известно алюминий является более активным металлом, чем сталь (железо), и, соответственно более подвержен адгезионному прилипанию;

- смачиваемость поверхности. Алюминий лучше, чем сталь смачивается водой и буровыми растворами на водной основе, а значит раствор будет в большей степени прилипать к цилиндру;

- шероховатость поверхности. Из-за меньшей, чем у стали, шероховатости увеличивается поверхность взаимодействия, а следовательно и липкость цилиндра [59].

### **3.2 Исследование смазочной способности буровых растворов**

Вторая часть лабораторных исследований была посвящена оценке смазочных свойств растворов, проведенный на «Тестере предельного давления и смазывающей способности» фирмы OFITE [80]. Тест заключался в оценке прочности поверхностных пленок, образуемых различными смазочными добавками [54]. В ходе выполнения лабораторных работ были исследованы 6 растворов из приготовленных ранее. Результаты проведенного эксперимента занесены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты исследования смазочных свойств буровых растворов.

| Буровой раствор                                                                                     | Время работы тестера, мин | Крутящий момент | Коэффициент трения |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|-----------------|--------------------|
| 1.БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4г/л)                                                     | 5                         | 44,5            | 0,45               |
| 2.БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 5,5 г/л)                                                  | 5                         | 39,7            | 0,40               |
| 3.БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 5 г/л + 4% Микан-40)                                      | 5                         | 29,5            | 0,30               |
| 4.БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 5 г/л + 4% СМЭГ-5)                                        | 5                         | 28,7            | 0,29               |
| 5.БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 5 г/л +2% Микан-40+ 2% СМЭГ-5)                            | 5                         | 28,3            | 0,28               |
| 6.БР(МВТ=26кг/м3;содержание биополимера = 5 г/л)<br>Обработка водным раствором ФХЛС до УВ=35 (1,5%) | 5                         | 42,2            | 0,42               |

Чтобы наглядно увидеть насколько изменяется величина коэффициента трения в зависимости от компонентного состава бурового раствора, обратимся к гистограмме, приведенной на рисунке 3.3.

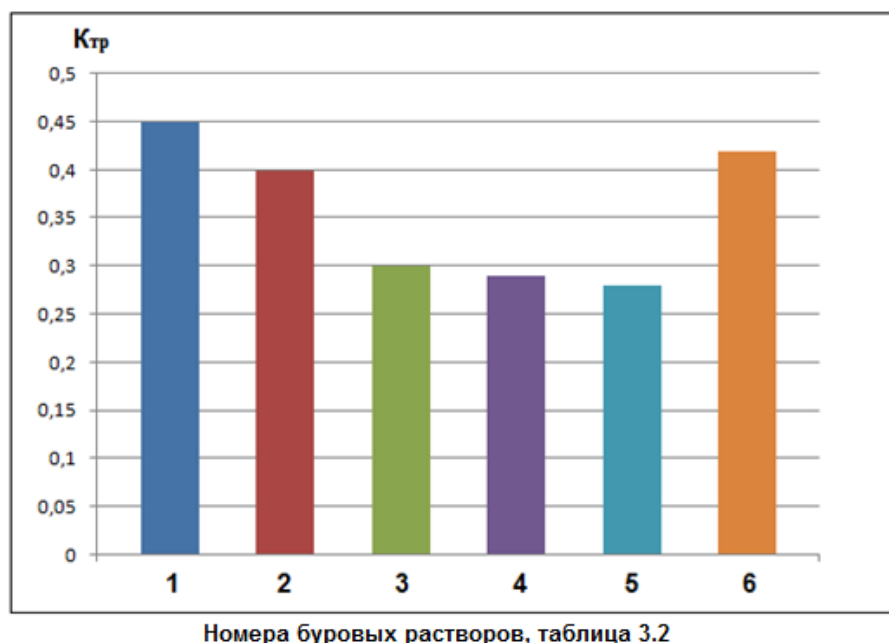


Рисунок 3.3 Изменение коэффициента трения бурового раствора в зависимости от его компонентного состава

Если принять коэффициент трения «чистой» глинистой суспензии (без добавок) за базовый показатель, то полученные результаты позволяют сделать ряд заключений. Добавление полимеров несколько понижает коэффициент трения, однако при их включении, как уже было выяснено в ходе первой части исследований, увеличивается адгезия. При этом увеличение их концентрации будет приводить к значительному росту реологических и структурно-механических характеристик. Кроме того понижение трения в этом случае не настолько значительно, чтобы воспринимать полимерные реагенты (ксантановые биополимеры, представленные здесь, а также эфиры целлюлозы и акрилаты) как эффективное средство противостояния силам трения. Гораздо эффективнее растворы, в состав которых входили различные смазочные добавки. Хорошо видно, насколько ниже коэффициент трения у растворов с добавлением микана или СМЭГа. Практически идентичные результаты показало совместное использование жидкой и твердой смазочной добавки. К тому же показатель адгезии в этом случае гораздо ниже, чем при использовании только твердой добавки, приближаясь к показателю при использовании жидкой добавки. Обработка разбавленным раствором ФХЛС практически не изменяет смазочную способность бурового раствора. Это можно объяснить низкой прочностью поверхностного слоя, состоящего из молекул ФХЛС, и снижением концентрации высокомолекулярных веществ, понижающих в определенной степени коэффициент трения. К рекомендациям по выбору смазочной добавки в таком случае можно отнести жидкую гидрофобную добавку, поскольку микан-40, как уже было сказано выше, будучи дисперсной фазой, может повышать адгезию бурового раствора. Либо применять одновременно и жидкую и твердую добавки, что позволит несколько выиграть в себестоимости раствора (твердая добавка обойдется дешевле), одновременно поддерживая его свойства на должном уровне.

Результаты исследований липкости фильтрационной корки, проводимые на приборе КТК-2, занесены в таблицу 3.3

Таблица 3.3: Результаты исследований липкости фильтрационной корки

| Буровой раствор                                                                                       | Показатель липкости |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| 1. БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4г/л)                                                      | 0,31                |
| 2. БР(МВТ=45кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л )                                                    | 0,36                |
| 3. БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 5,5 г/л )                                                  | 0,29                |
| 4. БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л<br>+ 2% Микан-40)                                    | 0,24                |
| 5. БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л<br>+ 4% Микан-40)                                    | 0,18                |
| 6. БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л<br>+2% СМЭГ-5)                                       | 0,21                |
| 7. БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л<br>+ 4% СМЭГ-5)                                      | 0,14                |
| 8. БР(МВТ=30кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л<br>+2% Микан-40+ 2% СМЭГ-5)                          | 0,15                |
| 9. БР(МВТ=26кг/м3;содержание биополимера = 4 г/л )<br>Обработка водным раствором ФХЛС до УВ=35 (1,5%) | 0,27                |

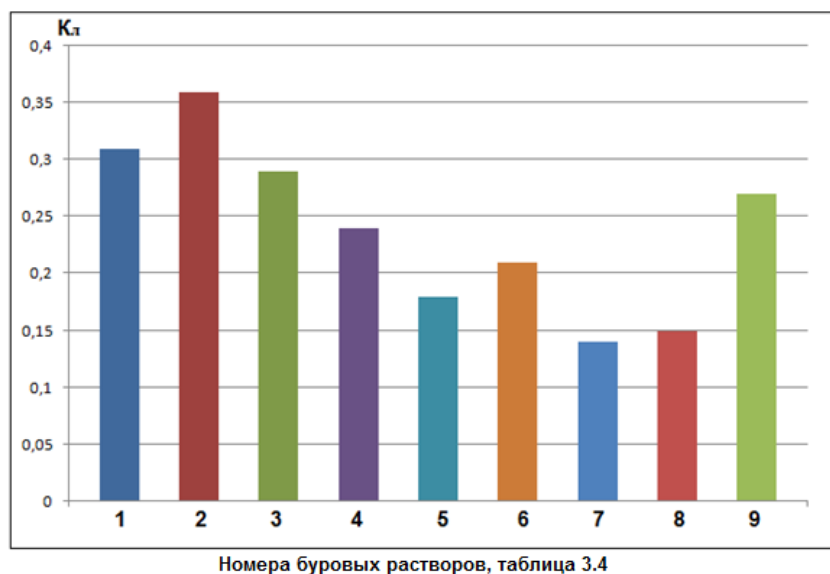


Рисунок 3.4 Изменение коэффициента липкости фильтрационной корки бурового раствора в зависимости от его компонентного состава

По результатам, представленным в таблице и на гистограмме видно, насколько понижается липкость фильтрационной корки при обработке

смазочными добавками в достаточном объеме. Более эффективны жидкие гидрофобные смазки. При этом корка становилась менее липкой и при увеличении содержания полимеров в буровом растворе. Интересно, но включение в состав раствора ФХЛС также понизило липкость корки, это возможно происходит в результате того, что адсорбируясь на глинистой корке, лигносульфонаты создают граничный поверхностный слой, который и понижает липкость. Также можно отметить, что при увеличении содержания твердой фазы корка получалась более толстая и рыхлая. Это лишний раз доказывает необходимость качественной интенсивной очистки бурового раствора от выбуренной породы и одновременно поддержания количества коллоидной фазы на требуемом уровне.

После получения ряда заключений по зависимости смазочно-адгезионных характеристик бурового раствора от его компонентного состава были проведены исследования ряда распространенных составов буровых растворов с целью определения оптимальных концентраций реагентов. Результаты измерения коэффициента трения на тестере предельного давления и смазывающей способности приведены в таблице 3.4. Результаты измерения силы адгезии приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.4: Оценка коэффициента трения буровых растворов.

| Состав бурового раствора (концентрация, %)                                                     | Вид применяемой смазочной добавки | Концентрация, % | Пластическая вязкость, мПа·с | Коэффициент трения ( $K_{тр}$ ) | $\Delta K_{тр}$ , % |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------|------------------------------|---------------------------------|---------------------|
| Бентонит (2,0)+Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (0,5)+NaOH (0,05)+ПАА (0,4)+KCl (5,0)+КМЦ (0,5) | -                                 | -               | 24                           | 0,683                           | -                   |
|                                                                                                | Лубриол                           | 1               | 24                           | 0,618                           | 9,5                 |
|                                                                                                | Лубриол                           | 5               | 23                           | 0,543                           | 20,5                |
|                                                                                                | Лубриол +графит                   | 1/1             | 26                           | 0,514                           | 24,8                |
|                                                                                                | Лубриол +графит                   | 5/1             | 26                           | 0,473                           | 30,7                |
|                                                                                                | FK-LUBE                           | 1               | 24                           | 0,403                           | 41                  |
|                                                                                                | ФК-2000                           | 1               | 24                           | 0,415                           | 39,2                |



|                                                                                                                                           |                                                                                                                                                        |     |       |       |       |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|-------|-------|-------|
| Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub><br>(0,05)+NaOH<br>(0,07)+Duo-Vis<br>(0,6)+KCl<br>(4,0)+PAC-L<br>(0,2)+PAC-R<br>(0,2)+полигликоль<br>(1,0) | -                                                                                                                                                      | -   | 17    | 0,575 | -     |
|                                                                                                                                           | Лубриол                                                                                                                                                | 1   | 17    | 0,495 | 13,9  |
|                                                                                                                                           | Лубриол                                                                                                                                                | 5   | 16    | 0,492 | 14,4  |
|                                                                                                                                           | Лубриол<br>+графит                                                                                                                                     | 1/1 | 19    | 0,440 | 23,5  |
|                                                                                                                                           | Лубриол<br>+графит                                                                                                                                     | 5/1 | 18    | 0,368 | 36    |
|                                                                                                                                           | FK-LUBE                                                                                                                                                | 1   | 17    | 0,360 | 37,4  |
|                                                                                                                                           | ФК-2000                                                                                                                                                | 1   | 18    | 0,310 | 46,1  |
|                                                                                                                                           | Duo-Vis (0,4)+<br>Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (0,2)+<br>KOH (0,2)+KCl<br>(5,0)+Dextrid (0,3)<br>+PAC-R (0,2)<br>+полигликоль<br>(1,0)+пеногаситель | -   | -     | 17    | 0,182 |
| Лубриол                                                                                                                                   | 1                                                                                                                                                      | 17  | 0,161 | 11,5  |       |
| Лубриол                                                                                                                                   | 5                                                                                                                                                      | 16  | 0,166 | 8,8   |       |
| Лубриол<br>+графит                                                                                                                        | 1/1                                                                                                                                                    | 19  | 0,154 | 15,4  |       |
| Лубриол<br>+графит                                                                                                                        | 5/1                                                                                                                                                    | 18  | 0,150 | 17,6  |       |
| FK-LUBE                                                                                                                                   | 1                                                                                                                                                      | 17  | 0,139 | 23,6  |       |
| ФК-2000                                                                                                                                   | 1                                                                                                                                                      | 18  | 0,150 | 17,6  |       |
| Duo-Vis (0,4)+<br>Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (0,2)+<br>NaOH (0,2)<br>+Dextrid (0,3)<br>+PAC-R (0,2)<br>+полигликоль<br>(1,0)         | -                                                                                                                                                      | -   | 17    | 0,170 | -     |
| Лубриол                                                                                                                                   | 1                                                                                                                                                      | 17  | 0,157 | 7,6   |       |
| Лубриол                                                                                                                                   | 5                                                                                                                                                      | 16  | 0,157 | 7,6   |       |
| Лубриол<br>+графит                                                                                                                        | 1/1                                                                                                                                                    | 19  | 0,148 | 12,9  |       |
| Лубриол<br>+графит                                                                                                                        | 5/1                                                                                                                                                    | 18  | 0,145 | 14,7  |       |
| FK-LUBE                                                                                                                                   | 1                                                                                                                                                      | 17  | 0,125 | 26,5  |       |
| ФК-2000                                                                                                                                   | 1                                                                                                                                                      | 18  | 0,137 | 19,4  |       |

Таблица 3.5: Оценка адгезии буровых растворов

| Состав бурового раствора<br>(концентрация, %)                                                        | Вид применяемой смазочной<br>добавки (концентрация, %) | Адгезия, дПа, через время покоя,<br>мин |      |      |      |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------|------|------|------|
|                                                                                                      |                                                        | 1,0                                     | 10,0 | 20,0 | 30,0 |
| Бентонит (2,0)+Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub><br>(0,5)+NaOH (0,05)+ПАА<br>(0,4)+KCl (5,0)+КМЦ (0,5) | -                                                      | 9,6                                     | 13,8 | 16,9 | 18,5 |
|                                                                                                      | Графит (1,0)                                           | 5,9                                     | 9,9  | 15,0 | 16,8 |
|                                                                                                      | FK-LUBE (1,0)                                          | 4,8                                     | 7,5  | 9,8  | 12,4 |
|                                                                                                      | ФК-2000 (1,0)                                          | 4,6                                     | 7,1  | 8,6  | 10,4 |
| Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (0,05)+NaOH (0,07)+Duo-<br>Vis (0,6)+KCl (4,0)+PAC-L                 | -                                                      | 5,6                                     | 6,4  | 7,2  | 7,8  |
|                                                                                                      | Графит (1,0)                                           | 5,4                                     | 6,8  | 7,4  | 7,8  |

|                                                                                                                                               |               |     |     |     |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|-----|-----|-----|-----|
| (0,2)+РАС-R (0,2)+полигликоль<br>(1,0)                                                                                                        | FK-LUBE (1,0) | 3,8 | 4,1 | 4,2 | 4,4 |
|                                                                                                                                               | ФК-2000 (1,0) | 3,8 | 4,2 | 4,2 | 4,4 |
| Duo-Vis (0,4)+ Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (0,2)+ KOH<br>(0,2)+KCl (5,0)+Dextrid (0,3)<br>+РАС-R (0,2) +полигликоль<br>(1,0)+пеногаситель | -             | 5,2 | 5,8 | 6,8 | 7,4 |
|                                                                                                                                               | Графит (1,0)  | 5,0 | 5,6 | 7,0 | 7,6 |
|                                                                                                                                               | FK-LUBE (1,0) | 3,3 | 3,8 | 3,9 | 3,9 |
|                                                                                                                                               | ФК-2000 (1,0) | 3,5 | 4,2 | 4,3 | 4,9 |
| Duo-Vis (0,4)+ Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (0,2)+<br>NaOH (0,2) +Dextrid (0,3) +РАС-R<br>(0,2) +полигликоль (1,0)                         | -             | 5,9 | 6,4 | 8,2 | 8,6 |
|                                                                                                                                               | Графит (1,0)  | 6,2 | 6,7 | 8,0 | 8,6 |
|                                                                                                                                               | FK-LUBE (1,0) | 3,9 | 4,6 | 4,9 | 5,3 |
|                                                                                                                                               | ФК-2000 (1,0) | 3,9 | 4,9 | 5,2 | 5,6 |

Данные, полученные в результате экспериментов, в очередной раз подтверждают приводимые выше заключения о влиянии различных химических реагентов на смазочную способность бурового раствора и его адгезионную характеристику. В том числе, наглядно отображен негативный эффект присутствия глинистой фазы в составе промывочной жидкости на силу адгезии и коэффициент трения. Построенные на основании проводимых экспериментов диаграммы позволяют наглядно оценить изменение коэффициента трения бурового раствора в зависимости от его компонентного состава (рисунки 3.5, 3.6, 3.7, 3.8).

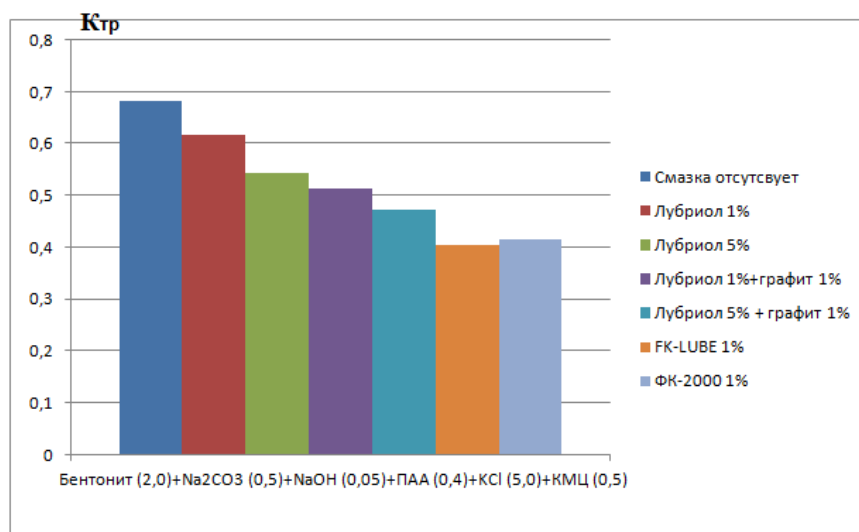


Рисунок 3.5 Изменение коэффициента трения в зависимости от используемой смазочной добавки (состав бурового раствора: Бентонит (2,0)+Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (0,5)+NaOH (0,05)+ПАА (0,4)+KCl (5,0)+КМЦ (0,5))

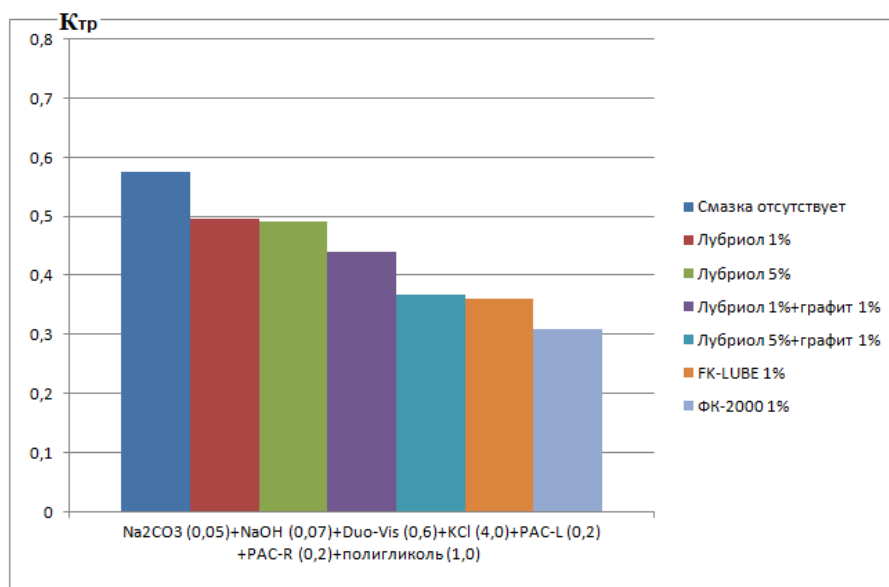


Рисунок 3.6 Изменение коэффициента трения в зависимости от используемой смазочной добавки (состав бурового раствора:  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  (0,05)+NaOH (0,07)+Duo-Vis (0,6)+KCl (4,0)+PAC-L (0,2)+PAC-R (0,2)+полигликоль (1,0))

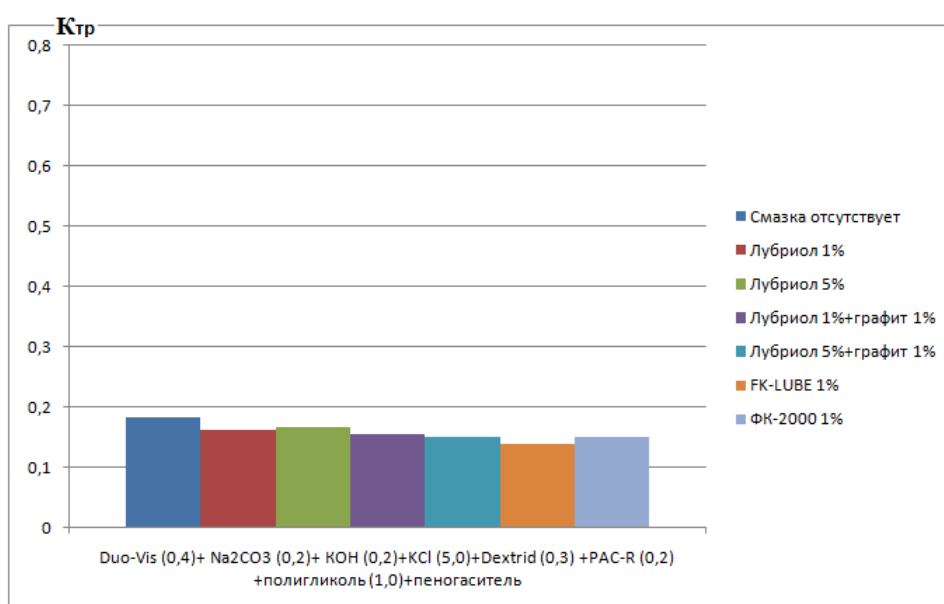


Рисунок 3.7 Изменение коэффициента трения в зависимости от используемой смазочной добавки (состав бурового раствора: Duo-Vis (0,4)+  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  (0,2)+ KOH (0,2)+KCl (5,0)+Dextrid (0,3)+PAC-R (0,2)+полигликоль (1,0)+пеногаситель))

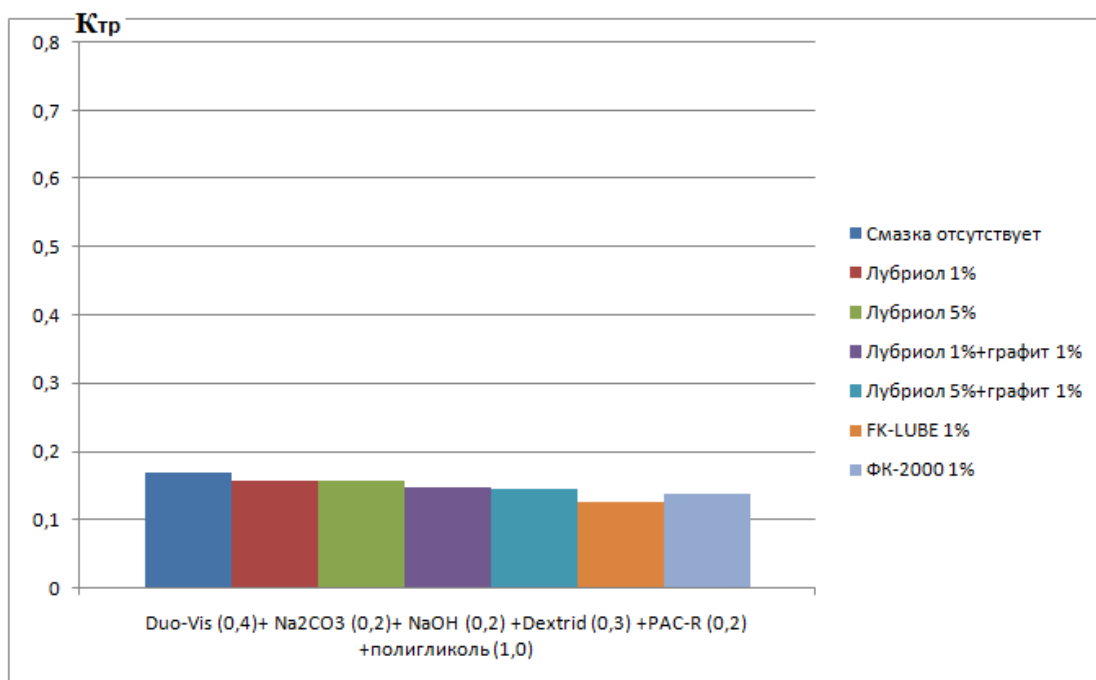


Рисунок 3.8 Изменение коэффициента трения в зависимости от используемой смазочной добавки (состав бурового раствора: Duo-Vis (0,4)+ Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (0,2)+ NaOH (0,2) +Dextrid (0,3) +PAC-R (0,2) +полигликоль (1,0))

Как видно из результатов исследований, применение эффективных смазочных добавок (в особенности жидких, не содержащих твердой фазы) позволяет добиться значительного снижения коэффициента трения. Максимальный эффект (эффективность снижения  $K_{тр}$  может составлять 41 % для глинодержащего состава, и 37,4% для безглинистых) достигается обработкой FK-LUBE (представляет собой смесь анионных поверхностно-активных веществ и полезных добавок, диспергированных в воде).

Диаграммы, характеризующие изменение показателя адгезии с течением времени приведены ниже (рисунки 3.9, 3.10, 3.11, 3.12).

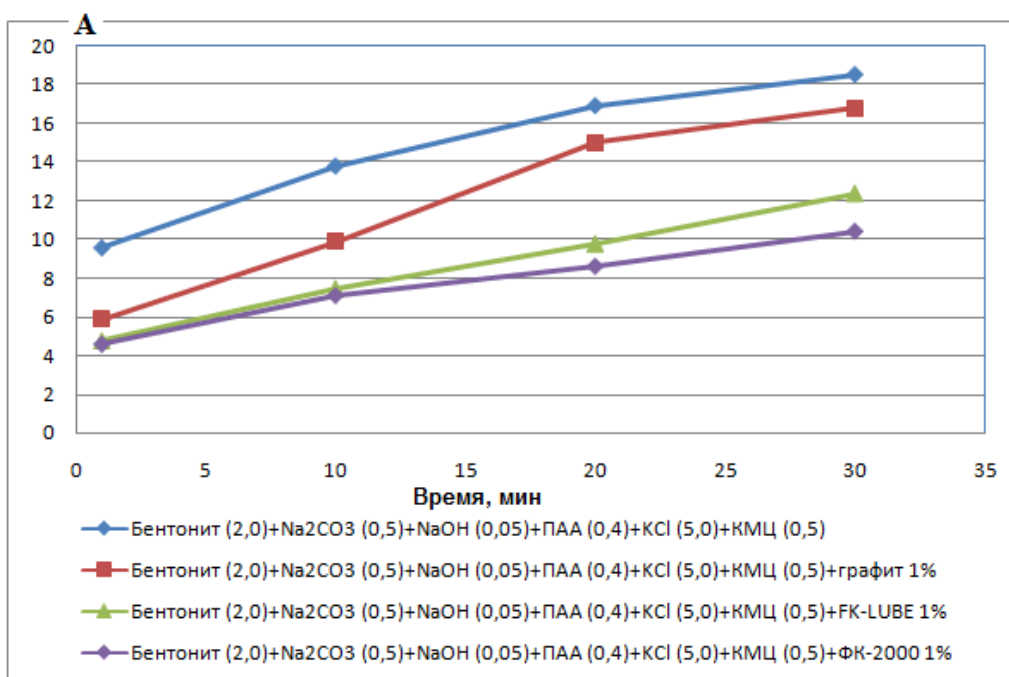


Рисунок 3.9 Изменение показателя адгезии во времени в зависимости от используемой смазочной добавки (состав бурового раствора: Бентонит (2,0)+Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (0,5)+NaOH (0,05)+ПАА (0,4)+KCl (5,0)+КМЦ (0,5))

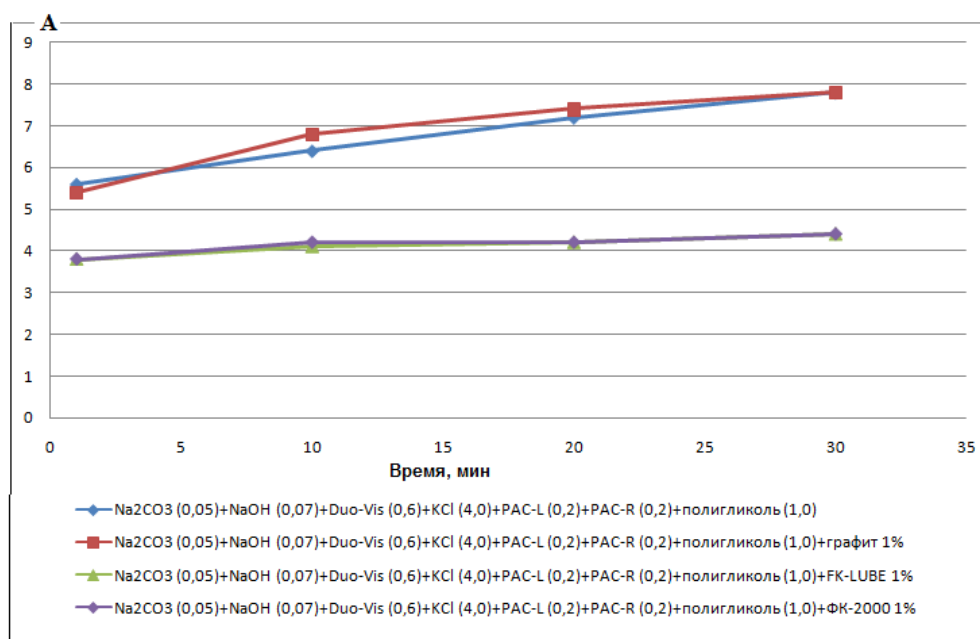


Рисунок 3.10 Изменение показателя адгезии во времени в зависимости от используемой смазочной добавки (состав бурового раствора: Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (0,05)+NaOH (0,07)+Duo-Vis (0,6)+KCl (4,0)+PAC-L (0,2)+PAC-R (0,2)+полигликоль (1,0))

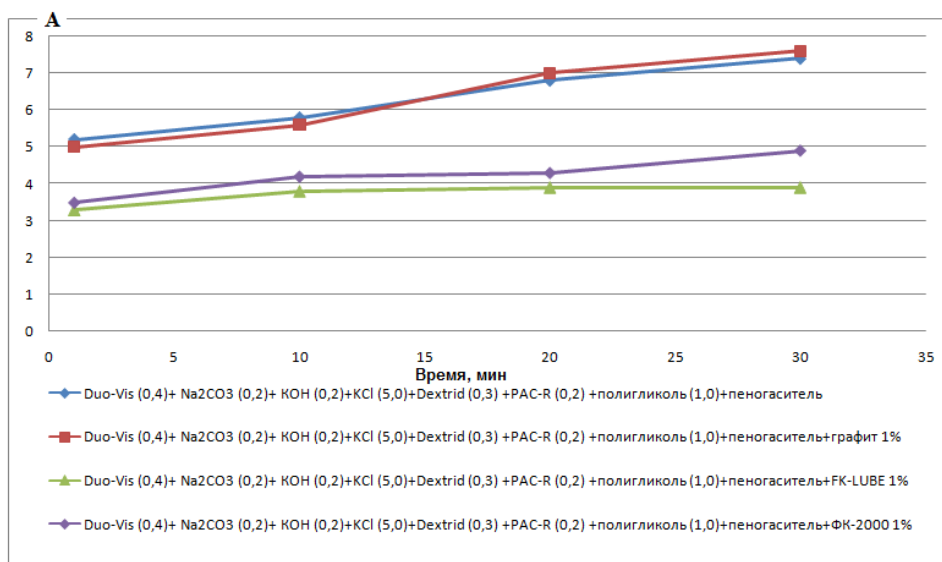


Рисунок 3.11 Изменение показателя адгезии во времени в зависимости от используемой смазочной добавки (состав бурового раствора: Duo-Vis (0,4)+ Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (0,2)+ KOH (0,2)+KCl (5,0)+Dextrid (0,3) +PAC-R (0,2) +полигликоль (1,0)+пеногаситель))

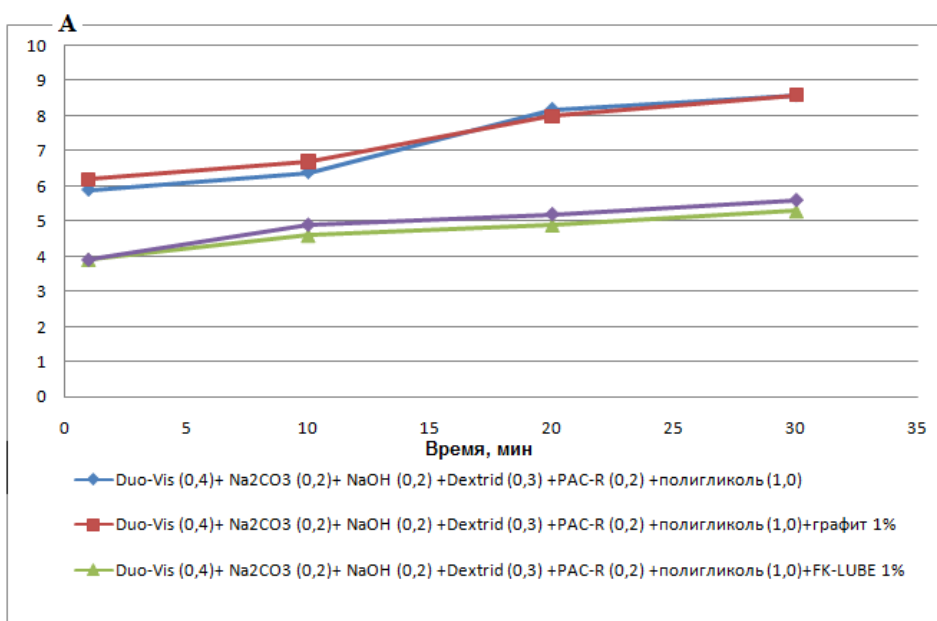


Рисунок 3.12 Изменение показателя адгезии во времени в зависимости от используемой смазочной добавки (состав бурового раствора: Duo-Vis (0,4)+ Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (0,2)+ NaOH (0,2) +Dextrid (0,3) +PAC-R (0,2) +полигликоль (1,0))

Сравнивая с рисунком 3.9 остальные диаграммы, можно отметить, насколько увеличивает показатель адгезии содержание глины в составе бурового раствора. Добавление графита в ряде случаев увеличивает показатель адгезии бурового раствора, что связано скорее всего с размерами твердой фазы (в опытах графит размером менее 10 мкм), что в свою очередь оказывает негативный эффект на адгезию бурового раствора, как уже упоминалось выше. Применение высокоэффективных смазочных добавок позволяет сохранять показатель адгезии без изменений в течение длительного времени. В четвертой главе данной работы рассмотрено влияние увеличения концентрации коллоидной фазы на пластическую вязкость рассмотренных растворов.

### **3.3 Исследование зависимости параметров сальника от свойств буровых растворов**

Механизм возникновения сальников основан не только на действии адгезионного эффекта в чистом виде, но и на действии аутогезионного эффекта [42, 99, 103], заключающемся в дополнительном налипании глины на уже сформировавшийся начальный слой сальника. При этом выбуренная глинистая порода интенсивно впитывает воду из бурового раствора, а прочность ее адгезионного контакта увеличивается. Процесс смачивания частиц глинистой породы свободной водой из бурового раствора, их дальнейшего слипания друг с другом, а также металлом бурильного инструмента, а именно шарошек долота и других элементов КНБК, базируется на графике, предложенном Эриком ван Оортом (рисунок 3.13) [105].



Рисунок 3.13 Влияние влажности глинистой породы на образование сальника.

Сухая глина не обладает склонностью к прилипанию. Однако при увеличении содержания воды пластичность глины повышается и соответственно увеличивается ее склонность к прилипанию. При дальнейшем увеличении содержания воды в глине она становится настолько пластичной и слабосвязанной, что легко разрушаются связи между отдельными агрегатами. Такой слабосвязанный материал легко смывается струями бурового раствора. По приведенному графику видно, что зона повышенного риска образования сальника относится именно к пластичному состоянию разбуриваемой глинистой породы. Положение этой зоны для частных случаев может меняться в зависимости от типа породы [103]. Влияние минерализации бурового раствора при этом будет происходить через воздействие минерализованного фильтрата на выбуренную породу, когда повышение концентрации солей может приводить к значительному высушиванию породы [2]. В ряде случаев чрезмерное повышение минерализации, в том числе и при применении бинарных солевых составов в качестве промывочных жидкостей, может приводить к хрупкому разрушению стенок скважины и серьезным осыпям и



обвалам. Данная порода не будет приводить к образованию сальника, однако этот факт следует учитывать с целью обеспечения общего уровня безаварийности процесса бурения.

В доказательство вышеприведенным заключениям, следуя описанной ранее методике (глава 2), был произведен ряд экспериментов по образованию и разрушению искусственного сальника при увеличении концентрации глинистой фазы в буровом растворе. За основу брались биополимерные растворы, пресный и минерализованный. В первоначальную рецептуру глина не была включена. Ее содержание увеличивалось постепенно с целью выяснения связи между ее концентрацией при загрязнении промывочной жидкости выбуренной породой. В качестве глинистой фазы применялся модифицированный глинопорошок марки ПБМА. Искусственный сальник, полученный с использованием данной установки представлен на рисунке 3.14



Рисунок 3.14 Искусственный сальник

Процесс образования сальника с применением данной установки можно изобразить следующим образом и соответственно разделить на 2 стадии:

- Первая стадия характеризуется адгезионным прилипанием глинистой фазы к металлическому стержню.

- Увеличение размера и плотности сальника за счет слипания и укрупнения глинистых частиц [100,104].

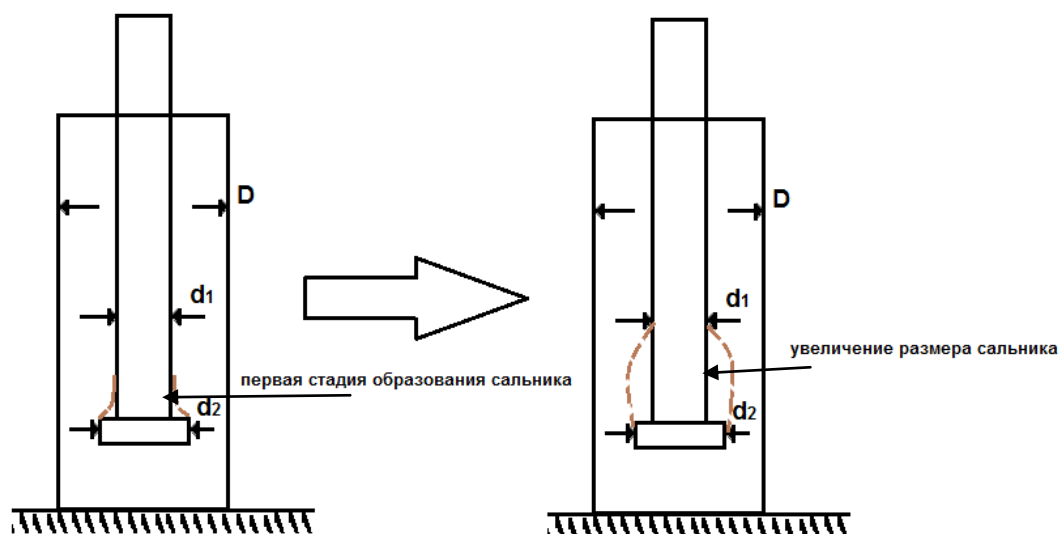


Рисунок 3.15 Стадии формирования сальника.

Представленное в правой части рисунка 3.15 изображение сальника не характеризует критические размеры, возможные в реальных условиях при бурении скважины. При постоянном увеличении диспергированной твердой фазы форма сальника будет меняться, смещая максимальный диаметр толщины к переходной зоне ближе к диаметру  $d_2$ , что означает увеличение образования наиболее крупных, плотных и опасных сальников в нижней части КНБК, представленной крупноразмерными элементами, такими как калибраторы. Размер сальника при неправильном контроле качества бурового раствора, нарушении режима промывки, некачественной очистке ствола скважины, и как следствие увеличении концентрации твердой (в особенности коллоидной) фазы в буровом растворе может приближаться к диаметру скважины.

Серия экспериментов производилась с использованием полимерного раствора следующего компонентного состава:

1. Вода;
2. Сода каустическая NaOH (регулирование pH);
3. Модифицированный крахмал (регулирование водоотдачи);

4. Ксантановый биополимер (регулятор реологических и структурно-механических свойств);

5. калий хлористый;

6. СМЭГ-5 (гидрофобная смазочная добавка на основе синтетических и растительных масел).

Последовательность эксперимента: стальной стержень погружался в цилиндр, заполненный буровым раствором. Вращение стержня в промывочной жидкости с разным содержанием глинистой фазы производилось до прекращения процесса образования на нем искусственного сальника. После чего определялась величина радиального зазора между элементами экспериментальной установки, представляющих бурильную колонну и стенку скважины. Постепенное уменьшение этой величины при увеличении концентрации коллоидной фазы позволяет судить о соответствующем увеличении размеров сальника.

Процесс разрушения сальника заключался в полной замене бурового раствора, содержащего глинистую фазу, на базовый безглинистый состав соответствующей минерализации. При этом стержень с образовавшимся сальником погружали в него и производили вращение с заданной частотой до окончания разрушения. Влияние влажности сальника как на процесс образования, так и разрушения сальника соотносится с графиком ван Оорта [], описанным ранее. Отсутствие минерализации и повышенное содержание глины в буровом растворе создают наиболее благоприятные условия для образования сальника, при которых влажность породы недостаточно высока для смывания его потоком жидкости.

Таблица 3.6 – Зависимость величины (поперечного среза) и прочности сальника от свойств промывочной жидкости.

| свойства промывочной жидкости |                                       | PV,<br>мПа·с | Зазор между сальником и наружным цилиндром, мм | Время формирования сальника, мин | Характеристика сальника                                                                                                           | Время разрушения сальника, мин |
|-------------------------------|---------------------------------------|--------------|------------------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
|                               |                                       |              |                                                |                                  |                                                                                                                                   |                                |
| Пресный буровой раствор       | Базовый раствор                       | 12           | Сальник не образуется                          |                                  |                                                                                                                                   |                                |
|                               | МБТ = 3,5кг/м <sup>3</sup>            | 13           |                                                |                                  |                                                                                                                                   |                                |
|                               | МБТ = 15 кг/м <sup>3</sup>            | 17           | 8-9                                            | 30                               | Непрочный, малое содержание коллоидной фазы не позволяет достигнуть сальнику критических размеров даже в отсутствии минерализации | 7                              |
|                               | МБТ = 15 кг/м <sup>3</sup> +3% смазки | 17           | Сальник не образуется                          |                                  |                                                                                                                                   |                                |
|                               | МБТ = 30 кг/м <sup>3</sup>            | 21           | 6-7                                            | 22                               | Увеличение концентрации коллоидной фазы приводит к укрупнению и упрочнению сальника                                               | 18                             |
|                               | МБТ 45 кг/м <sup>3</sup>              | 22           | 4-5                                            | 19                               | Размер сальника постепенно увеличивается, вплоть до превышения размеров «калибратора». Сальник плотный.                           | 31                             |
|                               | МБТ 60 кг/м <sup>3</sup>              | 25           | 1-2                                            | 17                               | Формирование плотного сальника размером вплоть до размеров стакана, имитирующего скважину.                                        | 45                             |

|                                        |                             |                                       |     |                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                   |                                                                                                         |    |
|----------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|-----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Минерализованный буровой раствор (КСI) | Концентрация КСI - 25 кг/м3 | Базовый раствор                       | 12  | Сальник не образуется                                                                                                                                                                                                                             |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        |                             | МБТ = 3,5 кг/м <sup>3</sup>           | 13  |                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        |                             | МБТ = 15 кг/м <sup>3</sup>            | 17  | 8-9                                                                                                                                                                                                                                               | 30                                                | Непрочный, малое содержание коллоидной фазы не позволяет достигнуть сальнику критических размеров       | 7  |
|                                        |                             | МБТ = 15 кг/м <sup>3</sup> +3% смазки | 17  | Сальник не образуется                                                                                                                                                                                                                             |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        |                             | МБТ = 30 кг/м <sup>3</sup>            | 21  | 6-7                                                                                                                                                                                                                                               | 24                                                | Увеличение концентрации коллоидной фазы приводит к укрупнению и упрочнению сальника                     | 17 |
|                                        |                             | МБТ = 45 кг/м <sup>3</sup>            | 22  | 5-6                                                                                                                                                                                                                                               | 19                                                | Размер сальника постепенно увеличивается, вплоть до превышения размеров «калибратора». Сальник плотный. | 30 |
|                                        |                             | МБТ = 60 кг/м <sup>3</sup>            | 25  | 3-4                                                                                                                                                                                                                                               | 17                                                | Формирование плотного сальника размером вплоть до размеров стакана, имитирующего скважину.              | 45 |
|                                        | Концентрация КСI - 50 кг/м3 | Базовый раствор                       | 12  | Сальник не образуется, увеличение концентрации коллоидной фазы приводит к росту пластической вязкости, а также показателя адгезии, коэффициентов трения и липкости. При этом интенсивность изменения пластической вязкости снижается.             |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        |                             | МБТ 3,5                               | 13  |                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        |                             | МБТ 15                                | 17  |                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        |                             | МБТ 15+3% смазки                      | 17  |                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        | МБТ 30                      | 21                                    | 7-8 | 26                                                                                                                                                                                                                                                | Формирование неплотного сальника средних размеров | 12                                                                                                      |    |
|                                        | Концентрация КСI - 80 кг/м3 | Базовый раствор                       | 12  | Сальник не образуется, увеличение концентрации коллоидной фазы приводит к росту пластической вязкости, а также показателя адгезии, коэффициентов трения и липкости. При этом интенсивность изменения пластической вязкости значительно снижается. |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        |                             | МБТ 3,5                               | 13  |                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        |                             | МБТ 15                                | 17  |                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        |                             | МБТ 15+3% смазки                      | 17  |                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                   |                                                                                                         |    |
|                                        |                             | МБТ 20                                | 19  |                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                   |                                                                                                         |    |

Примечание: несмотря на то, что в реальных условиях могут применяться такие способы разрушения сальников, как изменение компонентного состава промывочной жидкости (например при включение в ее состав детергентов), в данной серии экспериментов для разрушения сальника применялось смывание сальника свежеприготовленным объемом бурового раствора заданного типа (без содержания глинистой фазы).

\*Влияние влажности выбуренной породы, участвующей в образовании сальника, также наглядно демонстрируется в результатах таблицы 3.4. Так основной причиной отсутствия сальников при повышении минерализации можно назвать высушивание глинистого материала, результатом чего становится прекращение диспергирования его в состав промывочной жидкости. При этом он становится достаточно инертным по отношению к раствору, чтобы в скважинных реальных условиях отделяться с использованием элементов системы очистки. К тому же нельзя не отметить, что добавление смазки в купе с высоким показателем минерализации позволяет предупредить образование сальника в процессе эксперимента.

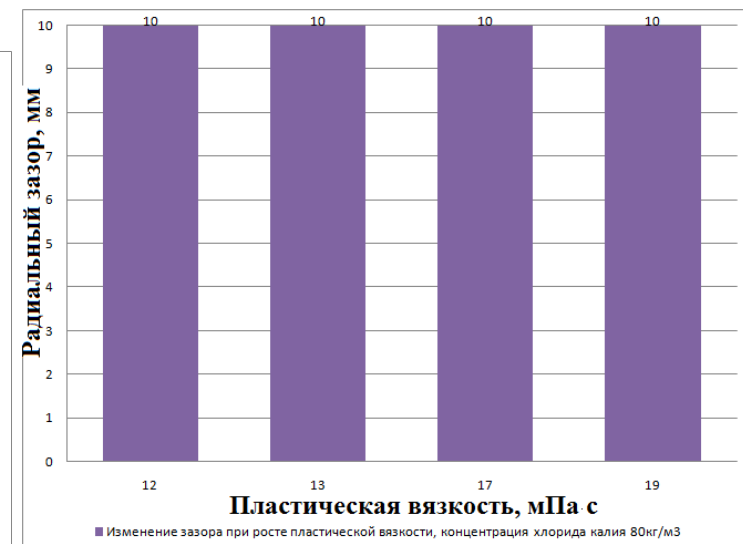
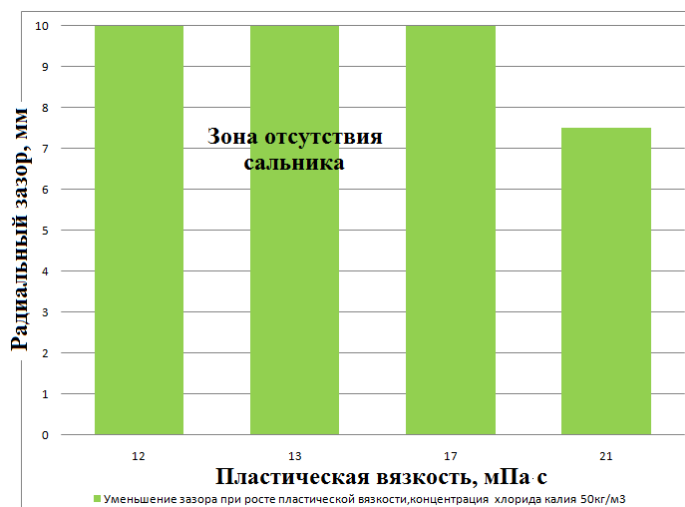
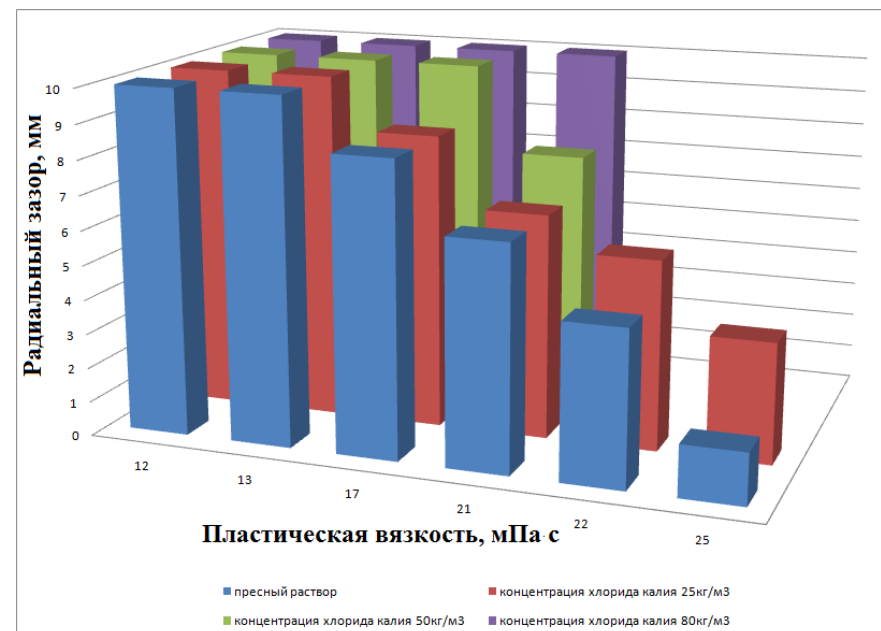
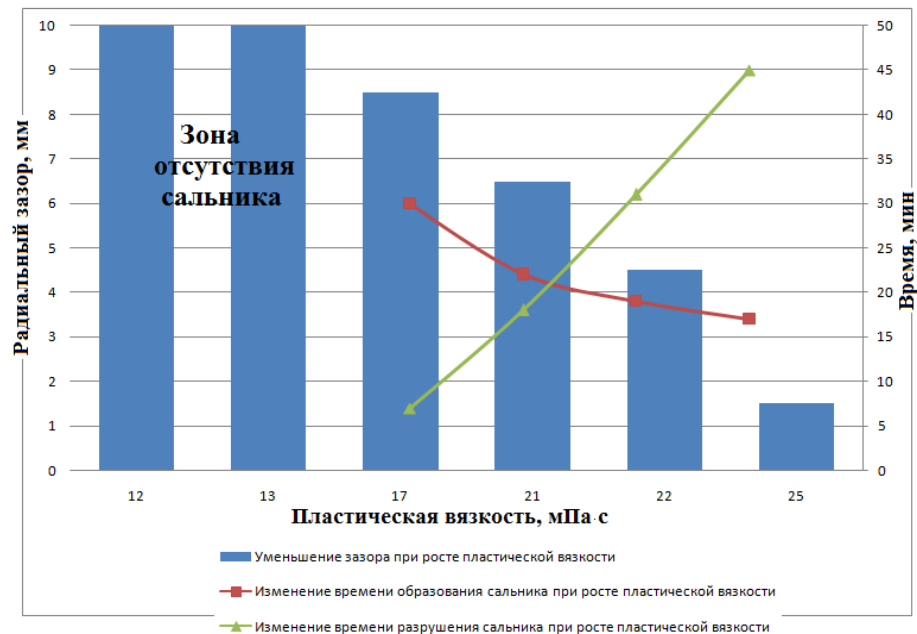


Рисунок 3.16 - Изменение радиального зазора в скважине при росте пластической вязкости в процессе наработки коллоидной фазы в растворах различной минерализации.

Как видно из таблицы, наименьшая вероятность образования сальников в безглинистых буровых растворах. Увеличение показателя минерализации производит позитивный эффект, т.е. даже при повышенных концентрациях глинистой фазы сальник либо хрупкий, либо не образуется. В тех случаях, когда сальник все же образовывается на долоте, его структура достаточно непрочна, чтобы не вызывать сложных ситуаций. К таким образованиям на практике обычно не применяется определение «сальник», поскольку их сравнительно легко удалить с применением интенсивной промывки и расхаживания бурильного инструмента. С другой стороны в пресных растворах активная наработка глинистой фазы оказывает крайне негативное действие. В ходе которой, увеличение поперечных размеров сальника может даже превышать диаметр элементов КНБК и бурильной колонны в целом, затрудняя движение инструмента, либо полностью лишая его подвижности, а также могут оказывать перепады давлений за счет эффектов свабирования, что может стать причиной поглощений промывочной жидкости либо проявлений пластового флюида. Исходя из вышесказанного, в дополнение к минимальным содержаниям коллоидной фазы рекомендуется при бурении скважин в интервалах слаболитифицированных глинистых пород применение минерализованных буровых растворов с содержанием соли (хлористый калий) не ниже 80 кг/м<sup>3</sup>. Величина минерализации может быть уточнена на основании опыта бурения в рамках конкретного месторождения.

### **3.4 Вывод.**

Основываясь на результате приведенных экспериментов, рассматривается положительное и отрицательное влияние ряда компонентов бурового раствора на его адгезионные и смазочные свойства, на липкость фильтрационной корки, а также доказывається важность включения смазочных добавок в состав буровых растворов с целью понижения коэффициента трения, а значит увеличения их смазочной способности.



#### **4 Технология управления реологическими, адгезионными и смазочными свойствами бурового раствора.**

В настоящее время повышаются требования к подготовке проектно-технической документации на строительство скважины, значительно расширяется комплекс мероприятий, направленных на успешное проведение работ уже в процессе бурения. Для улучшения качества очистки ствола, а также минимизации возможности возникновения аварий и осложнений, особенно в интервалах потенциально неустойчивых пород и прихватаопасных зонах, выросло количество типов систем буровых растворов, а также повысился перечень реагентов и появился целый спектр параметров необходимых для полного и качественного контроля над их состоянием [67].

Известно, что важный резерв повышения производительности труда в бурении скважин – сокращение затрат на борьбу с авариями, причиной которых являются геологические осложнения. Успешная проводка скважин в большой степени определяется совершенством способов их предупреждения [56].

Высокоэффективные материалы и химические реагенты для буровых растворов в сочетании с техническими средствами их приготовления и очистки позволяют достичь высоких технико-экономических показателей бурения. Однако вполне естественный процесс усложнения условий строительства скважин с увеличением их глубин (особенно в разведочном бурении) и, как следствие, возрастанием температуры, давления и перепада давлений, солевой и сероводородной агрессии требует применения более совершенных систем бурового раствора в совокупности с современными и эффективными методами контроля процесса промывки [61].

В связи с этим возрастает актуальность вопроса поиска и внедрения новых методов контроля за изменением параметров промывочной жидкости с выявлением взаимосвязей между ними, определения их оптимальных и критических параметров для обеспечения максимально возможного качества бурения. Во главу угла ставится построение и формулировка методики

оперативного комплексного контроля над параметрами промывочной жидкости, а также оптимизация существующих методов сопровождения бурового раствора в процессе бурения преимущественно в интервалах залегания активных, слабо - или нелитифицированных глинистых отложений.

#### **4.1 Определение «критического параметра» наработки буровых растворов при бурении в слаболитифицированных глинистых породах.**

В связи с вышесказанным и предполагая в дальнейшем автоматизировать процессы управления свойствами, был проведен ряд исследований, заглавной целью которых ставилось определение такого «критического параметра», управление которым имело бы минимальную трудоемкость, а наблюдение его изменений не требовало длительных статистических замеров.

Но, прежде чем рассматривать результаты промышленных и лабораторных исследований, хотелось бы разделить наиболее широко распространенные буровые растворы, подверженные риску наработки коллоидной фазы, на следующие группы по содержанию глинистой фазы:

1. безглинистые (при приготовлении глинистое сырье не используется, содержание коллоидной фазы в буровом растворе – не более  $15 \text{ кг/м}^3$ );

2. малоглинистые (приготовление бурового раствора осуществляется на «бентонитовой молочке» - глинистой суспензии с невысоким содержанием коллоидной фазы; максимальное содержание – до  $45 \text{ кг/м}^3$ )

3. глинистые (основа бурового раствора – глинистая суспензия, концентрация коллоидной фазы зависит от требуемых структурно-механических характеристик).

Необходимо отметить, что данная классификация не дает полной картины о различных типах и системах буровых растворов, поскольку не рассматривает такие детали отдельных технологий как вид ингибитора, водородный показатель или тип и характер утяжелителя.

Исследуя промысловые данные по использованию безглинистых растворов, можно наглядно увидеть взаимную зависимость параметров, таких как МВТ и пластическая вязкость. Приведенные ниже примеры, позволяют наглядно определить характер этой зависимости. Опыт бурения показывает, что в значительной степени наработка твердой фазы (а именно ее диспергирование в буровой раствор) отражается на величине пластической вязкости. Именно поэтому хотелось бы особое внимание уделить недопущению роста пластической вязкости выше некоторого критического значения и необходимости своевременного разбавления раствора свежеприготовленным или даже в особых случаях водой с понизителями фильтрации с целью снижения содержания коллоидной фазы и уменьшения степени загрязнения бурового раствора. Однако касательно каждой группы промывочных жидкостей критическое значение будет иметь свою величину.

Рассмотрим алгоритм применения описанных выше методик для регулирования свойств бурового раствора и поддержания его параметров в рамках наиболее эффективных значений.

В настоящее время наиболее распространенным типом промывочной жидкости, применяемой при строительстве скважин в интервалах залегания слаболитфицированных глинистых пород, является безглинистый хлоркалийевый полимерный раствор следующего компонентного состава.

1. Вода;
2. Сода каустическая NaOH (регулятор pH), 1,2 кг/м<sup>3</sup>;
3. Модифицированный низковязкий крахмал (регулятор показателя фильтрации), 20 кг/м<sup>3</sup>;
4. Ксантановый биополимер (регулятор реологических и структурно-механических свойств), 4,2 кг/м<sup>3</sup>;
5. Хлористый калий, 120 кг/м<sup>3</sup>;
6. Карбонатный кольматант, 120 кг/м<sup>3</sup>.

Поскольку анализ различных механизмов ингибирования не являлся целью данной работы, в приведенных ниже базовых составах отсутствуют добавки подобного рода (за исключением хлористого калия). Также хотелось бы отметить, что хотя в данной работе в качестве одного из компонентов промывочной жидкости используется модифицированный крахмал, на практике его можно заменить другими стандартными понизителями фильтрации (например, на основе полианионной целлюлозы и других линейных полимеров, а также низковязких полиакрилатов).

Параметры исследуемого раствора имели следующие значения:

- плотность:  $1140 \text{ кг/м}^3$
- условная вязкость: 48 с
- СНС: 29/43 дПа
- пластическая вязкость: 12 мПа•с
- толщина корки: 0,1 мм
- коэффициент липкости корки: 0,17
- коэффициент трения: 0,32
- показатель адгезии за 10мин: 4,2 дПа

Смазочная добавка первоначально отсутствовала в составе промывочной жидкости.

Основываясь на проведенных исследованиях и анализе теоретических материалов, рассмотренных в главе 2, выберем в качестве основополагающего параметра бурового раствора показатель пластической вязкости [57].

В процессе бурения происходило увеличение коллоидной фазы в буровом растворе (наработка), отразившееся на параметрах промывочной жидкости. Результат наблюдения приведен в таблице 4.1

Таблица 4.1 Параметры бурового раствора при увеличении содержания коллоидной фазы до 3,5 кг/м<sup>3</sup>:

| Параметры бурового раствора      | Содержание коллоидной фазы 3,5 кг/м <sup>3</sup> |
|----------------------------------|--------------------------------------------------|
| Плотность, кг/м <sup>3</sup>     | 1140                                             |
| условная вязкость, с             | 50                                               |
| СНС <sub>1/10</sub> , дПа        | 29/47                                            |
| пластическая вязкость, мПа·с     | <b>15</b>                                        |
| толщина корки, мм                | 0,1                                              |
| коэффициент липкости корки       | 0,20                                             |
| коэффициент трения               | 0,37                                             |
| показатель адгезии за 10мин, дПа | 5,1                                              |

Как было указано выше, при бурении в интервалах слаболитифицированных глинистых пород наиболее эффективны условно-безглинистые и малоглинистые системы, с содержанием коллоидной фазы не более 15 кг/м<sup>3</sup>. Следовательно, необходимо определить при каком значении пластической вязкости уровень наработки будет критическим [55]. Это значение мы и примем за критическое. Это можно высчитать, используя предлагаемое автором уравнение 2.6, приводимое ранее:

$$k = (PV - PV_0) / [MBT]$$

Для рассматриваемого случая по данным промысловым исследований коэффициент  $k=0,67$ . Как уже говорилось выше, следует помнить, что для получения точных сведений следует выдерживать концентрацию химических реагентов в пределах проектных (близко к оптимальному количеству). В случае же существенного изменения ее величины, будет необходимо определять коэффициент  $k$  заново.

Величина коэффициента указывает, что при постепенной наработке бурового раствора на 1 кг/м<sup>3</sup>, величина пластической вязкости будет увеличиваться на 0,67 мПа·с. Условно принимая в качестве критического

уровня наработки концентрацию глинистой породы равную  $15 \text{ кг/м}^3$  (область перехода системы из безглинистого состояния в инкубационный участок). Критическая же величина пластической вязкости будет равна:

$$PV_{\text{кр.}} = k \cdot 15 + PV_0 \quad (4.1)$$

$$PV_{\text{кр.}} = 22$$

Это означает, что по достижении параметра пластической вязкости величины  $22 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  возможен переход бурового раствора в так называемое «инкубационное» состояние, при котором, несмотря на отсутствие роста пластической вязкости, продолжается процесс активной наработки бурового раствора [57]. А излишнее увеличение содержание коллоидной фазы приведет к увеличению показателя тиксотропии раствора, а вместе с тем и росту статического напряжения сдвига, что может значительно увеличить вероятность возникновения аварийной ситуации. К тому же это может являться причиной значительного ухудшения адгезионно-смазочных параметров бурового раствора. В доказательство данного утверждения произведена серия пилотных тестов по продолжению увеличения концентрации коллоидной фазы без разбавления.

Чтобы доказать возможность использования линейной функции величины пластической вязкости от концентрации коллоидной фазы с целью контроля качества бурового раствора воспользуемся статистическими методами, а именно оценим адекватность предлагаемой модели в качестве линейной [45, 63]. Используем данные параметров бурового раствора №2 из таблицы 3.4. Масштабируем наиболее интересующий нас участок и перестроим его в следующем виде (рисунок 4.1).

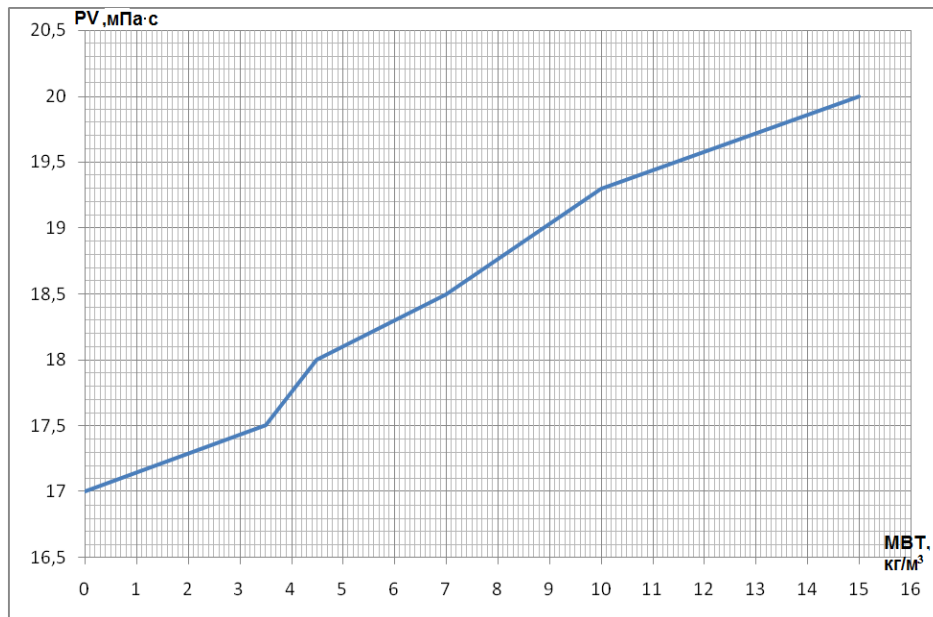


Рисунок 4.1 – Зависимость пластической вязкости от концентрации коллоидной фазы для бурового раствора №4

Используя предлагаемую нами механику расчета можно определить коэффициент  $k = 0,22$ . Следовательно, характеризующая данную зависимость линейная функция будет иметь вид:

$$PV = 0,22 \cdot [MBT] + PV_0 \quad (4.2)$$

График соответствующей фактической линейной функции изображен на рисунке 4.2.

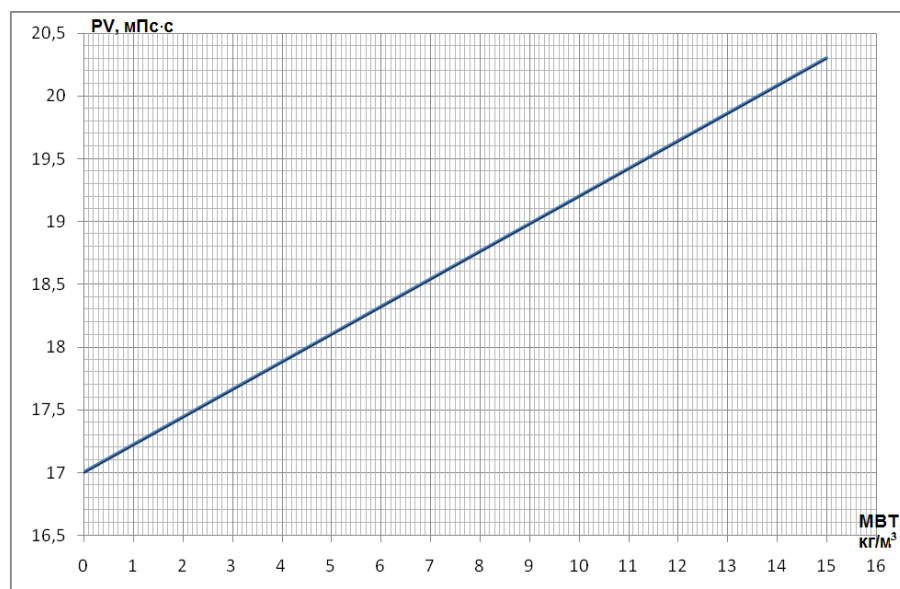


Рисунок 4.2 – График фактической линейной функции  $PV = 0,22 \cdot [MBT] + PV_0$

Оценим адекватность предлагаемой нами модели при помощи критерия Фишера. Критерий Фишера (F-критерий) применяется при проверке гипотезы о равенстве дисперсий двух генеральных совокупностей, распределенных по нормальному закону [45, 63].

F-критерий Фишера называют дисперсионным отношением, так как он формируется как отношение двух сравниваемых несмещенных оценок дисперсий. В нашем случае производится сравнение дисперсии функции зависимости пластической вязкости от концентрации коллоидной фазы и фактической линейной функции [45].

Рассмотрим две выборки значений, соответствующих соответственно экспериментальным данным (рисунок 4.1) и фактической линейной функции (рисунок 4.2), представленные соответственно в таблицах 4.2 и 4.3.

Таблица 4.2: Выборка значений функции по рисунку 4.1

|              |    |      |    |      |
|--------------|----|------|----|------|
| PV ( $x_i$ ) | 17 | 17,5 | 18 | 19,3 |
|--------------|----|------|----|------|

Таблица 4.3: Выборка значений функции по рисунку 4.2

|              |    |      |    |      |
|--------------|----|------|----|------|
| PV ( $x_i$ ) | 17 | 17,8 | 18 | 19,2 |
|--------------|----|------|----|------|

Критерий Фишера будет определяться по формуле:

$$F = \frac{\sigma_1^2}{\sigma_2^2} \quad (4.3)$$

Где  $\sigma_1^2$  и  $\sigma_2^2$  соответственно выборочная дисперсность для обоих графиков.

В свою очередь дисперсию можно определить, как

$$\sigma_{1,2}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i^2 - \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \right)^2 \quad (4.4)$$



Откуда путем математических вычислений получим:

$$\sigma_1^2 = 0.73$$

$$\sigma_2^2 = 0.62$$

Критерий Фишера равен  $F=1,18 < F_{кр}$  (согласно табличных значений), а следовательно модель можно считать адекватной.

Аналогично доказывается адекватность линейной модели для остальных приведенных случаев. Что подтверждает возможность применения авторских методов для условно-безглинистых систем.

В связи с этим в процессе бурения скважины в интервалах слаболитифицированных глинистых пород на основании опыта бурения на данном месторождении рекомендуется заранее прогнозировать структурно-механические характеристики таким образом, чтобы допустимые пределы изменения пластической вязкости бурового раствора определялись расчетной величиной ее критического значения.

Так при бурении скважины 517Л Северо-Конитлорского месторождения пластическая вязкость свежеприготовленного бурового раствора (коллоидная фаза отсутствовала) имела значение 8 мПа•с, а при наработке глинистой фазы и соответственном увеличении концентрации коллоидной фазы до 14 наблюдался ее рост до 16 мПа•с. Таким образом, дальнейший рост этого параметра крайне нежелателен во избежание излишнего загрязнения промывочной жидкости и возможности ее перехода в состояние малоглинистого и далее глинистого раствора, имеющего несколько другие принципы управления и качественные особенности. Таким образом, можно рекомендовать для применяемого бурового раствора поддерживать величину пластической вязкости в пределах 8-16 мПа•с, предполагая, что при поддержании ее в рамках данных значений, буровой раствор будет иметь приемлемый уровень концентрации глинистой фазы.

Таблица 4.4 Изменение параметров бурового раствора в процессе наработки коллоидной фазы:

| Параметры                    | Базовый раствор | Дополнительное содержание коллоидной фазы, определенной по методу МБТ, кг/м <sup>3</sup> |           |           |           |
|------------------------------|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
|                              |                 | 3,5                                                                                      | 15        | 25        | 35        |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup> | 1140            | 1140                                                                                     | 1150      | 1160      | 1170      |
| условная вязкость, с         | 48              | 50                                                                                       | 53        | 58        | 64        |
| СНС, дПа                     | 29/43           | 29/47                                                                                    | 33/51     | 43/82     | 48/96     |
| ПВ, мПа•с                    | <b>12</b>       | <b>15</b>                                                                                | <b>22</b> | <b>22</b> | <b>22</b> |
| толщина корки, мм            | 0,1             | 0,1                                                                                      | 0,2       | 0,3       | 0,5       |
| коэффициент липкости корки   | 0,17            | 0,20                                                                                     | 0,24      | 0,31      | 0,37      |
| коэффициент трения           | 0,32            | 0,37                                                                                     | 0,41      | 0,44      | 0,51      |
| показатель адгезии за 10мин  | 4,2             | 5,1                                                                                      | 9,7       | 14,1      | 22,1      |

Отчетливо видно, что рост пластической вязкости соответственно влечет к росту смазочно-адгезионных характеристик бурового раствора. Для наглядности были построены графики, представленные на рисунках 4.3, 4.4, 4.5.

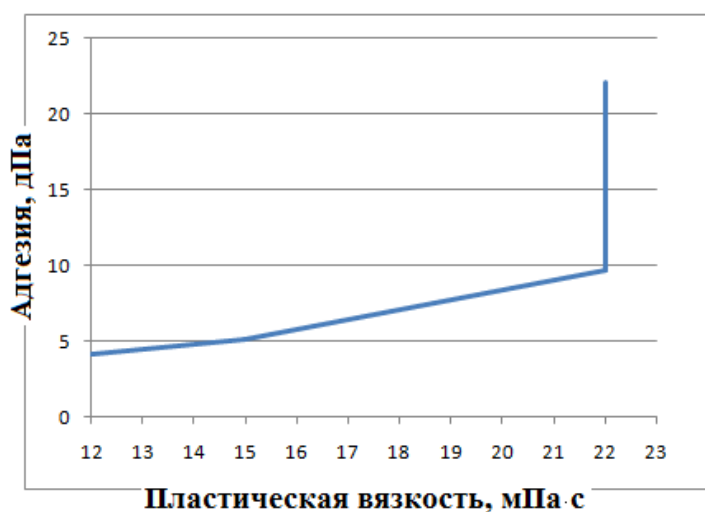


Рисунок 4.3 Зависимость показателя адгезии от пластической вязкости бурового раствора

На графике наглядно отображается, что по достижении критического значения пластической вязкости показатель адгезии резко возрастает, и его рост будет продолжаться по мере дальнейшей наработки коллоидной фазы, несмотря на визуальное сохранение пластической вязкости на одном уровне. Аналогичная ситуация наблюдается при рассмотрении коэффициентов трения и липкости.

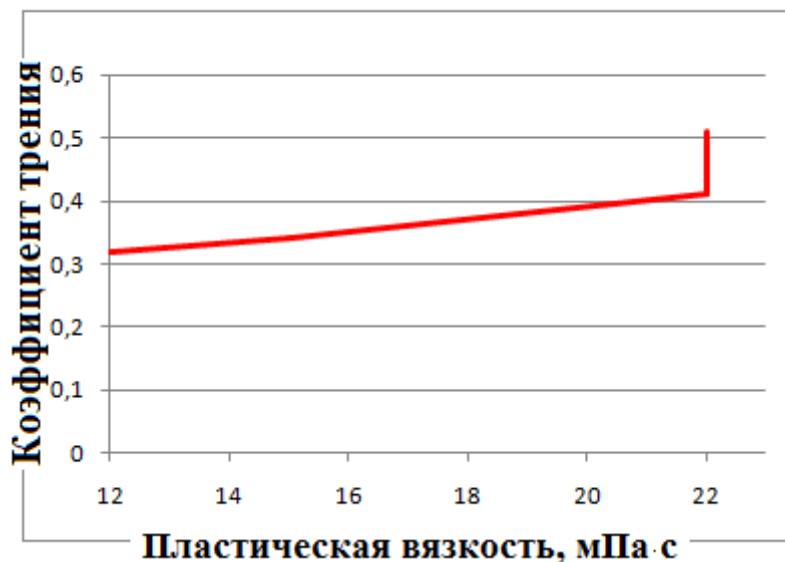


Рисунок 4.4 Зависимость коэффициента трения бурового раствора от его пластической вязкости.

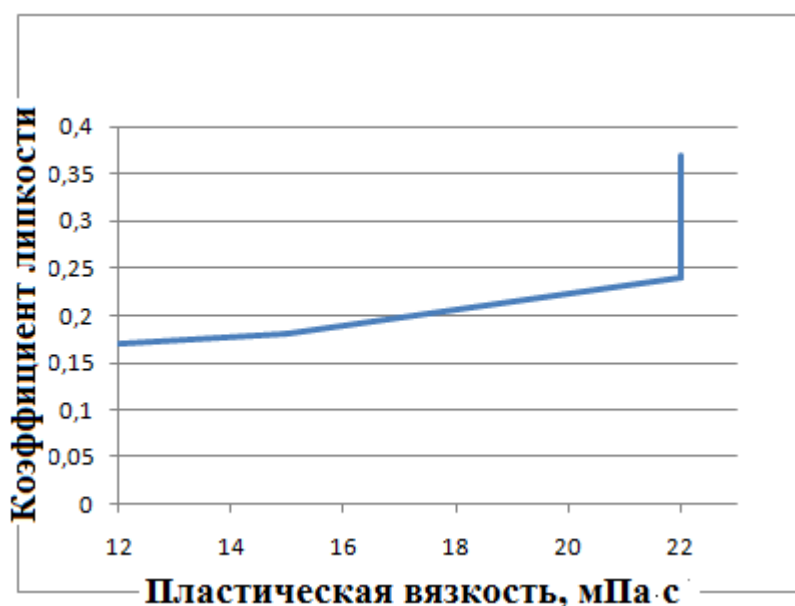


Рисунок 4.5 Зависимость коэффициента липкости фильтрационной корки от пластической вязкости бурового раствора

Таблица 4.1 и приведенные графики наглядно демонстрирует негативность воздействия на буровой раствор процесса наработки коллоидной фазы по достижении «критического» значения пластической вязкости. Поэтому рекомендуется не доводить состояние промывочной жидкости до данного состояния, производя своевременно процедуру разбавления циркуляционного объема свежеприготовленным буровым раствором по возможности соблюдая первоначальный уровень концентрации химических реагентов с целью сохранения прогнозируемых темпов наработки и величины коэффициента  $k$ . В случае если ряд параметров промывочной жидкости требует корректировки, то требуется дополнительно пересчитать величину данного коэффициента после усреднения параметров бурового раствора.

#### **4.2 Определение необходимой концентрации смазочной добавки для улучшения смазочно-адгезионных свойств бурового раствора.**

Следующим шагом при оптимизации параметров бурового раствора является оценка необходимого количества смазывающей добавки для обеспечения требуемых адгезионно-смазочных свойств промывочной жидкости. С целью выяснения достаточной концентрации был произведен ряд замеров анализируемых параметров исследуемого бурового раствора с плавным увеличением концентрации смазки [58]. Результаты проделанных тестов приведены в таблице 4.5. В качестве исследуемой добавки использовалась FK-LUBE, показавшая максимальную эффективность в лабораторных исследованиях (глава 3).

Таблица 4.5: Результаты изменения смазочных свойств бурового раствора при увеличении концентрации смазочной добавки

| Параметры                    | Базовый раствор | Буровой раствор с повышенным содержанием коллоидной фазы и с добавлением смазочной добавки |                         |                                       |                                             |                                       |                                       |                                       |                                        |
|------------------------------|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------------|
|                              |                 | МБТ=3,5кг/м <sup>3</sup>                                                                   | МБТ=15кг/м <sup>3</sup> | МБТ=15кг/м <sup>3</sup><br>+1% смазки | МБТ=15кг/м <sup>3</sup><br>+ 1,5%<br>смазки | МБТ=15кг/м <sup>3</sup><br>+2% смазки | МБТ=15кг/м <sup>3</sup><br>+3% смазки | МБТ=15кг/м <sup>3</sup><br>+5% смазки | МБТ=15кг/м <sup>3</sup><br>+10% смазки |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup> | 1140            | 1140                                                                                       | 1150                    | 1150                                  | 1150                                        | 1150                                  | 1150                                  | 1150                                  | 1150                                   |
| условная вязкость, с         | 48              | 50                                                                                         | 53                      | 53                                    | 53                                          | 53                                    | 53                                    | 53                                    | 53                                     |
| СНС, дПа                     | 29/43           | 29/47                                                                                      | 33/51                   | 33/51                                 | 33/51                                       | 33/51                                 | 33/51                                 | 33/51                                 | 33/51                                  |
| пластическая вязкость, мПа•с | <b>12</b>       | <b>14</b>                                                                                  | <b>18</b>               | <b>18</b>                             | <b>18</b>                                   | <b>18</b>                             | <b>18</b>                             | <b>18</b>                             | <b>18</b>                              |
| толщина корки, мм            | 0,1             | 0,1                                                                                        | 0,2                     | 0,2                                   | 0,2                                         | 0,2                                   | 0,2                                   | 0,2                                   | 0,2                                    |
| коэффициент липкости корки   | <b>0,17</b>     | <b>0,20</b>                                                                                | <b>0,24</b>             | <b>0,21</b>                           | <b>0,18</b>                                 | <b>0,17</b>                           | <b>0,14</b>                           | <b>0,13</b>                           | <b>0,13</b>                            |
| коэффициент трения           | <b>0,32</b>     | <b>0,37</b>                                                                                | <b>0,41</b>             | <b>0,34</b>                           | <b>0,31</b>                                 | <b>0,26</b>                           | <b>0,21</b>                           | <b>0,19</b>                           | <b>0,17</b>                            |
| показатель адгезии за 10мин  | <b>4,2</b>      | <b>5,1</b>                                                                                 | <b>9,7</b>              | <b>7,7</b>                            | <b>6,3</b>                                  | <b>5,2</b>                            | <b>4,3</b>                            | <b>3,5</b>                            | <b>2,7</b>                             |

По приведенным данным видно, что при увеличении концентрации смазки происходит значительное улучшение адгезионно-смазочных свойств бурового раствора. Однако темп снижения адгезии, липкости и коэффициента трения в паре буровой раствор - фильтрационная корка не пропорциональны увеличению концентрации смазочной добавки. Так при увеличении концентрации с 3 до 5 % коэффициент липкости снижается менее эффективно, чем при ее возрастании с 2 до 3%. А при дальнейшем увеличении практически не изменяется вообще. Схожая ситуация происходит и с коэффициентом трения, где при росте концентрации смазочной добавки снижение сил трения гораздо менее заметны и вряд ли могут считаться целесообразными, учитывая, что затраты на обработку смазкой вырастут практически вдвое. Показатель адгезии продолжает уменьшаться вместе с увеличением концентрации смазки, однако повлиять на его величину можно также и просто снизив содержание коллоидной фазы в буровом растворе, то есть произвести разбавление раствора вместе с добавлением смазочной добавки. Это изображено на рисунке 4.6

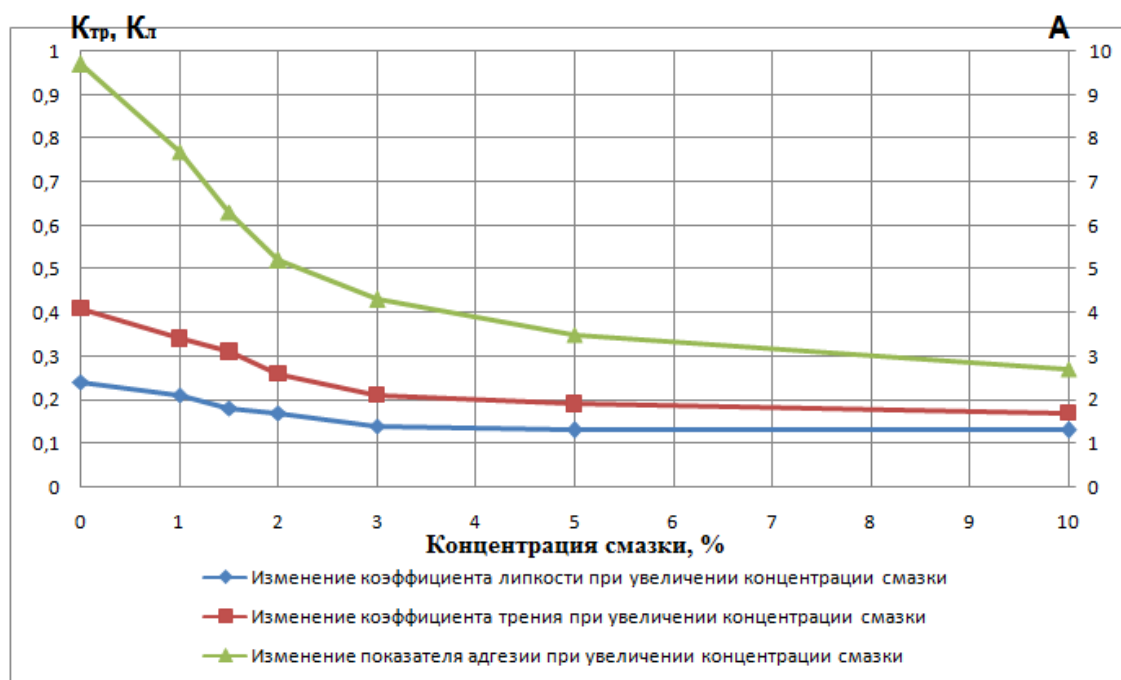


Рисунок 4.6 Изменение смазочных свойств бурового раствора при увеличении концентрации смазки

Таким образом, можно рекомендовать содержание смазочной добавки в буровом растворе порядка 2-3% с целью достижения оптимальных адгезионно-смазочных параметров бурового раствора с учетом сохранения экономической эффективности.

#### 4.3 Алгоритм управления реологическими, адгезионными и смазочными свойствами буровых растворов при бурении в интервалах залегания слаболитифицированных глинистых пород.

Рассмотренные в предыдущей главе буровые растворы (таблица 3.4, 3.5) также подверглись анализу по установлению связи между концентрацией коллоидной фазой, увеличивающейся в процессе наработки, и величиной пластической вязкости. Результаты исследований представлены на рисунке 4.6. Поскольку в буровом растворе первого состава уже присутствовала глинистая фаза в количестве  $20 \text{ кг/м}^3$ , предлагаемые автором методы контроля качества не распространяются на него, поскольку ориентированы на системы с минимальным содержанием коллоидной фазы. Однако распределение характеристик в остальных системах соотносится согласно указанным в данной работе закономерностям. Полученная в результате зависимость представлена на рисунке 4.7.

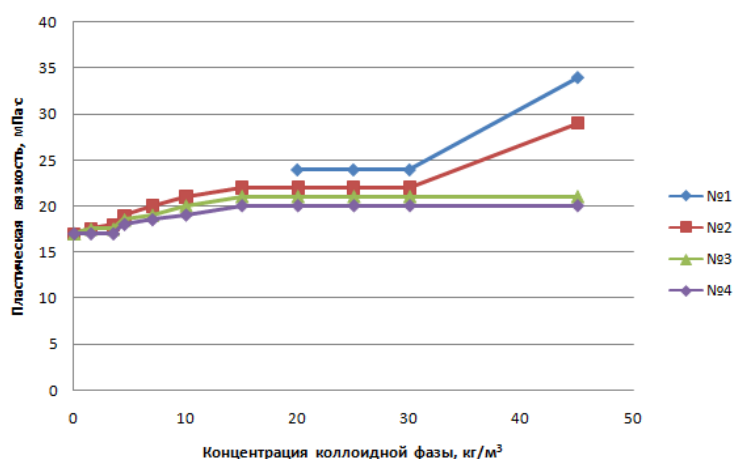


Рисунок 4.7 Зависимость пластической вязкости бурового раствора от концентрации коллоидной фазы (номера рядов соответствуют номерам буровых растворов из таблицы 3.4).

Отсутствие на графике дальнейшего роста пластической вязкости для буровых растворов №3, №4 обусловлено отсутствием необходимости исследования высокого уровня наработки, ввиду того, что работа посвящена «условно-безглинистым» системам, а для данных составов очевиден удлиненный инкубационный участок, после которого последует увеличение прочности геля.

Однако, поскольку в слаболитифицированных породах рекомендовано применение буровых растворов с минимальным содержанием глинистой фазы, было решено более подробно рассмотреть участок приведенного графика, соответствующий условно-безглинистому состоянию. Таким образом, график принимает следующий вид.

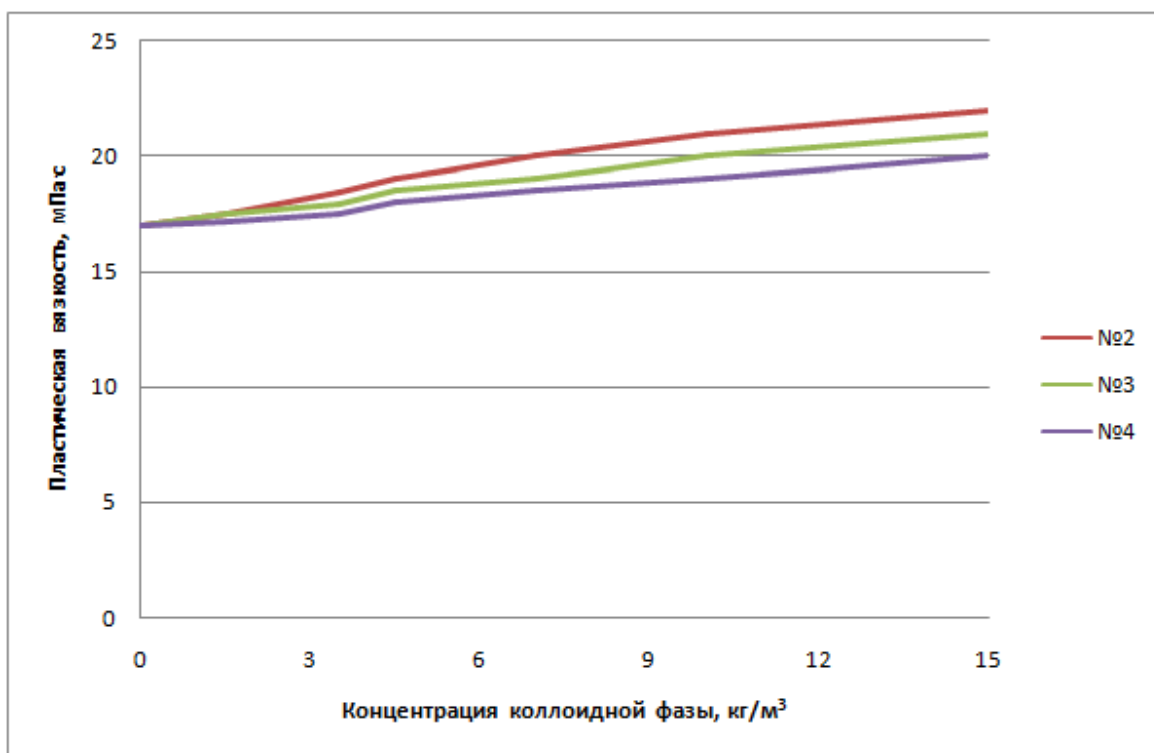


Рисунок 4.8 Зависимость пластической вязкости бурового раствора от концентрации коллоидной фазы (номера рядов соответствуют номерам буровых растворов из таблицы 3.4). Концентрация коллоидной фазы не превышает 15 кг/м³.



Рассматривая данный участок, можно заметить, что зависимость пластической вязкости от концентрации коллоидной фазы можно условно принять за линейную. Незначительная погрешность в распределении не будет играть роль в полевых условиях, на оперативный контроль промывочной жидкости, в которых и рассчитаны предлагаемые методы, поскольку точность полевых приборов не позволяет вести контроль пластической вязкости с точностью выше, чем до целых значений.

Исходя из написанного выше, предлагается следующий алгоритм по управлению структурно-механическими, адгезионными и смазочными свойствами буровых растворов, а также оперативному прогнозированию их изменения:

1. Зная концентрации химических реагентов в буровом растворе после нескольких циклов циркуляции и усреднения параметров произвести замер базовых параметров промывочной жидкости.

2. В случае проявления «наработки» бурового раствора произвести внеочередной контрольный замер параметров при равных условиях, особое внимание уделив величине пластической вязкости и адсорбционной емкости по методу МБТ.

3. Вычислить «коэффициент загрязнения раствора»  $k$  используя уравнение, подробно описанное во второй главе

$$k = (PV - PV_0) / [MBT]$$

4. Определить критическое значение параметра пластической вязкости по формуле

$$PV_{кр.} = k \cdot 15 + PV_0$$

5. В случае приближения величины пластической вязкости к критическому значению в виду недопущения неконтролируемого роста адгезии бурового раствора к бурильному инструменту производить разбавление бурового раствора свежеприготовленным, по возможности поддерживая концентрацию химических реагентов на одном уровне.

6. Обработать буровой раствор смазочной добавкой (желательно жидкой) из расчета 2-3% от циркуляционного объема и поддерживать ее концентрацию на данном уровне в ходе прохождения интервала слаболитифицированных глинистых пород.

7. Поддерживать минерализацию бурового раствора на требуемом уровне с целью минимизации влажности выбуренной глинистой породы.

8. Минимизировать время контакта выбуренной породы с элементами бурильной колонны за счет оптимизации режима промывки, т.е. не прекращать циркуляцию без тщательной очистки ствола скважины от выбуренной породы промывкой, а также не снижать расход буровых насосов ниже оптимального, определенного гидравлическим расчетом.

#### **4.4 Вывод.**

Использование предлагаемых технологических рекомендаций по управлению структурно-механическими и адгезионно-смазочными свойствами безглинистых буровых растворов, а также указанного алгоритма может позволить значительно упростить процесс контроля качества промывочной жидкости, увеличить прогнозируемость темпов загрязнения бурового раствора коллоидной фазой и повысить эффективность применения большинства современных буровых растворов, применяемых при строительстве скважин в интервалах залегания слаболитифицированных глинистых пород, сократить временные затраты на принятие решений по обработке и их технологическое исполнение, а также затраты на восстановление свойств буровых растворов и предупреждение осложнений и минимизацию рисков возникновения аварийных ситуаций.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. На основании анализа теоретических материалов, экспериментальных и промысловых данных установлено, что одним из распространенных видов осложнений в интервалах слаболитифицированных пород, является образование сальника на элементах бурильной колонны, что связано не только со свойствами породы, залегающей в интервале бурения, но и физико-химическими процессами между компонентами циркулирующей жидкости и контактирующими с ней поверхностями.

2. Предложен усовершенствованный метод определения качественных характеристик сальника, позволяющий увидеть процесс его образования при вращении металлического стержня в исследуемой промывочной жидкости с учетом масштабирования.

3. Экспериментально доказано, что в процессе увеличения содержания глинистой фазы в составе бурового раствора и соответственного роста пластической вязкости можно условно выделить три основных участка, характеризующих состояние промывочной жидкости: условно-безглинистый (характеризующийся относительно резким ростом пластической вязкости в процессе наработки и сохранении структурных характеристик), малоглинистый (представляющий собой так называемый «инкубационный участок», где начинают проявляться структурные свойства раствора), глинистый (как правило означает переход системы в состояние тиксотропной глинистой суспензии).

4. Экспериментально установлено, что силы адгезии бурового раствора на твердой поверхности зависят от содержания твердой фазы, реологических характеристик промывочной жидкости и свойств металла контактирующей поверхности. Таким образом, минимизация содержания твердой фазы в буровом растворе позволит снизить вероятность образования сальника в процессе бурения.

5. Установлено, что максимально эффективное повышение смазочных свойств промывочной жидкости может быть достигнуто при условии применения жидких смазочных добавок в концентрации 2-3%.

6. Установлена линейная зависимость величины пластической вязкости от содержания глинистой фракции в «условно-безглинистом» растворе. При этом определена величина «критического» значения пластической вязкости для «условно-безглинистых» буровых растворов, определяющая границы перехода бурового раствора к состоянию интенсивного гелеобразования, что характеризуется увеличением адгезионных характеристик с последующим увеличением риска возникновения сальников и связанных с этим осложнений и аварий.

7. Установлено, что предупреждение формирования и разрушение сальника обеспечивается комплексом мероприятий, который включает оптимизацию содержания коллоидной фазы, реологических и смазочных свойств бурового раствора, а также поддержание минерализации бурового раствора (преимущественно по хлориду калия) в пределах от 80 до 120 кг/м<sup>3</sup>, при которых минимизируется количество диспергированной глинистой породы за счет снижения влажности шлама. Это позволяет сохранять буровой раствор в «условно-безглинистом» состоянии, снижая риск образования сальника, и при этом не допуская хрупкого разрушения стенок скважины.

8. Предложен алгоритм действия по управлению реологическими и адгезионно-смазочными свойствами «условно-безглинистых» буровых растворов, применение которого может позволить значительно упростить процесс контроля качества промывочной жидкости, обеспечить прогнозируемость темпов загрязнения бурового раствора коллоидной фазой и повысить эффективность применения большинства современных буровых растворов, применяемых при строительстве скважин в интервалах залегания слаболитифицированных глинистых пород, сократить временные и материальные затраты.

9. Разработаны и используются в учебном процессе методические указания по управлению смазочно-адгезионными свойствами буровых растворов.

## Библиографический список

1. Абрамзон, А.А. Поверхностно-активные вещества [Текст] / А.А. Абрамзон, В.В. Бочаров, Г.М. Чаевой и др. — М.: Химия, 1979. — 376 с.
2. Аветисян, Н.Г. Определение необходимой степени минерализации бурового раствора при бурении в неустойчивых породах [Текст] / Н.Г. Аветисян, В.Ю. Шеметов, Н.В. Смирнова. - РНТС Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979 г., вып. 4, с. 6-9.
3. Агабальянц, Э.Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения [Текст] / Э.Г. Агабальянц. — М.: Недра, 1982. — 184 с.
4. Алимжанов, М.Т. О постановке задачи устойчивости стенок глубоких скважин [Текст] / М.Т. Алимжанов: Доклады РАН.- 1992 г. – Т.325. - № 3. – С.445-449.
5. Алимжанов, М.Т. Устойчивость пород пристволенной зоны в условиях разупрочняющего действия бурового раствора [Текст] / М.Т. Алимжанов, М.К. Байзаков, Б.А. Смагулов // Нефтяное хозяйство. - 1997. - № 2. - С.14-16.
6. Алимжанов, М.Т. Устойчивость равновесия тел и задачи механики горных пород [Текст] / М.Т. Алимжанов. - Алма-Ата: Наука. – 1982.
7. Ананьев, В.П. Инженерная геология и гидрогеология [Текст]: учебник для вузов/ В.П. Ананьев, Л.В. Передельский. - М.: Высшая школа, 1980. - 271 с.
8. Ангелопуло, О.К. Буровые растворы для осложненных условий [Текст] / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. - М.: Недра, 1988. – 189 с.
9. Андерсон, Б.А. Полимерные буровые растворы за рубежом [Текст] / Б.А. Андерсон, А.У. Шарипов, К.Л. Минхайров // Обзорная информация. Сер. «Бурение» - М.: ВНИИЭНГ, 1980 г.
10. Ахмадеев, Р.Г., Инструкция по оценке адгезионных свойств буровых растворов / Р.Г. Ахмадеев, И.В. Куваев. – Ухта, УИИ, 1998 г. – 5с.
11. Ахмадеев, Р.Г. Инструкция по применению и приготовлению смазочных композиций на основе газовой сажи [Текст]: авторское свидетельство // Р.Г. Ахмадеев, А.В. Нор. - Ухта, УГТУ, 1986.

12. Ахмадеев, Р.Г. Физико-химическое исследование глин в связи с их устойчивостью при бурении скважин [Текст] / Р.Г. Ахмадеев // Дисс. канд. тех. наук. – М.: УДН. – 1970. – 192 с.
13. Ахмадеев, Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей [Текст] / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. - М.: Недра, 1981. – 152 с.
14. Байдюк, Б.В. Механические свойства горных пород при высоких температурах и давлениях [Текст] / Б.В. Байдюк. - М.: Недра. – 1963.
15. Басарыгин, Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] / Ю.М. Басаргин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: Недра, 2000. – 237 с.
16. Бондарев, В.П. Геология. Курс лекций [Текст]: учебное пособие / В.П. Бондарев. – М.: ФОРУМ: ИНФРА – 2004. - 224 с.
17. Булатов, А.И. Справочник по промывке скважин [Текст] / А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. - М.: Недра, 1984. – 247 с.
18. Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст] / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. - М.: Недра, 1981. – 256 с.
19. Буровые растворы для бурения в глинистых породах. Демонстрационный материал компании Halliburton.
20. Буслаев, В.Ф. Строительство скважин на Севере [Текст] / В.Ф. Буслаев, С.А. Кейн, Ю.Л. Логачев. - Ухта, 1986. - 128 с.
21. Войтенко, В.С. Геомеханика в бурении [Текст] / В.С. Войтенко. - М. Недра. – 1996. – 189 с.
22. Войтенко, В.С. Прикладная геомеханика в бурении [Текст] / В.С. Войтенко. - М. Недра. – 1990. – 320 с.
23. Геологический словарь [Текст] / Т.Н. Алихов [и др.]; под ред. К.Н. Паффенгольц, Л.И. Боровикова. в 2-х томах, Т 1-й. - 2-е изд., перераб. и дополн.. – М.: Недра. – 1978. – 488 с.
24. Гольдштейн, М.Н. Механические свойства грунтов [Текст] / М.Н. Гольдштейн. - М.: Стройиздат, 1979 г. – 304 с.

25. Горбунов, Н.И. Минералогия и коллоидная химия почв [Текст] / Н.И. Горбунов. – М.: Наука. – 1974. – 314 с.
26. Городнов, В.Д. Буровые растворы [Текст]: учебное пособие / В.Д. Городнов. - М., Недра, 1985. - 131 с.
27. Городнов, В.Д. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов [Текст] / В.Д. Городнов, В.Н. Тесленко, И.Н. Тимохин и др. - М.: Недра, 1985.
28. Городнов, В.Д. Физико-химические методы предупреждений осложнений в бурении [Текст] / В.Д. Городнов. - 2-е изд. перераб. и дополн. - М.: Недра. – 1984. – 225 с.
29. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. [Текст] / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. - М.: Недра. – 1985. – 368 с.
30. Даминова, А.М. Породообразующие минералы [Текст]: учебное пособие для студентов геолог. специальностей университетов и педагогических институтов / А.М. Даминова. – 2 –е изд. перераб. и дополн. – М.: Высшая школа, 1974. - 205 с.
31. Дедусенко, Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы [Текст] / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.: Недра. - 1985. – С. 230.
32. Дуркин, В.В. Комплексное решение проблем сальникообразования при строительстве верхних интервалов скважин [Текст] / В.В. Дуркин, И.В. Ионов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2013. - № 4. - С. 14-17
33. Дюков, Л.М. Бурение газовых и газоконденсатовых скважин [Текст] / Л.М. Дюков, И.И. Ханмурзин. — М.: Недра, 1979. — 196 с.
34. Жуховицкий, С.Ю. Промывочные жидкости в бурении [Текст] / С.Ю. Жуховицкий. - М.: Недра, 1976. — 200 с.
35. Зарипов, С.З. Лабораторный контроль при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] / С.З. Зарипов. — М.: Недра, 1987. — 193 с.



36. Зозуля, Г.П. Исследование и разработка технологий предупреждения осложнений при бурении и разобщении пластов на основе обобщения фильтрационных процессов в системе скажина-пласт [Текст] / Г.П. Зозуля // Автореф. дисс. докт. тех. наук. - Тюмень: 1997.
37. Иванников, В.И. Разработка и опыт применения полимер-бетонитовых буровых растворов с малым содержанием твердой фазы [Текст] / В.И. Иванников // СНТ: "Физ.-хим. механика промысловых и тампонажных дисперсий". - Киев: 1979. - С. 129-133.
38. Иванова, М.Ф. Общая геология с основами исторической геологии [Текст]: учебник для географ. спец. вузов / М.Ф. Иванова. – 4–е изд. перераб. и дополн. - М.: Высшая школа, 1980. - 440 с.
39. Ивачев, Л.М. Промысловые жидкости в разведочном бурении / Л.М. Ивачев. — М.: Недра, 1975. — 216 с.
40. Измайлова, В.Н. Поверхностные явления в белковых системах [Текст] / В.Н. Измайлова, Г.П. Ямпольская, Б.Д. Сумм. – М., Химия, 1988. - 56с.
41. Иносаридзе, Е.М. Промысловый опыт применения буровых растворов и других технико-технологических решений при бурении горизонтальных и пологих скважин [Текст] / Е.М. Иносаридзе, Ю.В. Змеев // Бурение и нефть. – 2007. - № 3. - С. 28-32.
42. Ишбаев, Г.Г. Современные аспекты применения ПАВ для повышения эффективности алмазного бурения нефтяных и газовых скважин [Текст] / Г.Г. Ишбаев, А.Н.Христенко, А.В.Христенко // Бурение и нефть. - 2010. - №3. - С. 34-37
43. Касперский, Б.В. Исследование проникновения твердой фазы промысловых жидкостей в условиях высоких температур в гранулярную пористую среду. Материалы диссертации на соискание доктора технических наук [Текст] / Б.В. Касперский. – М., 1975.

44. Касперский, Б.В. Проникновение твердой фазы глинистых растворов в пористую среду, «Нефтяное хозяйство», №9 [Текст] / Б.В. Касперский. – М., 1971.
45. Кемниц, Ю.В. Математическая обработка зависимых результатов измерений [Текст] / Ю.В. Кемниц. - М.: Недра, 1970. – 192 с.
46. Круглицкий, Н.Н. Методы физико-химического анализа промывочных жидкостей [Текст] / Н.Н. Круглицкий, Э.Г. Агабальянц. - Киев: Техніка, 1972.
47. Крылов, В.И. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин [Текст] / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Нефтяное хозяйство. – 2001.- № 7. – С. 20-24.
48. Кудряшев, Б.Б. Бурение скважин в осложненных условиях [Текст] / Б.Б. Кудряшев, А.М. Яковлев. - М.: Недра. – 1987.
49. Липатов, Ю.С. Справочник по химии полимеров [Текст] / Ю.С. Липатов, А.Е. Нестеров, Т.Н. Гриценко. — Киев: Наукова думка, 1971. — 536 с.
50. Литяева, З.А. Глинопорошки для буровых растворов [Текст] / З.А. Литяева, В.И. Рябченко. — М.: Недра, 1992. — 192 с.
51. Лурье, Ю.Ю. Справочник по аналитической химии [Текст] / Ю.Ю. Лурье. — М.: Химия, 1989. — 447 с.
52. Лушпеева, О.А. Высокоингибирующий экологически безопасный буровой раствор для бурения горизонтальных скважин [Текст] / О.А. Лушпеева, Г.Б. Проводников, И.В. Лодина, Л.П. Вахрушев, В.П. Полищученко // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 9. - С. 46-49.
53. Лютиков, К.В. Зависимость адгезионных и смазочных свойств буровых растворов от их компонентного состава [Текст] / К.В. Лютиков // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. - 2012. - № 11. - С. 83-85
54. Лютиков, К.В. К вопросу влияния свойств граничных слоев на смазочную способность бурового раствора [Текст] / К.В. Лютиков // Труды международной конференции «Наука и образование XXI века», Уфа, 2013 г.

55. Лютиков, К.В. К вопросу выбора оптимальных структурно-механических характеристик бурового раствора при проектировании программы промывки для строительства скважин в интервалах слаболитифицированных пород [Текст] / К.В. Лютиков // Труды VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» в рамках III Всероссийского молодежного форума «Нефтегазовое и горное дело», Пермь, 2014 г.
56. Лютиков, К.В. К вопросу предупреждения случаев комплексных осложнений при бурении скважин [Текст] / К.В. Лютиков // Труды научно-технической конференции преподавателей и сотрудников УГТУ, Ухта, 2013 г.
57. Лютиков, К.В. Определение критического параметра наработки буровых растворов при бурении в слаболитифицированных глинистых породах [Текст] / К.В. Лютиков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2014. - № 10. - С. 41-43
58. Лютиков, К.В. Повышение смазочной способности буровых растворов [Текст] / К.В. Лютиков // Труды научно-технической конференции преподавателей и сотрудников УГТУ, Ухта, 2011 г.
59. Лютиков, К.В. Природа и специфика адгезионных процессов при бурении скважин [Текст] / К.В. Лютиков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2014. - № 9. - С. 13-15
60. Мавлютов, М.Р. Вопросы коллоидной химии буровых растворов [Текст] / М.Р. Мавлютов, А.Г. Нигматулина // Сб. «Промывка и крепление скважин». - Уфа: Изд. Уфим. нефт. инс-та, 1987 г. - С. 10-18.
61. Мавлютов, М.Р. Технология бурения глубоких скважин [Текст] / М.Р. Мавлютов, Л.А. Алексеев, К.И. Вдовин.— М.: Недра, 1982. — 287 с.
62. Методическое пособие по инженерно-геологическому изучению горных пород. В 2-х томах. – Том 2. Лабораторные методы [Текст]/ Под ред. Е.М. Сергеева. – М.: Недра. – 1984. – 438 с.

63. Мирзаджанзаде, А.Х. Анализ и проектирование показателей бурения [Текст] / А.Х. Мирзаджанзаде, Н.А. Сидоров, С.А. Ширинзаде. - М.: Недра, 1976. – 237 с.
64. Мирзаев, А.М. О влиянии некоторых типов промывочных жидкостей на загрязнение пласта коллектора в условиях АНПД [Текст] / А.М. Мирзаев, И.И. Климашкин, Д.А. Зинатулина // Сб. науч. тр. Технология строительства газовых и газоконденсатных скважин. - М., 1991.
65. Михайлов, Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах [Текст] / Н.Н. Михайлов. - М.: Недра. – 1987.
66. Михеев, В.Л. Технологические свойства буровых растворов [Текст] / В.Л. Михеев. - М.: Недра. – 1979. – 246 с.
67. Муравьев, В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин [Текст] / В.М. Муравьев. — М.: Недра, 1988. — 448 с.
68. Некрасов, Б.В. Основы общей химии / Б.В. Некрасов. — М.: Химия, 1969. - Т. 1 - 518 с.
69. Пат. 2243250 Российская Федерация, МПК С 09 К 7/02 Способ обработки бурового раствора [Текст] / О.Н. Обозин, Е.О. Обозина; заявитель и патентообладатель ООО «Нефтегазмаштехнологии». - № 2001132983/03; заявл. 05.12.2001; опубл. 27.12.2004, Бюл. № 36.
70. Пименов, И.Н. Анализ эффективности моделей управления свойствами буровых растворов, применительно к малоглинистым полимерным буровым растворам [Текст] / И.Н. Пименов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №4. – С. 32–34.
71. Пименов, И.Н. Выбор параметров-критериев управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов [Текст] / И.Н. Пименов // Современные научные исследования и инновации. – Октябрь, 2012. [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2012/10/17753>
72. Пименов, И.Н. Реологические характеристики, как основной показатель качества бурового раствора [Текст] / И.Н. Пименов // Сб. науч. трудов:

материалы научно-технической конференции (17-20 апреля 2012г): в 3 ч.; ч.1/ под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2012. – С. 115 –1 17.

73. Пименов, И.Н. Совершенствование технологии управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов в неустойчивых глинистых породах [Текст] / И.Н. Пименов // Автореф. дисс. канд. тех. наук. - Ухта: 2012 г.

74. Пименов, И.Н. Совершенствование технологии управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов в неустойчивых глинистых породах [Текст] / И.Н. Пименов // Дисс. канд. тех. наук. - Ухта: 2012 г.

75. Пустовойтенко, И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении [Текст] / И.П. Пустовойтенко. - М., Недра, 1988.

76. РД 39-00147001-773-2004 Методика контроля параметров буровых растворов [Текст]: - Краснодар: 2004. – 58 с.

77. Резниченко, И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов / И.Н. Резниченко. М.: Недра. – 1982. – 234 с.

78. Резниченко, И.Н. Утяжеление буровых и тампонажных растворов [Текст] / И.Н. Резниченко, А.И. Булатов, С.А. Рябоконец. — М.: Недра, 1988. — 286 с.

79. Руководство по эксплуатации ротационных вискозиметров OFITE модификации 800, 900 от 31.08.2007 г. OFI Testing equipment Inc.

80. Руководство по эксплуатации тестера предельного давления и смазочной способности от 07.08.2007 г. OFI Testing equipment Inc.

81. Рязанов, Я.А. Энциклопедия по буровым растворам [Текст] / Я.А. Рязанов. — М.: Недра, 2004. — 215 с.

82. Рябоконец, С.А. Утяжелители для буровых растворов и технология их применения [Текст] / С.А. Рябоконец. — М.: Недра, 1981. — 239 с.

83. Рябченко, В.И. Управление свойствами буровых растворов [Текст] / В.И. Рябченко. — М.: Недра, 1990. — 230 с.

84. Самотой, А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин [Текст] / А.К. Самотой. - М., Недра, 1979.

85. Самотой, А.К., Прихваты колонн при бурении скважин [Текст] / А.К. Самотой. - М., Недра, 1984.
86. Сеид-Рза, М.К. Устойчивость стенок скважин [Текст] / М.К. Сеид-Рза, Ш.И. Исмайылов, Л.М. Орман. - М.: Недра. – 1981. – 179 с.
87. Системы буровых растворов на водной основе. Демонстрационный материал компании MI-SWACO.
88. Спивак, А.И. Механика горных пород [Текст] / А.И. Спивак. - М.: Недра. – 1967. – 249 с.
89. Степанов, Н.В., Моделирование и прогноз осложнений при бурении скважин [Текст] / Н.В. Степанов.- М., Недра, 1996.
90. Сумм, Б.Д. Основы коллоидной химии [Текст]: учебное пособие для вузов / Б.Д. Сумм.- М.: «Академия», 2006. – 240 с.
91. Уляшева, Н.М. Задачи управления адгезионными свойствами буровых растворов при углублении скважины в глинистых породах [Текст] /Н.М. Уляшева, А.М. Вороник, К.В. Лютиков, Д.В. Ходенко//Нефтегазовое дело
92. Уляшева, Н.М. Полимерные растворы для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов [Текст] / Н.М. Уляшева, Н.Г. Деминская, В.В. Дуркин, Е.Е. Патракова // Материалы Всероссийской конференции «Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. Нефть и газ Европейского Северо-Востока», Ухта, УГТУ, 2003 г., С. 240-242.
93. Уляшева, Н.М. Полимерные буровые растворы для бурения в осложненных условиях [Текст] / Н.М. Уляшева, Н.Г. Деминская, А.А. Огородник // Материалы международной научно-технической конференции посвященной памяти М.Р. Мавлютова «Повышение качества строительства скважин», Уфа, 2005 г.
94. Уляшева, Н.М. Регулирование адгезионных процессов в литифицированных глинах [Текст] / Н.М. Уляшева, Н.Г. Деминская// НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №6, 2008 г., С. 25-26.

95. Уляшева, Н.М., Техника и технология отрасли. Методические указания [Текст] / Н.М. Уляшева, М.А. Михеев. – Ухта: УИИ, 1997. – 49с.
96. Уляшева, Н.М. Технология буровых промывочных жидкостей [Текст]: Текст лекций / Н.М. Уляшева. - Ухта: УИИ, 1997. – 165 с.
97. Уляшева, Н.М. Технология полимерных буровых растворов [Текст]: Учебное пособие / Н.М. Уляшева. - Ухта: 1992. – 106 с.
98. Уляшева, Н.М. Физико-химические основы регулирования свойств буровых растворов [Текст]: метод. указания по выполнению лабораторных работ по направлению 130500 – Нефтегазовое дело / Н.М. Уляшева, М.А. Михеев, В.В. Дуркин. – Ухта: УГТУ, 2011. – 42 с.
99. Христенко, А.В. Обоснование химической обработки буровых растворов для предупреждения сальникообразования при разбуривании пластичных горных пород [Текст]/ А.В. Христенко // Автореф. дисс. канд. тех. наук. - Уфа: 2010 г.
100. Чихоткин, В.Ф. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами при бурении скважин в осложненных условиях [Текст] / В.Ф. Чихоткин, А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, М.Л. Бурда // Бурение и нефть. - 2007. - № 7-8. - С. 58-60.
101. Шарафутдинова, Р.З. Бурение в глинах и гидратная стабилизация ее состояния при строительстве скважин [Текст] / Р.З. Шарафутдинова, З.З. Шарафутдинов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2007. - № 2. - С. 26-31.
102. Шехтман, Ю.М., Фильтрация малоцентрированных суспензий [Текст] / Ю.М. Шехтман.- М., Недра, 1961.
103. Шилов, А.Г. Предупреждение сальникообразования при бурении в глинистых отложениях [Текст] / А.Г. Шилов, В.А.Гличев // УКАНГ. - 2013. - № 4. - С. 60-62

104. Яров, А.Н. Буровые растворы с улучшенными смазочными свойствами [Текст] / А.Н. Яров, Н.А. Жидовцев, К.М. Гильман и др. — М.: Недра, 1985. - С. 15.
105. Eric van Oort, E. On the Physical and Chemical Stability of Shales, J.Petr. Sci. Eng. 38 (2003), p. 213-235