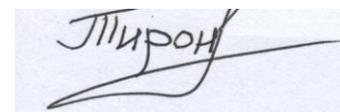


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»

На правах рукописи



ТИРОН ДЕНИС ВЯЧЕСЛАВОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭМУЛЬСИОННЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ
БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ЗАБОЙНЫХ ТЕМПЕРАТУР**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Д и с с е р т а ц и я
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук,
профессор Уляшева Н.М.

УХТА – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1 ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ	7
1.1 Представление о теории эмульгирования, процессах стабилизации эмульсий поверхностно-активными веществами.....	7
1.2 Современные составы буровых растворов на углеводородной основе	16
1.3 Взаимодействие горных пород с растворами на углеводородной основе.....	22
1.4 Испарение фаз в растворах на углеводородной основе	24
1.5 Цели и задачи исследований. Выводы	26
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ	27
2.1 Методы оценки свойств эмульсионных растворов.....	27
2.2 Экспресс-методика исследования процессов испарения	43
2.3 Методы планирования и обработки лабораторных и промышленных экспериментов.....	46
2.4 Выводы.....	51
ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ И КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА	52
3.1 Исследование зависимости реологических характеристик РУО от комплексного воздействия четырех факторов	52
3.2 Исследование влияния температуры на реологические характеристики различных углеводородных жидкостей	65
3.3 Исследование седиментационной устойчивости обратных эмульсий.....	74
3.4 Выводы.....	83
ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ ИСПАРЕНИЯ ФАЗ И СТЕПЕНИ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РУО.....	84
4.1 Анализ промышленных материалов	84
4.2 Результаты исследования кинетики испарения экспресс-методом.....	88
4.3 Обработка результатов лабораторных исследований	93
4.4 Алгоритм процедуры восстановления исходных концентраций компонентов эмульсионных буровых растворов	100
4.5 Выводы.....	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	107

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы:

В последние несколько лет, как в российской, так и в мировой нефтегазодобывающей отрасли наметились две тенденции:

- увеличение дебитов скважины за счет технологий повышения нефтеотдачи и нефтеизвлечения как на уже разрабатываемых, так и на новых месторождениях.
- разработка месторождений, которые не эксплуатировались ранее по причине сложных горно-геологических, технологических, климатических и экологических условий, например шельфовых месторождений северных морей и Сахалина.

Если говорить о реализации этих тенденций применительно к строительству скважин, то повышения нефтеизвлечения и нефтеотдачи можно достичь, внедряя строительство скважин с большим зенитным углом, скважин с большим горизонтальным окончанием и многозабойных (многоствольных) скважин, делая особый акцент на технологии первичного вскрытия. Большое значение при этом приобретает тип и качество бурового раствора. Традиционно используемые буровые растворы на водной основе все чаще становятся малопригодны для бурения в указанных условиях. Обеспечить нужное качество бурения и вскрытия способны эмульсионные буровые растворы, которые позволяют сохранить проницаемость призабойной зоны пласта, исключить затыжки инструмента, обеспечить устойчивость ствола скважины и вынос шлама.

В практике бурения сложилось мнение, что по своим свойствам, эмульсионные растворы являются «безупречными» промысловыми жидкостями. Однако помимо доказанных преимуществ, они обладают и рядом недостатков, которые не всегда очевидны и вызывают ряд сложностей при проектировании и использовании РУО, зачастую преподнося весьма неприятные и неожиданные сюрпризы. Самыми заметными факторами являются снижение реологических характеристик при увеличении температуры, а также интенсивное испарение компонентов РУО, особенно при бурении скважин с повышенными забойными температурами.

В настоящий момент в российской и зарубежной литературе данные недостатки широко не освещены. Нет четких рекомендаций и решений, позволяющих снизить термозависимость эмульсионных систем, не существует утвержденной методики количественного определения испарения фаз РУО. В связи с этим, направление исследований, посвященных совершенствованию технологии буровых растворов на углеводородной основе для бурения скважин с повышенными забойными температурами, является весьма актуальным, требующим более углубленного изучения.

Цель работы - повышение эффективности бурения скважин в условиях повышенных забойных температур (до 100°C) за счет оптимизации технологии эмульсионных буровых растворов.

Идея работы заключается в уменьшении термозависимости эмульсионных буровых растворов за счет оптимизации их компонентного состава.

Основные задачи исследований:

1. Анализ представлений о теории эмульгирования и процессах стабилизации эмульсионных систем.
2. Разработка методики исследования процесса испарения компонентов буровых растворов на углеводородной основе.
3. Лабораторные и промышленные исследования реологического поведения эмульсий в зависимости от температурных условий.
4. Экспериментальные исследования влияния компонентного состава на седиментационную устойчивость эмульсий.
5. Исследование интенсивности «испарения» фаз и степени изменения технологических характеристик РУО.

Научная новизна работы заключается в установлении зависимости изменения реологических показателей буровых растворов на углеводородной основе от температурных условий, разработке методики исследования процесса испарения компонентов эмульсий и раскрытии механизма влияния процесса испарения на изменение технологических характеристик.

Практическая значимость

1. Анализ механизма температурной зависимости вязкостных характеристик эмульсионных систем, наряду с рекомендуемыми концентрациями реагента – стабилизатора, позволяют предотвратить возможные осложнения при бурении скважин с повышенными забойными температурами.
2. Предлагаемая экспресс-методика исследования испарения РУО, а также математические уравнения расчета объема испарения фаз, могут использоваться как в промышленных, так и в лабораторных условиях. Стандартный набор необходимых приборов, достоверность и простота расчета, делает данную методику весьма эффективной и информативной.
3. Представленный алгоритм процедуры восстановления исходных концентраций эмульсионных растворов позволит избежать осложнений и проблем, связанных с неправильной обработкой промывочной жидкости в процессе бурения.

Методика исследований включает в себя комплекс аналитических и экспериментальных исследований, направленных на изучение физико-химических процессов в буровых растворах на углеводородной основе в условиях повышенных забойных температур (до 100°C).

Основные защищаемые положения

1. Поддержание концентрации эмульгатора (полиаминированной жирной кислоты) более 22 л/м^3 позволяет уменьшить термозависимость реологических характеристик при бурении скважин с повышенными забойными температурами (до 100°C).

2. Разработанная методика оценки интенсивности испарения компонентов эмульсионных систем, а также математические зависимости удельного объема испарения, позволяют повысить оперативность регулирования и поддержания технологических свойств раствора в процессе бурения.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций определяется современным уровнем аналитических и достаточным объемом экспериментальных исследований, высокой степенью сходимости их результатов и воспроизводимостью полученных данных.

Апробация результатов работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на научно-технической конференции преподавателей и сотрудников (2015), на международных молодежных научных конференциях «Севергеоэкотех» (2013, 2016) при Ухтинском государственном техническом университете; на VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» в рамках III Всероссийского молодежного форума «Нефтегазовое и горное дело» (2014) при Пермском национальном исследовательском политехническом университете; на XX Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (2016) при Томском национальном исследовательском политехническом университете.

Реализация результатов работы

Отдельные результаты диссертационного исследования внедрены в практику работы компании «Халлибуртон Интернэшнл ГмбХ» при бурении скважин с повышенными забойными температурами (до 100°C) на таких месторождениях, как Восточно-Сарутаюское, имени Ю. Россихина, Салымское, Харьягинское, Кыртаельское, Ошское. Разработанная методика оценки интенсивности испарения компонентов эмульсионных систем (водная и углеводородная фаза), а также алгоритм процедуры восстановления исходных концентраций эмульсионных растворов, активно используются полевыми инженерами и техническими специалистами компании, позволяя при этом повысить оперативность регулирования и поддержания технологических свойств раствора в процессе бурения.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 8 печатных работ, в том числе 4 статьи в журналах, входящих в перечень ведущих журналов и изданий, рекомендуемых ВАК Минобрнауки РФ и 4 статьи в других изданиях.

1. ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

В отечественной и зарубежной практике все более широкое распространение при бурении и заканчивании скважин получают растворы на углеводородной основе (РУО), которые позволяют обеспечить успешную проводку скважин в сложных горно-геологических условиях, где применение растворов на водной основе не позволяет осуществить безаварийное бурение. Объясняется это, в первую очередь, тем, что углеводородная фаза нейтральна по отношению к проходимым горным породам, в том числе к солям и глинам.

Рост объемов применения РУО также объясняется постоянно возрастающими требованиями к качеству вскрытия продуктивных пластов – наиболее ответственному этапу в цикле строительства скважины. Особую сложность представляет вскрытие пластов горизонтальными скважинами большой протяженности, так как с глубиной снижаются естественные коллекторские свойства горных пород. Применение в этих условиях буровых растворов на водной основе ведет к ухудшению проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта и необходимости большого объема работ по интенсификации притока.

1.1 Представление о теории эмульгирования, процессах стабилизации эмульсий поверхностно-активными веществами

Известно, что буровые растворы на водной основе обладают рядом свойств, которые могут оказывать негативное влияние на качество вскрытия продуктивных пластов, устойчивость стенок скважин в терригенных отложениях, а также вызывать растворение сульфатно-галоидных пород [75,76].

В связи с этим с 20-ых годов прошлого столетия начались работы по созданию дисперсных систем, в которых влияние водной фазы исключалось бы полностью, то есть дисперсионная среда представляла бы собой неполярную жидкость. Первыми системами на углеводородной основе явились так называемые безводные суспензии, в которых средой являлась сырая нефть, а дисперсной фазой - окисленный битум, ламповая или газовая сажа [77]. Такая система была эффективна при бурении мелких скважин в отсутствии пород повышенной влажности и водопроявлений.

В работе Дж. Грея и Г.С.Г. Дарли [18], обобщающей огромный зарубежный опыт по использованию различных типов промывочных жидкостей, отмечается, что жидкости на углеводородной основе следует применять для сохранения продуктивности скважин. При этом для таких систем растворов характерны низкая фильтрация жидкой фазы в проницаемые пласты и высокая стабильность при воздействии забойных температур и поступлении

пластового флюида и мелкодисперсной твердой фазы. Кроме этого, растворы на углеводородной основе перспективны в условиях сероводородной агрессии, поскольку агрегативно устойчивы к воздействию кислых газов и хорошо их поглощают.

Обширные исследования в области создания и изучения систем растворов на углеводородной основе (РУО) в нашей стране проводили Л.К. Мухин [47,48,49], К.Ф. Жигач, В.Н. Демишев [25], А.Г. Розенгафт [48], К.Ф. Паус, К.Л. Минхайров [43], Э.Г. Кистер [33], В.И. Токунов, И.Б. Хейфец [72], А.З. Саушин [73], В.С. Каширин, Б.Д. Панов, Э.Н. Алчин [32], А.В. Мнацаканов [46], В.М. Соловьев [62], Р.А. Валитов [15], О.К. Ангелопуло, У.С. Карабалин, В.Ф. Пичугин, А.С. Чехлов [4,5], А.Е. Долгих, А.Н. Ананьев, В.С. Новиков [23], М.И. Липкес [39], П.А. Ребиндер [58,59,60], Б.В. Дерягин [21,22], Л.Я. Кремнев [36,37,38], А.А. Абрамзон [1]. Среди зарубежных исследователей можно выделить работы В. Клейтона [34], Ф. Шермана [84], Н. Чирли [82], Т. Becker [89,90], Т. Omland [104], Р. Kenny [102], W. White [107], М. Zamora [108], Р. Vern [91]. Их исследования сводились к:

- разработке теоретических основ для создания и стабилизации растворов на углеводородной основе;
- изучению особенностей регулирования основных свойств эмульсионных растворов;
- анализу использования химических реагентов для приготовления и обработки РУО;
- оптимизации технологии приготовления растворов на углеводородной основе;
- анализу опыта применения эмульсионных систем при бурении в осложненных условиях.

Одной из основных задач при создании растворов на углеводородной основе является эмульгирование одной фазы в объеме другой. В работах [72,73] отмечено, что в процессе эмульгирования дисперсной фазы в дисперсионной среде одновременно протекают два диаметрально противоположных процесса: диспергирование и коалесценция. Если баланс процесса сдвинут в сторону диспергирования, образуется эмульсия. При этом подводимая для эмульгирования энергия совершает полезную работу.

Процесс эмульгирования может рассматриваться как двустадийный. На первой стадии в результате механического воздействия возникает одновременно как эмульсия М/В (масло в воде), так и В/М (вода в масле). На второй – происходит стабилизация одного из типов эмульсий в зависимости от свойств присутствующего в системе эмульгатора. Считается, что тип образующейся эмульсии зависит от условий избирательного смачивания в процессе эмульгирования и природы эмульгатора. При выборе эмульгатора следует руководствоваться правилом Банкрофта, согласно которому, чем сильнее выражено взаимодействие ПАВ – эмульгатора с одной из фаз, тем вероятнее образование эмульсии, в которой эта фаза будет

дисперсионной средой, то есть при необходимости создания эмульсии М/В эмульгатор должен растворяться в водной фазе и, наоборот.

Для обеспечения заданного типа эмульсии следует соблюдать и порядок ввода фаз. Жидкость, представляющая в эмульсии дисперсную фазу, должна вводиться в жидкость, представляющую дисперсионную среду. Этот же способ используется для обращения фаз эмульсии. В этом случае эмульсию вводят при интенсивном перемешивании в жидкость, которая должна стать дисперсионной средой. Так, для обращения эмульсии М/В в В/М, ее при интенсивном перемешивании небольшими порциями вводят в углеводородную среду.

Как показали исследования, перечисленные выше правила создания различных типов эмульсий с использованием эмульгаторов не нарушаются, если концентрация дисперсной фазы не превышает критических значений. В другом случае происходит фазовое обращение независимо от последовательности ввода фаз.

Во всех случаях, когда в качестве эмульгаторов используются мыла, наиболее целесообразно получать их в процессе эмульгирования. Для этого в углеводородной фазе растворяется жирная кислота, а в водной – щелочь. В процессе эмульгирования на границе раздела фаз образуется мыло.

На свойства эмульсии существенно влияет продолжительность эмульгирования. В начальный период перемешивания баланс сдвинут в сторону диспергирования. Со временем он смещается к равновесному процессу, и дальнейшее перемешивание эмульсии нецелесообразно. Это связано с возможным нежелательным изменением физических свойств системы. Так, при длительном перемешивании эмульсии может существенно повыситься температура среды, что приведет к изменению поверхностного натяжения, вязкости и адсорбции эмульгатора.

Для конкретной системы существует вполне определенное время эмульгирования, которое зависит не только от свойств эмульгатора, но и от типа смесителя. Теоретически считается [28], что время эмульгирования при оптимальных условиях не должно превышать 1 – 5 минут, и дальнейший процесс эмульгирования нерационален, так как энергетические затраты уже не приводят к качественному изменению системы раствора.

Однако на практике продолжительность перемешивания может значительно превышать указанное время. Это зависит от многих факторов, основными из которых могут быть: количество подводимой энергии, метод эмульгирования, конструктивные особенности аппарата, свойства компонентов фаз. В частности, существенное влияние на процессы эмульгирования оказывают плотность и вязкость фаз. Так, с увеличением разности плотностей дисперсионной среды и дисперсной фазы степень дисперсности системы возрастает. Это объясняется увеличением градиента скорости глобул дисперсной фазы и, как следствие, ростом касательных напряжений, которые и вызывают деформацию глобул и их диспергирование.

Характер деформации и последующего диспергирования глобулы зависит и от соотношения вязкостей дисперсионной среды и дисперсной фазы. Если это соотношение изменяется в сторону увеличения вязкости дисперсной фазы, процесс эмульгирования затрудняется.

Ф.Д. Румшейдтом и С.Г. Мессоном [72] получены микрофотографии процесса диспергирования жидкостей различной вязкости (ν_ϕ , ν_c – вязкости дисперсной фазы и дисперсионной среды соответственно). При $\nu_\phi/\nu_c < 1$ капля приобретает форму наклонного эллипса с последующим ее разрушением на более мелкие капли (рисунок 1.1 а), при $\nu_\phi/\nu_c = 1$ центральная часть капли вытягивается в цилиндр, из средней части которого образуются мелкие капли (рисунок 1.1 б), а при $\nu_\phi/\nu_c > 1$ механизм каплеобразования может быть разнообразным (рисунок 1.1 в, г).

По Л.Я. Кремневу [37,38], к рассмотрению процесса эмульгирования можно подойти с точки зрения изменений, происходящих в дисперсионной среде, которая при эмульгировании превращается в слой наименьшей толщины $\delta_{кр}$ и наибольшей поверхности S_∞ , причем каждое ПАВ в определенном интервале повышенных концентраций в дисперсионной среде характеризуется постоянными значениями $\delta_{кр}$ и S_∞ . Константы $\delta_{кр}$ и S_∞ являются основными критериями в теории эмульгирования, с помощью которых, можно охарактеризовать строение и свойства защитной пленки, образующейся в процессе диспергирования второй фазы.

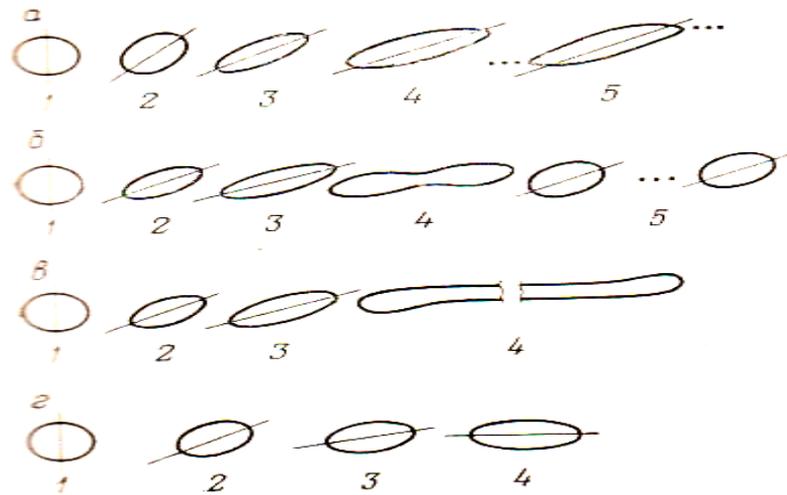
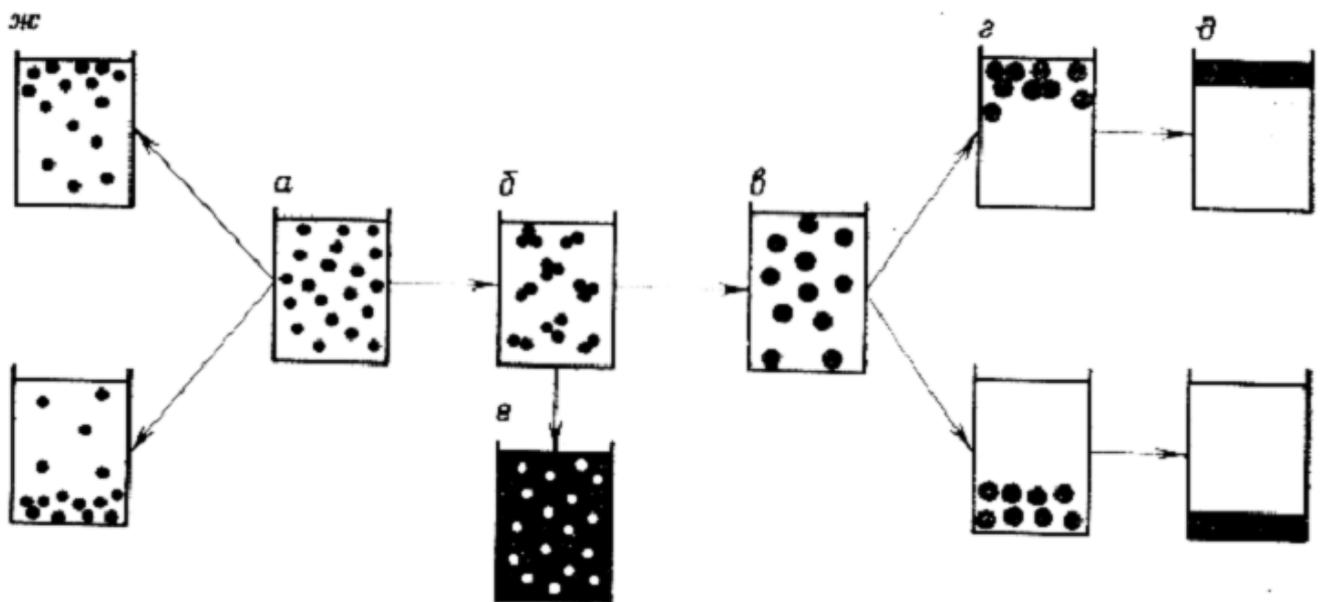


Рисунок 1.1 – Схема микропроцесса диспергирования глобулы в плоском гиперболическом течении в зависимости от изменения относительной вязкости

Процессом эмульгирования предусматривается, как правило, максимально возможное уменьшение размера глобулы дисперсной фазы. Однако в реальных условиях, наряду с мелкими глобулами, существует большое количество капель большого размера.

Кроме осуществления процесса эмульгирования важной задачей является стабилизация дисперсной фазы эмульсии. В.И. Токунов, И.Б. Хейфец [72,73] утверждают, что условием устойчивого равновесия дисперсной системы является минимум свободной энергии. Поэтому эмульсии относятся к неравновесным и термодинамически неустойчивым системам, в которых постоянно протекают процессы коалесценции глобул дисперсной фазы, ведущие к сокращению поверхности раздела фаз. Это может привести к полному расслоению на водную и углеводородную фазы или к обращению фаз, что и соответствует минимуму межфазной поверхности и свободной поверхности.

Процесс разрушения эмульсии можно разделить на следующие фазы: флокуляция (агрегатирование), коалесценция, седиментация и обращение фаз (рисунок 1.2).



а – стабильная эмульсия; б – флокуляция (агрегатирование); в – коалесценция;
г, ж – седиментация; д – расслоение фаз; е – обращение фаз

Рисунок 1.2 – Виды нестабильности эмульсии

Эти фазы нестабильности переходят одна в другую и завершаются полной коалесценцией (расслоением) или фазовым обращением. Исключение составляет седиментационная нестабильность, которая может существовать самостоятельно без перехода в следующую фазу (например, отслаивание сливок в молоке) (рисунок 1.2 ж). Флокуляция дисперсных систем (рисунок 1.2 б), в определенной степени объясняется соотношением сил молекулярного притяжения и электростатического отталкивания. Естественно, что силы взаимодействия частиц при их сближении очень быстро возрастают. Агрегатирование глобул дисперсной фазы в некоторых случаях является переходным к обращению фаз. Обращение фаз – форма нестабильности эмульсий, при которой системы типа В/М переходят в тип М/В, и наоборот. На обращение фаз существенное влияние оказывает объемная концентрация

дисперсной фазы. Наиболее благоприятные условия для фазового обращения наступают при содержании дисперсной жидкой фазы более 75%, а в ряде случаев и при меньших значениях.

Механизм фазового обращения исследован И.Ш. Шульманом и Е.Г. Кокбейном [73] и схематически представлен на рисунке 1.3.

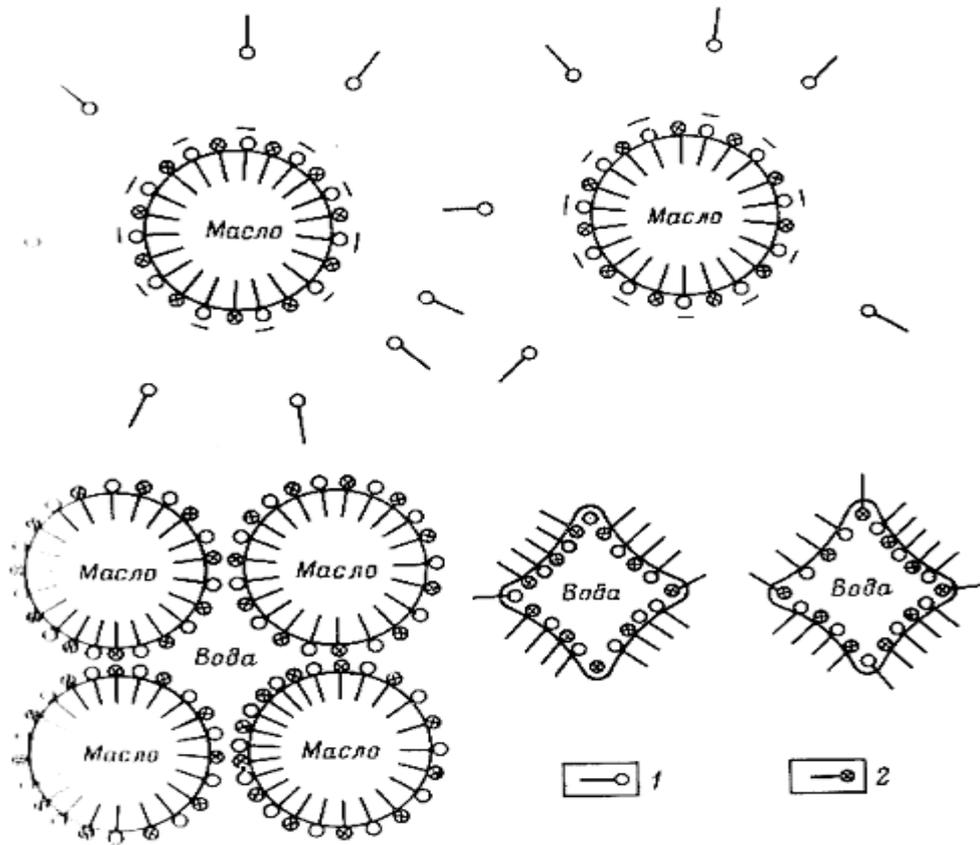


Рисунок 1.3 – Механизм фазового обращения по И.Ш. Шульману и Е.Г. Кокбейну:

1 – натрийцетилсульфат; 2 – холестерол

Рассмотрена эмульсия масло в воде, стабилизированная натрийцетилсульфатом и холестеролом и отрицательным поверхностным зарядом. За счет добавки поливалентного иона нейтрализуется поверхностный заряд, глобулы объединяются в агрегаты так, что межфазной пленкой ограничивается глобула воды неправильной формы, которая затем приобретает форму шара. Глобулы масла коалесцируют, образуя новую непрерывную фазу. Этим и завершается процесс обращения.

На фазовое обращение, кроме соотношения фаз, оказывают существенно влияние природа и концентрация ПАВ, температура, вязкость дисперсионной среды. С ростом концентрации эмульгатора точка фазового обращения смещается в сторону увеличения концентрации дисперсной фазы, а с повышением температуры и снижением вязкости дисперсионной среды – в сторону уменьшения. В процессе обращения фаз могут

образовываться множественные эмульсии типа В/М. Такие эмульсии следует рассматривать как промежуточную стадию этого процесса.

Коалесценция – процесс, связанный с флокуляцией и последующим слиянием глобул дисперсной фазы, сопровождающийся уменьшением поверхностной энергии и межфазной площади (рисунок 1.2 в).

При этом система переходит в более устойчивое термодинамическое состояние. В результате коалесценции система может, в конечном счете, расслоиться на две самостоятельные фазы, имеющие минимум межфазной поверхности и свободной энергии, и становится термодинамически устойчивой (рисунок 1.2 д). Седиментационная нестабильность (рисунок 1.2 г, ж) связана с разностью плотностей дисперсионной среды и дисперсной фазы. Она наблюдается, как правило, в эмульсиях с низкой концентрацией дисперсной фазы. Чем больше расстояние между глобулами, тем больше возможность седиментационного расслоения. Если предположить, что эмульсия моодисперсна, связь между концентрацией дисперсной фазы и расстоянием между глобулами может быть описана уравнением

$$C = 5,92 (r/d)^3 \quad (1.1)$$

где C – концентрация дисперсной фазы; r – радиус глобулы, см; d – расстояние между центрами глобул, см.

Проблемы стабилизации и дестабилизации эмульсий постоянно находятся в центре внимания отечественных и зарубежных исследователей. Однако единого мнения о природе стабилизации нет даже для классических эмульсий, стабилизированных обычными мылами. Поэтому при дальнейшем рассмотрении причин агрегативной устойчивости будут освещены только наиболее известные теории. Наиболее глубоко изучены теоретические аспекты стабилизации эмульсий простыми ПАВ, типа мыл. Анализ их свидетельствует о возможности выделения двух основных концепций в теории устойчивости: во-первых, наличие на поверхности глобул двойного электрического слоя, во-вторых, существование вокруг глобул оболочки из стабилизатора, обладающего структурно-механическими свойствами.

Наличие на поверхности глобул двойного электрического слоя из ионов (рисунок 1.4 а), согласно теории ДЛФО (Дерягина, Ландау, Фервея и Овербека), обуславливает существование энергетического барьера, препятствующего сближению одноименно заряженных частиц на расстоянии, где действуют интенсивные молекулярные (Ван-дер-Ваальсовы) силы притяжения. По этой теории такой слой, внешняя оболочка которого обычно имеет диффузный характер, возникает в результате избирательной адсорбции одного из ионов электролита. Для хорошей адсорбции дисперсной фазой органический ион должен иметь длинную углеводородную цепь. Поэтому мыла, применяемые для стабилизации эмульсий М/В, должны быть

высокомолекулярными, то есть приготовленными на основе высокомолекулярных жирных кислот.

С.С. Воюцкий [16] установил, что высокомолекулярные мыла обладают огромной адсорбируемостью, что позволяет создавать высококонцентрированные эмульсии. Наличием двойного электрического слоя объясняет он и тот факт, что при больших концентрациях мыл их эмульгирующая способность падает. Л.Я. Кремнев [37,38] считает, что в ряде случаев при использовании высококонцентрированных растворов мыл эмульсию вообще не удастся приготовить. Он же показал, что концентрация мыл влияет и на дисперсность системы. Это связано со сжатием двойного электрического слоя вследствие высокой концентрации стабилизирующего электролита.

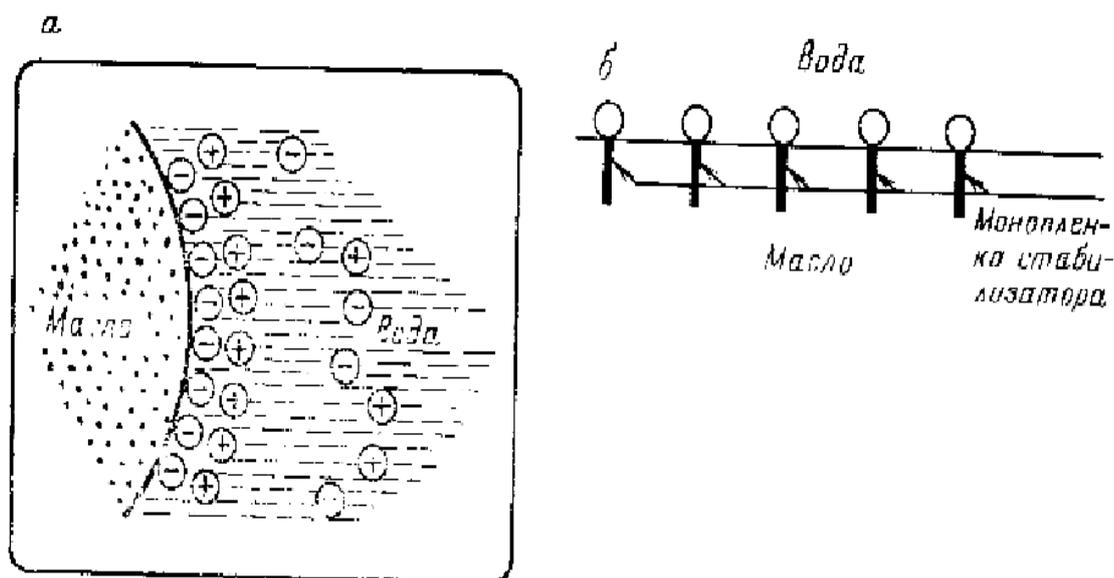


Рисунок 1.4 – Схема стабилизации эмульсии М/В двойным электрическим слоем (а) и монослоем дифильных молекул (б)

Независимо от природы сил, обеспечивающих стабилизацию эмульсий, некоторые исследователи считают, что необходимо поддерживать соответствующее расстояние между глобулами. Согласно данным А.А. Абрамзона [1], оно не должно быть меньше 1.2 нм. Для соблюдения этого условия необходимо: во-первых, чтобы длина участка молекул ПАВ в каждой из фаз превышала 0.6 нм; во-вторых, молекулы ПАВ не должны десорбироваться ни в одну из фаз; в-третьих, молекулы ПАВ не должны свободно перемещаться по поверхности, для чего адсорбция должна стремиться к своему предельному значению.

Теория «структурно-механического барьера», разработанная П.А. Ребиндером [59], основывается на механической связи дисперсной фазы с дисперсионной средой с возникновением в связующем слое структурно-механических свойств, отличных от свойств каждой из фаз. Механизм этого явления детально изучен Л.Я. Кремневым и Н.И. Куйбиной [36]

и осуществляется за счет одновременного связывания обеих жидкостей при помощи антиполярных частей молекулы стабилизатора с образованием двух слоев с аномальными свойствами на поверхности глобул и внутри них.

Иными словами, защитный слой состоит из трех частей: собственно монопленки стабилизатора и двух прослоек – водной и неводной, связанных с полярными и неполярными частями молекулы адсорбционного покрытия согласно схеме (рисунок 1.4 б). При такой схеме становится понятным, почему, например, щелочные соли низкомолекулярных кислот не являются эффективными стабилизаторами. Короткие цепи молекул втягиваются в воду в большей степени, чем длинные. Направленные в масло небольшие остатки и без коротких цепей не в состоянии связать ощутимые количества масла и прочно соединить жидкости. В правильности изложенного убеждает и то, что стабилизация предельных эмульсий осуществляется монослоями лишь до известной степени разряжения. При снижении степени насыщения монослоя молекулы, располагаясь под углом, связывают гораздо меньшие количества жидкости, и получить устойчивые эмульсии не удастся. Основываясь на изложенных выше представлениях о природе защитного слоя, схематически разработана модель стабилизации прямой (М/В) и обратной (В/М) эмульсий (рисунок 1.5 а, б).

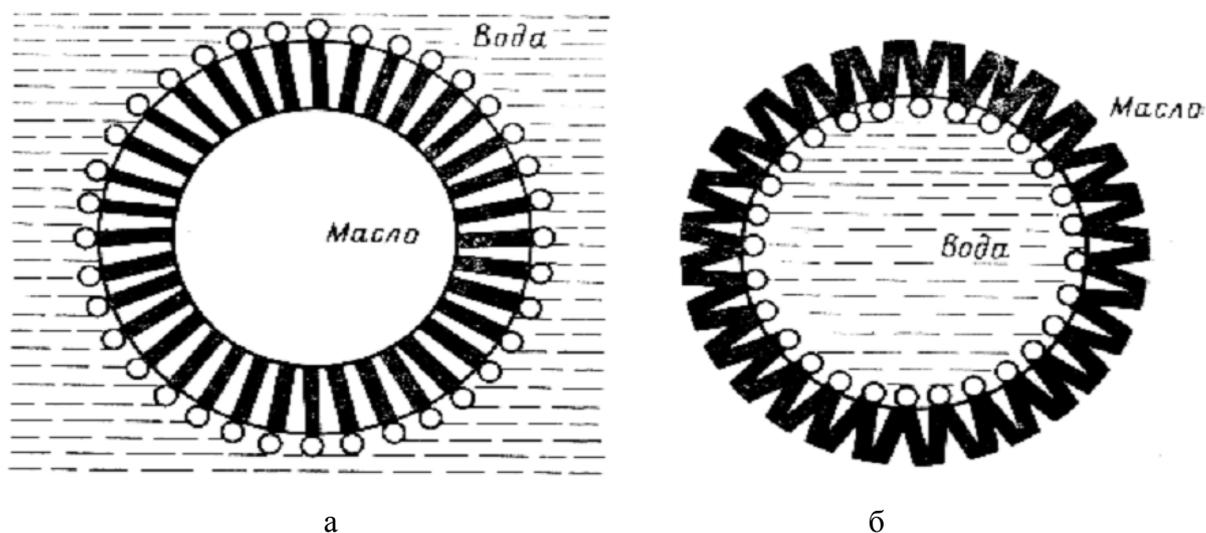


Рисунок 1.5 – Схема стабилизации эмульсий типа М/В (а) и В/М (б)

Устойчивость эмульсии может значительно увеличиться за счет стабилизации границы твердыми высокодисперсными наполнителями, которые П.А. Ребиндером были названы активными наполнителями. Активные наполнители должны отвечать следующим требованиям: размер частиц должен быть значительно меньше размера глобул; частицы должны иметь определенный угол смачивания в системе углеводородная среда – вода – твердая фаза.

Смачиваемость, а, следовательно, и адсорбция на поверхности раздела фаз зависят от природы материала. Например, двуокись кремния является гидрофильным материалом и будет

служить эмульгатором в прямой эмульсии, а газовая сажа как гидрофобный материал - в обратной эмульсии.

Несмотря на то, что эмульсионные системы являются буровыми растворами, к ним неприменимо большинство положений и рекомендаций, приведенных в многочисленных пособиях по буровым растворам. Во многом это можно объяснить отсутствием значительного количества публикаций, в которых основные положения физико-химических свойств дисперсных систем были бы изложены применительно к РУО.

1.2 Современные составы буровых растворов на углеводородной основе

Впервые в мировой практике инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР) были применены в 1953 году при перфорационных работах в зоне спринчеровских продуктивных песчаников на скважине №1 Дункан Лавс-Юнит [18]. В последующие шесть лет было проведено более 150 операций по вскрытию пласта. Для бурения ИЭР впервые применил Л.Х. Гаррисон на скважине №16 Картер-Киокс. Было пробурено 450 м в терригенной толще, представленной глинистыми породами и песчаниками. Несмотря на более высокую стоимость этих растворов, доля расходов, приходящаяся на их приготовление и обработку, оказалась ниже, чем при использовании растворов других типов. Полученные результаты подтвердили технологическую целесообразность их использования.

В нашей стране применение эмульсионных систем началось с 70-х годов. За короткий период достигнуты весьма ощутимые результаты как по объемам их использования, так и по качеству и эффективности внедрения. До 1970 года основной объем работ с углеводородными системами приходился на безводные РУО (загущенные нефти или суспензии с небольшим содержанием твердой фазы). Однако еще в 1964 году профессором Л.К. Мухиным [49] были определены способы получения высокостабильных ИЭР, а в 1967 году они были использованы при вскрытии продуктивных пластов на 6-ти скважинах Арланского месторождения. Наибольший объем применения ИЭР приходился на Глинско-Розбышевскую, Речицкую, Осташковическую, Сергиевскую и Тингутинскую площади.

Несмотря на доказанную эффективность, к концу 90-х годов использование РУО в России составляло только 0,5%, а в США 17%. По мере усложнения условий бурения, в том числе сопряженного с выходом российских нефтяных компаний на новые месторождения Восточной Сибири, начала разработки сложнопостроенных залежей Заполярья и развития морского бурения, всё острее встает вопрос использования неводных буровых растворов. За последние три года количество скважин, строящихся с использованием РУО, возросло почти на порядок.

В настоящее время существует значительное количество составов РУО, разработанных для бурения, как на суше, так и на морских акваториях, где с точки зрения экологической безопасности предъявляются особые требования. В качестве углеводородной основы используют нефть, дизельное топливо, минеральное масло и специальные синтетические биоразлагаемые жидкости. Используя различную основу, многие отечественные и зарубежные сервисные компании предлагают подобные системы растворов. Рассмотрим наиболее известные из них.

Компания «БУРИНТЕХ» разработала целое семейство инвертно-эмульсионных буровых растворов [30]. В качестве углеводородной основы в них используется дизельное топливо («ЭМУЛЬКАРБ Д»), минеральное или гидравлическое масло («ЭМУЛЬКАРБ М»), сложный эфир, происхождение которого не раскрывается («ЭМУЛЬКАРБ ЭКО»). После окончания процесса бурения данная система может использоваться следующим образом:

- в качестве жидкости для консервации скважин;
- в качестве пакерной жидкости;
- для обработки и приготовления буровых растворов на водной основе, в качестве эффективной смазывающей и антикоррозионной добавки;
- в капитальном ремонте скважин в качестве технологических жидкостей.

Системы «VERSACLEAN» и «MEGADRIL» являются буровыми растворами на углеводородной основе, разработанными компанией «M-I SWACO» [12]. Единственным отличием двух данных систем друг от друга является то, что в системе «MEGADRIL» используется минеральное масло высокой очистки, а в системе «VERSACLEAN» используется дизельное топливо в качестве внешней непрерывной фазы (дисперсионной среды). Основной дисперсной фазой является вода, минерализованная хлоридом кальция.

Агрегативная устойчивость данных систем обеспечивается применением высокомолекулярных ПАВ (эмульгаторов 1-го и 2-го рода) MEGAMUL, VERSACOAT. В качестве структурообразователя используется органофильная глина, а в роли понизителей фильтрации выступают асфальты, обработанные амином лигниты и смесь димерной и тримерной олеиновой кислоты. Для поддержания необходимой концентрации кальциевых мыл раствор обрабатывают известью.

Данные системы обладают термоустойчивостью при бурении горизонтальных скважин большой протяженности. Элементы, входящие в их состав, обеспечивают защиту от кислых газов, таких как CO_2 и H_2S , защиту от коррозии. Системы «VERSACLEAN» и «MEGADRIL» минимизируют повреждения продуктивного пласта, за счет предотвращения проникновения воды, а также исключают набухание глинистого цемента, приводящее к снижению проницаемости продуктивной зоны; обеспечивают более высокие скорости проходки;

позволяют разбуривать мощные пласты набухающих глинистых пород с сохранением номинального диаметра ствола скважины.

Во многих случаях системы на углеводородной основе не принимаются во внимание, так как условия бурения не могут оправдать их использование из-за высоких начальных затрат на приготовление. Однако, если принимать во внимание общие затраты, к примеру при кустовом бурении, то затраты на использование РУО могут быть сравнимы, либо же окажутся ниже стоимости использования растворов на водной основе, особенно в тех случаях, когда устраняется большинство проблем, что позволяет в значительной степени сократить продолжительность работ. Более того, буровые растворы на углеводородной основе можно подвергать регенерации и затем повторно использовать в соответствии с технологическим процессом.

Использование высокоэффективных систем, разработанных специально для достижения высоких технико-экономических показателей и высокого уровня ингибирования, имеющих углеводородную основу, согласно законодательству, небезопасны для окружающей среды и создают проблемы при очистке и утилизации. В связи с этим, компанией «M-I SWACO» разработан полигликолевый раствор «GLYDRILL». Широкий спектр гликолей, входящих в состав системы, определяет преимущества «GLYDRILL» перед другими растворами там, где, согласно законодательству, разрешается использовать растворы только на водной основе. «GLYDRILL» используют при бурении горизонтальных стволов большого диаметра, скважин со сверхбольшими отходами по вертикали, наклонно-направленных скважин, сложенных активными глинистыми пропластками. Кроме того, входящие в состав раствора гликоли повышают термостойкость полимеров.

«ENVIROMUL», «INVERMUL» - системы РУО, разработанные компанией «BAROID» [11]. Активно применяются на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Западной Сибири. Базовая жидкость первой – минеральное масло высокой очистки, второй – дизельное топливо. В состав этих систем входят: смесь окисленного талового масла и полиаминированной жирной кислоты EZ-MUL (эмульгатор 1-го рода), органофильная глина (загуститель), органофильный леонардит, асфальтит (понижители фильтрации), дисперсия жидкого лецитина DRILTREAT (смачивающий агент – гидрофобизатор). Для увеличения реологических характеристик используется модифицированная жирная кислота RM-63.

Система бурового раствора «ENVIROMUL» обладает исключительными ингибирующими и фильтрационными свойствами, позволяющими снизить вероятность осложнений, вызванных осыпями и обвалами стенок скважины. Минеральное масло обеспечивает снижение крутящего момента и сил трения, возникающих при бурении скважин с большими отходами забоя от вертикали. Вскрытие продуктивных горизонтов на эмульсионном

растворе увеличивает продуктивность пласта, за счёт сохранения естественной проницаемости пристволенной зоны коллектора.

Также необходимо подробнее остановиться на растворах на синтетической основе, биоразлагаемых в условиях суши и моря. В этих системах в качестве углеводородной фазы используются синтетические продукты, получаемые либо из растительного сырья, либо из синтетических углеводородов. Сохраняя все преимущества углеводородных систем, они могут сбрасываться в море без ущерба для морской фауны. Считается, что эти растворы полностью безопасны с точки зрения экологии, могут использоваться в широком диапазоне температур и геолого-технических условий, обладают хорошей удерживающей и транспортирующей способностью.

В качестве дисперсионной среды используют различные синтетические материалы, среди них можно выделить [11,12,96,103]:

- PAO, полиальфаолефины – «NOVADRIL» («M-I SWACO»), «MAGMA-TEQ» («Baker Hughes»);
- LAO, линейные альфаолефины – «BIO-MUL» («Baker Hughes»), «WEL-VERT» («Weatherford»);
- IO, изомерные олефины – «NOVAPLUS» («M-I SWACO»), «ENCORE» («BAROID»), «SYNTEQ» («Baker Hughes»);
- Ester, эфиры растительного происхождения – «PETROFREE» («BAROID»), «ECOGREEN» («M-I SWACO»);
- LP, линейные парафины – «PARALAND» («M-I SWACO»), «XP-07» («BAROID»);
- смесь линейных альфаолефинов и изомерных олефинов – «ULTIDRIL» («DOWELL»);
- смесь изомерных олефинов и эфира растительного происхождения – «ACCOLADE» («BAROID»);
- смесь растительного эфира и полученной из природного газа жидкости – «PETROFREE LE» (BAROID).

При подборе дисперсионной среды, прежде всего, необходимо проверить ее температуру вспышки. При этом необходимо исходить из того, что температура вспышки приготовленной эмульсии должна на 30°C превышать температуру выходящего из скважины раствора. Температура вспышки готовой эмульсии значительно выше, чем у исходных углеводородов. Это следствие объемного заполнения системы водной и твердой фазами, обработки раствора различными стабилизаторами, имеющими более высокую температуру вспышки. Однако при выборе дисперсионной среды следует учитывать, что на начальной стадии приготовления эмульсии температура вспышки ее также должна обеспечивать пожарную безопасность работ. Также необходимо уделять внимание степени токсичности углеводородной фазы, а содержание

паров в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Подробнее технологические свойства углеводородных жидкостей представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Технологические свойства углеводородных и синтетических материалов

Основа раствора	Плотность г/см ³	Кинемат. вязкость (при 40°С) сСт	Температура вспышки °С	Температура загустевания °С	Анилиновая точка °С
Дизельное топливо	0.85	3-4	66.5	-10	65
Очищенное минеральное масло	0.81	3.5	>115	-23.3	88
Минеральное масло	0.80	2-3	100	-18	76.1
Сложные эфиры	0.85	5-7	179	-30	25
Полиальфаолефины	0.80	5-7	175	-65	107
Простые эфиры	0.83	5-6	166	-10	40
Линейные альфаолефины	0.78	2-3	114-146	-12	69-81
Изомерные олефины	0.78	2-3	137	-24	82
Линейные парафины	0.77	2.5	>100	-10	>93

В качестве примеров компонентного состава инвертно-эмульсионных растворов можно привести следующие:

1) «ENVIROMUL» [11]:

- минеральное масло – 700 л/м³;
- первичный эмульгатор (EZ-MUL NT) – 20 л/м³;
- известь – 20 кг/м³;
- органофильная глина (GELTONE) – 10 кг/м³;
- минерализованная вода (концентрация CaCl₂ 50 кг/м³) – 200 л/м³;
- понизители фильтрации (DURATONE, VARABLOK) – 10 кг/м³;
- вторичный эмульгатор (DRILTREAT) – 5 л/м³;
- утяжелитель (барит, карбонат кальция) – до необходимой плотности.

Технологические свойства:

- плотность – 0.85-1.75 г/см³;
- условная вязкость – 60-100 сек/кварта;
- отношение УВ/вода – 80/20;
- пластическая вязкость / ДНС – 20-40 сПз / 15-40 фунт/100 футов²;

- фильтрация при ВТВД – 0-3.0 мл/30 минут;
- электростабильность – более 600 Вольт.

2) «INNOVERT» [11]:

- синтетическое масло – 700 л/м³;
- эмульгатор LE SUPERMUL – 20 л/м³;
- известь – 20 кг/м³;
- модиф. жирная кислота (RHEMOD L) – 20 л/м³;
- минерализованная вода (концентрация CaCl₂ 50 кг/м³) – 200 л/м³;
- сополимер (АДАРТА) – 10 л/м³;
- утяжелитель (барит, карбонат кальция) – до необходимой плотности.

Технологические свойства:

- плотность – 0.85-1.75 г/см³;
- условная вязкость – 60-90 сек/кварта;
- отношение УВ/вода – 80/20;
- пластическая вязкость / ДНС – 10-20 сПз / 15-25 фунт/100 футов²;
- фильтрация при ВТВД – 0-3.0 мл/30 минут;
- электростабильность – более 800 Вольт.

Необходимо отметить, что применение новых высокотехнологичных буровых растворов на углеводородной основе позволяет реализовывать уникальные проекты отечественных и зарубежных компаний, где осуществляется бурение скважин с большой протяженностью горизонтального участка.

Одним из таких проектов является «Сахалин-1», где компания «Exxon Neftegas Limited» побила собственный мировой рекорд бурения скважин, пробуравив на шельфе Сахалина на месторождении Чайво скважину Z-42 протяженностью 12700 м (длина горизонтального участка 10545 м). Бурение с применением растворов на синтетической основе позволяет осуществлять строительство скважины с берега под дном Охотского моря к коллекторам нефти и газа. Проект «Сахалин-1» включает разработку месторождений Чайво, Одопту, и Аркутун-Даги, потенциальные извлекаемые запасы которых оцениваются примерно в 307 млн. тонн нефти и 485 млрд. м³ газа [42]. В таблице 1.2 представлены рекордные скважины с протяженностью горизонтального участка более 7000 м. Необходимо отметить, что строительство всех скважин осуществлялось с применением растворов на углеводородной основе.

Таблица 1.2 – Скважины с протяженностью горизонтального участка более 7000 м

Оператор	Регион	Месторождение	Скважина	Глубина по стволу, м	Глубина по вертикали, м	Горизонт. участок, м
«Exxon Neftegas Limited»	Сахалин	Чайво	Z-42	12700	2600	10545
			Z-11	11282	2600	9430
			Z-12	11680	2600	9670
			ZG-21	11264	2745	9450
«BP Amoco»	Велико-британия	Витч Фарм	M-16z	11278	1637	8130
«Total E&P»	Аргентина	Каус	CN-1	11184	1656	7900
«RWE-DEA»	Германия	Митлплэйт	D-6	9275	2335	7130

Таким образом, применение растворов на углеводородной основе – наиболее эффективный метод, обеспечивающий проводку горизонтальных и наклонно-направленных скважин в сложных горно-геологических условиях. Учитывая тот факт, что наибольшие неразведанные запасы углеводородного сырья находятся на морских акваториях, можно с уверенностью утверждать, что «будущее» за инвертно - эмульсионными растворами, несмотря на их высокую себестоимость.

1.3 Взаимодействие горных пород с растворами на углеводородной основе

Как уже отмечалось, буровые растворы на углеводородной основе первоначально использовали для бурения вызывающих осложнения глинистых сланцев, чаще всего успешно, но иногда неудачно. Лабораторные исследования, проведенные Мондшайном и Керчевиллем [18], показали, что влажные глинистые сланцы можно отвердить, воздействуя на них инвертно-эмульсионным раствором, в котором дисперсной фазой служит вода с высоким содержанием соли. Причиной перехода воды из сланца в раствор на углеводородной основе, является действие осмотических сил на полупроницаемой мембране вокруг капелек эмульгированной воды.

Не все эмульгаторы одинаково эффективны в образовании полупроницаемой мембраны. Чем выше степень дисперсности эмульгированной воды, тем быстрее удаляется вода из глинистых сланцев. Хлорид кальция при растворении в эмульгируемой воде оказался более эффективным, чем хлорид натрия, растворяемый аналогичным образом.

Также необходимо отметить, что вода поступает из раствора в глинистый сланец, если соленость воды в сланце выше солености воды в буровом растворе на углеводородной основе. Таким образом, обогащение и потеря сланцем воды определяется осмотическим давлением. Когда давление гидратации на поверхности сланца соответствует осмотическому давлению раствора на углеводородной основе, перемещения воды не происходит. Соленость,

необходимую для обеспечения устойчивости ствола скважины, можно рассчитать по измеренному значению солености воды в глинистом сланце, если принять, что напряжение, развивающееся при гидратации на поверхности глинистых пластинок, равно напряжению в скелете сланцев (горное давление минус давление флюидов в поровом пространстве).

М.Э. Ченеверт [94] использовал иной подход к выбору солености водной фазы инвертно-эмульсионных растворов. Исходя из концепции, что глинистые сланцы не будут адсорбировать воду из эмульсии, если химические потенциалы воды в этом растворе и в глинах равны, активность воды в глинистых образцах он предложил оценивать по изотермам адсорбции. Когда эмульгированная фаза РУО, находящаяся в контакте с образцом глинистого сланца, содержала достаточное количество какой-либо соли, чтобы иметь такую же активность, что и вода в глинистом сланце, набухания последнего не происходило. На практике доля хлорида кальция в эмульгированной воде бурового раствора поддерживается на уровне, достаточном для сохранения устойчивости глинистого сланца наименьшей активности.

Обзор строительства технологически сложных скважин показал, что именно растворы на углеводородной основе обеспечивают безаварийную проводку в таких экстремальных условиях, как высокая забойная температура и давление, большая концентрация сероводорода и углекислого газа, мощные соленосные отложения.

Аномально высокие пластовые давления и коррозионные среды встречаются при бурении глубоких скважин в Миссисипском соляном бассейне. Проблемы бурения в этом районе усугубляются притоком газов высокого давления, почти на 75% состоящих из сероводорода, забойными температурами около 200°C и потенциальными поглощениями. В таких условиях РУО обеспечивает необходимую защиту от коррозии, подавляя проявления газа и соленой воды.

При разбурировании соленосных отложений в восточной части штата Техас и северной части штата Луизиана, было сделано несколько безуспешных попыток использовать буровой раствор на водной основе. На глубинах более 3700 м было необходимо преодолеть пластическое течение соли при температурах свыше 120°C. Все попытки были безуспешны.

Однако при использовании инвертно-эмульсионного раствора плотностью 2,11 г/см³ удалось пробурить соленосную свиту толщиной 1095 м. После закрепления соленосных отложений обсадной колонной, дальнейшее бурение продолжили на растворе, оставшемся после предыдущего интервала.

При разбурировании массивных соленосных отложений с применением РУО, помимо пластичного поведения соли, особого внимания заслуживает еще одна проблема – тенденция твердой фазы в буровом растворе смачиваться водой. Твердые частички в буровом растворе гидрофилизуются в связи с накоплением в нем мелкозернистого солевого шлама, который

снижает эффективность реагента, эмульгирующего воду в углеводородной фазе. Для предотвращения потери стабильности эмульсии в данном случае потребуется дополнительная обработка активной системы реагентами-эмульгаторами.

1.4 Испарение фаз в растворах на углеводородной основе

Опыт работы с эмульсионными растворами, где в качестве дисперсионной среды выступает минеральное масло или дизельное топливо, показал высокий уровень потерь, вызванный испарением фаз бурового раствора. Данное обстоятельство влечет за собой повышенный расход химических реагентов и дорогостоящей основы раствора.

Испарению подвержены практически все жидкости. Обычно под испарением понимают парообразование, происходящее на свободной поверхности жидкости при температуре, меньшей температуры кипения. Если давление насыщенного пара становится равным внешнему давлению или превышает его, то испарение переходит в кипение. Учитывая данное определение можно с уверенностью заметить, что склонность к испарению у таких многокомпонентных жидкостей как нефтепродукты, возрастает с увеличением содержания в них легких углеводородов.

Процесс испарения нефтепродуктов в разное время рассматривался А. С. Ирисовым [28], И. П. Бударовым [9,10], Ф. Ф. Абузовой, И. С. Бронштейном, В. Н. Новоселовым [2], А. А. Коршаком [35]. Большинство их исследований были направлены на определение объема потерь нефтепродуктов при хранении и транспортировке, так как данный вид потерь приводит к ухудшению качества нефтепродуктов (помимо физических потерь объема). Результатом таких исследований было определено, что потери на испарение нефтепродуктов происходят:

- При транспортировке – 3,7%;
- При наливе, сливе (приеме – отпуске) – 3% (при этом 1,5% это остатки в автоцистерне на одну поездку);
- При хранении (исследовался резервуар 10м³), в год теряется около 45% (15% - из-за неполного заполнения резервуара, 25% - неплотное закрывание резервуара).

Таким образом, порядка 40% потерь нефтепродуктов происходят из-за неправильного хранения. По расположенности к испарению и по снижению качества из-за испарения, нефтепродукты составляют в убывающем ряду:

- бензин;
- реактивные топлива;
- дизельные топлива;
- газотурбинные топлива;
- котельные топлива;

- масла для реактивных двигателей;
- автомобильные масла;
- мазуты.

Следует заметить, что испаряемость бензинов почти в 1000 раз выше, чем у темных нефтепродуктов, например, таких как дизельные масла, мазут. Безусловно, данные исследования сложно коррелировать с процессами испарения, происходящими в эмульсионных системах, однако понимание способности к испарению той или иной углеводородной основы, входящей в состав бурового раствора, дает представление о возможных объемах потерь при работе с данными типами промывочной жидкости.

В 2013 году в Испытательной лаборатории буровых растворов ООО НПП «БУРИНТЕХ» [30] был проведен ряд экспериментов по испарению эмульсионного бурового раствора на основе дизельного топлива. В результате исследований, выявлены основные закономерности испарения водной и углеводородной фаз, оценено влияние этого процесса на реологические параметры инвертной эмульсии, выведены математические уравнения, позволяющие рассчитать количество испарившегося дизельного топлива и воды с единицы площади испарения в условиях эксперимента. Однако, стоит отметить, что широкое применение дизельного топлива в качестве основы для эмульсионных растворов ограничено по экологическим и пожарным требованиям.

На сегодняшний день неоднократно производились попытки оценить степень испарения промывочных жидкостей, используемых при строительстве скважин, однако ни один метод не позволяет сделать однозначный вывод по количеству испарения в тех или иных условиях бурения, так как объем испарения зависит от многих факторов, в числе которых:

- тип углеводородной основы;
- степень открытости емкостей хранения и площадь поверхности испарения;
- температурный режим и скважинные условия;
- наличие перемешивания, вентиляции, искусственного подогрева.

1.5 Цели и задачи исследований. Выводы

В практике бурения сложилось мнение, что по своим свойствам, растворы на углеводородной основе являются «безупречными» промывочными жидкостями. Однако помимо доказанных преимуществ, они обладают рядом недостатков, среди которых:

- термобарическая зависимость реологических характеристик;
- испарение жидкой фазы при повышенных забойных температурах и последующее изменение технологических свойств.

Данные недостатки не всегда очевидны, и вызывают ряд сложностей при проектировании и использовании таких буровых растворов. Стоит сказать, что проблема испарения фаз эмульсии до сих пор широко не раскрыта, нет общей утвержденной методики количественного определения. Особое внимание данным проблемам необходимо уделять при бурении горизонтальных скважин большой протяженности, осложненных высокими забойными температурами.

Учитывая актуальность данных проблем, целью исследования является повышение эффективности бурения скважин в условиях повышенных забойных температур (до 100°C) за счет оптимизации технологии эмульсионных буровых растворов.

Для выполнения поставленной цели требуется решение следующих задач:

1. Анализ представлений о теории эмульгирования и процессах стабилизации эмульсионных систем;
2. Разработка методики исследования процесса испарения компонентов буровых растворов на углеводородной основе;
3. Лабораторные и промышленные исследования реологического поведения эмульсий в зависимости от температурных условий;
4. Экспериментальные исследования влияния компонентного состава на седиментационную устойчивость эмульсий;
5. Исследование интенсивности «испарения» фаз и степени изменения технологических характеристик РУО.

2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

2.1 Методы оценки свойств эмульсионных растворов

Для оценки качества растворов на углеводородной основе, наряду с общепринятыми параметрами, применяемыми для буровых растворов на водной основе, используется и ряд дополнительных, которые характеризуют агрегативную стабильность системы, физико-химические свойства дисперсионной и дисперсной фаз. В данной главе описываются такие исследования, объясняются их назначение и лежащие в их основе принципы. Необходимо отметить, что для определения химического состава водной фазы (содержание хлоридов, кальция) использовались стандартные методики титрования.

Плотность

Плотность (кг/м^3) – вес единицы объема бурового раствора. Контроль параметра осуществляется стандартными приборами: ареометрами, рычажными и герметизированными весами. Абсолютная плотность образца бурового раствора определяется с помощью герметизированных рычажных весов. Рычажные весы разных моделей представлены на рисунке 2.1.



а



б

Рисунок 2.1 – Модели рычажных весов: а) обычные рычажные весы
б) герметизированные рычажные весы

Процедура измерения аналогичная с растворами на водной основе. При контроле параметра необходимо различать кажущуюся и истинную плотности. Первая характеризует раствор, выходящий из скважины и содержащий газообразную фазу, вторая – раствор, освобожденный от газа. При контроле плотности растворов на углеводородной основе следует

значительно чаще, чем для водных растворов, замерять газосодержание и вносить соответствующую поправку. Это объясняется тем, что углеводородная фаза раствора при высоких забойных давлениях хорошо растворяет различные газы. В зоне газосодержащего пласта газ растворяется в углеводородной фазе, а по мере продвижения раствора к устью скважины, давление снижается и происходит обратный процесс выделения свободного газа и соответствующее снижение плотности.

Также следует обращать внимание на материал, из которого изготовлен ареометр или рычажные весы. Зачастую при длительном контакте с углеводородной фазой, форма и объем съемной чашки может измениться, что влияет на точность замера параметра.

Условная вязкость

Условная вязкость (сек/кварту) – мера внутреннего сопротивления жидкости течению. Параметр определяется с помощью воронки Марша и характеризует время в секундах, необходимое для истечения одной кварты (946 см^3) бурового раствора (рисунок 2.2).

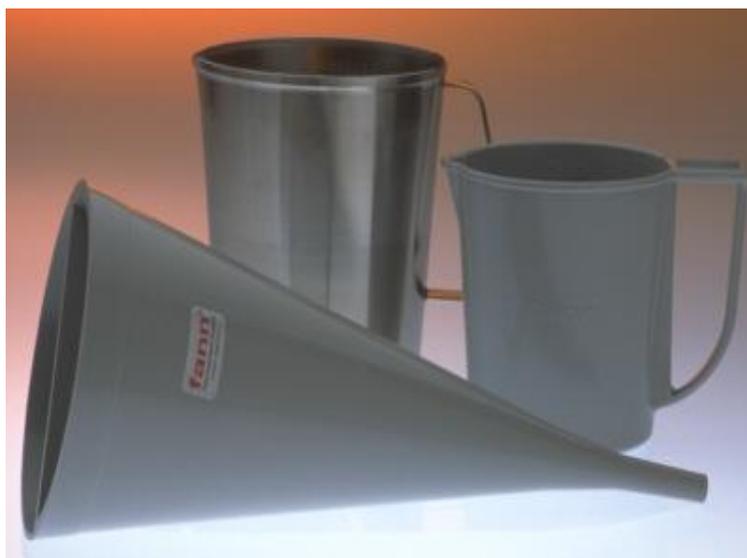


Рисунок 2.2 – Воронка Марша

Для любой системы РУО характерны повышенные значения условной вязкости (в несколько раз выше, чем для системы на водной основе). Это объясняется следующим образом: во-первых, вязкость дисперсионной среды эмульсии намного выше вязкости водных растворов химических реагентов, ПАВ и солей. Во-вторых, объемное заполнение эмульсии дисперсной фазой (вода, твердые частицы), как правило, намного выше, чем для буровых растворов на водной основе. Условная вязкость РУО в значительной степени зависит от содержания дисперсной фазы, и в первую очередь от содержания воды. Увеличение условной вязкости с ростом содержания водной фазы – характерная особенность эмульсий, определяющая и способ регулирования этого параметра. График изменения условной вязкости от содержания водной

фазы представлен на рисунке 2.3. Снизить условную вязкость, а также уменьшить содержание водной фазы можно добавлением углеводородной фазы, заранее обработанной эмульгатором.

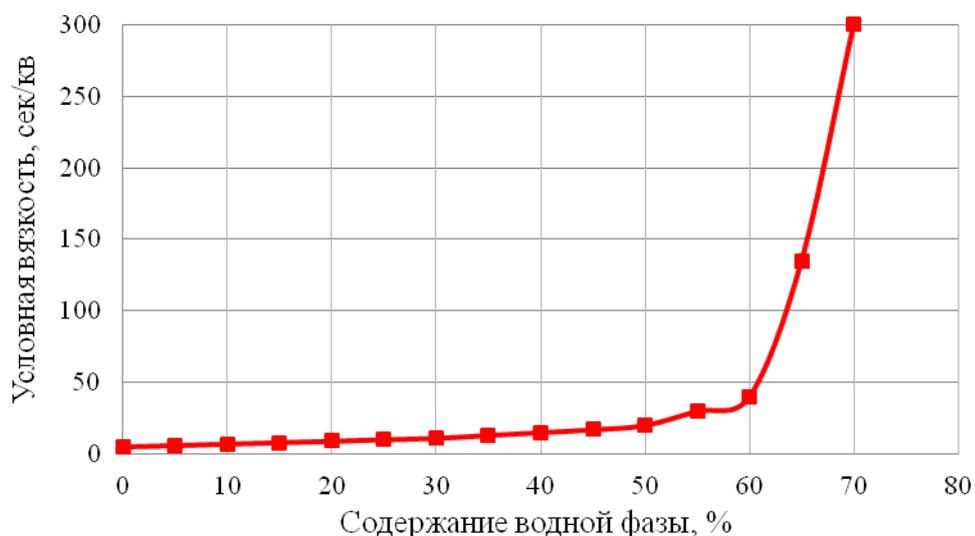


Рисунок 2.3 – График изменения условной вязкости от содержания водной фазы

Реологические характеристики

Реологические характеристики растворов на углеводородной основе (пластическая вязкость, динамическое и статическое напряжение сдвига) определяются при температуре пробы 149°F (65°C). Для измерения используются ротационные вискозиметры отечественного («Реотест-2», «ВСН») и зарубежного производства («FANN», «OFITE») [98].

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. Ротационные вискозиметры разных моделей представлены на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 – Модели ротационных вискозиметров: а) электрический
б) ручной

Статическое напряжение сдвига для эмульсионных растворов имеет, как правило, более низкие значения, чем для растворов на водной основе в тех же условиях, и в значительной степени зависит от объемного заполнения системы дисперсной фазой, основой которой является вода. Правильный выбор соотношения между водной и углеводородной фазами определяет возможность получения требуемых тиксотропных свойств.

По мере увеличения содержания водной фазы структурные свойства эмульсии растут. Тенденция к увеличению СНС наблюдается при 65-67%, а наиболее интенсивный рост отмечается при содержании водной фазы более 70%. Это объясняется известным теоретическим положением, согласно которому плотной упаковке жестких шаров монодисперсной эмульсии соответствует 74% содержания жидкой дисперсной фазы. Дальнейшее увеличение содержания водной фазы ведет к деформации глобул. Чем больше поверхность соприкосновения, тем заметнее выражена тиксотропная структура.

Динамическое напряжение сдвига характеризует прочность структуры, разрушение которой необходимо для поддержания потока. Значения ДНС для РУО в тех же условиях имеют, как правило, более высокие значения, чем для растворов на водной основе. Изучение закономерностей изменения предельного ДНС различных рецептур эмульсий, позволило установить, что если дисперсионная среда представлена ньютоновской жидкостью (например, дизельным топливом), отклонение системы в неньютоновскую область отмечается при водосодержании, превышающем 10% (рисунок 2.5).



Рисунок 2.5 – График изменения динамического напряжения сдвига эмульсий от содержания водной фазы: 1 – пресная вода; 2 – 30% раствор CaCl_2 ; 3 – насыщенный раствор NaCl ; 4 – 30% раствор KCl

Изменение ДНС происходит примерно одинаково для пресной и минерализованной воды и зависит, прежде всего, от водосодержания. В общем виде эта зависимость может быть описана уравнением:

$$\tau = A + B \cdot e^{KC} \quad (2.1)$$

где A – коэффициент, зависящий от реологических свойств дисперсионной среды (для дизельного топлива $A=0$), Па; B , K – коэффициенты, зависящие от степени дисперсности водной фазы (для эмульсии на основе дизельного топлива $B=1$, $K=0,0515$); C – объемная процентная концентрация водной фазы.

Пластическая вязкость характеризует сопротивление течению бурового раствора. Значение пластической вязкости для РУО выше, чем для растворов на водной основе, и в основном зависит от содержания водной фазы. Так, для раствора на основе минерального масла значительный рост ее наблюдается при содержании воды более 50-60% (рисунок 2.6).

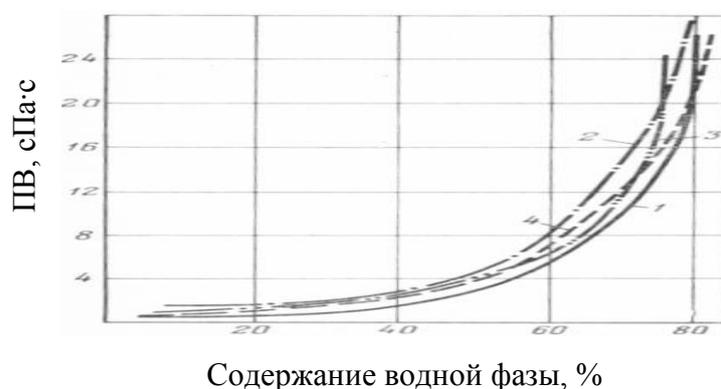


Рисунок 2.6 – График изменения пластической вязкости эмульсии от содержания водной фазы: 1 – 30% раствор CaCl_2 ; 2 – пресная вода; 3 – 30% раствор KCl ; 4 – насыщенный раствор NaCl

Реологические свойства РУО зависят от вязкостных свойств дисперсионной среды, свойств дисперсной водной фазы (объемного содержания, характера распределения глобул по размеру, степени минерализации), свойств ПАВ, обеспечивающих эмульгирование и стабилизацию системы (химический состав, растворимость в фазах, концентрация, толщина созданных им межфазных защитных слоев и их реологические свойства) и свойств твердой дисперсной фазы (концентрация, степень дисперсности, характер поверхности и ее взаимодействие с жидкими фазами).

Также следует учитывать зависимость реологических параметров от температуры. При повышении температуры, наряду со снижением вязкости дисперсионной среды, на систему в целом оказывает влияние и уменьшение вязкости межфазных защитных слоев, а следовательно, и возможное при этом укрупнение глобул. Вязкость эмульсии на основе дизельного топлива при увеличении температуры от 20°C до 75°C снижается в 3-5 раз, в то время как вязкость дизельного топлива в тех же условиях снижается в 2,5-3 раза.

Фильтрация при высокой температуре и давлении (НТНР)

Фильтрация - параметр, определяемый объемом жидкой фазы, отфильтрованной из РУО под действием перепада давления при определенной температуре за 30 минут. Фильтрация может быть измерена в статических и динамических условиях, при нормальных и повышенных температурах и перепадах давления. В отличие от водных систем, фильтрат РУО представлен углеводородной жидкостью.

Для измерения фильтрации в динамических условиях при высокой температуре (до 200°C) и перепаде давления (до 490 атм) используют фильтр-прессы зарубежного производства «FANN», «OFITE» (рисунок 2.7) [100].



Рисунок 2.7 – Фильтр-пресс НТНР фирмы «OFITE»

Характер взаимодействия фильтрата РУО с горными породами отличается от водных систем. Углеводородная неполярная среда, представляющая основной компонент фильтрата, исключает гидратацию глиносодержащих горных пород, чем предотвращается ослабление стенок скважины, исключается отрицательное влияние фильтрата на коллекторские свойства пласта. Вместе с тем, эмульсии обладают хорошей проникающей способностью за счет присутствия углеводородорастворимых ПАВ. Фильтрат проникает в микротрещины горной породы, вследствие чего создаются благоприятные условия для проявления «расклинивающего эффекта». При этом с одной стороны, улучшаются условия разрушения забоя скважины, и увеличивается скорость бурения, с другой – создаются предпосылки для ослабления ствола скважины. Последнее следует учитывать при использовании эмульсионных растворов для бурения неустойчивых сильно перемятых аргиллитоподобных пород, особенно с большими углами залегания.

С точки зрения качества вскрытия продуктивного коллектора, механизм взаимодействия фильтрата РУО с пластовым флюидом отличается от механизма взаимодействия фильтрата, имеющего водную основу. Проникая в поры, он снижает проницаемость коллекторов, содержащих воду, и сохраняет естественные фильтрационные характеристики нефтесодержащих коллекторов. При контроле фильтрации важно оценить не только количественную величину параметра, но и его качественный состав: представлен он углеводородной фазой, эмульсией или водной фазой [75]:

- эмульсия седиментационно устойчива. Фильтрат представляет собой углеводородную фазу, а корка - эмульсию;

- эмульсия седиментационно устойчива. Фильтрат представляет собой углеводородную фазу с некоторым количеством эмульсии, а корка – эмульсию с твердыми включениями;
- эмульсия сравнительно устойчива. Фильтрат представляет собой эмульсию, а корка не образуется, что говорит о недостаточной коркообразующей способности;
- эмульсия теряет седиментационную устойчивость. Фильтрат состоит из углеводородной жидкости и капелек воды;
- эмульсия седиментационно неустойчива. Фильтрат – прямая эмульсия или вода.

Хорошо стабилизированные и структурированные РУО обладают сравнительно низкими значениями фильтрации. При температуре 150°C и перепаде давления 35 атм (стандарты АНИ), фильтрация таких растворов находится в пределах 0,5-3,0 мл/30 минут. С повышением температуры и перепада давления фильтрация возрастает.

Регулирование фильтрации ведется главным образом в сторону снижения параметра и осуществляется увеличением объемного заполнения системы дисперсной жидкой и твердой фазой, обработкой реагентами - понизителями фильтрации. В случае водных систем, наряду с водоотдачей, важное значение имеет характеристика фильтрационной глинистой корки. Для РУО этот показатель не играет важного значения. Как правило, фильтрационная корка у этих систем прочная, плотная, тонкая. Толщина корки зависит от соотношения диаметров фильтрационных каналов и глобул дисперсной водной фазы, а также от структурообразующих свойств дисперсионной среды. Величина корки колеблется в пределах 0,1-0,5 мм. В отличие от водных систем, где стремятся уменьшить величину корки, в эмульсиях регулирование ведется в сторону увеличения коркообразующих свойств. Достигается это обработкой раствора углеводородо-набухающими веществами (асфальтенами, органофильными глинами, органофильными леонардитами).

Электростабильность

Электростабильность – параметр, характеризующий устойчивость РУО к фазовому обращению, определяемый величиной напряжения на электродах при протекании между ними определенного по величине тока утечки. Этот метод позволяет быстро и оперативно оценить агрегативную стабильность эмульсии. Аналогов ему при контроле свойств буровых растворов на водной основе не имеется. Замер параметра производится специальным прибором – тестером стабильности эмульсий (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Тестер электростабильности эмульсий

В ряде работ предлагается устойчивость РУО к фазовому обращению определять напряжением пробоя, при котором происходят коалесценция глобул и образование моста проводимости, другие авторы считают, что при определении электростабильности мост проводимости не образуется, а измеряемые напряжения далеки от значений электропробоя [48,94]. Поэтому остановимся более подробно на физической сущности электростабильности.

Пробой жидких диэлектриков в значительной степени зависит от содержания посторонних включений, в том числе и от содержания водной фазы. Даже незначительное содержание воды в минеральном масле ведет к резкому снижению напряжения пробоя. Последующее увеличение концентрации водной фазы, вплоть до насыщения, не ведет к дальнейшему значительному снижению пробоя. Пробой жидких диэлектриков связан с образованием моста проводимости. Применительно к РУО мост проводимости появляется при напряжении, обеспечивающем взаимодействие глобул с силой, превышающей прочность межфазных защитных слоев, что ведет к коалесценции глобул воды. Появление моста проводимости ведет к резкому возрастанию в цепи тока при неизменной напряженности поля, сильному разогреву проводящего канала и мгновенному его испарению, сопровождающемуся микровзрывом.

Сила взаимодействия между глобулами воды описывается формулой Пирса:

$$F = 4 \cdot \pi \cdot E^2 \cdot \epsilon \cdot r^2 \cdot f \cdot (r/d) \quad (2.2)$$

где F – сила взаимодействия глобул, Н; E – напряженность поля, В/см; ϵ – диэлектрическая постоянная; d , r – расстояние между центрами глобул и их радиус, см

Наибольшие значения проводимости имеют эмульсии, у которых расстояние между центрами глобул приближается к их диаметру. При этом дипольное поле глобул становится

гораздо больше наложенного, чем и объясняется резкий рост проводимости. Именно этому условию и отвечает большинство рецептур РУО.

Исследования различных рецептур показали, что всем им соответствуют различные вольт-амперные временные характеристики. Если замер тока при этом производится в момент достижения определенного напряжения, можно пренебречь временной зависимостью. Задавшись сравнительно низкими значениями тока, можно ограничить и величину рабочего напряжения, что позволяет упростить схему прибора и сделать его безопасным в работе. Следует отметить, что именно такой методики контроля величины тока придерживаются в большинстве районов, где этот метод используется для контроля состояния РУО.

В соответствии со стандартами АНИ, порядок действий при измерении электростабильности эмульсии следующий [88,101]:

- отобрать пробу бурового раствора;
- пропустить пробу сквозь сито 12 меш или воронку Марша;
- с помощью тигля довести температуру раствора до 120°F (49°C);
- погрузить датчик в пробу, не включая тестер. Жидкость должна покрывать поверхности электрода;
- помешать пробу датчиком в течение 15 - 30 секунд;
- включить тестер электрической стабильности и нажать кнопку «Test» (испытание), чтобы начать замер. Датчик во время проведения испытания не двигать;
- когда значения на дисплее стабилизируются, записать величину напряжения в вольтах.

На стабильность инвертно-эмульсионных растворов влияют следующие факторы – скорость перемешивания (чем выше скорость, тем выше стабильность), водонефтяное отношение, степень минерализации (предпочтение отдается более активному хлористому кальцию), концентрация эмульгатора. Также немаловажную роль играет время диспергирования раствора (чем больше время перемешивания, тем выше стабильность). Необходимо отметить, что электростабильность свежеприготовленного раствора должна составлять не менее 350 вольт, а полностью готового «рабочего» раствора – не менее 600-800 вольт. Снижение данного показателя с одновременным появлением воды в фильтрате явно указывает на недостаток в растворе эмульгаторов и начало разрушения эмульсии. Графические зависимости представлены на рисунке 2.9 [72].

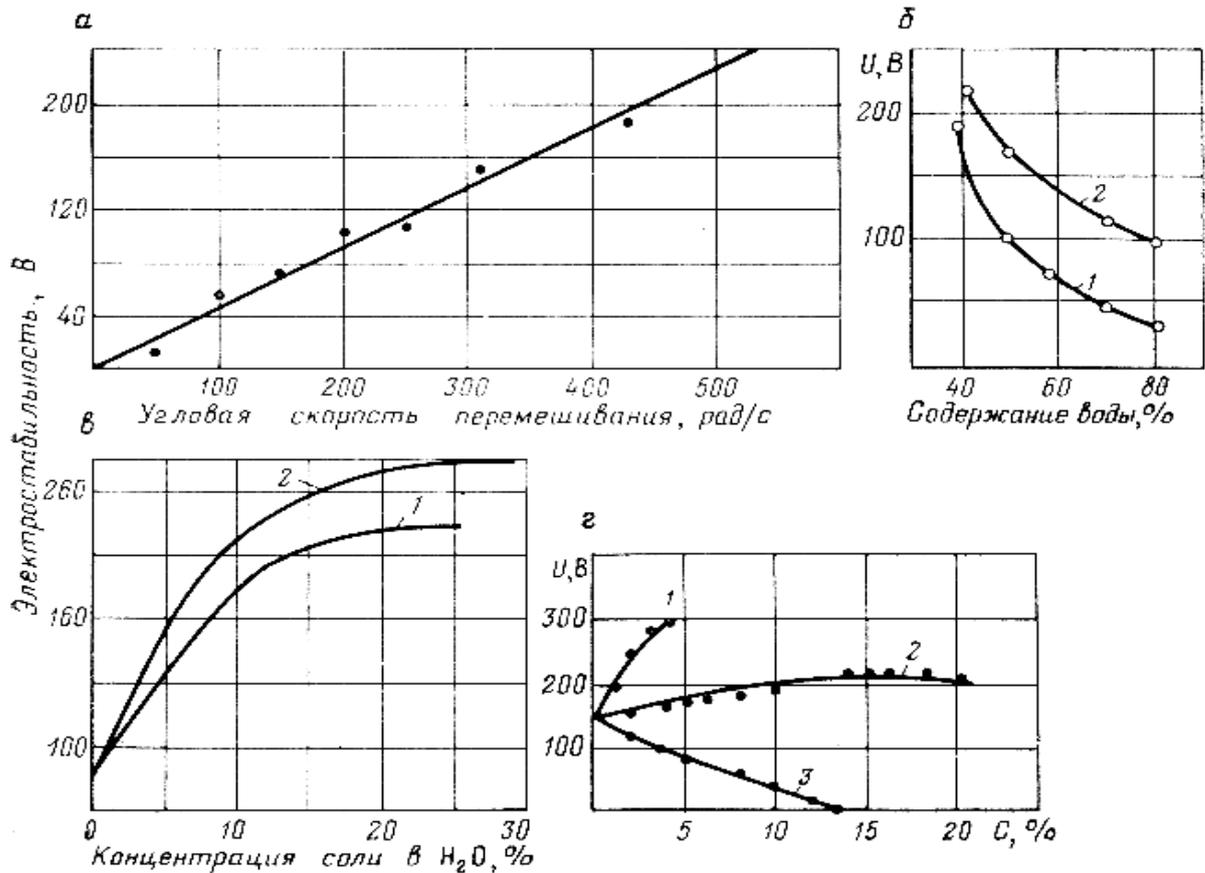


Рисунок 2.9 - Характер изменения электростабильности РУО:

- а – от интенсивности эмульгирования; б – от содержания водной фазы и эмульгатора:
 1 - 1% украмина; 2 - 1,5% украмина; в – степени минерализации водной фазы: 1 – NaCl;
 2 – CaCl₂; г – содержания твердого наполнителя: 1 – МАС-200; 2 – CaCO₃;
 3 – бентонитовый глинопорошок

Ретортный анализ

Соотношение содержания в растворе углеводородной фазы и воды оказывает непосредственное влияние на большинство свойств РУО. Изменения этого соотношения могут свидетельствовать о водо - или нефтепроявлениях или являться результатом простого испарения воды или минерального масла из теплого раствора на поверхности. Оценка данного параметра производится с помощью ретортного анализа, который показывает процентное содержание углеводородной фазы, воды и твердой фазы. Сам прибор представлен на рисунке 2.10.



Рисунок 2.10 – Комплект реторты в сборе

Порядок проведения ретортного анализа следующий:

- отобрать пробу раствора и остудить его до температуры приблизительно 80°F (27°C);
- заполнить верхнюю камеру реторты очень мелкочаеистой стальной ватой;
- смазать резьбу на чашке для пробы и конденсаторе тонким слоем специальной смазки;
- заполнить чашку для пробы пробой бурового раствора;
- закрыть чашку реторты крышкой и медленно завернуть крышку;
- вытереть излишки раствора и винтить чашку реторты для пробы в верхнюю камеру реторты;
- поместить реторту в блок изолятора и поставить на место крышку изолятора;
- поставить мерную пробирку под слив жидкости;
- нагревать пробу до тех пор, пока из трубки слива перестанет выходить жидкость, или до тех пор, пока не погаснет контрольная лампочка на блоках, регулируемых с помощью термореле;
- убрать мерную пробирку и осмотреть полученную жидкость.

Этот метод характеризуется довольно значительными погрешностями при исследовании растворов с низким содержанием твердой фазы, так как результат определяется разностью двух больших чисел. Пример расчета представлен ниже:

Результаты ретортного анализа: углеводородная фаза – 64%, вода – 23%, твердая фаза – 13%.

Расчет:

- углеводородная фаза = $(64 \cdot 100) / (64 + 23) = 74\%$
- водная фаза = $100\% - 74\% = 26\%$

Соотношение углеводородная фаза/вода = 74/26. Если буровой раствор содержит значительные количества соли, занимаемый ею объем должен быть вычтен из объема твердой фазы.

Необходимо отметить, что для получения наиболее точных значений соотношения фаз, рекомендуется использовать «большую» реторту (емкость чашки 50 мл).

Анилиновая точка

Анилиновая точка характеризует содержание ароматических углеводородов в дисперсионной среде и определяется как минимальная температура взаимного растворения равных объемов анилина и среды.

Чем ниже анилиновая точка, тем выше процентное содержание ароматических углеводородов. В свою очередь, содержание ароматических углеводородов определяет реологические характеристики дисперсионной среды, ее способность полностью растворять поверхностно-активные вещества и степень воздействия на резиновые детали бурового оборудования. Более низкому значению анилиновой точки соответствуют:

- меньшая вязкость;
- больший расход эмульгатора для стабилизации РУО;
- более интенсивный процесс разрушения резиновых элементов бурового оборудования.

Контроль анилиновой точки производится в пробирке, где смешиваются 10 мл испытываемой углеводородной среды (минеральное масло, дизельное топливо) и 10 мл анилина [88,99]. Пробирка помещается в водяную баню (стеклянный стакан на 750 мл), и смесь подогревается с интенсивностью 5°C за 1 минуту. Контроль интенсивности нагрева ведется по термометру, установленному в пробирке. Помешивая пробу специальной мешалкой, нагрев ведут до взаимного растворения анилина и испытываемого раствора. При этом внешний вид раствора изменяется от мутного до прозрачного. После этого нагрев прекращают и, продолжая перемешивать, дают смеси остыть (интенсивность остывания $0,5-1^{\circ}\text{C}$ за 1 минуту). Температура, при которой смесь стала мутной, регистрируется как анилиновая точка.

Значения анилиновой точки дисперсионной среды выше 60°C свидетельствуют о низком содержании ароматических углеводородов, следовательно, вероятность разрушения резиновых элементов при контакте с такой жидкостью мала. Содержание ароматических углеводородов в жидкости, используемой в растворах на углеводородной основе, считается важным

показателем, когда регулирование фильтрации производится за счет асфальто-смолистых веществ и степени их диспергирования в базовой жидкости.

Щелочность бурового раствора и содержание избыточной извести

Щелочность характеризует содержание водородных ионов в растворе и определяется количеством 0,1 Н раствора серной кислоты, расходуемого на титрование 1 мл бурового раствора. Процедура измерения щелочности бурового раствора на углеводородной основе следующая [88]:

- отмерить 50 мл растворителя («ARCOSOL PNP», дизельное топливо) в колбу объемом 400 мл;
- добавить 1,0 мл пробы раствора в колбу при помощи шприца, закрыть колбу пробкой и энергично потрясти;
- добавить в колбу 100 мл дистиллированной воды и 10-15 капель индикаторного раствора фенолфталеина;
- закрыть колбу пробкой и энергично потрясти не менее двух минут, дождаться разделения на фазы;
- если розового цвета не проявляется, значит, щелочность равна нулю;
- титровать 0,1 Н раствором серной кислоты до тех пор, пока не исчезнет розовый цвет;
- если розовый цвет появился, дать образцу отстояться в течение пяти минут. Если он снова не появился, то конечная точка достигнута;
- записать объем использованной серной кислоты в мл, рассчитать щелочность по формуле:

Щелочность (P_{om}) = мл 0,1 Н серной кислоты

Также с помощью значения щелочности бурового раствора можно определить содержание избыточной извести:

Избыточная известь, $\text{кг/м}^3 = P_{om} 1,3 2,853$

Важность поддержания щелочности на необходимом уровне связана с тем, что эмульгаторы наиболее эффективно работают в щелочной среде. Поэтому при снижении щелочности возможно уменьшение стабильности системы. Для повышения данного показателя РУО обрабатывают известью (концентрация $2,5 \text{ кг/м}^3$ способствует повышению примерно на 0,2 мл). Оптимальное значение щелочности эмульсионного раствора во время бурения должно находиться в пределах 2-3 мл.

Температура вспышки

Важным показателем эмульсионных растворов является температура вспышки, которая характеризует уровень пожароопасности раствора и определяется температурой, при которой пары углеводородной жидкости образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени, но не способную поддержать горение. Температура вспышки определяется известными методами (в закрытом или открытом тигле). В открытом тигле температура вспышки несколько выше, чем в закрытом, так как часть паров уходит в окружающую атмосферу. При контроле данного параметра рекомендуется использовать открытый тигль. Это связано с тем, что этот метод в определенной степени моделирует реальные условия и позволяет замерить температуру воспламенения раствора. Для обеспечения пожарной безопасности РУО температура вспышки должна быть на 25-30°C выше температуры выходящего из скважины раствора [88].

Температура вспышки эмульсионных растворов зависит как от свойств дисперсионной среды (углеводородной фазы), так и дисперсной фазы (насыщенности системы водной и твердой фазами). Поэтому для повышения температуры вспышки следует использовать углеводородную фазу с минимальным содержанием ароматических соединений. Повышение объемного заполнения системы водной и твердой фазами также будет увеличивать температуру вспышки. Наиболее оптимально в качестве углеводородной фазы использовать следующие продукты (минеральное масло - 100°C, дизельное топливо - 67°C, синтетические жидкости - 170°C).

В полевых условиях температура вспышки не измеряется. Данные предоставляются из технической лаборатории или от компании-изготовителя той, или иной, базовой жидкости.

Седиментационная устойчивость

Для оценки седиментационной устойчивости обратных эмульсий используется методика, разработанная компанией OFITE «Dynamic Sag Shoe Test» [97]. Она позволяет оценить способность бурового раствора удерживать утяжелитель и выбуренную породу во взвешенном состоянии в динамических условиях. Необходимое оборудование для проведения теста (рисунок 2.11):

- ротационный вискозиметр
- термо-кружка для нагревания бурового раствора
- башмак (колодка) для осаждения
- шприц на 10 мл
- электронные весы с точностью до 0,01 г, секундомер



Рисунок 2.11 – Набор для проведения теста на седиментационную устойчивость бурового раствора («Dynamic Sag Shoe test»)

Порядок проведения теста:

1. Необходимо установить башмак для осаждения в термо-кружку и расположить отверстие для сбора в промежутке между 7:00 и 9:00 часами. Не должно быть зазоров между стенкой термо-кружки и башмаком для осаждения. Если есть зазор, то нужно воспользоваться более узкой термо-кружкой;
2. Поместите термо-кружку в вискозиметр, определите верхнюю кромку башмака для осаждения и вращающимся цилиндром, промаркировав уровень верхней кромки, следом определите уровень нижней кромки и также пометьте уровень;
3. Влейте 140 мл раствора в термо-кружку и поднимите столик вискозиметра до самой низкой из двух марок;
4. Перемешайте раствор при 600 об/мин в течение 15 минут, одновременно с нагревом до требуемой температуры (диапазон измерений от 50°C до 82°C). При требуемой температуре буровой раствор перемешивать минимум 5 минут;
5. Затем, используя шприц 10 мл с иглой, потяните немного больше, чем 10 мл раствора с нижней части термо-кружки (из отверстия башмака оседания). Снимите иглу, тщательно очистите шприц от воздуха и подтолкните плунжер к отметке 10 мл, выдавив лишний объем раствора и воздуха;

6. Вытрите поверхность шприца сухой салфеткой. Взвесьте шприц с раствором, запишите значение как W_a . Следом удалите из шприца отобранную пробу раствора обратно в термо-кружку и взвесьте шприц без раствора, результат запишите как W_b ;

7. Рассчитайте показатель W_1 :

$$W_1 = (W_a - W_b)/10 \text{ мл} \quad (2.3)$$

где W_a и W_b – вес шприца с пробой и без бурового раствора, г; 10 мл – объем пробы бурового раствора; W_1 – плотность пробы раствора с нижней части термо-кружки при вращении 600 об/мин, г/мл.

8. Переключите скорость вращения на 100 об/мин, перемешивайте 30 минут при той же температуре, далее проводите замеры согласно пунктам 6-8, рассчитайте показатель W_2 ;

9. Расчет динамического оседания барита производится по формуле:

$$\text{Sag Factor} = W_2 - W_1 \quad (2.4)$$

Классификация полученных значений Sag Factor:

- 0 – оседание барита отсутствует;
- 0,08 – 0,2 – имеются незначительные проблемы с оседанием барита;
- более 0,2 – раствор не удерживает утяжелитель, наблюдается тенденция к расслоению.

Необходимо добавить, что данный эксперимент осуществляется и при динамических условиях (HAST). В этом случае используется специальная установка, представляющая собой металлическую колбу, с возможностью нагрева и вращения.

2.2 Экспресс-методика исследования процессов испарения

Для исследования процессов испарения эмульсионного раствора, на кафедре бурения УГТУ была разработана специальная экспресс-методика. Она позволяет оценить интенсивность испарения компонентов эмульсии (водной и углеводородной фаз).

Необходимое оборудование для проведения теста (рисунок 2.12):

- ротационный вискозиметр
- термо-кружка для нагревания бурового раствора
- электронные весы с точностью до 0,01 г
- секундомер, термометр

Температура при проведении эксперимента должна соответствовать ожидаемой рабочей температуре бурового раствора в приемных емкостях во время бурения скважины. При приготовлении эмульсии, каждый образец подвергается перемешиванию лабораторным миксером в течение шести часов (для стабилизации параметров).



Рисунок 2.12 – Оборудование для проведения теста на испарение эмульсии

Порядок проведения теста:

1. Перед проведением теста необходимо взвесить на электронных весах пустую термо-кружку, и зафиксировать получившееся значение как M_0 (г);
2. Наполнить термо-кружку раствором в объеме 170 мл, взвесить ее на электронных весах, получившееся значение будет M_1 (г);
3. Поместить термо-кружку в вискозиметр, перемешивать при 600 об/мин, одновременно с нагревом до требуемой температуры;
4. После достижения и стабилизации температуры, перемешивать пробу раствора в течение 4 часов;
5. По истечении времени, остановить перемешивание, отключить от питания термо-кружку и опустить столик вискозиметра. Необходимо, чтобы остатки раствора стекли с роторной гильзы;
6. Затем необходимо взвесить термо-кружку с раствором на электронных весах, получившееся значение будет M_2 (г);

Расчет массы испарившегося вещества производится по формуле:

$$\Delta M = M_1 - M_2 \quad (2.5)$$

7. После взвешивания и расчетов, дать раствору охладиться при комнатной температуре в течение 1 часа. Затем приступить к замеру плотности, реологических характеристик, электростабильности и ретортному анализу (методика замера данных параметров описана выше).

Данную процедуру необходимо осуществлять каждые 4 часа, до полного испарения водной фазы. После проведения экспериментов, зная массу испарившегося вещества, данные

ретортного анализа и изменение плотности раствора, можно рассчитать объем испарения воды и минерального масла:

$$\Delta V_{\text{масла}} = (V_{\text{масла } 1} - V_{\text{масла } 2}) = (M_1 \cdot R_{\text{масла } 1}) / (100 \cdot \rho_1) - (M_2 \cdot R_{\text{масла } 2}) / (100 \cdot \rho_2), \text{ м}^3 \quad (2.6)$$

где $V_{\text{масла } 1}$, $V_{\text{масла } 2}$ – объем масла до и после испарения, м^3 ; M_1 и M_2 – масса раствора до и после испарения, кг; $R_{\text{масла } 1}$ и $R_{\text{масла } 2}$ – содержание масла по реторте до и после испарения, %; ρ_1 и ρ_2 – плотность раствора до и после испарения, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$\Delta V_{\text{воды}} = (V_{\text{воды } 1} - V_{\text{воды } 2}) = (M_1 \cdot R_{\text{воды } 1}) / (100 \cdot \rho_1) - (M_2 \cdot R_{\text{воды } 2}) / (100 \cdot \rho_2), \text{ м}^3 \quad (2.7)$$

где $V_{\text{воды } 1}$, $V_{\text{воды } 2}$ – объем воды до и после испарения, м^3 ; M_1 и M_2 – масса раствора до и после испарения, кг; $R_{\text{воды } 1}$ и $R_{\text{воды } 2}$ – содержание воды по реторте до и после испарения, %; ρ_1 и ρ_2 – плотность раствора до и после испарения, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Пример использования предлагаемой экспресс-методики:

1. В лабораторных условиях приготовлен раствор на основе минерального масла со следующими параметрами:

- плотность – $1410 \text{ кг}/\text{м}^3$
- пластическая вязкость – 61 сПз
- динамическое напряжение сдвига – 23 фунт/100 футов²
- статическое напряжение сдвига за 10 сек и 10 минут – 8/13 фунт/100 футов²
- содержание масла по реторте – 60%
- содержание воды по реторте – 12%
- содержание твердой фазы по реторте – 28%
- электростабильность – 1038 вольт

2. Масса пустой термо-кружки M_0 - 1194 г, масса термо-кружки с раствором M_1 - 1428 г, соответственно масса раствора до испарения $M_p = 1428 - 1194 = 234$ г;

3. Нагреваем эмульсию в термо-кружке до 60°C , постоянно перемешивая вискозиметром при 600 об/мин. При достижении требуемой температуры, продолжаем динамическое перемешивание в течение 4 часов;

4. По истечении времени, останавливаем перемешивание и нагревание, опускаем столик и ждем, пока стекнут остатки раствора с гильзы вискозиметра;

5. Взвешиваем термо-кружку с раствором M_2 – 1410 г, масса раствора после испарения $M_p = 1410 - 1194 = 216$ г;

6. Параметры эмульсии после испарения:

- плотность – $1460 \text{ кг}/\text{м}^3$
- пластическая вязкость – 60 сПз
- динамическое напряжение сдвига – 10 фунт/100 футов²

- статическое напряжение сдвига за 10 сек и 10 минут – 5/8 фунт/100 футов²
- содержание масла по реторте – 64%
- содержание воды по реторте – 4%
- содержание твердой фазы по реторте – 32%
- электростабильность – более 2000 вольт

7. Расчет объема испарившегося минерального масла:

$$\Delta V_{\text{масла}} = (0,234 \cdot 60)/(100 \cdot 1410) - (0,216 \cdot 64)/(100 \cdot 1460) = 0,00000489 \text{ м}^3 = 4,9 \text{ мл}$$

8. Расчет объема испарившейся воды:

$$\Delta V_{\text{воды}} = (0,234 \cdot 12)/(100 \cdot 1410) - (0,216 \cdot 4)/(100 \cdot 1460) = 0,0000139 \text{ м}^3 = 13,9 \text{ мл}$$

По итогам расчета, на основе построенных графических зависимостей, производится оценка изменения массы раствора от времени испарения, анализ влияния испарения фаз на реологические параметры эмульсии.

2.3 Методы планирования и обработки лабораторных и промышленных экспериментов

Одной из характерных особенностей процесса проектирования (получения технических характеристик) промывочных жидкостей является необходимость варьирования достаточно большого числа входных факторов, при этом степень влияния многих из них на показатели свойств промывочной жидкости нередко и в значительной мере зависит от величины или уровня остальных факторов. Для полного исследования взаимного влияния нескольких первичных факторов на один и тот же вторичный фактор потребуется весьма большое количество экспериментов. Например, для полного исследования влияния четырех факторов, каждый из которых может принимать по пять значений, потребуется проделать $5^4 = 625$ различных комбинаций экспериментов (не считая повторения каждого из опытов в идентичных условиях).

Такое количество экспериментов обычно не удастся осуществить и в большинстве случаев приходится ограничиться только их частью. Чаще всего сокращение проводится за счет:

- исследования только некоторых существенных факторов;
- уменьшения числа значений (уровней) каждого из факторов;
- исследования влияния каждого из факторов только при некоторых частных значениях других факторов.

Следовательно, при существующих схемах планировки опытов использование частичного эксперимента лишает исследователя возможности получить достаточно точную и

представительную закономерность, охватывающую влияние всех исследуемых факторов одновременно.

Рассмотренный пример однофакторного эксперимента был спланирован так, что в опытах встречались все возможные уровни изучаемых факторов в диапазоне их изменения. Он называется полным факторным экспериментом. Число испытаний в таком случае равно произведению количества уровней всех изучаемых факторов. Так, при пяти уровнях для каждого из факторов необходимое число опытов составит:

- для двухфакторного эксперимента – $5^2 = 25$;
- для трехфакторного эксперимента – $5^3 = 125$;
- для четырехфакторного эксперимента – $5^4 = 625$.

Поэтому в случае большого количества факторов целесообразно использовать дробный факторный эксперимент, при котором ряд сочетаний уровней пропускается, в результате чего уменьшается количество испытаний.

Действительно, если проводится двухфакторный эксперимент на пяти уровнях обоих факторов, то число измерений составляет 25. Все сочетания факторов можно изобразить в виде соответствующего квадрата, где латинскими буквами А и В обозначены изучаемые факторы (рисунок 2.13). Индекс при этих буквах означает уровень изучаемого фактора. Такие квадраты Фишер назвал латинскими [79]. Они использовались при планировании сельскохозяйственных экспериментов.

A1	A2	A3	A4	A5
B1	B1	B1	B1	B1
A1	A2	A3	A4	A5
B2	B2	B2	B2	B2
A1	A2	A3	A4	A5
B3	B3	B3	B3	B3
A1	A2	A3	A4	A5
B4	B4	B4	B4	B4
A1	A2	A3	A4	A5
B5	B5	B5	B5	B5

Рисунок 2.13 – Квадрат двухфакторного эксперимента

Отметим, что можно, не меняя количества испытаний, к факторам А и В добавить третий фактор С. однако уже не все возможные сочетания А, В и С при этом будут присутствовать в квадрате. Тем не менее, если расположить уровни фактора С так, чтобы в

каждой строке и в каждом столбце встретились все его уровни, то, усредняя данные по строкам и столбцам, будем иметь средние, не изменяющиеся значения фактора С, что не должно исказить влияние факторов А и В на измеряемый параметр (рисунок 2.14).

Далее можно добавить к этим испытаниям еще и четвертый фактор (рисунок 2.15). Квадраты такого вида называют квадратами второго порядка. На рисунке 2.16 показан квадрат пятифакторного эксперимента, предложенный Новиком Г.Я. [52]. Ученый рекомендует, чтобы при всех построениях указанных квадратов уровни факторов располагались в таком порядке, при котором в каждой строке и в каждом столбце имелись бы все пять уровней третьих и последующих факторов, однако никакие уровни третьего и последующих факторов не встречались вместе по всей таблице более одного раза.

Избежать большого объема экспериментальных исследований можно лишь в том случае, если спланировать сочетание различных факторов так, чтобы при минимальном числе опытов наиболее равномерно охватить всю площадь таблицы возможных сочетаний влияющих факторов.

Протождьяконов М. М. [57] предложил при изучении зависимости результата от четырех факторов использовать латинский квадрат и так спланировать эксперимент, чтобы ни в одной строке и ни в одном столбце не было повторных сочетаний. На рисунке 2.17 показан план такого сочетания для четырех факторов, каждый из которых может принимать по пять значений.

A1 C1	B1	A2 C2	B1	A3 C3	B1	A4 C4	B1	A5 C5	B1
A1 C2	B2	A2 C3	B2	A3 C4	B2	A4 C5	B2	A5 C1	B2
A1 C3	B3	A2 C4	B3	A3 C5	B3	A4 C1	B3	A5 C2	B3
A1 C4	B4	A2 C5	B4	A3 C1	B4	A4 C2	B4	A5 C3	B4
A1 C5	B5	A2 C1	B5	A3 C1	B5	A4 C3	B5	A5 C4	B5

Рисунок 2.14 – Квадрат трехфакторного эксперимента

A1	B1	A2	B1	A3	B1	A4	B1	A5	B1
C1	D1	C2	D2	C3	D3	C4	D4	C5	D5
A1	B2	A2	B1	A3	B1	A4	B1	A5	B1
C2	D3	C3	D4	C4	D5	C5	D1	C1	D2
A1	B3	A2	B1	A3	B1	A4	B1	A5	B1
C3	D5	C4	D1	C5	D2	C1	D3	C2	D4
A1	B4	A2	B1	A3	B1	A4	B1	A5	B1
C4	D2	C5	D3	C1	D4	C2	D5	C3	D1
A1	B5	A2	B1	A3	B1	A4	B1	A5	B1
C5	D4	C1	D5	C2	D1	C3	D2	C4	D3

Рисунок 2.15 – Квадрат четырехфакторного эксперимента

A1	B1	A2	B1	A3	B1	A4	B1	A5	B1
C1	E1	C2	E2	C3	E3	C4	E4	C5	E5
D1	E1	D2	E2	D3	E3	D4	E4	D5	E5
A1	B2	A2	B2	A3	B2	A4	B2	A5	B2
C2	E4	C3	E5	C4	E1	C5	E2	C1	E3
D3	E4	D4	E5	D5	E1	D1	E2	D2	E3
A1	B3	A2	B3	A3	B3	A4	B3	A5	B3
C3	E2	C4	E3	C5	E4	C1	E5	C2	E1
D5	E2	D1	E3	D2	E4	D3	E5	D4	E1
A1	B4	A2	B4	A3	B4	A4	B4	A5	B4
C4	E5	C5	E1	C1	E2	C2	E3	C3	E4
D2	E5	D3	E1	D4	E2	D5	E3	D1	E4
A1	B5	A2	B5	A3	B5	A4	B5	A5	B5
C5	E3	C1	E4	C2	E5	C3	E1	C4	E2
D4	E3	D5	E4	D1	E5	D2	E1	D3	E2

Рисунок 2.16 – Квадрат пятифакторного эксперимента

Для каждого квадрата, соответствующего сочетанию факторов А и С из 25 возможных сочетаний двух других факторов В и D, выбрано только одно. Простой проверкой нетрудно убедиться, что в каждом из 25 столбцов и в каждой из 25 строк принято только одно сочетание из всех четырех факторов А, В, С и D. Точно так же непосредственной проверкой нетрудно убедиться, что для каждого из уровней одного из факторов, например А=1, все значения (уровни) прочих факторов встречаются одинаково часто. Так, в этом случае В = 1, 2, 3, 4 и 5; С = 1, 2, 3, 4 и 5; D = 1, 2, 3, 4 и 5. Поэтому при усреднении результатов для А=1 влияние трех других факторов усредняется и результат будет приблизительно соответствовать $V_{ср}=3$, $C_{ср}=3$,

Дср=3. В приведенной схеме такое усреднение может быть осуществлено для любого значения факторов А, В, С или D.

C	D	A	1					2					3					4					5									
		B	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5					
1	1		■																													
	2						■																									
	3											■																				
	4																					■										
	5																														■	
2	1																										■					
	2																											■				
	3											■																				
	4												■																			
	5																															
3	1																															
	2																															
	3																															
	4																															
	5																															
4	1																															
	2																															
	3																															
	4																															
	5																															
5	1																															
	2																															
	3																															
	4																															
	5																															

Рисунок 2.17 – Комбинаторный квадрат Протоdjeяконова для оптимального планирования четырехфакторного эксперимента

Реализация плана четырехфакторного эксперимента при пяти вариантах каждого из них будет показана в третьей главе на примере исследования зависимости реологических характеристик бурового раствора на углеводородной основе от компонентного состава и температурного градиента.

2.4 Выводы

Обобщая приведенные в настоящей главе сведения по контролю и регулированию основных параметров эмульсионных систем, следует отметить, что при необходимости регулирования любого из параметров нужно, прежде всего, выявить причину отклонения их от нормативных, программных значений, и в соответствии с этим планировать обработку.

Существующие методики и процедуры контроля состояния растворов на неводной основе постоянно совершенствуются. Многие отечественные и зарубежные компании, предоставляющие сервис буровых растворов, в технических лабораториях используют новейшие методы спектрального и оптического анализа. Лабораторией производится поиск, подбор, синтез новых реагентов, используемых в качестве компонентов РУО.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ И КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА

Существенным недостатком эмульсионных систем, особенно при бурении скважин в условиях повышенных забойных температур, является резкое уменьшение вязкости раствора при увеличении температуры. Данный фактор способствует падению реологических характеристик и нарушению седиментационной устойчивости системы в целом. Для выявления закономерностей данной зависимости в лаборатории кафедры бурения УГТУ, а также в полевых условиях, были проведены соответствующие исследования с использованием приборов и методик, подробно описанных в главе 2. Вследствие большого массива лабораторных тестов, эксперимент был разделен на 3 части.

3.1 Исследование зависимости реологических характеристик РУО от комплексного воздействия четырех факторов

Так как эмульсионные растворы обладают сложным компонентным составом, то любые изменения технологических свойств напрямую зависят от физико-химических свойств ингредиентов в определенных температурных условиях. Можно предположить, что в первую очередь термоустойчивость РУО зависит от концентрации и качества реагентов-стабилизаторов, входящих в состав [65,68].

Первая часть лабораторных работ посвящена оценке зависимости реологических характеристик от концентрации стабилизирующих добавок и температурных условий. Стоит отметить, что одной из характерных особенностей исследования поведения обратных эмульсий является необходимость варьирования достаточно большого числа входных факторов (концентраций реагентов). При этом степень влияния многих из них на показатели свойств нередко и в значительной мере зависит от величины или уровня остальных факторов (в частности, температурных условий). Поэтому для оценки взаимного влияния нескольких первичных факторов на один и тот же вторичный фактор требуется большое количество экспериментов. Например, для полного исследования влияния четырех факторов, каждый из которых может принимать по пять значений, потребуется проделать $5^4 = 625$ различных комбинаций экспериментов. Избежать большого объема экспериментальных исследований можно лишь в том случае, если спланировать сочетание различных факторов так, чтобы при минимальном числе опытов наиболее равномерно охватить всю площадь таблицы их возможных сочетаний.

Планирование эксперимента по методу комбинационных квадратов (глава 2) обеспечивает возможность получения нелинейных математических моделей при числе опытов,

во много раз меньшем по сравнению с полным факторным экспериментом. Число уровней варьирования факторов при планировании эксперимента по этому методу составляет от трех до пяти, при этом имеется возможность оценки степени и характера влияния каждого фактора на тот или иной выходной параметр. В нашем случае использовался комбинационный квадрат четырехфакторного эксперимента при пяти уровнях варьирования.

В качестве базовой рецептуры использовалась система на основе минерального масла «ENVIROMUL». Данная обратная эмульсия хорошо себя зарекомендовала на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Ошское, Харьгаинское, Кыртаельское, Восточно - Сарутаюское, имени Ю. Россихина), Западной Сибири (Салымское, Восточно-Уренгойское, Тамбейское, Самотлорское), а также на Сахалине (Чайво, Одопту). Компонентный состав базовой рецептуры представлен в таблице 3.1.

В качестве определяющих факторов были приняты следующие:

- температура (X_1) - -7; 30; 60; 80; 100°C;
- концентрация EZ-MUL (X_2) – 16; 18; 20; 22; 24 л/м³;
- концентрация GELTONE (X_3) – 6; 8; 10; 12; 14 кг/м³;
- концентрация BARABЛОК (X_4) – 6; 8; 10; 12; 14 кг/м³.

Таблица 3.1 - Компонентный состав раствора ENVIROMUL

Реагент	Концентрация, кг/м ³	Назначение
Плотность – 1120 кг/м ³ , УВ/Вода - 75/25		
Минеральное масло	700	Дисперсионная среда
Вода	200	Дисперсная фаза
Хлористый кальций	50	Плотность и ингибирование
Известь	20	Щелочность, источник Ca ²⁺
Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL	16, 18, 20, 22, 24	ПАВ, эмульгатор
Асфальтит BARABЛОК	6, 8, 10, 12, 14	Контроль фильтрации
Органофильная глина GELTONE	6, 8, 10, 12, 14	Структурообразователь
Дисперсия жидкого лецитина DRILTREAT	5	Гидрофобизатор твердой фазы
CaCO ₃ 150 мкм	300	Кольматант, утяжелитель

Все факторы при этом методе изменяются на разных уровнях, и, соответственно, при усреднении результатов они уравниваются, и на результат оказывает влияние только исследуемый фактор при средних значениях остальных. Такая нейтрализация факторов позволяет выявить характер и степень влияния каждого из них на выходной параметр, в частности, выявить влияние концентрации каждого компонента и температуры на ПВ, ДНС, СНС.

Лабораторные исследования проводились по следующей методике. При приготовлении РУО, каждый образец подвергался перемешиванию в течение двух часов. Затем, с помощью шестискоростного вискозиметра «FANN» и термо-кружки (для нагрева раствора до требуемой температуры) измерялись реологические свойства. Стоит отметить, что для охлаждения раствора использовалась специальная морозильная камера, время охлаждения каждой пробы – 48 часов. Полученные результаты представлены в таблицах 3.2 – 3.3.

После проведения лабораторных исследований была установлена математическая связь между факторами и результатами. Влияние концентрации компонентов на параметры РУО определялось с помощью корреляционно-регрессионного анализа. Линейное уравнение множественной регрессии имеет вид:

$$y = A_0 + A_1 \cdot x_1 + A_2 \cdot x_2 + \dots + A_n \cdot x_n \quad (3.1)$$

где y – результативный или выходной признак; x_1, x_2, \dots, x_n – входные параметры; $A_0, A_1, A_2, \dots, A_n$ – коэффициенты.

Решение этого уравнения сводится к определению коэффициентов и оценке степени идентичности уравнения экспериментальным данным. На идентичность модели существенно влияет степень нелинейности. При высокой степени нелинейности данное уравнение можно представить в двойных логарифмических координатах:

$$\ln y = A_0 + A_1 \ln x_1 + A_2 \ln x_2 + \dots + A_n \ln x_n \quad (3.2)$$

Определение коэффициентов множественной регрессии осуществлялось в несколько этапов:

1. Составление корреляционных таблиц, определение числа интервалов таблицы и шага интервала по следующим формулам:

$$K = l + 3.32 \log N \quad (3.3)$$

где N – число опытов.

$$\Delta y = \frac{y_{\max} - y_{\min}}{k} \quad (3.4)$$

2. Расчет математического ожидания и дисперсии по формулам:

$$\bar{y} = \frac{1}{N} \sum y_i \cdot \nu_{x_i}(y) \quad (3.5)$$

$$\bar{x}_i = \frac{1}{N} \sum x_i \cdot \nu_y(x_i) \quad (3.6)$$

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{N-1} \sum (y_i - \bar{y})^2 \cdot \nu_{x_i}(y) \quad (3.7)$$

$$\sigma_{x_i}^2 = \frac{1}{N-1} \sum (x_i - \bar{x}_i)^2 \cdot \nu_y(x_i) \quad (3.8)$$

3. Определение коэффициентов корреляции:

$$R_{yxi} = \frac{1}{(N-1) \cdot \sigma_y^2 \cdot \sigma_{xi}^2} \cdot \sum (y_i - \bar{y}) \cdot (x_i - \bar{x}_i) \cdot v_i(xy) \quad (3.9)$$

4. После получения уравнения регрессии была установлена степень соответствия реальным условиям с использованием параметра «мера идентичности» ($Q(y)$ должна стремиться к 1):

$$Q(y) = \frac{1}{1 + \frac{\sum (y_{\text{расч}} - y_{\text{факт}})^2}{\sum (y_{\text{расч}} - \bar{y})^2}} \quad (3.10)$$

В качестве примера рассмотрим корреляционно-регрессионный анализ для пластической вязкости. Так как, свойства бурового раствора зависят от концентраций входящих в него компонентов нелинейно, поэтому необходимо использовать двойные логарифмические координаты (основание - экспонента). В дальнейшем, во всех расчетах для удобства символы логарифмов (\ln) будем опускать, и писать просто x_i , y , подразумевая логарифмы этих величин (таблица 3.4).

$$k = 1 + 3.32 \lg N = 1 + 3.32 \lg 25 = 6$$

$$\Delta y = \frac{y_{\max} - y_{\min}}{k} = \frac{4.64 - 2.30}{6} = 0.39$$

Примеры корреляционных таблиц приведены ниже (таблицы 3.5-3.6). Для упрощения трудоемких вычислений коэффициентов корреляции, в программируемой среде «Microsoft Excel» нами была создана программа «STATISTICA.xls», в которой производились все требуемые вычисления. Данная разработка будет полезна студентам и преподавателям как функциональный и удобный инструмент изучения корреляционного анализа (рисунок 3.1).

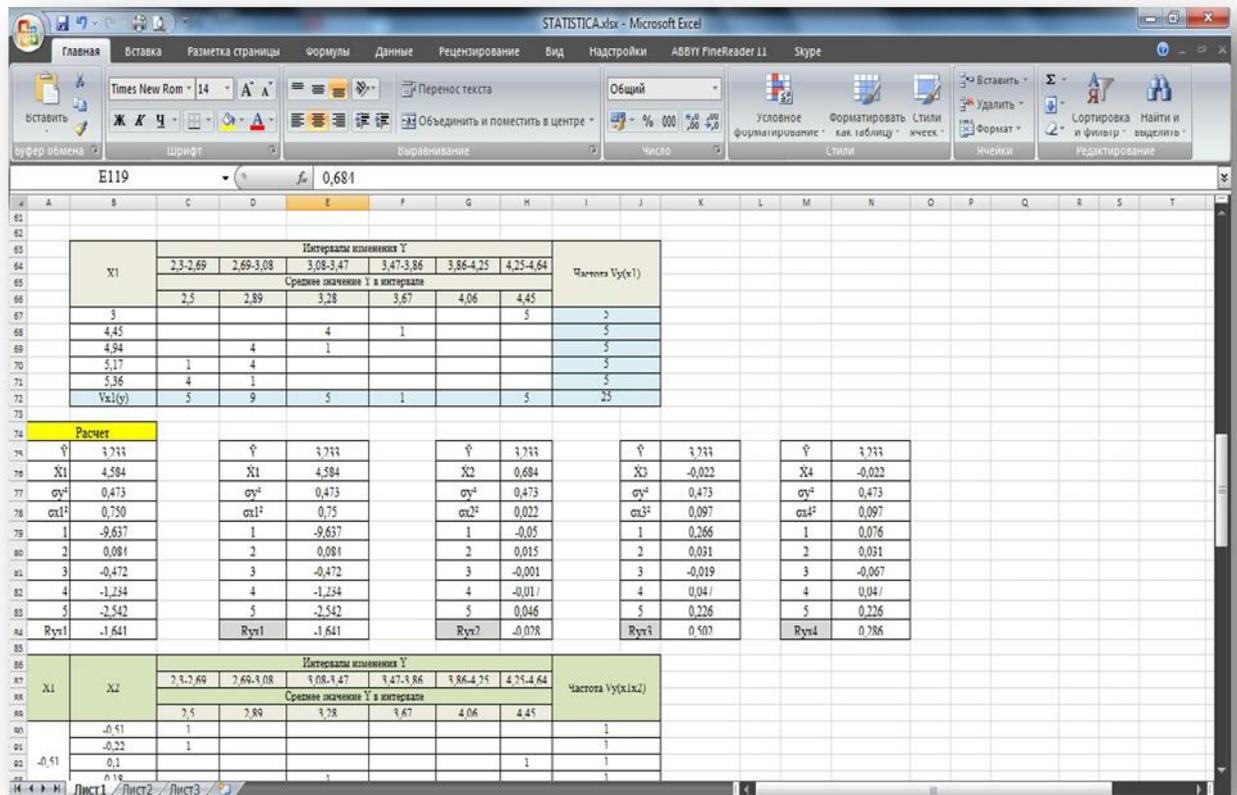
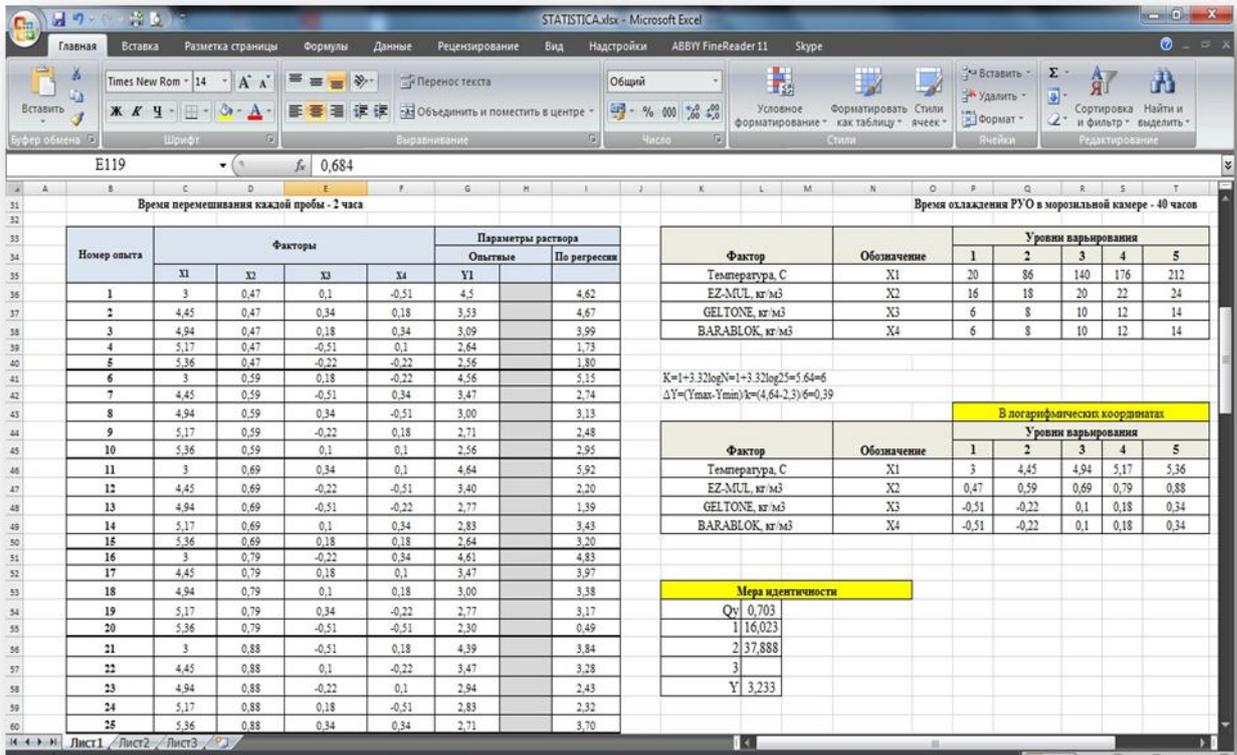


Рисунок 3.1 – Интерфейс программы «STATISTICA»

Таблица 3.4 – Результаты исследований

Номер опыта	Факторы (ln)				Значения ПВ (ln)	
	X1	X2	X3	X4	Опытные	По регрессии
1	3	0,47	0,1	-0,51	4,5	4,62
2	4,45	0,47	0,34	0,18	3,53	4,67
3	4,94	0,47	0,18	0,34	3,09	3,99
4	5,17	0,47	-0,51	0,1	2,64	1,73
5	5,36	0,47	-0,22	-0,22	2,56	1,80
6	3	0,59	0,18	-0,22	4,56	5,15
7	4,45	0,59	-0,51	0,34	3,47	2,74
8	4,94	0,59	0,34	-0,51	3,00	3,13
9	5,17	0,59	-0,22	0,18	2,71	2,48
10	5,36	0,59	0,1	0,1	2,56	2,95
11	3	0,69	0,34	0,1	4,64	5,92
12	4,45	0,69	-0,22	-0,51	3,40	2,20
13	4,94	0,69	-0,51	-0,22	2,77	1,39
14	5,17	0,69	0,1	0,34	2,83	3,43
15	5,36	0,69	0,18	0,18	2,64	3,20
16	3	0,79	-0,22	0,34	4,61	4,83
17	4,45	0,79	0,18	0,1	3,47	3,97
18	4,94	0,79	0,1	0,18	3,00	3,38
19	5,17	0,79	0,34	-0,22	2,77	3,17
20	5,36	0,79	-0,51	-0,51	2,30	0,49
21	3	0,88	-0,51	0,18	4,39	3,84
22	4,45	0,88	0,1	-0,22	3,47	3,28
23	4,94	0,88	-0,22	0,1	2,94	2,43
24	5,17	0,88	0,18	-0,51	2,83	2,32
25	5,36	0,88	0,34	0,34	2,71	3,70

Таблица 3.5 - Корреляционная таблица для X_1

X_1	Интервалы изменения y						Частота $v_y(x_1)$
	2,3-2,69	2,69-3,08	3,08-3,47	3,47-3,86	3,86-4,25	4,25-4,64	
	Среднее значение y в интервале						
	2,50	2,89	3,28	3,67	4,06	4,45	
3,0	-	-	-	-	-	5	5
4,45	-	-	4	1	-	-	5
4,94	-	4	1	-	-	-	5
5,17	1	4	-	-	-	-	5
5,36	4	1	-	-	-	-	5
$v_{x_1}(y)$	5	9	5	1	-	5	25

Таблица 3.6 - Корреляционная таблица для X_1 и X_2

X_1	X_2	Интервалы изменения y						Частота $v_y(x_1x_2)$
		2,3-2,69	2,69-3,08	3,08-3,47	3,47-3,86	3,86-4,25	4,25-4,64	
		Среднее значение y в интервале						
		2,50	2,89	3,28	3,67	4,06	4,45	
3,0	0,47	-	-	-	-	-	1	1
	0,59	-	-	-	-	-	1	1
	0,69	-	-	-	-	-	1	1
	0,79	-	-	-	-	-	1	1
	0,88	-	-	-	-	-	1	1
4,45	0,47	-	-	-	1	-	-	1
	0,59	-	-	1	-	-	-	1
	0,69	-	-	1	-	-	-	1
	0,79	-	-	1	-	-	-	1
	0,88	-	-	1	-	-	-	1
4,94	0,47	-	-	1	-	-	-	1
	0,59	-	1	-	-	-	-	1
	0,69	-	1	-	-	-	-	1
	0,79	-	1	-	-	-	-	1
	0,88	-	1	-	-	-	-	1
5,17	0,47	1	-	-	-	-	-	1
	0,59	-	1	-	-	-	-	1
	0,69	-	1	-	-	-	-	1
	0,79	-	1	-	-	-	-	1
	0,88	-	1	-	-	-	-	1
5,36	0,47	1	-	-	-	-	-	1
	0,59	1	-	-	-	-	-	1
	0,69	1	-	-	-	-	-	1
	0,79	1	-	-	-	-	-	1
	0,88	-	1	-	-	-	-	1
$v_{x_1x_2}(y)$		5	9	5	1	-	5	25

Пример вычисления значения для X_1 :

$$\bar{y} = \frac{1}{N} \sum y_i \cdot \nu_{x_i}(y) = \frac{1}{25} \cdot \sum (2.5 \cdot 5 + 2.89 \cdot 9 + 3.28 \cdot 2 + 3.67 \cdot 4 + 4.45 \cdot 5) = 3.28$$

$$\bar{x}_1 = \frac{1}{N} \sum x_i \cdot \nu_y(x_i) = \frac{1}{25} \cdot \sum (3 \cdot 5 + 4.45 \cdot 5 + 4.94 \cdot 5 + 5.17 \cdot 5 + 5.36 \cdot 5) = 4.584$$

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{N-1} \sum (y_i - \bar{y})^2 \cdot \nu_{x_i}(y) = \frac{1}{24} \cdot \sum [(2.5 - 3.28)^2 \cdot 5 + (2.89 - 3.28)^2 \cdot 9 + (3.28 - 3.28)^2 \cdot 2 +$$

$$+ (3.67 - 3.28)^2 \cdot 4 + (4.45 - 3.28)^2 \cdot 5] = 0.494$$

$$\sigma_{x1}^2 = \frac{1}{N-1} \sum (x_i - \bar{x}_1)^2 \cdot \nu_y(x_i) = \frac{1}{24} \sum [(3 - 4.584)^2 \cdot 5 + (4.45 - 4.584)^2 \cdot 5 + (4.94 - 4.584)^2 \cdot 5 +$$

$$+ (5.17 - 4.584)^2 \cdot 5 + (5.36 - 4.584)^2 \cdot 5] = 0.75$$

$$R_{yx1} = \frac{1}{(N-1) \cdot \sigma_y^2 \cdot \sigma_{x1}^2} \cdot \sum (y_i - \bar{y}) \cdot (x_i - \bar{x}_1) \cdot \nu_i(x_i) = \frac{1}{24 \cdot 0.494 \cdot 0.75} \cdot \sum (4.45 - 3.28) \times$$

$$\times (3 - 4.584) \cdot 5 + (3.67 - 3.28)(4.45 - 4.584) \cdot 4 + (2.89 - 3.28)(4.94 - 4.584) \cdot 4 + (2.5 - 3.28)(5.17 - 4.584) \cdot 1 +$$

$$+ (2.89 - 3.28)(5.17 - 4.584) \cdot 4 + (2.5 - 3.28)(5.36 - 4.584) \cdot 4 + (2.89 - 3.28)(5.36 - 4.584) \cdot 1 = -1.641$$

Пример вычисления значения при одновременном изменении X_1 и X_2 :

$$\bar{x}_1 = \frac{1}{N} \sum x_{1i} \cdot \nu_y(x_{1i}) = 4.584$$

$$\bar{x}_2 = \frac{1}{N} \sum x_{2i} \cdot \nu_y(x_{2i}) = 0.684$$

$$\sigma_{x1}^2 = \frac{1}{N-1} \sum (x_{1i} - \bar{x}_1)^2 \cdot \nu_y(x_{1i}) = 0.75$$

$$\sigma_{x2}^2 = \frac{1}{N-1} \sum (x_{2i} - \bar{x}_2)^2 \cdot \nu_y(x_{2i}) = 0.022$$

$$R_{x1x2} = \frac{1}{(N-1) \cdot \sigma_{x1}^2 \cdot \sigma_{x2}^2} \cdot \sum (x_{1i} - \bar{x}_1) \cdot (x_{2i} - \bar{x}_2) \cdot \nu_i(x_1, x_2) = 0$$

Для вычисления коэффициентов уравнения регрессии составляем систему уравнений:

$$\begin{cases} R_{yx1} \cdot \sigma_y = A_1 \cdot \sigma_{x1} + A_2 \cdot R_{x1x2} \cdot \sigma_{x2} + A_3 \cdot R_{x1x3} \cdot \sigma_{x3} + A_4 \cdot R_{x1x4} \cdot \sigma_{x4} \\ R_{yx2} \cdot \sigma_y = A_1 \cdot R_{x2x1} \cdot \sigma_{x1} + A_2 \cdot \sigma_{x2} + A_3 \cdot R_{x2x3} \cdot \sigma_{x3} + A_4 \cdot R_{x2x4} \cdot \sigma_{x4} \\ R_{yx3} \cdot \sigma_y = A_1 \cdot R_{x3x1} \cdot \sigma_{x1} + A_2 \cdot R_{x3x2} \cdot \sigma_{x2} + A_3 \cdot \sigma_{x3} + A_4 \cdot R_{x3x4} \cdot \sigma_{x4} \\ R_{yx4} \cdot \sigma_y = A_1 \cdot R_{x4x1} \cdot \sigma_{x1} + A_2 \cdot R_{x4x2} \cdot \sigma_{x2} + A_3 \cdot R_{x4x3} \cdot \sigma_{x3} + A_4 \cdot \sigma_{x4} \end{cases}$$

$$\begin{cases} -1.641 \cdot 0.473 = A_1 \cdot 0.75 \\ -0.028 \cdot 0.473 = A_2 \cdot 0.022 \\ 0.502 \cdot 0.473 = A_3 \cdot 0.097 \\ 0.286 \cdot 0.473 = A_4 \cdot 0.097 \end{cases}$$

Решая данную систему, получаем:

$$A_1 = -1,035; A_2 = -0,602; A_3 = 2,448; A_4 = 1,395; A_0 = 8,473$$

$$A_0 = \bar{y} - \sum A_i \bar{x}_i = 8.473.$$

Таким образом, уравнение регрессии будет иметь следующий вид:

$$\ln y = 8.473 - 1.035 \cdot \ln X_1 - 0.602 \cdot \ln X_2 + 2.448 \cdot \ln X_3 + 1.395 \cdot \ln X_4.$$

По данному уравнению находим расчетные значения ПВ и определяем степень соответствия реальным условиям – меру идентичности:

$$Q(y) = \frac{1}{1 + \frac{\sum (y_{\text{ипрас}} - y_{\text{факт}})^2}{\sum (y_{\text{ипрас}} - \bar{y})^2}} = \frac{1}{1 + \frac{16.023}{37.888}} = 0.703$$

Аналогичным путем было получено уравнение регрессии для ДНС и определена мера идентичности:

$$\ln y = -5.221 - 0.681 \cdot \ln X_1 + 16.078 \cdot \ln X_2 + 5.752 \cdot \ln X_3 - 0.845 \cdot \ln X_4$$

$$Q(y) = \frac{1}{1 + \frac{\sum (y_{\text{ипрас}} - y_{\text{факт}})^2}{\sum (y_{\text{ипрас}} - \bar{y})^2}} = \frac{1}{1 + \frac{191.311}{221.643}} = 0.537$$

Зависимости, полученные по результатам тестирования, представлены на рисунках 3.2 и 3.3. На рисунках видно, что при нагревании бурового раствора от -7 до +100°C, значения ПВ и ДНС уменьшаются практически в 10 раз. Необходимо отметить одинаковый характер изменения для всех исследуемых рецептур, условно его можно разделить на две стадии:

1. Нагревание эмульсии в температурном диапазоне от -7 до +60°C. При переходе из холодного в теплое состояние происходит максимальное уменьшение значений ПВ с 81-104 до 16-22 сПз, ДНС с 30-46 до 9-14 фунт/100 футов². Это объясняется тем, что при значительном охлаждении (бурение на море или в зонах залегания многолетне-мерзлых пород, длительные спуско-подъемные операции) РУО обладает очень высокими реологическими характеристиками. Дисперсионная среда эмульсии загустевает, что сопровождается образованием в объеме охлаждаемого минерального масла кристаллов парафинов.

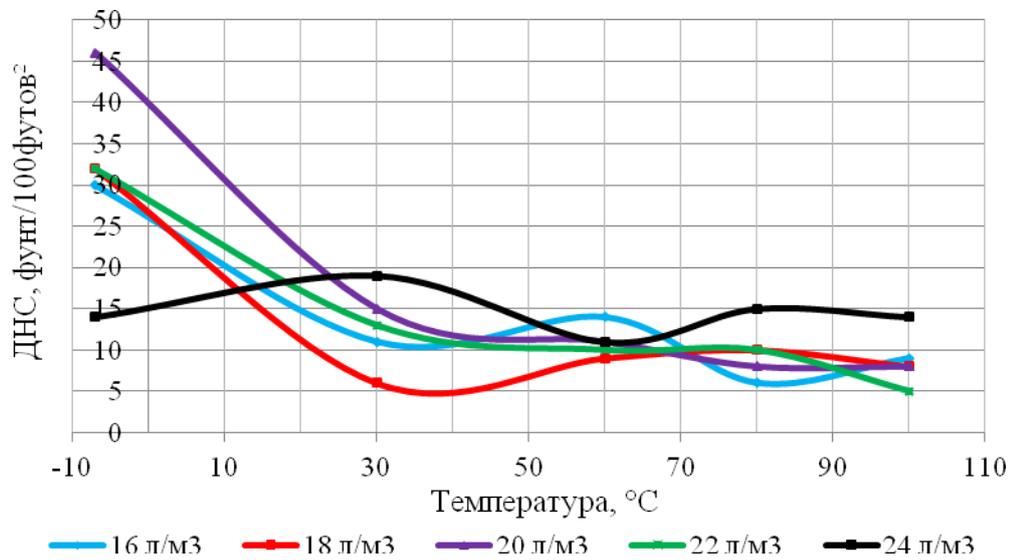
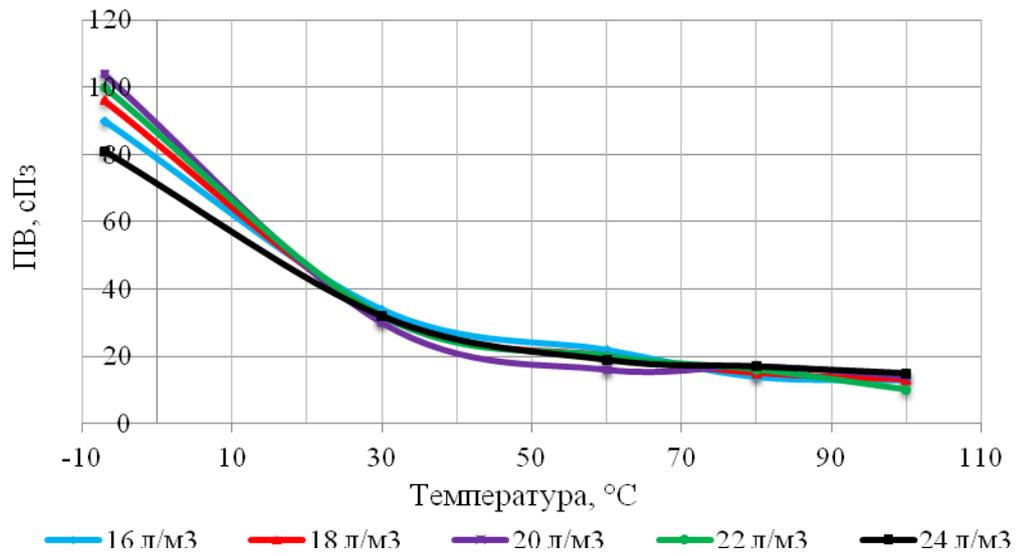
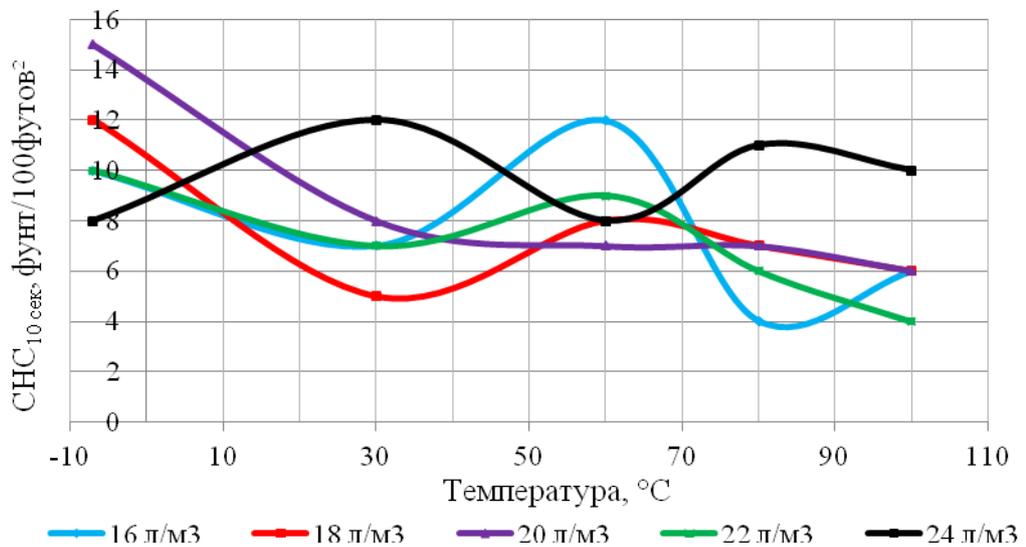


Рисунок 3.2 - Зависимость ПВ и ДНС от температуры при различных концентрациях эмульгатора



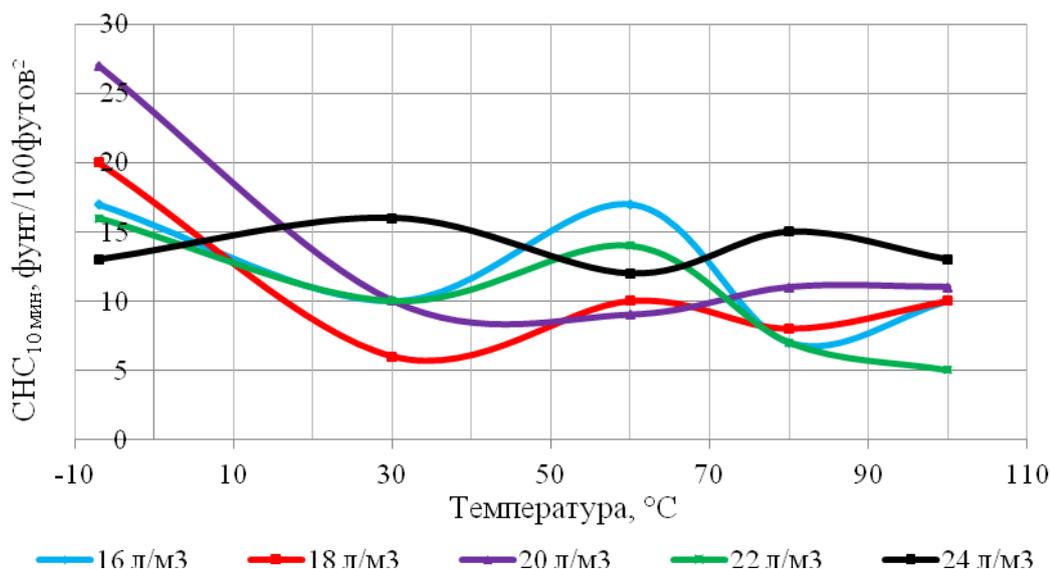


Рисунок 3.3 – Зависимость ДНС от температуры при различных концентрациях эмульгатора

Дисперсная фаза (минерализованная вода), в свою очередь, превращается в кристаллы льда. Однако, как только происходит нагрев жидкости, вязкостные характеристики снижаются, система приобретает нормальное, рабочее состояние.

2. Нагревание эмульсии в температурном диапазоне от +60 до +100°C. Здесь наблюдается плавное снижение значений ПВ с 16-22 до 10-15 сПз, ДНС с 9-14 до 5-8 фунт/100футов². Это объясняется тем, что при сильном нагревании в дисперсионной среде происходит медленное плавление парафино-нафтеновых углеводородов и соответствующее уменьшение прочности образуемой ими пространственной структуры.

Было выявлено, что меньшим градиентом изменения ПВ и ДНС обладает рецептура бурового раствора с максимальной концентрацией эмульгатора (полиаминированная жирная кислота), которая составила 24 л/м³. Очевидно, что грамотный подбор типа и концентрации эмульгатора позволяет компенсировать падение вязкости, сохранив нужную реологию раствора в забойных условиях. По этой причине, рекомендуется использовать такие добавки, как полиамиды, полиаминированные жирные кислоты, поликонденсированные амины, продукты окисленного талового масла. К сожалению, в данном случае нельзя порекомендовать какое-то одно универсальное решение, поскольку эффективность таких добавок и величина термокомпенсации напрямую зависят от типа самой углеводородной основы, к выбору которой следует более тщательно относиться. Поэтому требуется более углубленное изучение и лабораторное тестирование углеводородных жидкостей.

3.2 Исследование влияния температуры на реологические характеристики различных углеводородных жидкостей

Основа эмульсионного бурового раствора – это углеводородная жидкость, которая определяет его физико-химические и технологические свойства. В настоящее время наиболее распространенными среди них являются:

1. продукты нефтепереработки, газоконденсата – нефть, дизельное топливо, минеральные масла;
2. продукты нефтехимического синтеза и синтеза на основе растительного и животного сырья – олефины, их олигомеры, линейные алкилбензолы, полиолефины, ацетали, простые и сложные эфиры (синтетические масла).

Применение дизельного топлива в качестве основы для РУО ограничено по экологическим и пожарным требованиям; синтетические масла используются в основном на шельфовых проектах, где обязательно использование биоразлагаемых жидкостей. В практике бурения на суше, наиболее широкое применение получили минеральные масла различных производителей. Минеральное масло – как базовая жидкость для эмульсионных растворов, является продуктом нефтяного происхождения, производится путем перегонки мазута и отличается высокой степенью испаряемости. По современным представлениям, минеральное масло является сложной коллоидной системой, состоящей из различных по качеству и составу высокомолекулярных соединений (асфальтены, смолы, полициклические ароматические углеводороды и парафины) и низкомолекулярных углеводородов.

Вторая часть лабораторных исследований [66] была посвящена анализу влияния температуры и концентраций, различных асфальто-смолистых веществ (понижителей фильтрации) на реологическое поведение минеральных масел, наиболее широко используемых сервисными компаниями, в качестве жидкости основы в эмульсионных буровых растворах. Опираясь на опыт прошлых лет, где в известково-битумных растворах для повышения термостойкости использовался высокоокисленный битум, который, к слову, также выполнял функцию структурообразователя, было выдвинуто предположение о том, что современные продукты углеводородного происхождения могут повысить вязкость углеводородных жидкостей с ростом температуры. Масла и смолы создают истинные растворы в углеводородной среде, а асфальтены, являющиеся продуктом уплотнения смол, практически нерастворимы, однако с увеличением температуры растворимость асфальтенов возрастает, что способствует структурообразованию, снижению фильтрации и повышению термостойкости.

Среди тестируемых углеводородных жидкостей, были: минеральное масло «АКС 5/10» (компания «Halliburton»), внесезонное загущенное гидравлическое масло «ВМГЗ» (компания

«Schlumberger»), индустриальное масло «И-5А» (ИСК «ПетроИнжиниринг»). Также для сравнения свойств использовалось синтетическое масло – «SHELLSOL» (Нидерланды).

К основным характеристикам масел относят:

- кинематическая вязкость;
- плотность;
- температура вспышки;
- температура загустевания;
- индекс вязкости;
- щелочное число (не всегда указывается);
- кислотное число (не всегда указывается).

Внешний вид и основные технические характеристики масел представлены в таблице 3.7 и на рисунке 3.4.

Таблица 3.7 – Технические характеристики исследуемых масел

Технические характеристики	«АКС 5/10»	«ВМГЗ»	«И-5А»	«SHELLSOL»
Плотность при 20°C, кг/м ³	899	865	870	796
Вязкость кинематическая, мм ² /сек	8.5 (40°C)	10 (50°C)	6-8 (40°C)	1.97 (15°C)
Температура вспышки (открытый тигль), °C	+ 90	+ 135	+ 120	+ 95
Температура загустевания, °C	- 15	- 60	- 15	-
Кислотное число, мг КОН / г масла	-	0,4 – 1,0	0,02	-
Щелочное число, мг КОН / г масла	-	-	-	-
Индекс вязкости, не менее	-	160	-	-
Массовая доля серы, %	-	-	-	-
Содержание воды, %, не более	0,05	отсутствует	отсутствует	-
Содержание механических примесей, %, не более	0,006	отсутствует	отсутствует	-



Рисунок 3.4 – Внешний вид тестируемых масел до и после обработки УВ добавками
Используемые асфальто-смолистые вещества:

1. «BARATROL» - модифицированный углеводород, «Halliburton»;
2. «BARABLOK» - углеводородный полимер (асфальтит), представляет собой природный битум с высокой температурой размягчения, «Halliburton»;
3. «DURATONE HT» - органофильный леонардит (лигнит), «Halliburton»;
4. «VERSATROL» - природный асфальт (гильсонит), «Schlumberger»;
5. «Асфальт сульфированный FT» - «ХимПартнеры»;
6. «Стабилайт П» - гидрированная и окисленная высокомолекулярная природная смола, «СпецБурМатериалы»;
7. «SOLTEX» - соль сульфированного нефтяного битума, «Chevron Phillips Chemical Company LP»;
8. «EWO Block» - ИСК «ПетроИнжиниринг».

Лабораторные исследования осуществлялись по следующей методике. Каждое из минеральных масел обрабатывалось одним из вышеперечисленных асфальто - смолистых веществ (первая концентрация – 10 кг/м^3 , вторая – 20 кг/м^3). Затем, каждый образец подвергался перемешиванию лабораторным миксером «Hamilton Beach» в течение 4-х часов, для максимального диспергирования углеводородов. После, с помощью шестискоростного вискозиметра «FANN» и термо-кружки измерялись реологические свойства (ПВ и ДНС) масел при температурах -5 ; 30 ; 60 ; 80 ; 100°C . Стоит отметить, что для охлаждения раствора использовалась специальная морозильная камера, время охлаждения каждой пробы – 24 часа. Полученные результаты сведены в таблицу 3.8.

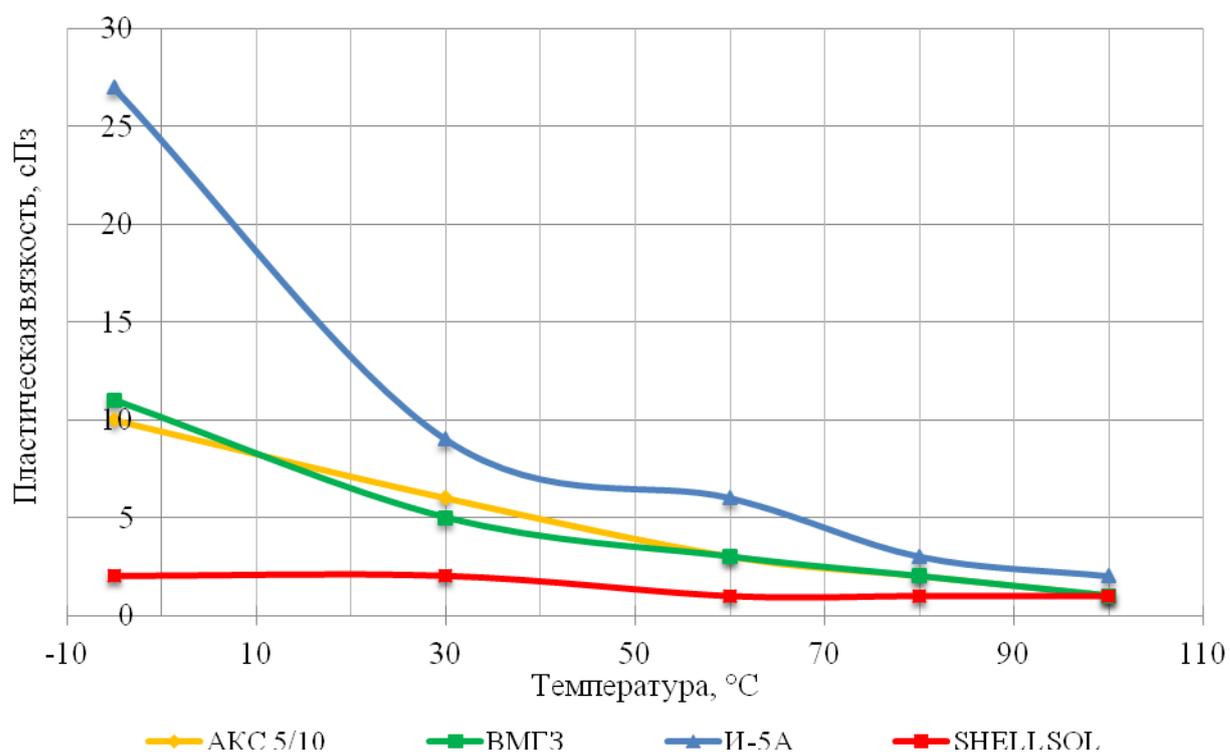


Рисунок 3.5 – Температурная зависимость вязкости исследуемых масел (без добавок)

Таблица 3.8 – Значения ПВ (сПз) и ДНС (фунт/100футов²) исследуемых базовых жидкостей, обработанных асфальто-смолистыми добавками при различных температурах

Наименование и концентрация добавки, кг/м ³		«АКС 5/10»					«ВМГЗ»					«И-5А»					«SHELLSOL»				
		-5	30	60	80	100	-5	30	60	80	100	-5	30	60	80	100	-5	30	60	80	100
Без добавок		10/0	6/0	3/0	2/0	1/0	11/0	5/0	3/0	2/0	1/1	27/1	9/1	6/0	3/1	2/1	2/1	2/0	1/0	1/0	1/0
BARATROL	10	16/0	6/0	3/0	2/0	2/0	20/0	6/1	3/0	2/0	2/0	41/1	10/0	5/1	3/1	3/0	3/0	2/0	2/0	1/0	1/0
	20	16/1	5/0	3/0	2/0	2/0	20/0	6/0	3/1	2/1	2/0	41/3	11/0	6/0	4/0	3/0	3/1	2/0	2/0	1/0	1/0
BARABЛОК	10	11/1	6/0	3/0	2/1	2/0	21/0	6/0	3/0	2/0	2/0	53/1	10/1	6/0	4/0	3/0	5/0	2/0	1/1	1/0	1/0
	20	11/2	6/1	4/0	2/1	2/1	21/1	7/0	4/0	3/0	2/0	53/2	13/1	6/0	4/0	3/1	5/1	2/0	1/1	1/0	1/0
DURATONE HT	10	11/0	6/0	3/0	2/1	2/0	21/0	6/0	3/1	2/1	2/0	51/0	10/1	6/0	3/2	2/2	5/0	2/0	1/1	1/0	1/0
	20	11/1	6/0	3/1	2/1	2/0	21/1	6/1	3/1	2/1	2/0	51/1	10/0	6/1	3/0	2/1	5/0	2/0	1/0	1/0	1/0
VERSATROL	10	17/0	6/0	4/0	3/0	2/0	20/0	7/0	3/1	2/1	2/0	52/0	9/1	6/0	3/1	3/0	4/1	2/0	1/1	1/0	1/0
	20	17/1	6/0	4/0	3/1	2/0	20/1	5/1	4/0	3/0	1/2	52/0	10/0	5/2	4/0	3/1	4/1	1/2	2/0	1/1	1/0
Асфальт сульфированный FT	10	15/0	6/0	3/1	2/0	2/0	16/2	7/1	3/1	2/1	2/0	52/0	11/0	6/0	4/0	3/0	4/1	2/0	1/1	1/0	1/0
	20	15/1	6/0	3/1	2/0	2/0	16/3	4/2	3/1	2/1	2/0	52/0	10/0	5/1	3/1	3/0	4/1	2/0	1/1	1/0	1/0
Стабилайт II	10	16/0	5/0	3/1	2/1	1/0	15/0	6/2	3/1	2/1	2/0	43/1	10/1	6/0	4/0	3/1	4/1	2/0	1/1	1/0	1/0
	20	16/0	5/1	3/1	2/1	1/0	15/1	5/1	3/1	2/1	1/2	43/1	11/0	6/0	4/0	4/0	4/1	2/0	1/1	1/0	1/0
SOLTEX	10	15/1	6/0	3/1	2/0	2/1	17/0	5/2	3/1	2/1	1/2	40/0	11/0	8/0	4/0	3/1	4/0	2/0	1/1	1/1	1/0
	20	15/1	6/0	4/0	2/0	2/1	17/1	5/1	3/1	2/1	1/2	40/1	9/1	5/1	4/0	3/0	4/1	2/0	1/0	1/0	1/0
EWO Block	10	17/0	6/0	3/0	2/0	2/0	19/0	6/1	4/0	3/0	2/0	46/1	14/1	6/0	3/1	3/1	4/1	1/2	1/1	1/1	1/0
	20	17/0	6/0	3/0	2/0	2/0	19/0	7/1	4/1	3/0	2/1	46/1	12/0	6/0	3/2	3/1	4/1	1/2	1/1	1/1	1/0

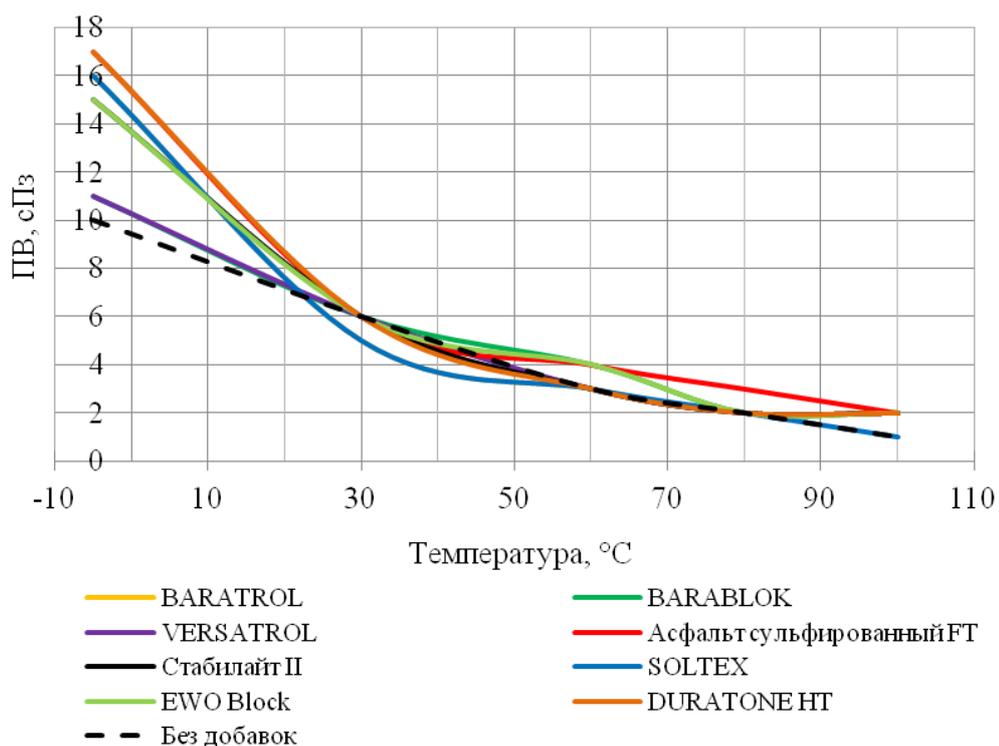


Рисунок 3.6 - Температурная зависимость вязкости минерального масла «АКС 5/10»

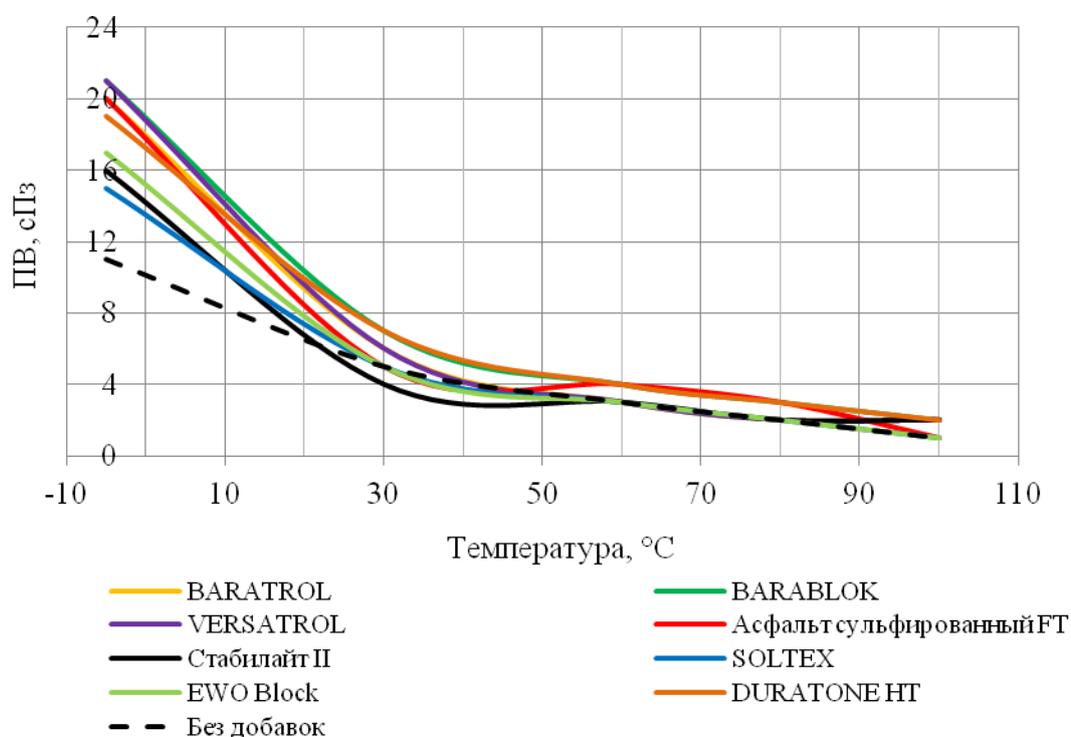


Рисунок 3.7 - Температурная зависимость вязкости минерального масла «ВМГЗ»

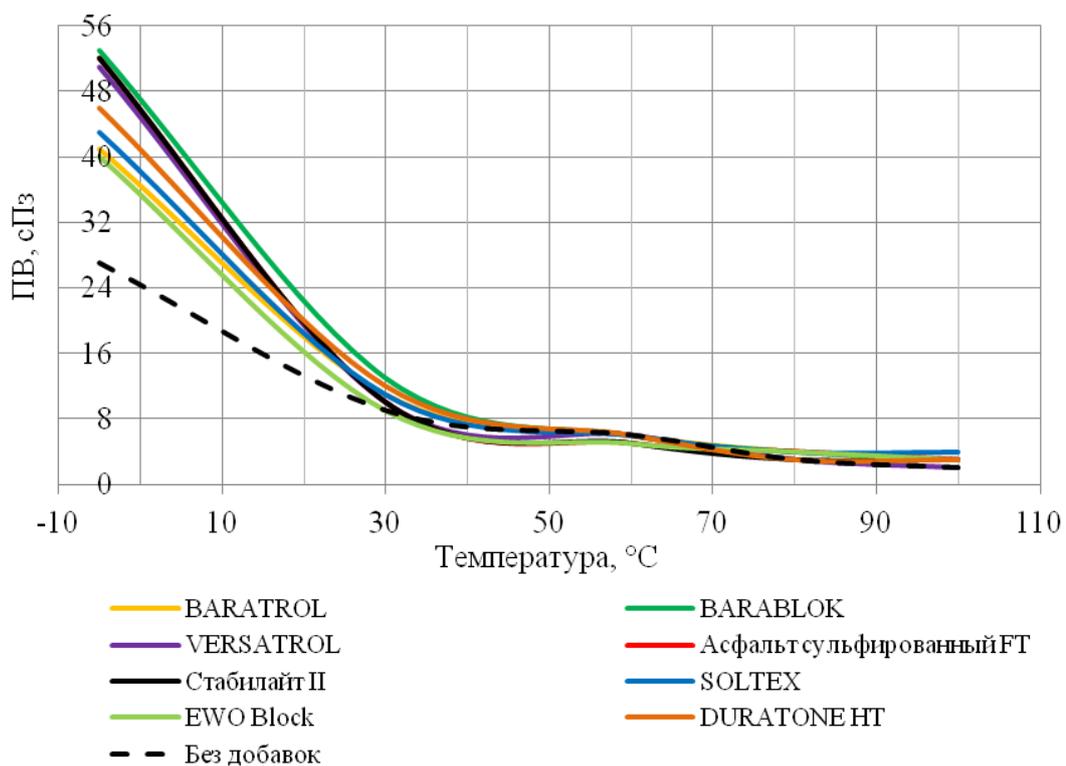


Рисунок 3.8 - Температурная зависимость вязкости минерального масла «И-5А»

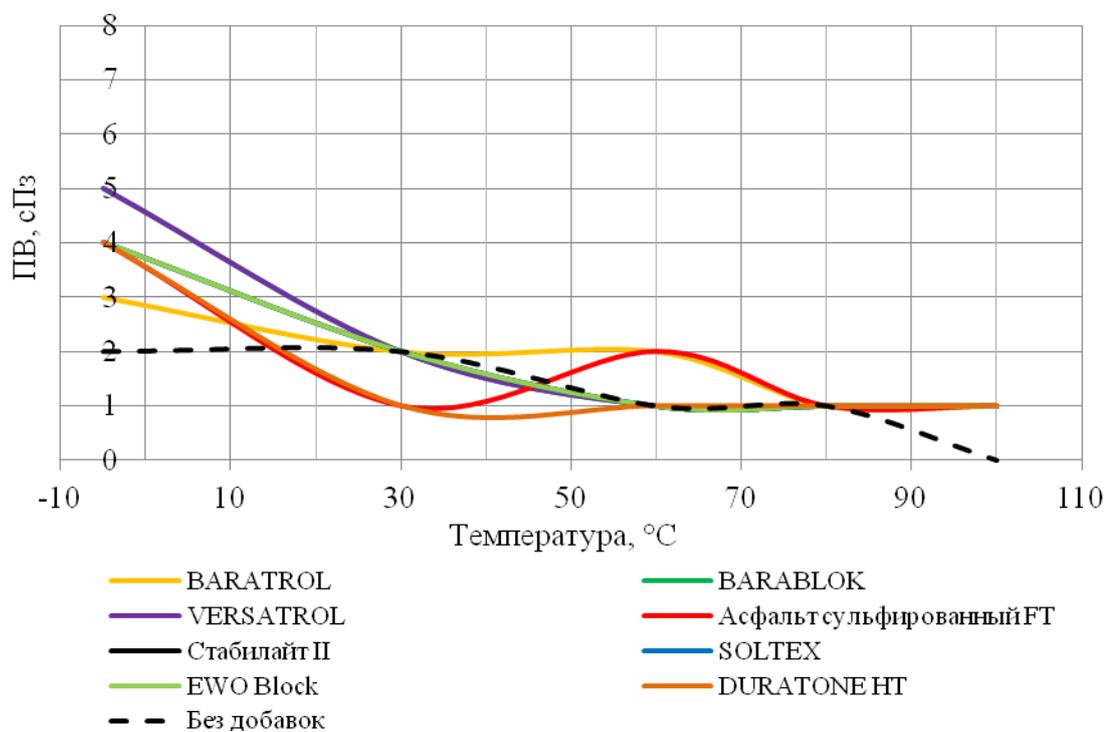


Рисунок 3.9 - Температурная зависимость вязкости синтетического масла «SHELLSOL»

Для более наглядного сравнения, были построены соответствующие графические зависимости. На рисунке 3.5 показано поведение «чистых» исследуемых жидкостей, не обработанных какими-либо асфальто-смолистыми добавками. На рисунках 3.6 – 3.9 представлены масла с добавками, концентрация каждой 20 кг/м³.

Анализируя графические данные, можно с уверенностью утверждать, что наибольшей температурной зависимостью обладает индустриальное масло «И-5А» (кривая на всех графиках обладает большим наклоном). При отрицательных температурах - значения ПВ достигают 53 сПз, при нагревании до 100°С - опускаются до 2-3 сПз. Наблюдается 26-кратное снижение вязкости. Минеральные масла «АКС 5/10» и «ВМГЗ» обладают схожим между собой реологическим профилем, их термозависимость гораздо ниже.

Данная закономерность объясняется тем, что индустриальное масло «И-5А» - масло общего назначения, без присадок, не предназначенное для работы в особых температурных условиях. Его применяют в различных отраслях промышленности для смазывания контрольно-измерительных приборов, легконагруженных, высокоскоростных узлов и механизмов, подшипников и втулок прядильных и крутильных машин, подшипников шпинделей шлифовальных кругов металлорежущих и других станков, работающих при невысокой частоте вращения, условия работы которых, не предъявляют особых требований к антиокислительным и антикоррозионным свойствам масел. Напротив, масло «ВМГЗ» с композицией депрессорных (разжижающих) присадок, предназначено для всесезонной эксплуатации в гидроприводах и гидравлических системах строительных, дорожных, лесозаготовительных, транспортных и других машинах, в промышленном оборудовании в районах Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока, работающих на открытом воздухе, в интервале температур от -55°С до +50°С. Что касается «АКС 5/10», то данное масло предназначено только для использования в качестве базовой жидкости эмульсионных буровых растворов [71].

Рассмотрим влияние асфальто-смолистых веществ на поведение углеводородных жидкостей (сравнение кривых поведения на рисунках 3.10 – 3.12). Природные асфальтиты «BARABLOK» и «VERSATROL» замедляют процесс изменения текучести масла «АКС 5/10». В отличие от других добавок, они не значительно увеличивают ПВ при отрицательных температурах, а при нагревании от 85°С до 100°С (на рисунке зона, выделенная пунктиром) повышают вязкость. Такая сбалансированность параметров необходима при бурении скважин с высокими забойными температурами, где наблюдается очень большая разница между температурой раствора на забое и на поверхности в емкостном парке.

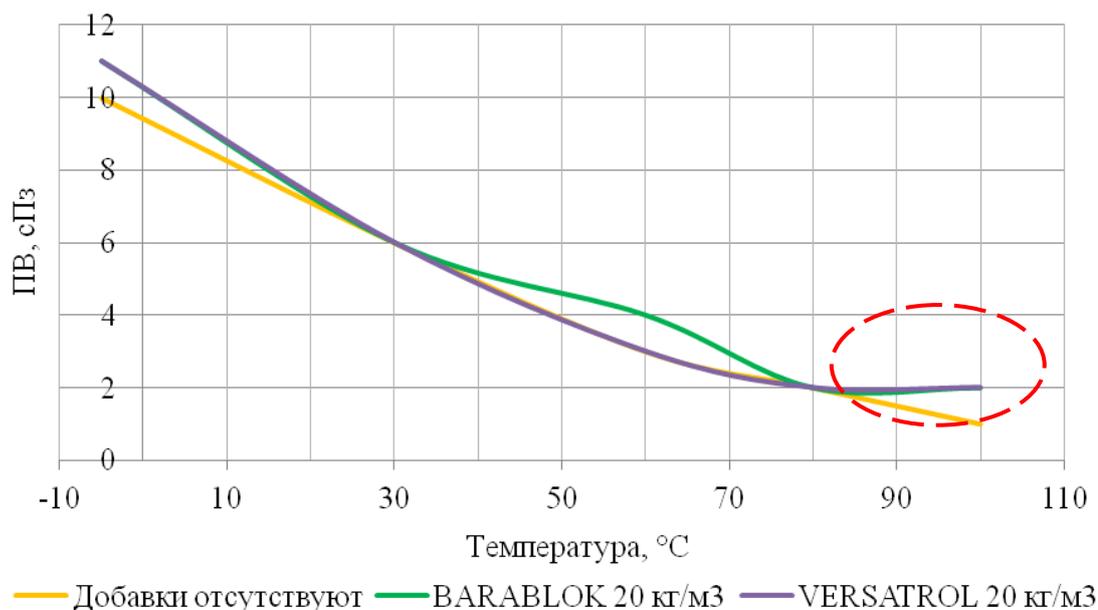


Рисунок 3.10 – Температурная зависимость масла «АКС 5/10»

Для масла «ВМГЗ» соль сульфированного нефтяного битума «SOLTEX» является наиболее предпочтительной добавкой (рисунок 3.11). В интервале повышенных температур она также замедляет процесс снижения вязкости.

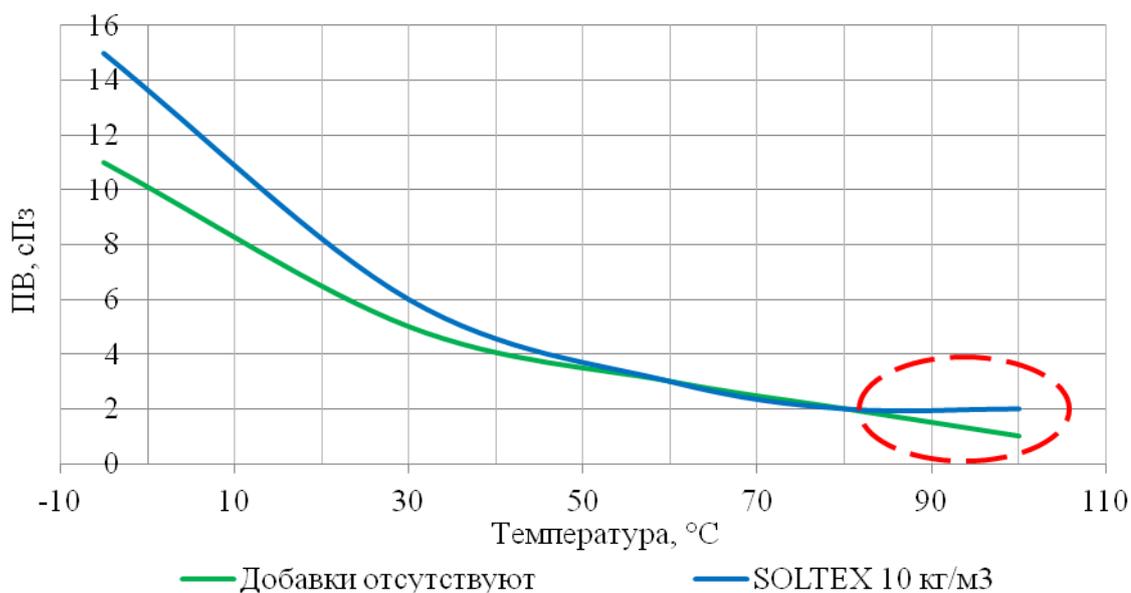


Рисунок 3.11 – Температурная зависимость масла «ВМГЗ»

Что касается индустриального масла «И-5А», то ни один исследуемый углеводородный продукт не увеличивает вязкость при высоких температурах. Добавка «EWO Block», из всех используемых асфальто-смолистых веществ, способствует минимальному снижению значений ПВ масла при нагревании от -5°C до $+30^{\circ}\text{C}$ (падение с 40 до 11 сПз).

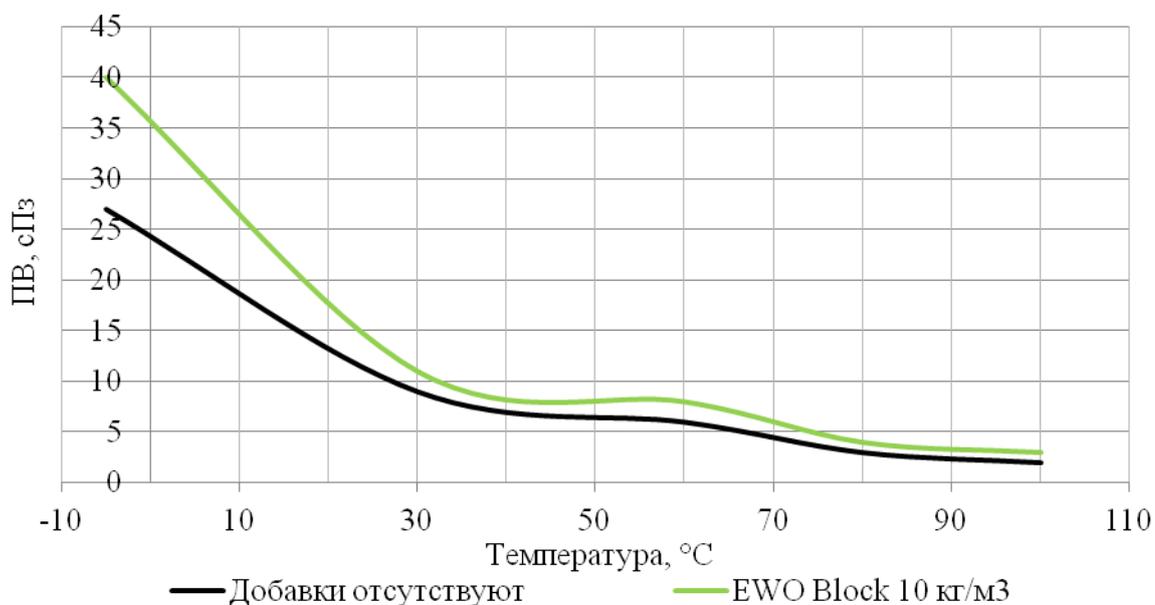


Рисунок 3.12 – Температурная зависимость масла «И-5А»

Данные, полученные в результате лабораторного тестирования, в очередной раз подтверждают положительное влияние асфальто-смолистых реагентов на вязкость углеводородных жидкостей. Наиболее сбалансированными реологическими характеристиками обладает минеральное масло «АКС 5/10» с добавкой природного битума BARABLOK (20 кг/м³), низкая вязкость при отрицательных температурах – высокая при нагреве от 85°C. К сожалению, реагенты отечественного производства не оказали ожидаемого эффекта. Не исключено, что при использовании какой-либо другой углеводородной жидкости (например дизельное топливо) влияние было бы гораздо сильнее.

Синтетическое масло «SHELLSOL» подтвердило преимущества и непревзойденность свойств, по сравнению с минеральными маслами. В диапазоне температур от -5 до +100°C параметры жидкости остаются стабильными. Конечно, есть предположение о том, сохранится ли такое постоянство при использовании в условиях экстремально низких температур, свойственных арктическому региону? Для этого требуются дополнительные лабораторные исследования, не входящие в содержание диссертации.

3.3 Исследование седиментационной устойчивости обратных эмульсий

Для начинающих инженеров обратные эмульсии кажутся «идеальными» промывочными жидкостями, однако, это заблуждение. Сильная термозависимость дисперсионной среды влечет за собой «скрытые» негативные последствия: падение реологических характеристик приводит к оседанию выбуренной породы и утяжелителя, ухудшению качества очистки ствола скважин, росту коэффициента трения, неожиданному возникновению затяжек и посадок инструмента, прихватам. По этой причине, при бурении горизонтальных скважин большой протяженности

(ERD), осложненных аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД), особое внимание следует уделять седиментационной устойчивости эмульсионной системы.

Систематическое изучение процесса седиментации началось в конце 1980 года. Тогда американские нефтяники Хэнсон и Джефферсон обнаружили, что скорость седиментации в наклонных скважинах выше, чем в вертикальных (эффект Бойкотта). Благодаря лабораторным исследованиям, было выявлено, что частицы с низкой плотностью восходящим потоком поднимаются вверх, в то время как твердая фаза высокой плотности оседает на стенках скважины. Все это приводит к неравномерному распределению давления по стволу скважины, а также нарушению агрегативной стабильности промывочной жидкости [69,89,90].

На данный момент существует множество известных методов оценки седиментационной устойчивости буровых растворов. Рассмотрим наиболее распространенные из них:

1. Статический метод. Один из наиболее распространенных и простых методов. Проба бурового раствора погружается в роллерную печь, где нагревается до необходимой температуры, в течение заданного промежутка времени [91]. Коэффициент оседания вычисляется по следующей формуле:

$$K = \frac{\rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \quad (3.11)$$

где ρ_1 , ρ_2 – плотность раствора в нижней и верхней части соответственно. Значения коэффициента 0,5 – оседание барита отсутствует, свыше 0,52 – наблюдаются проблемы с поддержанием утяжелителя во взвешенном состоянии.

2. Метод «HAST» [104,108]. В лабораторных условиях проводят испытания оседания при большом угле наклона, так называемый тест «HAST». Стеклообразная трубка (диаметр 3,81 см, длина 54,6 см) заполняется буровым раствором, затем ее помещают в специальное устройство для контроля оседания при заданном угле, давлении, температуре и частоте вращения, моделируя условия в наклонной скважине. В течение 16 часов, через каждые 10 минут, измеряется изменение положения центра масс. Испытания могут проводиться при температурах до 149 °С и углах от 20° до 90°.

Изменение положения центра масс во время оседания утяжелителя описывается как функция от времени:

$$X_{cm}(t) = \left(\frac{At}{B + t} \right) \quad (3.12)$$

где A – максимальный сдвиг центра масс; B – время, за которое произошло оседание половины всей концентрации утяжелителя. Коэффициент оседания определяется по следующей формуле:

$$\int_{t=0}^t x_{cm}(t) dt$$

$$SC =$$

$$(3.13)$$

Если значения коэффициента 0 - изменений в положении центра масс не наблюдается, буровые растворы с $SC < 10$, имеют меньшую тенденцию к оседанию в наклонных и горизонтальных скважинах.

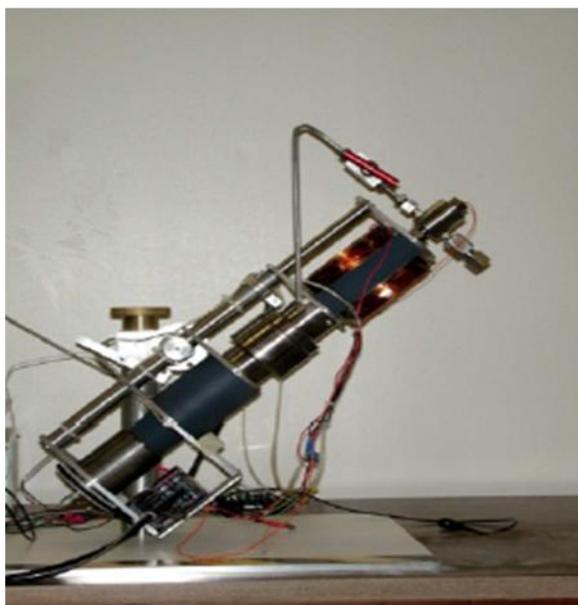


Рисунок 3.13 – Устройство для проведения теста «HAST»

Кроме вышеперечисленных методов, существуют такие, как оптическая микроскопия, лазерная дифракция, электронная микроскопия, ядерно-магнитный резонанс, акустический и ультразвуковой метод. В наших исследованиях мы будем использовать динамический метод «Dynamic Sag Shoe Test» (методика подробно описана в главе 2) [91,97].

Известно, что для предотвращения седиментации твердой фазы необходимо поддерживать реологические характеристики на достаточно высоком уровне. В эмульсионных системах это можно сделать двумя способами:

1. Путем регулирования соотношения углеводородной и водной фаз;
2. Вводом реагента – модификатора реологии (органофильная глина, полиаминированная жирная кислота, смесь димерных и тримерных жирных кислот).

В доказательство вышеприведенным заключениям, была осуществлена третья часть лабораторных исследований. Их основная цель – анализ влияния изменения соотношения фаз и концентрации реагента – структурообразователя на седиментационную устойчивость РУО. Для проведения исследований был выбран эмульсионный раствор на основе минерального масла «ENVIROMUL» плотностью 1400 кг/м^3 , использующийся при бурении интервала под

эксплуатационную колонну на Харьягинском, Кыртаельском, Салымском и других месторождениях. Приготовлено пять рецептур с различным соотношением фаз – 50/50, 60/40, 70/30, 80/20, 90/10, каждая из которых тестировалась при трех различных концентрациях органophilной глины 5, 10, 15 кг/м³ (компонентный состав и концентрации реагентов представлены в таблице 3.9).

Таблица 3.9 – Компонентный состав и концентрации (кг/м³, л/м³) исследуемого эмульсионного раствора

Реагент	Функция	Соотношение фаз				
		50/50	60/40	70/30	80/20	90/10
Минеральное масло «АКС 5/10»	Дисперсионная среда	400	500	600	700	800
Вода	Дисперсная фаза	400	300	300	200	100
Хлористый кальций	Плотность и ингибирование	70				
Известь	Щелочность, источник Ca ²⁺	20				
EZ-MUL	Эмульгатор	20				
DURATONE HT	Понизитель фильтрации	10				
GELTONE	Структурообразователь	5	10	15		
DRILTREAT	Гидрофобизатор	5				
Барит	Утяжелитель	600	630	650	680	700

Проведение эксперимента осуществлялось в следующей последовательности. При приготовлении РУО, каждая рецептура подвергалась перемешиванию лабораторным миксером «Hamilton Beach» в течение четырех часов (для стабилизации параметров). Затем по вышеупомянутым методикам (глава 2), осуществлялся замер реологических характеристик, плотности, электростабильности и седиментационной устойчивости образцов (температура раствора 50°C).

Данные, полученные по результатам тестирования, представлены в таблице 3.10. По ним построены соответствующие гистограммы (рисунки 3.14 – 3.16).

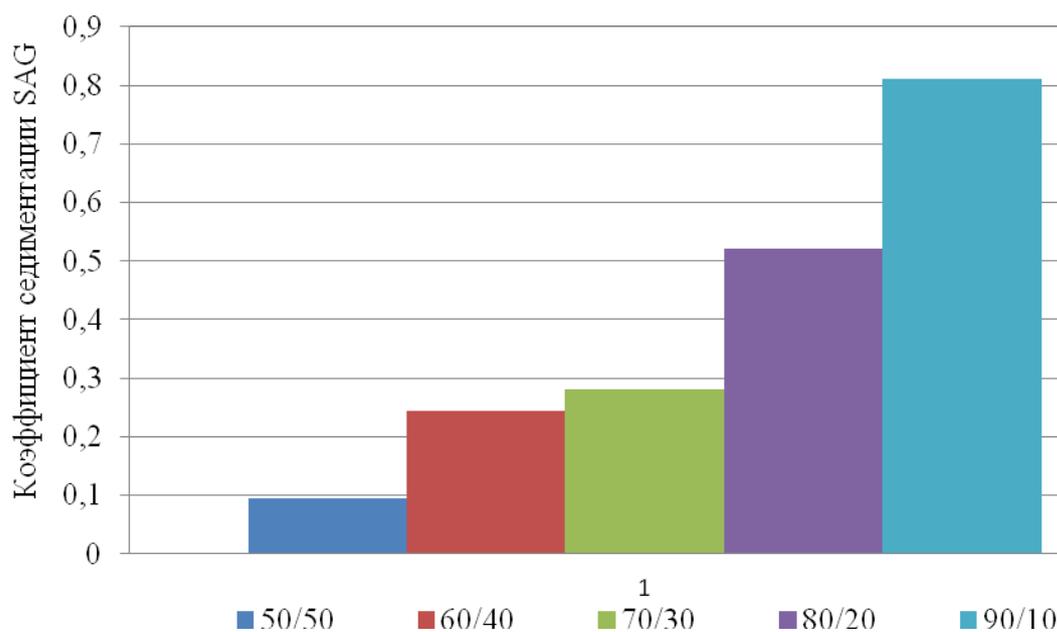


Рисунок 3.14 – Изменение коэффициента седиментации SAG при различном соотношении фаз и концентрации органобентонита 5 кг/м^3

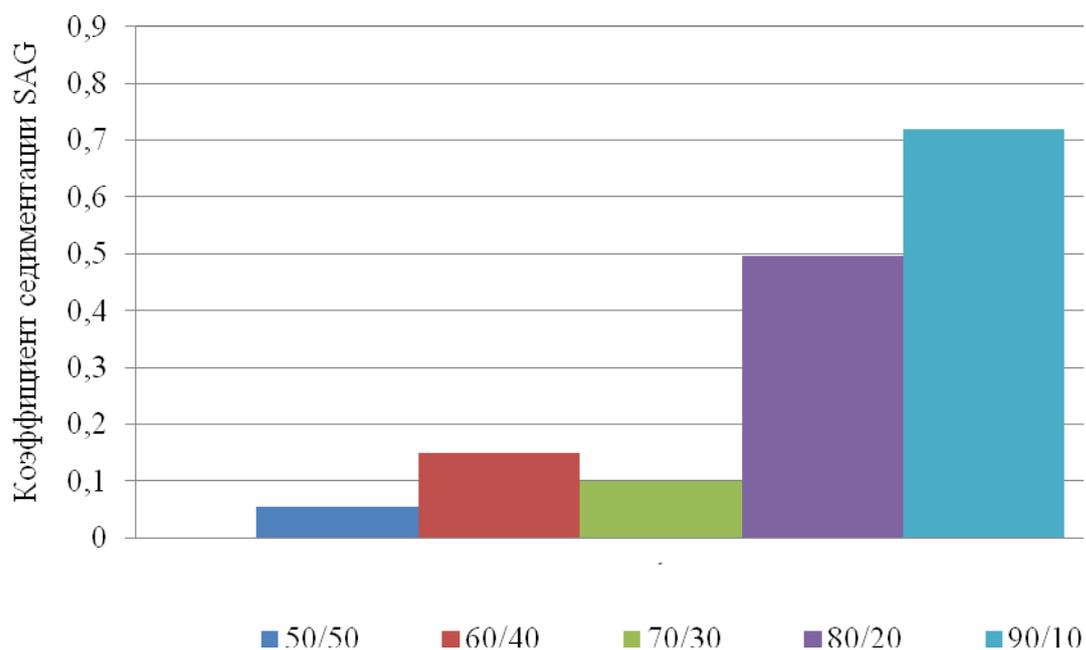


Рисунок 3.15 – Изменение коэффициента седиментации SAG при различном соотношении фаз и концентрации органобентонита 10 кг/м^3

Таблица 3.10 – Основные технологические свойства исследуемых рецептов

Свойства	50/50			60/40			70/30			80/20			90/10		
	5	10	15	5	10	15	5	10	15	5	10	15	5	10	15
Плотность, кг/м ³	1400														
600/300	182/116	245/157	293/189	126/78	153/97	185/120	85/52	95/59	114/72	60/36	70/41	76/46	44/25	50/28	53/30
200/100	92/66	124/88	151/102	61/44	75/55	94/67	39/27	45/31	56/39	25/16	30/19	32/21	16/10	19/12	20/12
6/3	25/22	36/32	45/41	17/14	24/20	29/25	8/7	11/10	14/13	4/3	6/5	6/5	3/2	4/3	4/3
ПВ, сПз	66	88	104	48	56	65	33	36	42	24	29	30	19	22	23
ДНС, фунт/100 футов ²	50	69	85	30	41	55	19	23	30	12	12	16	6	6	7
СНС _{10сек/10 мин} , фунт/100 футов ²	21/25	32/36	41/45	14/17	20/24	26/32	7/10	10/14	14/19	4/5	6/9	7/12	3/4	4/5	4/5
Электростабильность, вольт	185	178	169	276	334	413	338	346	436	503	601	810	1080	1225	1461
Коэффициент «SAG»	0,095	0,055	0,035	0,245	0,15	0,08	0,28	0,1	0,14	0,52	0,495	0,435	0,81	0,72	0,7

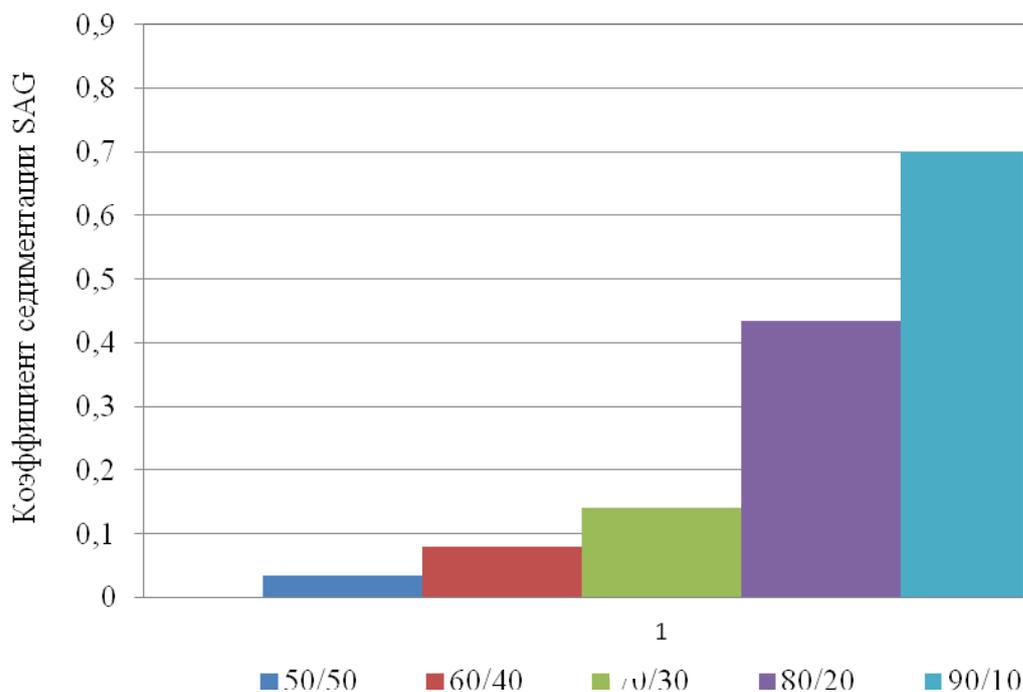


Рисунок 3.16 – Изменение коэффициента седиментации SAG при различном соотношении фаз и концентрации органобентонита 15 кг/м³

Прежде чем анализировать построенные гистограммы, необходимо указать классификацию значений седиментационной устойчивости теста SAG:

- 0 – оседание барита отсутствует;
- 0,08 – 0,2 – имеются проблемы с оседанием барита;
- более 0,2 – раствор не удерживает утяжелитель, наблюдается тенденция к расслоению.

При соотношениях 50/50 и 60/40 обратная эмульсия имеет самую высокую седиментационную устойчивость, все значения варьируются в пределах 0,035 – 0,245. Это объясняется очень высокими реологическими характеристиками (ПВ = 48-104 сПз, ДНС = 30-85 фунт/100 футов²), обеспечивающими высокую удерживающую способность. Раствор визуально выглядит очень вязким и густым. Данное состояние раствора затрудняет его использование в условиях буровой (высокие давления на насосах во время циркуляции, застывание в желобной системе при отрицательных температурах).

Соотношения 80/20 и 90/10 характеризуются высокими значениями коэффициента SAG, у данных рецептур наблюдается быстрое выпадение в осадок барита, тенденция к расслоению системы. Удерживающая и выносящая способность на низком уровне (ДНС = 6-16 фунт/100футов²). В практике бурения, выпадение барита является хорошо известным явлением и причиной многих осложнений – от поглощений раствора и нефтегазопроявлений, до прихвата труб, образования баритовых пробок и даже некачественного цементирования. Известен

случай, произошедший в 2012 году на скважине «Р-904» Восточно-Уренгойского месторождения. При бурении с отбором керна, вследствие седиментационной неустойчивости эмульсионной системы, керноотборочный снаряд был полностью «забит» баритом. Также в 2013 году на Ошском месторождении, при утяжелении резервного объема раствора до плотности 1750 кг/м^3 , произошло выпадение барита в приемных емкостях. Все всасывающие линии для перекачки раствора были наполнены баритом. Приведенные примеры показывают, насколько важно поддерживать реологические характеристики эмульсии при использовании барита в качестве утяжелителя, особенно при бурении горизонтальных скважин большой протяженности.

Необходимо отметить, что седиментационная неустойчивость РУО, помимо низких реологических характеристик, может быть вызвана недостаточной гидрофобизацией утяжелителя. Применяемый в практике бурения флотационный барит, характеризуется своей гидрофильностью и избирательной смачиваемостью частиц. В инвертно-эмульсионных растворах, для предотвращения смачивания частиц утяжелителя водной фазой, и последующего агрегирования, используется так называемый пассивный эмульгатор – гидрофобизатор (дисперсия жидкого лецитина, жирная кислота). Недостаточная концентрации реагента – гидрофобизатора ускоряет процесс седиментации. Важно понимать, что при изменении соотношения фаз (увеличении водной фазы), необходимо повышать концентрацию пассивного эмульгатора в растворе. В промысловых условиях данная закономерность зачастую не учитывается, в технологической документации закладывается одинаковая концентрация гидрофобизатора для рецептур с различным соотношением фаз.

Возвращаясь к рисунку 3.16, хотелось бы добавить, что РУО с соотношением 90/10 в практике бурения не применяются из-за экономической нецелесообразности (большой расход дисперсионной среды и структурообразователя).

На рисунке 3.17 представлена общая гистограмма изменения коэффициента седиментации SAG от комбинированного действия двух факторов.

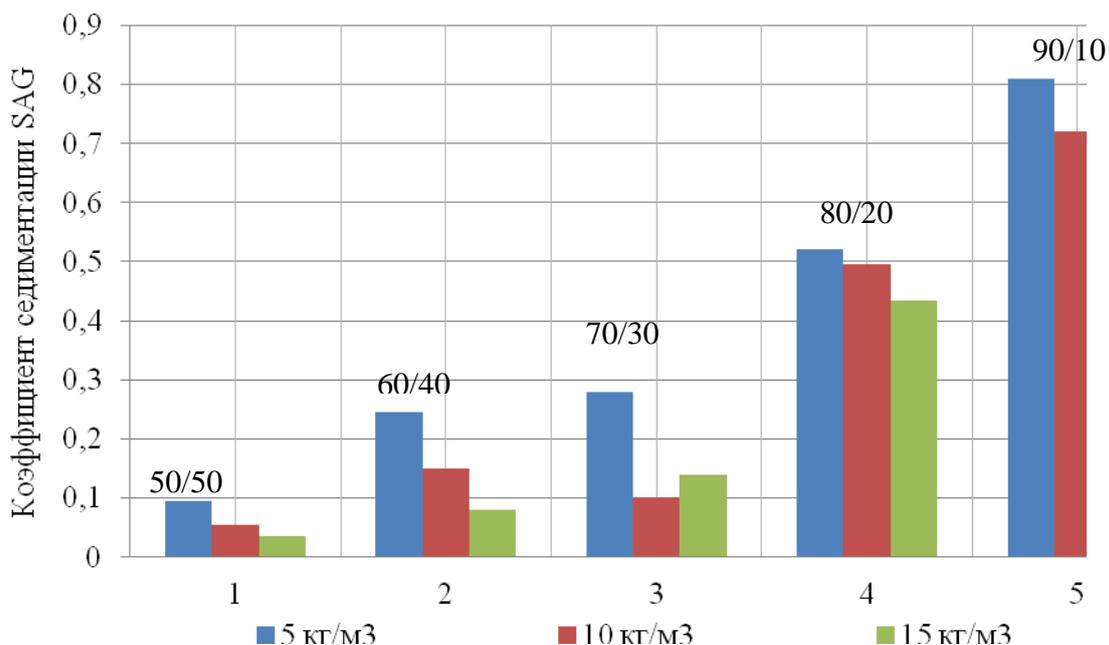


Рисунок 3.17 – Изменение коэффициента седиментации SAG в зависимости от соотношения фаз и концентрации структурообразователя

Все, полученные опытным путем результаты, в очередной раз подтверждают приводимые выше заключения о влиянии соотношения фаз и концентрации структурообразователя на седиментационную устойчивость эмульсионных буровых растворов. По приведенной выше гистограмме и промысловым наблюдениям, можно сделать два заключения:

1. При увеличении соотношения фаз углеводороды/вода от 50/50 до 90/10, седиментационная устойчивость снижается, растут значения коэффициента SAG;

2. Увеличение концентрации структурообразователя (органофильная глина) способствует повышению реологических характеристик и, соответственно, снижению коэффициента седиментации. В рецептуре №3 (соотношение 70/30) наблюдается несоответствие экспериментальных данных с выдвинутым заключением: значение коэффициента SAG при концентрации 10 кг/м³ меньше, чем при 15 кг/м³. По всей видимости, это ошибка опыта;

3. Седиментационная неустойчивость эмульсии может быть вызвана не только низкими структурными свойствами, но и недостаточной концентрацией реагента – гидрофобизатора.

3.4 Выводы

Опираясь на результаты проведенных лабораторных исследований, можно сделать соответствующие выводы:

1. Все исследуемые рецептуры РУО в диапазоне температур от -7°C до $+100^{\circ}\text{C}$ имеют одинаковый двухстадийный характер изменения реологических характеристик;

2. Меньшая зависимость вязкостных характеристик от температуры достигается при максимальной концентрации в рецептуре обратной эмульсии ПАВ – эмульгатора (24 л/м³);

3. Все асфальто-смолистые вещества повышают реологические свойства базовых минеральных масел при отрицательных и низких положительных температурах. В наибольшей степени этот процесс отмечается при использовании материала «BARABLOK», в масле «И-5А» (в 1,96 раз) и «ВМГЗ» (в 1,91 раз);

4. Природные асфальтиты «BARABLOK» и «VERSATROL» способствуют увеличению термоустойчивости минерального масла «АКС 5/10», применяемого в качестве жидкости основы РУО «ENVIROMUL»;

5. Увеличение соотношения фаз углеводороды/вода при постоянной концентрации структурообразователя, снижает седиментационную устойчивость эмульсии. Увеличение концентрации структурообразователя (органофильная глина) способствует повышению реологических характеристик и, соответственно, снижению коэффициента седиментации;

6. При изменении соотношения фаз (увеличении водной фазы), необходимо повышать концентрацию пассивного эмульгатора - гидрофобизатора в растворе. В промышленных условиях данная закономерность зачастую не учитывается, что приводит к серьезным последствиям.

4. ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ ИСПАРЕНИЯ ФАЗ И СТЕПЕНИ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РУО

На сегодняшний день, явление испарения компонентов эмульсионных буровых растворов практически не изучено. Не существует общепринятой методики исследования данного процесса. В разное время предпринималось несколько попыток оценить степень испарения промывочных жидкостей, используемых при строительстве скважин. Но, к сожалению, ни один метод не позволяет сделать однозначный вывод по количеству испарения в тех или иных условиях бурения, так как объем потерь зависит от многих факторов, в числе которых:

- тип углеводородной основы;
- степень открытости емкостей хранения и площадь поверхности испарения;
- температурный режим и скважинные условия;
- наличие перемешивания, вентиляции, искусственного подогрева.

4.1 Анализ промысловых материалов

Исследования зарубежных специалистов [93,105] из компании «Halliburton» по испарению РУО показывают, что в процессе испарения из раствора удаляется жидкая фаза, состоящая из водной и углеводородной фаз. Доля углеводородной фазы составляет 10% от общего объема испарившейся жидкости. Зависимость объема испарившейся жидкости от температуры определяется по следующей формуле:

$$Evaporation, \text{ bbl/hr} = (Rw/0,18) \cdot 006exp(0,0344 \cdot Flow \ line \ Temperature) \quad (4.1)$$

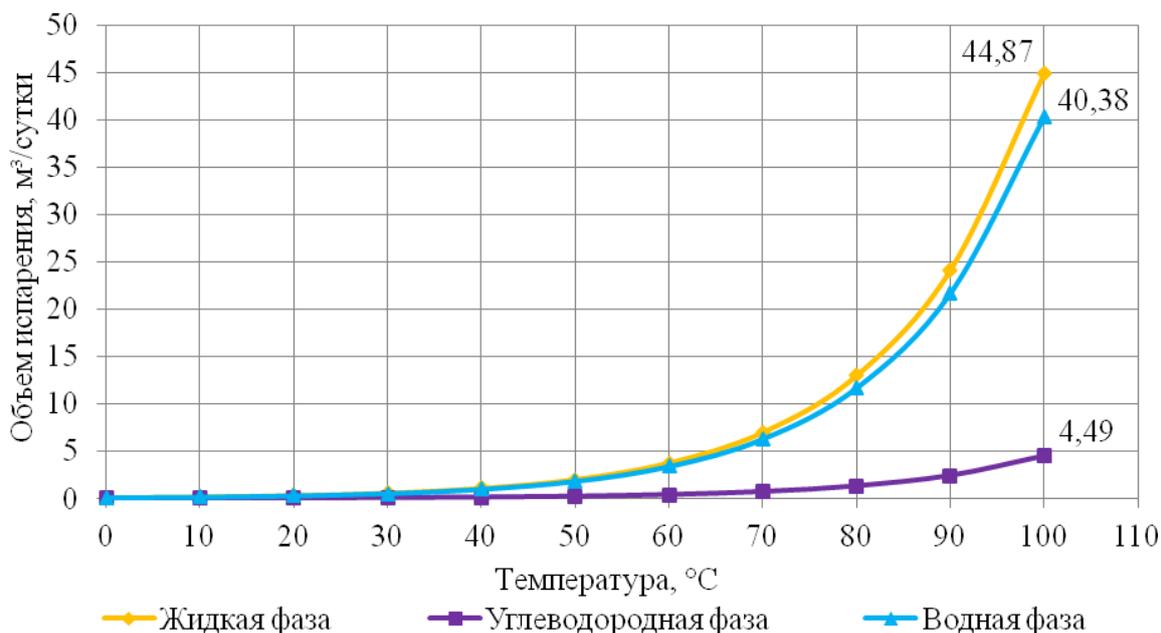
где evaporation (испарение) – бар/час, flow line temperature (температура циркуляции на поверхности) - °F, Rw – содержание водной фазы по реторте, %.

Хотелось бы отметить, что данные исследования носят субъективный характер, поскольку они проводились для конкретных месторождений «Кузиана» и «Купиагва» (Колумбия) с раствором, где дисперсионной средой являлось дизельное топливо (плотность 1240 кг/м³, соотношение фаз 80/20).

Тем не менее, воспользуемся данной формулой и рассчитаем возможный объем испарения для условий Самбургского и Восточно-Уренгойского месторождений Западной Сибири:

1. Для раствора на основе минерального масла (соотношение фаз 70/30, содержание водной фазы по реторте – 24%, плотность раствора – 1320 кг/м³, минерализация 40000 мг/л) в диапазоне температур от 40° до 50°С (фактические температуры выходящего бурового раствора при бурении на устье скважины) испарение жидкости составляет от 1,1 до 2 м³/сутки. При этом

масла испаряется от 0,1 до 0,2 м³/сутки. На рисунке 4.1 представлен график экспоненциальной зависимости объема испарившейся жидкости от температуры в метрической системе.



Рисунок

4.1 – Зависимость объема испарившейся жидкости от температуры в эмульсионном растворе на основе минерального масла

2. В случае с применением дизельного топлива, процент содержания неводной фазы в испаряющейся жидкости выше, и может изменяться от 10% до 80% (рисунок 4.2), в зависимости от [70]:

- типа дизельного топлива (зимнее или летнее) и содержания в нем легких ароматических углеводородов;
- соотношения дизельной и водной фазы;
- степени минерализации воды и вида соли (CaCl₂, NaCl, KCl);
- объема добавляемого дизельного топлива в раствор при поглощениях, осложнениях, требующих повышения содержания углеводородной жидкости (высокое давление и эквивалентная циркуляционная плотность).

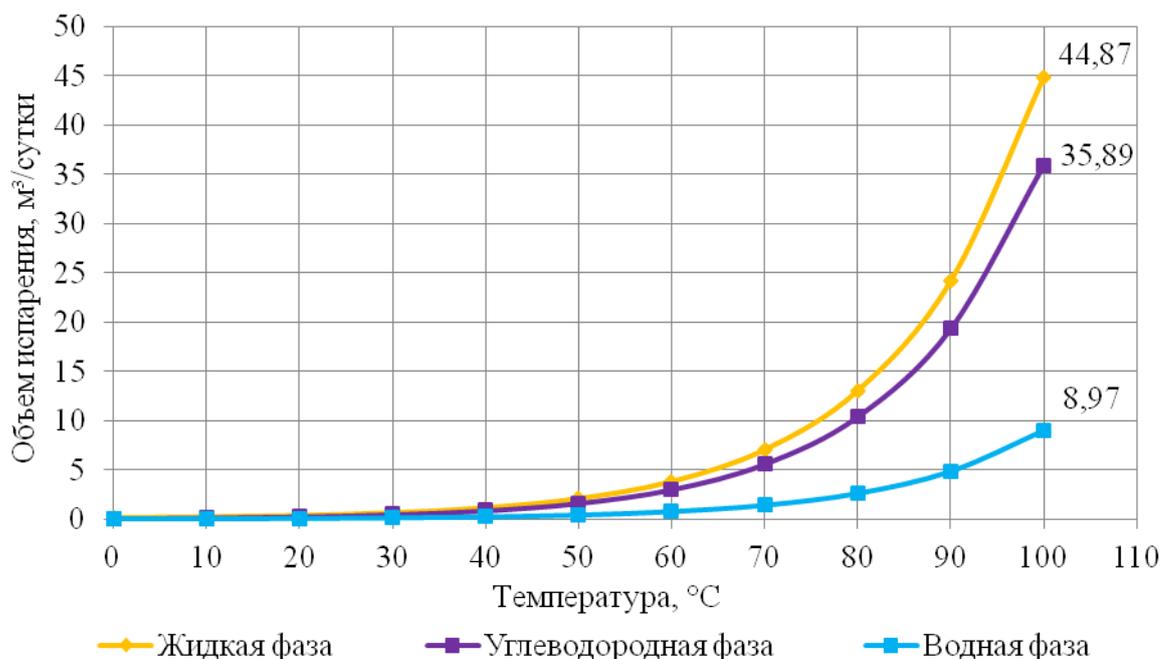


Рисунок 4.2 – Зависимость объема испарившейся жидкости от температуры в эмульсионном растворе на основе дизельного топлива

Таким образом, при использовании дизельного топлива при строительстве скважин на Самбургском и Восточно-Уренгойском месторождениях, согласно расчетам, для температур циркуляции от 40° до 50°C, при условии, что общий объем испаряющейся жидкости не меняется, дизельного топлива может испариться от 0,1 до 1,6 м³/сутки.

Приведенные выше расчеты не совсем совпадают с фактическими промышленными замерами объемов испарения в процессе бурения [67]. На скважине №1206 Самбургского месторождения была отобрана проба эмульсионного раствора «ENVIROMUL» на основе дизельного топлива, объемом 10 л (соотношение фаз 72/28, содержание водной фазы по реторте – 22%, плотность раствора – 1280 кг/м³, минерализация 42000 мг/л), и оставлена в емкостном блоке на сутки. По истечении 24 часов, объем пробы уменьшился на 0,2 л (2%). Таким образом, при наличии в циркуляции порядка 160 м³, за сутки на испарение уходит около 3,2 м³ бурового раствора, из них 2,56 м³ дизельного топлива. Естественно, что в данном примере определение объема очень грубое. Аналогичные замеры были произведены на других месторождениях, полученные результаты представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Данные потерь бурового раствора на основе дизельного топлива в результате испарения, при бурении скважин на Яро-Яхинском и Самбургском месторождениях [64]

Месторождение	Интервал бурения, м	Проходка, м	Дней бурения на РУО, сутки	Объем испарения, м ³	Интенсивность испарения, м ³ /сутки
Яро-Яхинское, куст № 3 скважина № 305	1652-4398	2746	35	78.7	2.25
Самбургское, куст № 12 скважина № 1205	1665-4580	2915	57	139	2.44
Самбургское, куст № 12 скважина № 1206	1648-3621	1973	20	54.2	2.44

Как показывают статистические данные, интенсивность испарения по пробуренным скважинам изменяется от 2,25 до 2,44 м³/сутки. Данное обстоятельство влечет за собой повышенный расход химических реагентов и дорогостоящей углеводородной основы раствора.

Помимо физических потерь объема эмульсии в результате испарения, данный процесс, по нашему мнению, влияет на изменение вязкостных характеристик. Подробное описание механизма влияния приведено ниже.

На Восточно-Сарутаюском и Россихинском месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, при бурении интервала под эксплуатационную колонну диаметром долота 219,1 мм, с глубины 4500 м по вертикали (Старооскольский горизонт), наблюдается резкое увеличение вязкостных характеристик, повышение соотношения фаз и плотности раствора на основе минерального масла. Горные породы, слагающие данный горизонт – твердые, кварцевые песчаники, черные, темно-серые алевролиты, плотные, крепкие аргиллиты. При сравнительно небольших скоростях проходки 1,5 - 3 м/час и инертных, по отношению к эмульсионному раствору, породах, происходит значительный рост реологических характеристик. Считается, что повышение вязкостных параметров РУО при углублении скважины связано с наработкой твердой фазы, попаданием пластовой воды и влажной выбуренной породы, изменением соотношения фаз и концентрации структурообразователя (лабораторные исследования в главе 3). Однако нами было выдвинуто предположение о том, что значительное влияние на загущение эмульсионного раствора оказывает испарение его компонентов (водная и углеводородная фаза) с поверхности в емкостном парке буровой установки.

4.2 Результаты исследования кинетики испарения экспресс-методом

В подтверждение выдвинутой выше гипотезы, на кафедре бурения УГТУ, были проведены лабораторные исследования по испарению эмульсионного раствора. В качестве дисперсионной среды было решено использоваться минеральное масло, поскольку применение дизельного топлива в качестве основы ограничено по экологическим и пожарным требованиям.

Минеральное масло – как базовая жидкость для эмульсионных растворов, является продуктом нефтяного происхождения, производится путем перегонки мазута и отличается высокой степенью испаряемости. По современным представлениям, минеральное масло является сложной коллоидной системой, состоящей из различных по качеству и составу высокомолекулярных соединений (асфальтены, смолы, полициклические ароматические углеводороды и парафины) и низкомолекулярных углеводородов. Лучшими вязкостно-температурными свойствами обладают минеральные масла с содержанием асфальтенов не более 2%, ароматических углеводородов и смол не менее 60%. При повышенном содержании парафино-нафтеновых углеводородов с увеличением температуры наблюдается резкое падение вязкости, что связывается с плавлением парафинов и соответствующим уменьшением прочности образуемой ими пространственной структуры.

Что касается испаряемости, то ее интенсивность напрямую зависит от содержания легких углеводородных фракций, молекулы которых при высоких температурах улетучиваются из общего объема.

Для проведения исследований был выбран эмульсионный раствор «ENVIROMUL» компании «Halliburton», плотностью 1410 кг/м^3 , использующийся при бурении интервала под эксплуатационную колонну на вышеупомянутых месторождениях. Компонентный состав исследуемого раствора представлен в таблице 4.2.

Лабораторные исследования осуществлялись по специально разработанной методике, подробно описанной в главе 2 («Экспресс-методика исследования процессов испарения»). Температура проведения эксперимента составляла 60°C , что соответствует рабочей температуре бурового раствора в приемных емкостях во время бурения скважины.

В качестве дисперсионной среды использовалось два вида минерального масла: индустриальное «И-5А» и внесезонное загущенное гидравлическое масло «ВМГЗ». Данные жидкости применяются двумя крупнейшими сервисными компаниями для приготовления РУО (глава 3).

Таблица 4.2 – Компонентный состав исследуемого эмульсионного раствора «ENVIROMUL».

Реагент	Концентрация, кг (литр) /м ³	Функция
Минеральное масло	600	Дисперсионная среда
Полиаминированная жирная кислота	20	Эмульгатор
Известь	20	Регулятор щелочности
Рассол хлористого кальция	200	Дисперсная фаза
Асфальтит	20	Понизитель фильтрации
Органофильный бентонит	10	Структурообразователь
Дисперсия жидкого лецитина	2	Гидрофобизатор твердой фазы
Карбонат кальция 60 мкм	800	Утяжелитель

Приготовление первой рецептуры осуществлялось на основе индустриального масла «И-5А», результаты тестирования представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Технологические параметры эмульсии на основе минерального масла «И-5А» до и после испарения.

Параметры бурового раствора	Базовый состав	4 ч испарения	8 ч испарения	12 ч испарения
Плотность, кг/м ³	1410	1465	1470	1470
600/300	154/88	131/72	172/91	168/88
200/100	65/40	51/29	64/34	61/32
6/3	10/8	6/5	3/2	3/2
СНС 10сек/10мин, фунт/100футов ²	8/15	6/10	3/22	3/16
ПВ, сПз	66	59	81	80
ДНС, фунт/100футов ²	22	13	10	8
Электростабильность, Вольт	915	> 2000	> 2000	> 2000
Масло, %	58	64	64	65
Вода, %	16	6	2	1
Твердая фаза, %	26	30	34	34
Соотношение углеводороды/вода, %	78,4/21,6	91,4/8,6	97/3	98,5/1,5
Изменение массы раствора, г	0	24	6	4
Суммарное изменение массы раствора, г	0	24	30	34

На рисунке 4.3 представлена зависимость изменения массы раствора от времени испарения, в дальнейшем данное отношение примем как «кинетика испарения». Видно, что за первые четыре часа испарения при динамическом перемешивании наблюдается интенсивное снижение массы раствора (24 г), в последующем процесс испарения замедляется (4-6 г).

На рисунке 4.4 показано изменение основных параметров РУО. Из графических зависимостей следует, что испарение жидкости приводит к увеличению концентрации твердой фазы, что в свою очередь, вызывает рост плотности. Рост электростабильности означает, что из раствора активно испаряется вода, уже после четырех часов испарения прибор показывает максимальные значения (более 2000 вольт).

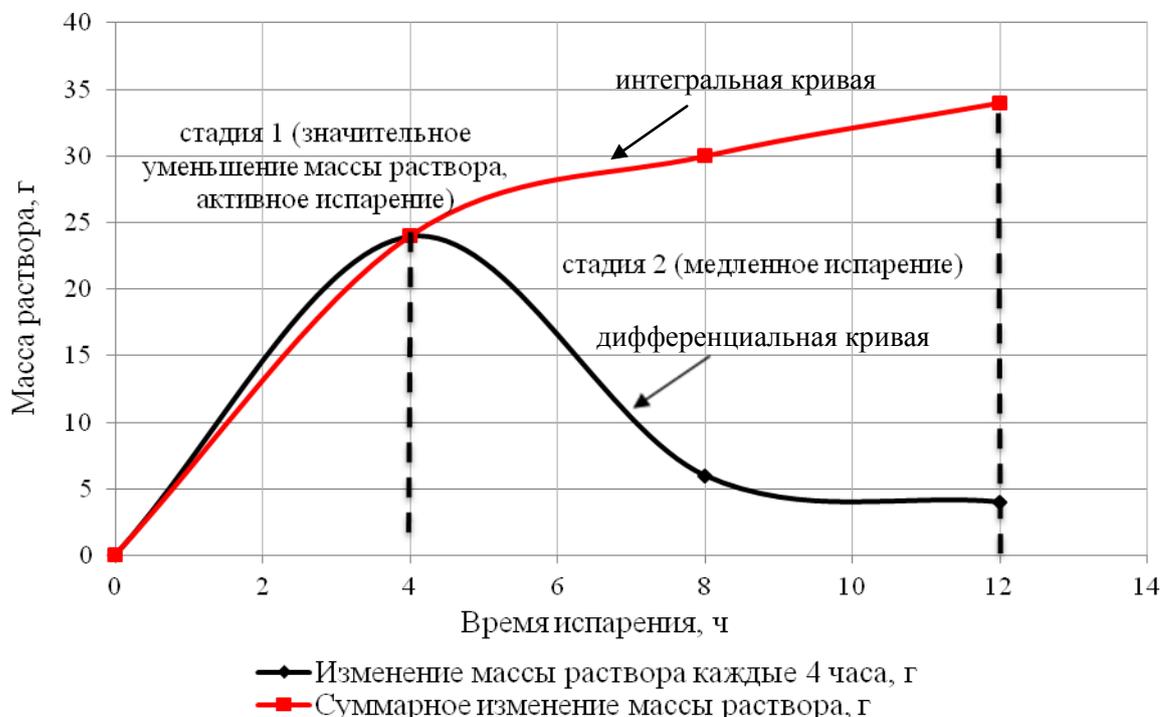


Рисунок 4.3 – Кинетика испарения эмульсионного раствора на основе масла «И-5А»

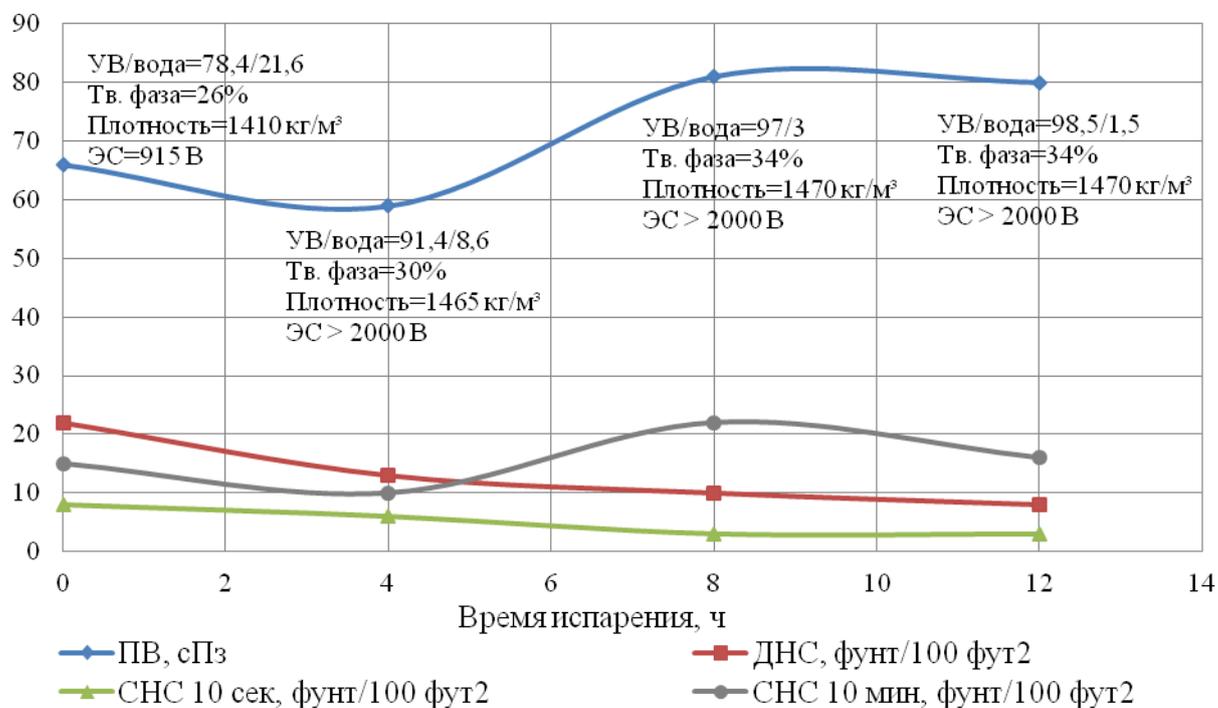


Рисунок 4.4 - Зависимость изменения параметров эмульсионного раствора на основе масла «И-5А» от времени испарения

Особое внимание следует обратить на изменение реологических характеристик. После четырех часов нагревания наблюдается их снижение, это объясняется активным испарением водной фазы, которая оказывает загущающий эффект. В дальнейшем наблюдается рост пластической вязкости и статического напряжения сдвига за 10 минут (увеличивается концентрация твердой фазы). Динамическое напряжение сдвига уменьшается вследствие увеличения доли углеводородной фазы и ухудшения работы органобентонита при длительном воздействии высокой температуры. Таким образом, за 12 часов нагревания доля твердой фазы увеличилась с 26% до 34%, а соотношение фаз возросло с 78,4/21,6 до 98,5/1,5. Наблюдается практически полное испарение дисперсной фазы. Визуально раствор представляет собой очень вязкую и густую смесь, не пригодную для использования в промышленных условиях.

В качестве базовой жидкости во второй рецептуре использовалось масло «ВМГЗ» (таблица 4.4, рисунки 4.5-4.6).

Таблица 4.4 – Технологические параметры эмульсии на основе минерального масла «ВМГЗ» до и после испарения.

Параметры бурового раствора	Базовый состав	4 ч испарения	8 ч испарения	12 ч испарения
Плотность, кг/м ³	1410	1460	1480	1480
600/300	145/84	130/70	211/111	175/90
200/100	62/38	49/27	75/40	62/32
6/3	9/8	4/3	3/2	3/2
СНС 10сек/10мин, фунт/100футов ²	8/13	5/8	3/16	3/8
ПВ, сПз	61	60	100	85
ДНС, фунт/100футов ²	23	10	11	5
Электростабильность, Вольт	1038	> 2000	> 2000	> 2000
Масло, %	60	64	66	65
Вода, %	12	4	2	1
Твердая фаза, %	28	32	32	34
Соотношение углеводороды/вода, %	83,3/16,7	94,1/5,9	97/3	98,5/1,5
Изменение массы раствора, г	0	18	8	2
Суммарное изменение массы раствора, г	0	18	26	28

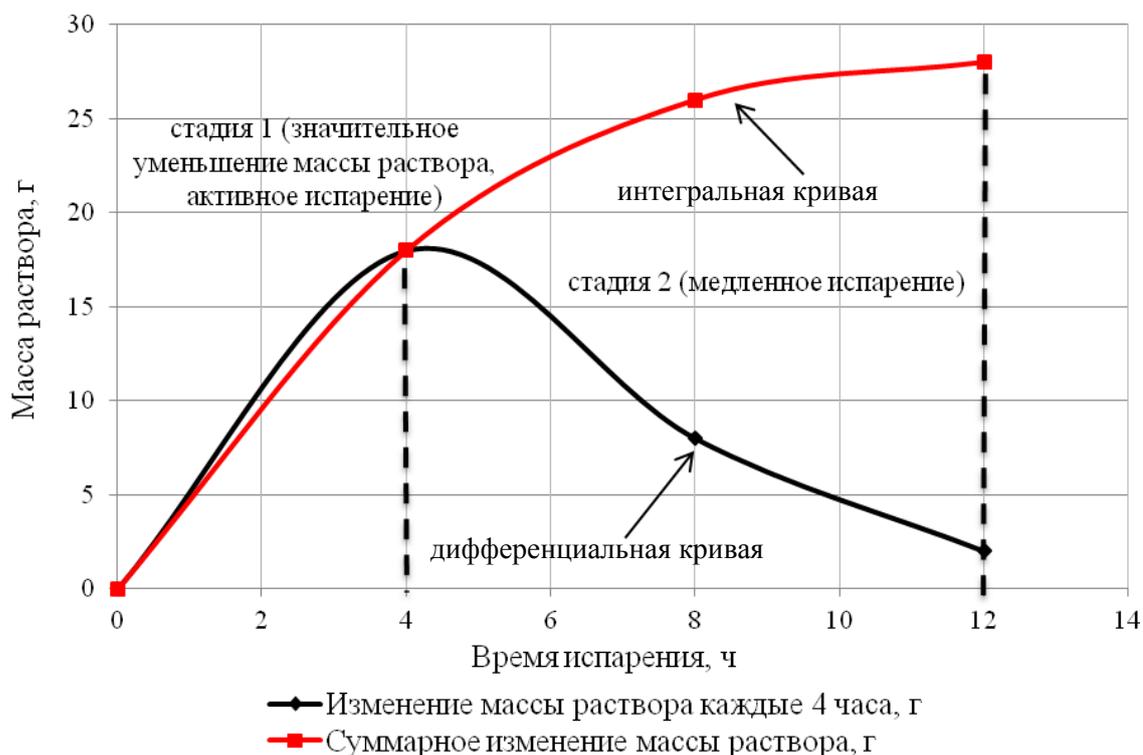


Рисунок 4.5 – Кинетика испарения эмульсионного раствора на основе масла «ВМГЗ»

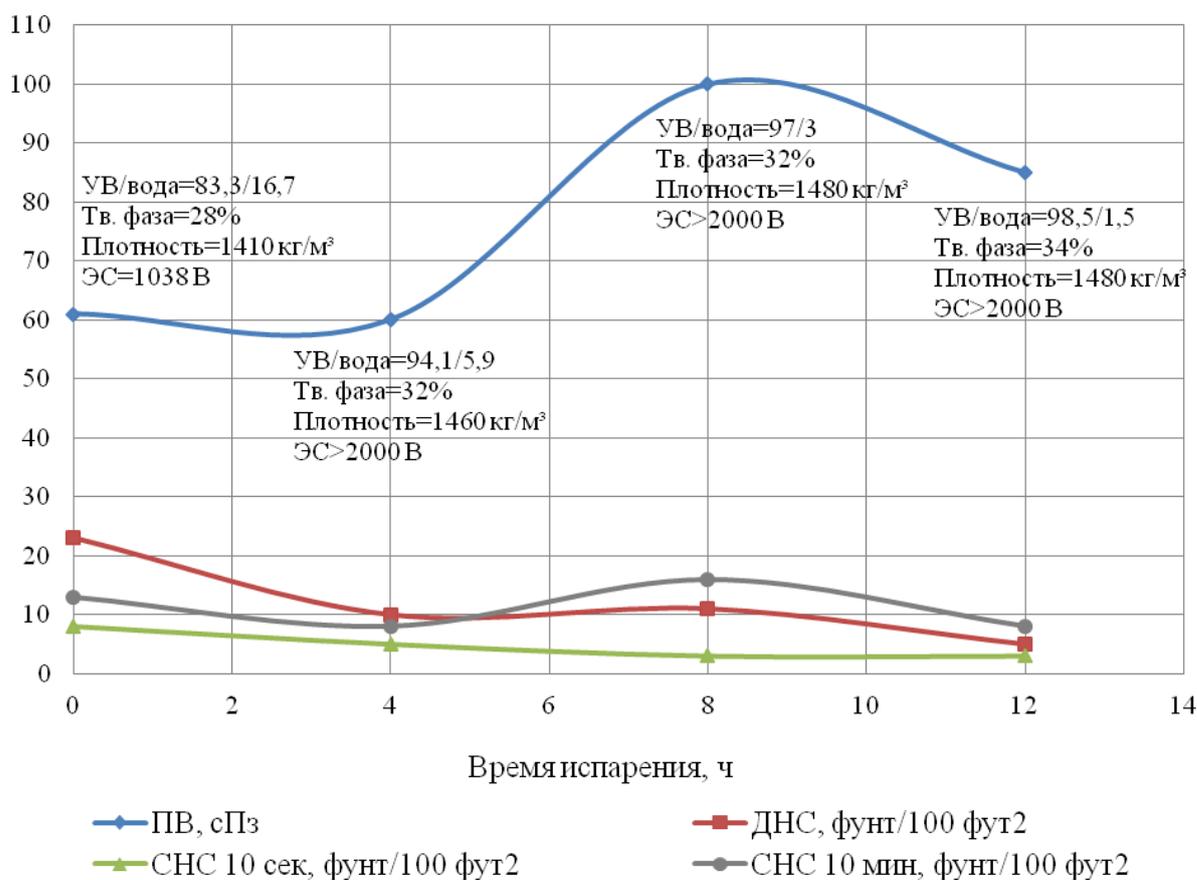


Рисунок 4.6 - Зависимость изменения параметров эмульсионного раствора на основе масла «ВМГЗ» от времени испарения

Необходимо отметить, что общее снижение массы бурового раствора на основе минерального масла «ВМГЗ» меньше - 12% (28 г), чем у раствора с маслом «И-5А» - 14,8% (34 г). В целом, поведение реологических характеристик во время испарения идентично первой рецептуре. Разница в значениях пластической вязкости объясняется различным «стартовым» соотношением фаз углеводороды/вода (в первом случае 78/22, во втором 83/17), а также различными физико-химическими свойствами применяемых масел, подробно описанных в главе 3.

Сравнивая данные на рисунках 4.3 и 4.5 видно, что процесс испарения по временному фактору можно разделить на две основные стадии, первая – интенсивное испарение, значительное снижение массы (первые 4 часа), вторая – медленное испарение (от 4 до 12 ч). Ретортный анализ показал, что интенсивное испарение на первой стадии, в основном, происходит за счет испарения воды. Силы притяжения между молекулами минерализованной воды, гораздо меньше, чем между молекулами масла, стабилизированного различными асфальто-смолистыми добавками, поверхностно-активными веществами и структурообразователями. Соответственно молекулы воды, под действием температуры и динамического перемешивания быстрее испаряются, чем молекулы масла.

Что касается второй стадии, то здесь интенсивность испарения резко замедляется, по причине уменьшения количества свободной воды и роста содержания углеводородной фазы.

Произведем все необходимые расчеты для количественного определения объемов испарившихся фаз.

4.3 Обработка результатов лабораторных исследований

Зная массу раствора до и после испарения, данные ретортного анализа и изменение плотности раствора, можно рассчитать объем испарения минерального масла и воды для каждой рецептуры. Воспользуемся формулами, подробно описанными во 2-ой главе:

$$\Delta V_{\text{масла}} = (V_{\text{масла } 1} - V_{\text{масла } 2}) = (M_1 \cdot R_{\text{масла } 1}) / (100 \cdot \rho_1) - (M_2 \cdot R_{\text{масла } 2}) / (100 \cdot \rho_2)$$

$$\Delta V_{\text{воды}} = (V_{\text{воды } 1} - V_{\text{воды } 2}) = (M_1 \cdot R_{\text{воды } 1}) / (100 \cdot \rho_1) - (M_2 \cdot R_{\text{воды } 2}) / (100 \cdot \rho_2)$$

где $V_{\text{масла } 1}$, $V_{\text{масла } 2}$, $V_{\text{воды } 1}$, $V_{\text{воды } 2}$ – объем масла, воды до и после испарения, м³; M_1 и M_2 – масса раствора до и после испарения, кг; $R_{\text{масла } 1}$, $R_{\text{масла } 2}$, $R_{\text{воды } 1}$, $R_{\text{воды } 2}$ – содержание масла, воды по реторте до и после испарения, %; ρ_1 и ρ_2 – плотность раствора до и после испарения, кг/м³.

1. Для рецептуры №1 на основе масла «И-5А»:

$$\Delta V_{\text{масла}1} = (0,23 \cdot 58) / (100 \cdot 1410) - (0,206 \cdot 64) / (100 \cdot 1465) = 0,00000462 \text{ м}^3 = 4,62 \text{ мл}$$

$$\Delta V_{\text{масла}2} = (0,206 \cdot 64) / (100 \cdot 1465) - (0,2 \cdot 64) / (100 \cdot 1470) = 0,00000292 \text{ м}^3 = 2,92 \text{ мл}$$

$$\Delta V_{\text{масла}3} = (0,2 \cdot 64) / (100 \cdot 1470) - (0,196 \cdot 65) / (100 \cdot 1470) = 0,00000041 \text{ м}^3 = 0,41 \text{ мл}$$

$$\Delta V_{\text{воды1}} = (0,23 \cdot 16)/(100 \cdot 1410) - (0,206 \cdot 6)/(100 \cdot 1465) = 0,00001766 \text{ м}^3 = 17,66 \text{ мл}$$

$$\Delta V_{\text{воды2}} = (0,206 \cdot 6)/(100 \cdot 1465) - (0,2 \cdot 2)/(100 \cdot 1470) = 0,00000572 \text{ м}^3 = 5,72 \text{ мл}$$

$$\Delta V_{\text{воды3}} = (0,2 \cdot 2)/(100 \cdot 1470) - (0,196 \cdot 1)/(100 \cdot 1470) = 0,00000139 \text{ м}^3 = 1,39 \text{ мл}$$

2. Для рецептуры №2 на основе масла «ВМГЗ»:

$$\Delta V_{\text{масла1}} = (0,234 \cdot 60)/(100 \cdot 1410) - (0,216 \cdot 64)/(100 \cdot 1460) = 0,00000489 \text{ м}^3 = 4,9 \text{ мл}$$

$$\Delta V_{\text{масла2}} = (0,216 \cdot 64)/(100 \cdot 1460) - (0,208 \cdot 66)/(100 \cdot 1480) = 0,00000193 \text{ м}^3 = 1,93 \text{ мл}$$

$$\Delta V_{\text{масла3}} = (0,208 \cdot 66)/(100 \cdot 1480) - (0,206 \cdot 65)/(100 \cdot 1480) = 0,00000228 \text{ м}^3 = 2,28 \text{ мл}$$

$$\Delta V_{\text{воды1}} = (0,234 \cdot 12)/(100 \cdot 1410) - (0,216 \cdot 4)/(100 \cdot 1460) = 0,0000139 \text{ м}^3 = 13,9 \text{ мл}$$

$$\Delta V_{\text{воды2}} = (0,216 \cdot 4)/(100 \cdot 1460) - (0,208 \cdot 2)/(100 \cdot 1480) = 0,00000311 \text{ м}^3 = 3,11 \text{ мл}$$

$$\Delta V_{\text{воды3}} = (0,208 \cdot 2)/(100 \cdot 1480) - (0,206 \cdot 1)/(100 \cdot 1480) = 0,00000142 \text{ м}^3 = 1,42 \text{ мл}$$

Значения, полученные расчетным путем, сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Объем испарения минерального масла и воды для каждой исследуемой рецептуры.

Испарившаяся жидкость	Объем испарения, мл				Всего, мл
	0	4 ч	8 ч	12 ч	
Рецептура №1 на основе масла «И-5А»					
Минеральное масло	0	4,62	2,92	0,41	7,95
Вода	0	17,66	5,72	1,39	24,77
Рецептура №2 на основе масла «ВМГЗ»					
Минеральное масло	0	4,9	1,93	2,28	9,11
Вода	0	13,9	3,11	1,42	18,43

По итогам расчета были построены графики кинетики испарения минерального масла и воды (рисунки 4.7-4.8).

Анализ полученных зависимостей подтвердил, что активное испарение воды происходит первые 4 часа, а через 12 часов испарение воды практически прекратилось. При этом с течением времени скорость испарения минерального масла также снижается. Исключение составляет вторая рецептура, где после 12 часов масла испаряется больше, чем воды. Причина заключается в том, что из-за большего «стартового» соотношения - 83/17 против 78/22, соответственно меньшего содержания воды, быстрее достигается точка начала активного испарения углеводородной жидкости. В первую очередь испаряются легкие фракции (летучие соединения), затем происходит медленное испарение более тяжелых фракций.

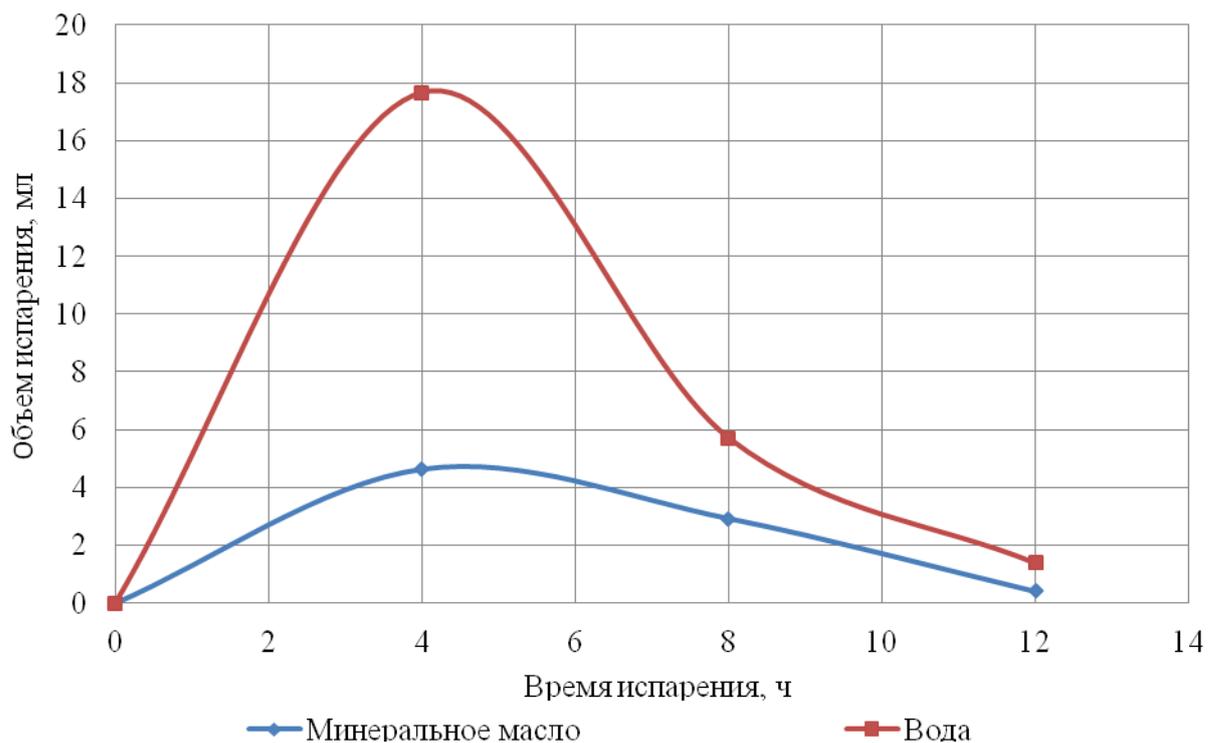


Рисунок 4.7 – Кинетика испарения минерального масла «И-5А» и воды при 60°C и динамическом перемешивании

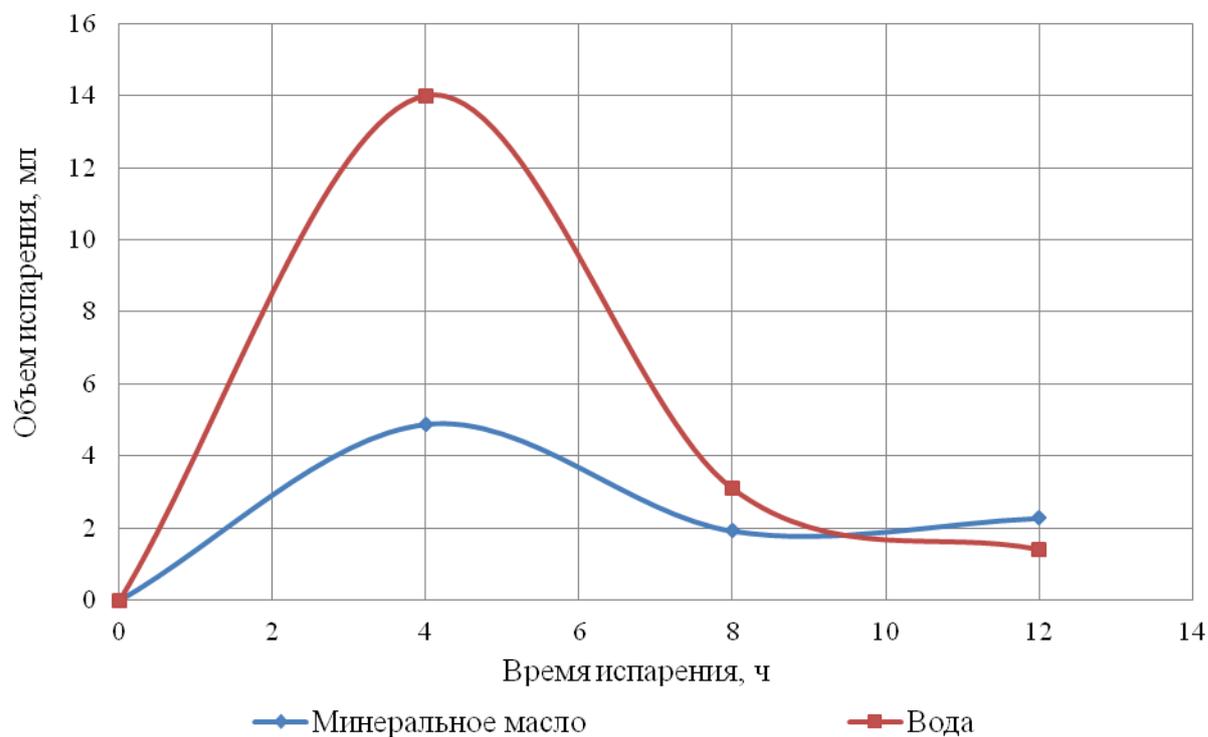


Рисунок 4.8 – Кинетика испарения минерального масла «ВМГЗ» и воды при 60°C и динамическом перемешивании

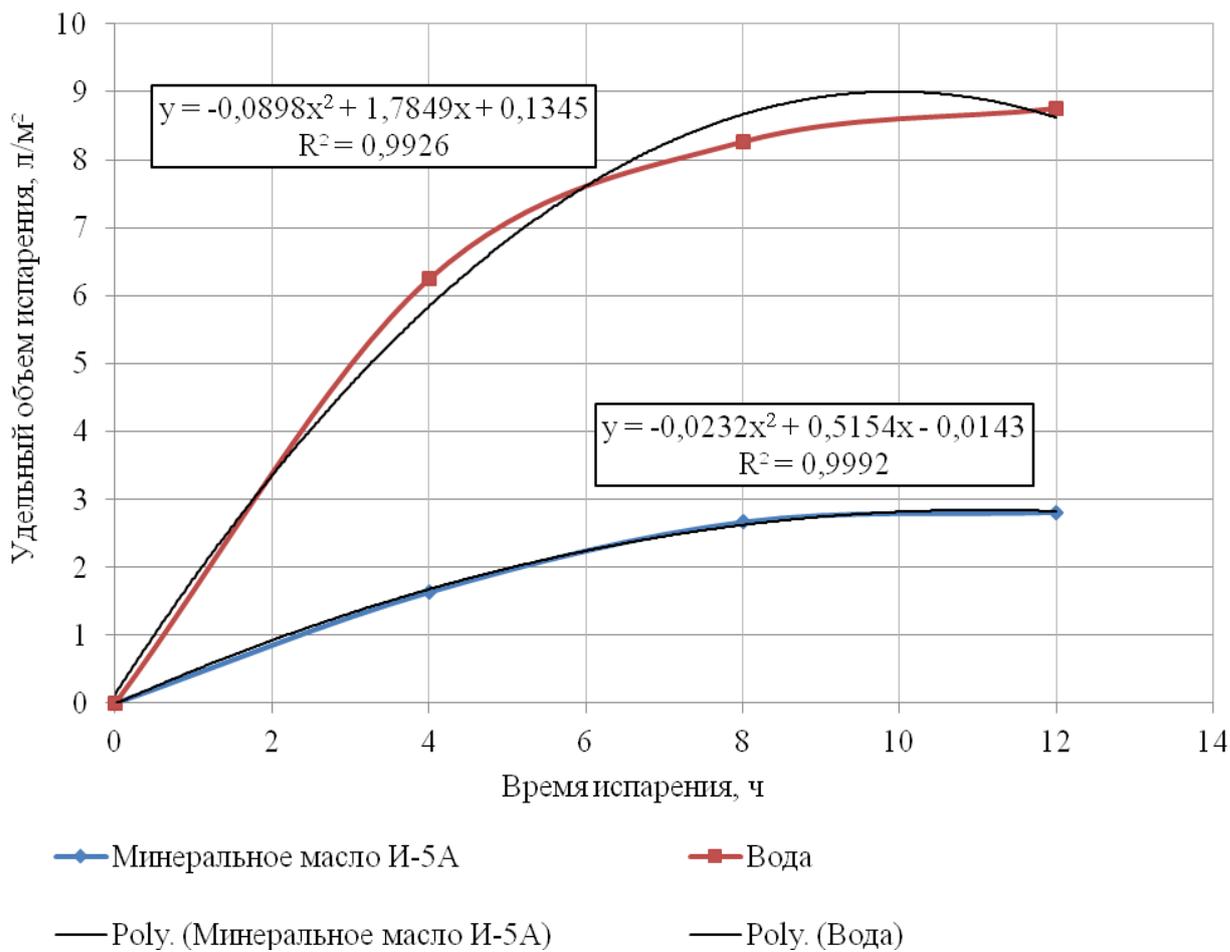


Рисунок 4.9 – Зависимость удельного объема испарения воды и минерального масла «И-5А» от времени

Как уже было сказано, помимо температуры, скорость испарения зависит от площади открытой поверхности. В нашем случае, испарение эмульсии осуществлялось в термо-кружке, площадь открытой поверхности которой составляет $283 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$. Введем дополнительный параметр – удельный объем испарения (л/м^2), характеризующий отношение объема испарившейся жидкости к единице площади испарения, при температуре эксперимента - 60°C .

$$V_{\text{уд}} = V_{\text{исп}} / S_{\text{пов}} \quad (4.2)$$

где $V_{\text{уд}}$ – удельный объем испарения, л/м^2 ; $V_{\text{исп}}$ – объем испарившейся жидкости, л; $S_{\text{пов}}$ – площадь поверхности испарения, м^2 .

Пример расчета для рецептуры №1 на основе масла «И-5А» представлен ниже:

$$V_{\text{уд масла1}} = 0,00462 / 0,00283 = 1,63 \text{ л/м}^2$$

Проведя аналогичные расчеты, были построены соответствующие графические зависимости удельного объема испарения от времени (рисунки 4.9-4.10). Интерполировав график полиномиальной функцией 2-ой степени, получены математические уравнения с

наибольшей величиной достоверности аппроксимации. Расчет удельного объема испарения минерального масла ($\text{л}/\text{м}^2$) и воды ($\text{л}/\text{м}^2$) определяется по следующим уравнениям:

1. Для рецептуры с минеральным маслом «И-5А»:

$$I_{\text{м}} = -0,0232t^2 + 0,5154t - 0,0143 \quad (4.3)$$

$$I_{\text{в}} = -0,0898t^2 + 1,7849t + 0,1345 \quad (4.4)$$

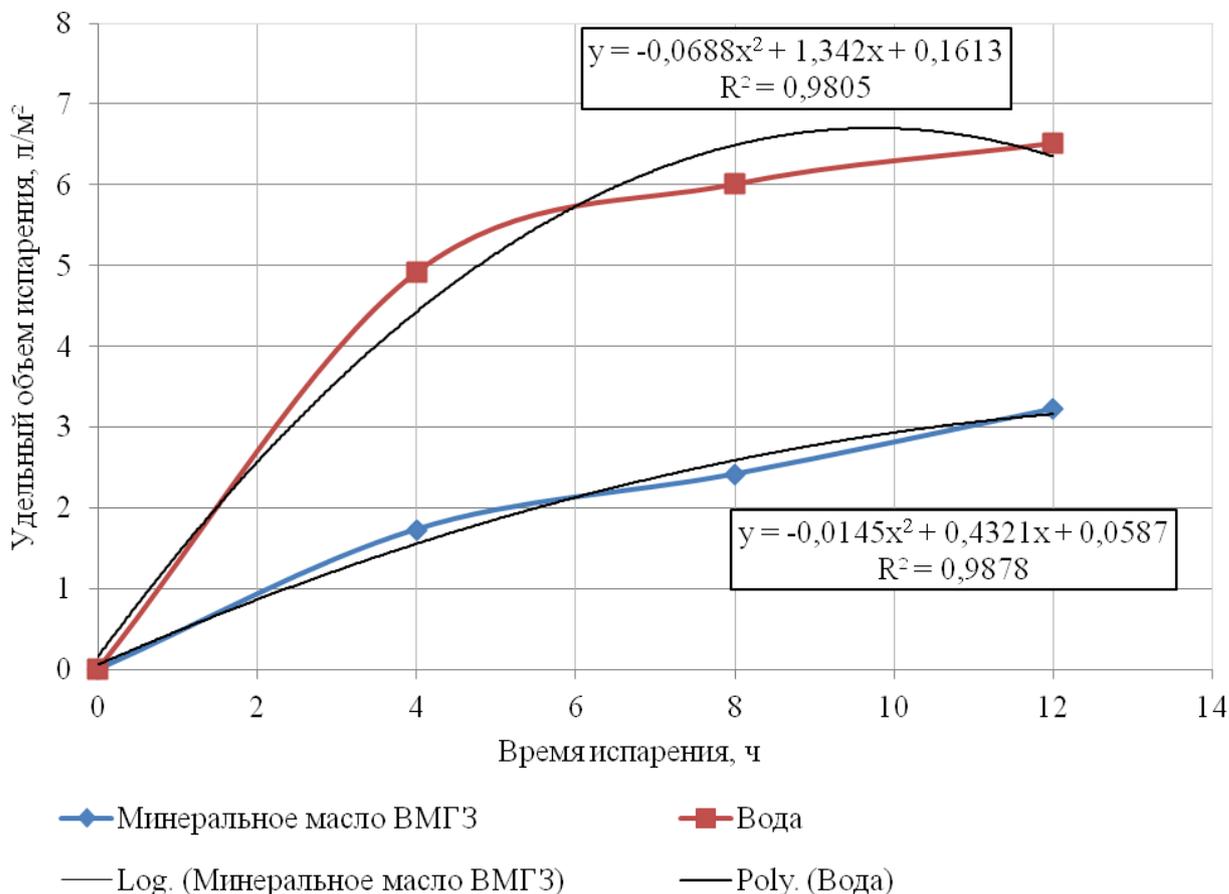


Рисунок 4.10 – Зависимость удельного объема испарения воды и минерального масла «ВМГЗ» от времени

2. Для рецептуры с минеральным маслом «ВМГЗ»:

$$I_{\text{м}} = -0,0145t^2 + 0,4321t + 0,0587 \quad (4.5)$$

$$I_{\text{в}} = -0,0688t^2 + 1,342t + 0,1613 \quad (4.6)$$

где t – время, ч. Приведенные выше уравнения позволяют расчетным методом определить количество испарившегося минерального масла и воды с единицы площади испарения, как в лабораторных (60°C), так и в полевых условиях.

Анализируя результаты лабораторных исследований по испарению компонентов эмульсионного раствора, можно выделить главное:

1. В ходе проведенных лабораторных исследований по испарению эмульсионных растворов было выявлено, что при температуре 60°C происходит значительное испарение водной и углеводородной фаз. Сам процесс испарения делится на две стадии: 1-ая – активное испарение, значительное снижение массы (первые 4 часа), 2-ая – медленное испарение. Идентичность снижения массы двух исследуемых рецептов показана на рисунке 4.11.

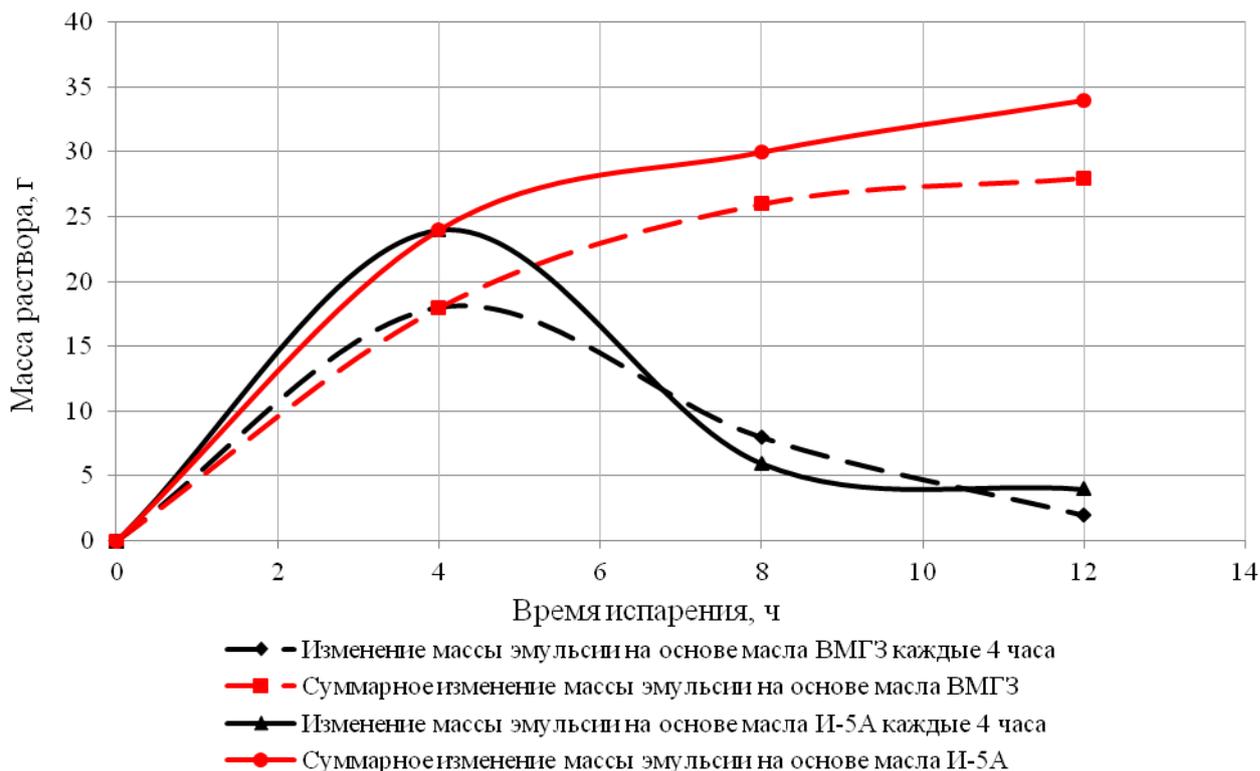


Рисунок 4.11 – Кинетика испарения двух исследуемых эмульсий

2. В условиях эксперимента за 12 часов наблюдается практически полное испарение водной фазы (в первой рецептуре с 16% до 1%, во второй с 12% до 1%), сопровождающееся схожим изменением реологических параметров. На рисунках 4.12-4.13 представлено изменение вязкостных характеристик обеих рецептур.

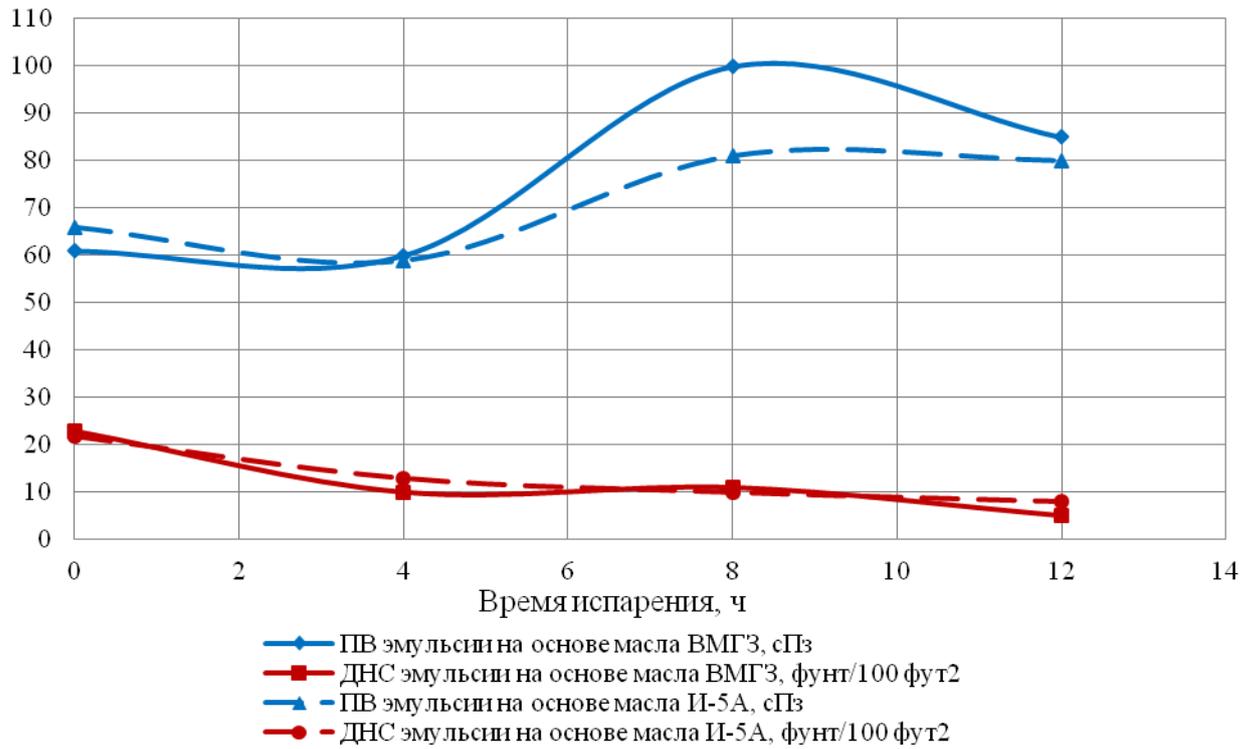


Рисунок 4.12 – Изменение ПВ и ДНС эмульсий во время испарения

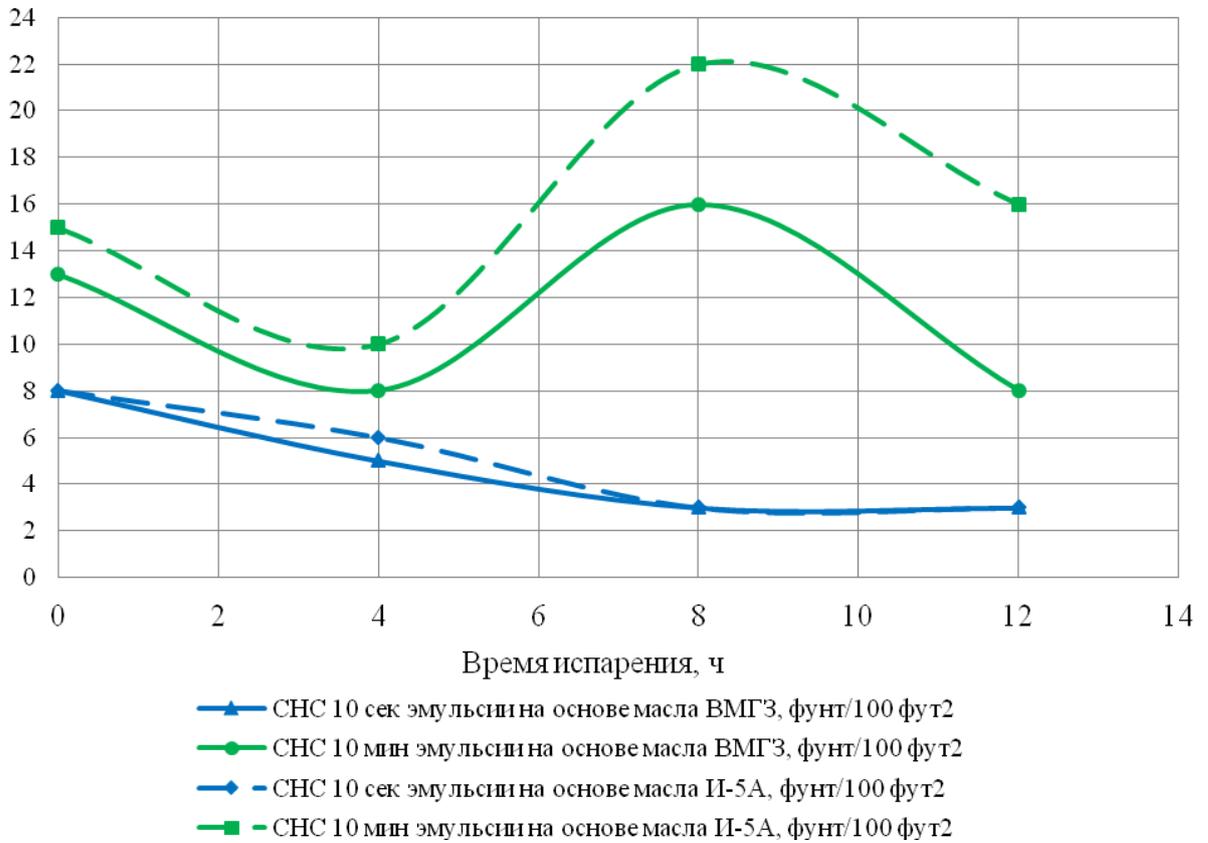


Рисунок 4.13 – Изменение СНС эмульсий во время испарения

3. Из-за увеличения концентрации твердой фазы, происходит резкий рост плотности бурового раствора (с 1410 до 1480 кг/м³). Важно понимать, что оптимизация работы оборудования по очистке промывочной жидкости не позволит сдерживать наработку твердой фазой;

4. При выборе дисперсионной среды для приготовления эмульсионных систем, в частности минерального масла, особое внимание следует обратить на его физико-химические свойства. А именно на групповой углеводородный состав, начальную кинематическую вязкость, степень испаряемости и, особенно, температуру вспышки. Последняя характеристика является показателем содержания легкокипящих фракций, определяет степень испаряемости масла в процессе эксплуатации. Чем ниже температура вспышки, тем больше степень испаряемости масла, соответственно выше его расход.

4.4 Алгоритм процедуры восстановления исходных концентраций компонентов эмульсионных буровых растворов

Для удобства и оперативности управления свойствами и составом инвертно-эмульсионного раствора при бурении в полевых условиях рекомендуется использовать полученные нами математические уравнения (4.3 – 4.6). С помощью данных уравнений можно определить количество минерального масла и воды, необходимое для восстановления исходных концентраций в эмульсионном растворе.

Немаловажную роль при работе с РУО играет технология обработки и регулирования параметров. Эмульсионные растворы являются очень «чувствительными» промывочными жидкостями, поэтому выбор оптимального способа восстановления исходных свойств и концентраций приобретает большое значение. Неправильная обработка, а именно ввод водной фазы приводит к нежелательному резкому загущению системы. В промысловых условиях данное обстоятельство может привести к серьезным последствиям:

1. скачки и рост рабочего давления на насосах;
2. невозможность прокачки эмульсии через наземную обвязку, забивание всасывающих и нагнетательных линий;
3. значительные колебания давления могут привести к неисправности и выходу из строя элементов КНБК (ВЗД, роторно-управляемая система, телесистема).

Известен случай, произошедший в 2012 году на скважине №234 куста №5 Кыртаельского месторождения. Там в процессе бурения интервала под хвостовик (диаметр долота 152.4 мм), из резервной емкости в активный циркуляционный объем попало 15 м³ чистого минерального масла, причина – негерметичность шибберных задвижек, использование немаслостойкой резины. После замера основных технологических параметров выяснилось, что

соотношение фаз возросло с 77/23 до 84/16, падение плотности с 1120 до 1050 кг/м³, уменьшение динамического напряжения сдвига с 21 до 15 фунтов/100 футов². Инженером по растворам было принято решение об оперативном вводе рассчитанного объема минерализованной воды для восстановления исходных свойств эмульсии. В результате быстрого пополнения (1 цикл циркуляции = 45 минут), произошло резкое загущение бурового раствора, повышение рабочего давления с 210 до 250 атм, перелив эмульсии через желобную систему, потеря сигнала телесистемы. В итоге, для выравнивания параметров раствора, в течение 4 часов осуществлялась циркуляция с малой производительностью насосов. В данном случае мы видим наглядный пример того, как неправильная технология обработки РУО привела к непроизводительному времени и увеличению срока строительства скважины.

На данный момент существует два основных метода восстановления исходных концентраций углеводородной и водной фаз:

- раздельное добавление необходимого объема углеводородной и водной фаз;
- приготовление премикса, состоящего из смеси необходимого объема углеводородной и водной фаз в отдельной емкости, и последующий его ввод в циркуляцию.

Для выявления оптимального метода обработки эмульсионных растворов, на кафедре бурения УГТУ были проведены соответствующие экспериментальные исследования. Методика заключалась в следующем: было приготовлено два образца эмульсий одинакового компонентного состава (таблица 4.6), затем каждая из них подверглась нагреванию в течение четырех часов при температуре 80°C, для максимального испарения фаз. После нагревания, был произведен замер основных технологических свойств и рассчитан необходимый объем воды и минерального масла для восстановления исходных концентраций. В первый образец масло и вода добавлялись раздельно, во второй премиксом. Для того, чтобы отследить влияние ввода компонентов в эмульсию, после каждого добавления раствор перемешивался в миксере, а сразу после добавления выполнялся замер реологических параметров (через 4 и 10 минут перемешивания).

Результаты проведенных экспериментов представлены на рисунке 4.14. Из графических зависимостей видно, что добавление даже небольшого количества воды приводит к резкому загущению системы бурового раствора и росту реологических параметров, но после перемешивания в течение 10 минут при больших скоростях сдвига (600 об/мин) параметры стабилизируются. Сравнивая изменение вязкостных характеристик при разных методах обработки, можно с уверенностью сказать, что второй способ является более предпочтительным. Он характеризуется равномерным и плавным увеличением реологических свойств. Чего нельзя сказать о раздельном добавлении компонентов (в частности воды), способствующем большему росту ПВ, резкому скачку значений ДНС.

Таблица 4.6 – Компонентный состав тестируемого эмульсионного раствора

Реагент	Концентрация, кг (литр) /м ³	Функция
Минеральное масло «И-5А»	600	Дисперсионная среда
Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL	20	Эмульгатор
Известь	20	Регулятор щелочности
Рассол хлористого кальция	200	Дисперсная фаза
Асфальтит BARABLOK	20	Понизитель фильтрации
Органофильный бентонит GELTONE	10	Структурообразователь
Дисперсия жидкого лецитина DRILTREAT	2	Гидрофобизатор твердой фазы
Карбонат кальция 60 мкм	800	Утяжелитель

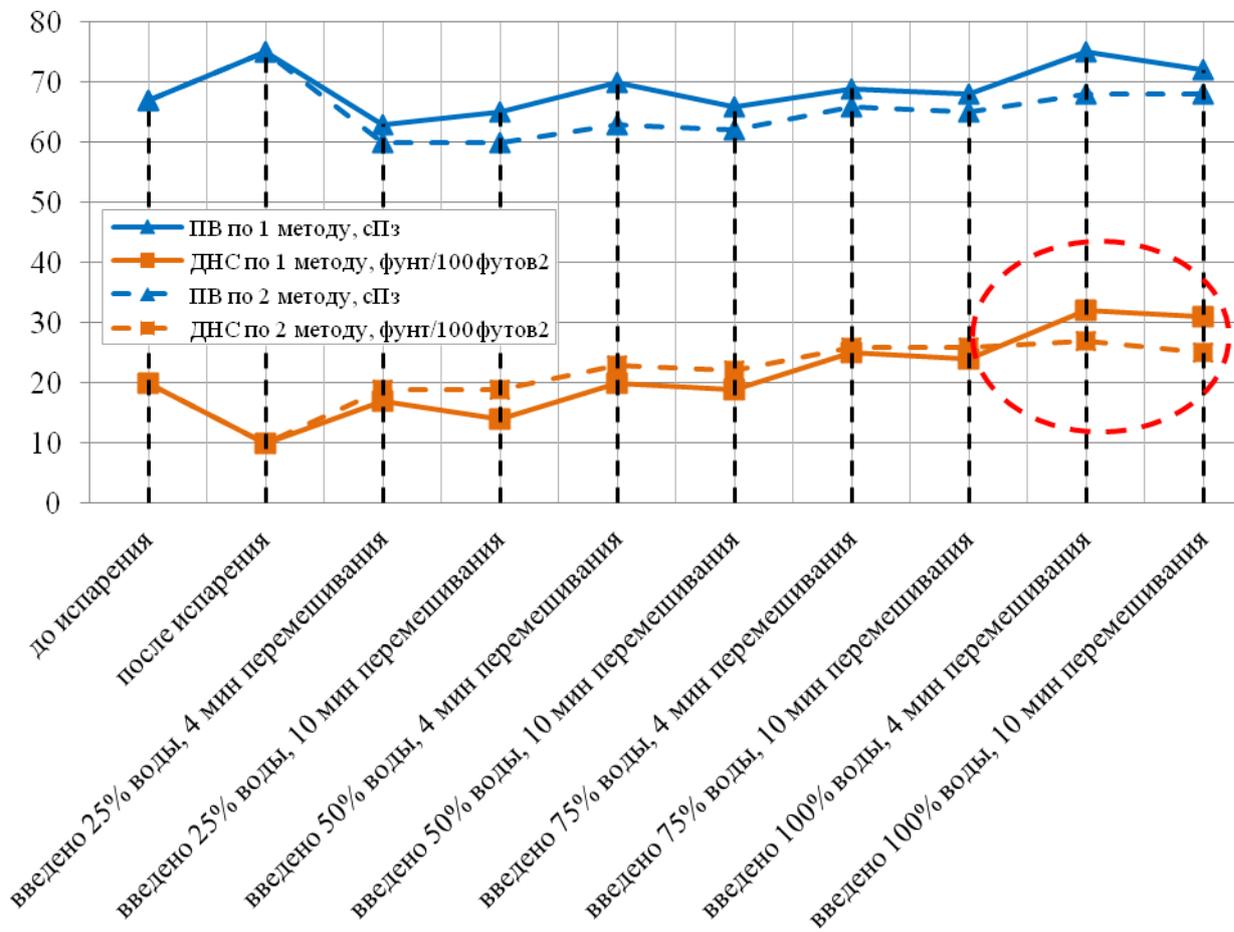


Рисунок 4.14 – Изменение реологических параметров эмульсии в ходе восстановления концентраций компонентов раствора после испарения

Учитывая все вышесказанное, предлагается следующий алгоритм процедуры восстановления исходных концентраций компонентов эмульсионного раствора на основе минерального масла:

1. Зная концентрации химических реагентов в эмульсионном растворе, после нескольких циклов циркуляции произвести замер основных параметров;
2. В случае выявления отклонений, сделать еще один контрольный замер при прочих равных условиях, особое внимание при этом уделив плотности, соотношению фаз;
3. Рассчитать объем минерального масла и воды, необходимый для восстановления исходных концентраций и свойств;
4. В емкость для приготовления раствора ввести необходимый объем минерального масла, обработав его ПАВ – эмульгатором в концентрации более 22 л/м³;
5. В подготовленную углеводородную основу ввести рассчитанный объем воды, получившуюся смесь перемешивать и диспергировать в течение 2-3 часов;
6. Затем порционно, за 3-4 цикла, ввести весь объем свежеприготовленного премикса;
7. После ввода премикса, спустя 2-3 цикла циркуляции, произвести замер всех технологических параметров бурового раствора, по мере надобности дообработать эмульсию реагентами (понижителями фильтрации, структурообразователями и т.д.) до необходимых концентраций;
8. В процессе бурения постоянно следить за изменением параметров раствора и ежедневно проводить восстановление исходного содержания воды и минерального масла.

Также хотелось бы остановиться на еще одной проблеме. При расчете объема бурового раствора, необходимого для бурения скважины, технические специалисты сервисных компаний и проектных институтов, закладывают так называемый технический объем. Он включает в себя следующие пункты:

- потери на системе очистки со шламом;
- потери во время проведения спуско-подъемных операций;
- потери на фильтрацию бурового раствора в скважине.

На основании вышесказанного, рекомендуется внести еще один пункт – потери раствора на испарение. Данный объем раствора должен рассчитываться, исходя из предполагаемых температур эмульсии на поверхности в емкостном парке, планируемых сроков строительства скважины. Безусловно, данный показатель будет приблизительным и не точным. Однако данный рассчитанный показатель позволит в какой-то степени компенсировать потери объема РУО на испарение.

4.5 Выводы

Вследствие малой изученности процесса испарения компонентов эмульсионных буровых растворов, полученные результаты могут иметь широкие перспективы. Предлагаемая экспресс-методика исследования испарения РУО, а также математические уравнения расчета объема испарения фаз, могут использоваться как в промышленных, так и в лабораторных условиях. Стандартный набор необходимых приборов, достоверность и простота расчета, делает данную методику весьма эффективной и информативной. Представленный алгоритм восстановления концентраций позволит избежать осложнений и проблем, связанных с неправильной обработкой промывочной жидкости.

Детальное исследование процесса испарения и полученные результаты, могут повысить эффективность применения большинства современных РУО при строительстве скважин с высокими забойными температурами, уменьшить временные затраты на принятие решений по обработке и их технологическое исполнение, а также затраты на восстановление свойств буровых растворов и предупреждение осложнений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании анализа теоретических материалов, экспериментальных и промышленных данных установлено, что эмульсионные растворы обладают двумя серьезными недостатками – это температурная зависимость реологических характеристик и испарение компонентов (жидкая фаза) при повышенных забойных температурах.

2. Разработана экспресс-методика исследования процесса испарения компонентов эмульсионных буровых растворов.

3. Экспериментально установлено, что обратные эмульсии в диапазоне температур от -7°C до $+100^{\circ}\text{C}$ имеют одинаковый двухстадийный характер изменения реологических параметров. Первая стадия (нагревание эмульсии от -7°C до $+60^{\circ}\text{C}$) характеризуется резким уменьшением вязкостных характеристик, на второй стадии наблюдается плавное их снижение. В эмульсионных растворах меньшая зависимость реологических свойств от температуры достигается за счет поддержания максимально допустимой концентрации в рецептуре ПАВ – эмульгатора, более 22 л/м^3 . При этом теоретически и экспериментально доказано, что все асфальто-смолистые вещества повышают реологические свойства базовых минеральных масел при отрицательных и низких положительных температурах. В наибольшей степени этот процесс отмечается при использовании материала «BARABLOK»: в масле «И-5А» (в 1,96 раз) и «ВМГЗ» (в 1,91 раз).

4. Компонентный состав определяет седиментационную устойчивость эмульсионных систем в целом: увеличение соотношения фаз, при постоянной концентрации структурообразователя, снижает седиментационную устойчивость; увеличение концентрации структурообразователя (органофильная глина) способствует повышению реологических характеристик и, соответственно, снижению коэффициента седиментации; низкая концентрация реагента – гидрофобизатора приводит к седиментации утяжелителя и выбуренной породы.

5. Установлено, что процесс испарения водной и углеводородной фаз эмульсионных растворов делится на две стадии: 1-ая – активное испарение, значительное снижение массы раствора за счет испарения водной фазы (первые 4 часа), 2-ая – медленное испарение, выравнивание соотношения объема испарившихся фаз (4 – 12 часов). При испарении воды и минерального масла происходит интенсивный рост реологических параметров эмульсии из-за увеличения концентрации твердой фазы и плотности.

6. Для управления свойствами разработан алгоритм процедуры восстановления исходных концентраций компонентов эмульсионных буровых растворов, применение, которого может повысить эффективность применения большинства современных РУО при бурении скважин с высокими забойными температурами.

7. Опытнo - производственная оценка компании «Халлибуртон Интернэшнл ГмбХ» при бурении скважин на Восточно-Сарутаюском, имени Ю. Россихина, Салымском, Харьягинском, Кыртаельском, Ошском месторождениях, свидетельствует об эффективности предложенных рекомендаций по оптимизации компонентного состава обратных эмульсий на основе минерального масла, для бурения скважин в условиях повышенных забойных температур (до 100°С). От компании получена соответствующая справка о внедрении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамзон, М.Г. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений / М.Г. Абрамзон, Б.В. Байдюк Б.В. - М.: Недра, 1984. - 207 с.
2. Абузова, Ф.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф.Ф. Абузова, И.С. Бронштейн, В.Ф. Новоселов. - М.: Недра, 1981. - 248 с.
3. Ананьев, А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам / А.Н.Ананьев, А.И. Пеньков. - В.: Интернешнл Касп Флюидз, 2000. – 139 с.
4. Ангелопуло, О.К. Повышение смазочных свойств гидрофобных эмульсий нефтью и концентрированными рассолами / О.К. Ангелопуло, В.Ф. Пичугин, А.С. Чехлов // Известия ВУЗов, Нефть и газ. – 1973. - №7. - С. 35-40.
5. Ангелопуло, О.К. Способ оценки стабильности гидрофобно-эмульсионных буровых растворов / О.К. Ангелопуло, У.С. Карабалин. - Гурьевский ЦНТИ, 1978. - [4] с. – (Информационный листок).
6. Арсланбеков, А. Опыт применения и оптимизации рецептур растворов на углеводородной основе для бурения скважин с большим отходом от вертикали в условиях ЯНАО / А. Арсланбеков, Н. Севедин, Д. Валуев, В. Мосин, А. Королев // Нефтегазовая Вертикаль. – 2011. - №2. – С. 58-60.
7. Ахмадеев, Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. - М.: Недра, 1981. – 152 с.
8. Блинова, Е.И. Планирование и организация эксперимента / Е.И. Блинова. – Минск.: БГТУ, 2010. – 130 с.
9. Бударов, И.П. Потери от испарения моторных топлив при хранении / И.П. Бударов. – М.: ВНИИСТ, 1961. – 263 с.
10. Булатов, А.И. Справочник инженера по бурению / А.И. Булатов, П.Г. Аветисов. - М.: Недра, 1991.
11. Буровые растворы на углеводородной основе. Демонстрационный материал компании «Halliburton».
12. Буровые растворы на углеводородной основе. Демонстрационный материал компании «M-I SWACO».
13. Буслаев, В.Ф. Строительство скважин на Севере / В.Ф. Буслаев, С.А. Кейн, Ю.Л. Логачев. – Ухта, 1986. - 128 с.
14. Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач. проф. образования / Ю.В Вадецкий. - М.: Изд. центр Академия, 2003. – 352 с.

15. Валитов, Р.А. Разработка технологического обеспечения бурения горизонтальных скважин со сверхдальними отходами: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Р.А. Валитов. – Уфа, 2004. - 152 с.
16. Воюцкий, С.С. Курс коллоидной химии / С.С. Воюцкий. - М.: Химия, 1964. - 574 с.
17. Глущенко, В.Н. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий / В.Н. Глущенко, Г.А. Орлов, М.А. Силин. - М.: Интерконтакт Наука, 2008. - 353 с.
18. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. - 509 с.
19. Де Брейн, Г. Технологии высоких давлений и температур / Г. Де Брейн, К. Скитс, Р. Гринуэй, Д. Харрисон, М. Пэррис, С. Джеймс, Ф. Мюллер, Ш. Рэй, М. Ридинг, Л. Темпл, К. Вутерих // Нефтегазовое обозрение. – 2008. – №3. – С. 58-76.
20. Демяновский, Е.Д. Опыт бурения наклонно-направленной скважины с большим отклонением с использованием эмульсионного раствора на углеводородной основе / Е.Д. Демяновский, И.И. Быков // Сборник НПО Бурение. - № 13. – 2005. - С.21-29.
21. Дерягин, Б.В. Молекулярно-поверхностные силы и их роль в устойчивости коллоидов / Б.В. Дерягин, М.М. Кусаков // Известия АН СССР. – 1937. - №2. - С. 1119-1121.
22. Дерягин, Б.В. Поверхностные силы / Б.В. Дерягин, Н.В. Чураев, В.М. Муллер. - М.: Наука, 1985. – 213 с.
23. Долгих, А.Е. Исследование взаимодействия глинистых пород с растворами на углеводородной основе / А.Е. Долгих, А.Н. Ананьев, В.С. Новиков // Нефтяное хозяйство. - 1976. - №2. - С. 22-25.
24. Ермолаева, Л.В. Буровые промывочные растворы: учеб. пособие / Л.В. Ермолаева. – Самара: СГТУ, 2009. – 46 с.
25. Жигач, К.Ф. Физико-химические основы приготовления неводных растворов / К.Ф. Жигач, Л.К. Мухин, В.Н. Демишев // Труды МИНХ и ГП, выпуск 20. - М.: Гостоп-техиздат, 1957.
26. Ильясов, С.Е. Эмульсионные буровые растворы – тенденции развития технологии / С.Е. Ильясов, С.Г. Попов, Г.В. Окроелидзе, О.В. Гаршина, А.М. Нацепинская, Ф.Н. Гребнева // Территория Нефтегаз. – 2011. - № 11. – С. 14-17.
27. Иносаридзе, Е.М. Промысловый опыт применения буровых растворов и других технико-технологических решений при бурении горизонтальных и пологих скважин / Е.М. Иносаридзе, Ю.В. Змеев // Бурение и нефть. – 2007. - № 3. - С. 28-32.
28. Ирисов, А. С. Испаряемость топлив для поршневых двигателей и методы ее исследования / А. С. Ирисов. - М.: Гостоптехиздат, 1955. – 307 с.

29. Ишбаев, Г.Г. Применение фракционного карбоната кальция в составе инвертно-эмульсионного бурового раствора для снижения загрязнения продуктивных пластов / Г.Г. Ишбаев, М.Р. Дильмиев // Бурение и нефть. - 2012. - №3. - С.40-43.
30. Ишбаев, Г.Г. ООО НПП «Буринтех»: влияние испарения на свойства инвертно-эмульсионного бурового раствора / Г.Г. Ишбаев, М.Р. Дильмиев // Инженерная практика. – 2013. - № 6-7. – С. 34-39.
31. Карев, В. Исследование и прогнозирование устойчивости стволов горизонтальных скважин баженовских отложений, бурящихся на депрессии / В. Карев // Технологии ТЭК. – 2004. - № 5. - С. 18-23.
32. Каширин, В.С. Буровые растворы на основе эмульсий. Обзор зарубежной литературы / В.С. Каширин, Б.Д. Панов, Э.Н. Алчин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1971. - 99 с.
33. Кистер, Э.Г. Эмульсионные глинистые растворы / Э.Г. Кистер. - М.: ГОСИНТИ, 1958. - 60 с.
34. Клейтон, В. Эмульсии. Их теория и техническое применение / В. Клейтон. - М.: Недра, 1950. - 679 с.
35. Коршак, А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения / А.А. Коршак. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 144 с.
36. Кремнев, Л.Я. Желатинирование эмульсии. Предельно-концентрированные эмульсии типа в/м, стабилизированные щелочными олеатами / Л.Я. Кремнев, Н.И. Куйбина // Коллоидный журнал. – 1954. – выпуск 16. - №5. - С. 338-365.
37. Кремнев, Л.Я. Об устойчивости эмульсий / Л.Я. Кремнев, Л.А. Никитечкина, А.А. Равдель // ДАН СССР. – 1963. - т. 152. - С. 372-377.
38. Кремнев, Л.Я. Основные принципы образования высокоустойчивых концентрированных эмульсий / Л.Я. Кремнев // Коллоидный журнал. – 1948. - т. 18. - № 1. - С. 18-24.
39. Липкес, М.И. Опыт применения термостойкой инвертной эмульсии при разбурировании глин майкопской свиты на площадях Ставрополя / М.И. Липкес, Ю.В. Барановский, Л.П. Денисова // РНТС Бурение. – 1979. - №3. - С. 21-23.
40. Мавлютов, М.Р. Технология бурения глубоких скважин / М.Р. Мавлютов. - М.: Недра, 1982. – 287 с.
41. Меденцев, С.В. Стабилизация реологического профиля буровых растворов на углеводородной основе / С.В. Меденцев // Территория Нефтегаз. – 2010. - № 10. – С. 28-31.
42. Мельников, И.И. Разработка инвертных эмульсий с различной активностью водной фазы для бурения в неустойчивых глинистых породах и вскрытия продуктивных пластов на

месторождениях Северного Сахалина: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / И.И. Мельников. – Москва, 1984. - 156 с.

43. Минхайров, К.Л. Первый опыт применения гидрофобных эмульсионных растворов / К.Л. Минхайров, В.П. Наумов, Г.П. Бочкарев. – М.: Книжный мир, 1970. – 182 с.

44. Мирзаджанзаде, А.Х. Анализ и проектирование показателей бурения / А.Х. Мирзаджанзаде, Н.А. Сидоров, С.А. Ширинзаде. - М.: Недра, 1976. – 237 с.

45. Михеев, В.Л. Технологические свойства буровых растворов / В.Л. Михеев. - М.: Недра, 1979. – 246 с.

46. Мнацаканов, А.В. Разработка термостойкого гидрофобно-эмульсионного раствора, стабилизированного высокомолекулярным ПАВ и органокремнеземом для бурения неустойчивых отложений и вскрытия продуктивных пластов: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / А.В. Мнацаканов. – Киев, 1985. - 179 с.

47. Мухин, Л.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Л.К. Мухин. - МИНХ и Ш имени И.М. Губкина, М., 1971. - 300 с.

48. Мухин, Л.К. К вопросу оценки агрегативной устойчивости гидрофобных эмульсий / Л.К. Мухин, А.Г. Розенгафт // Нефтяное хозяйство, 1974. - №3. – С. 15-17.

49. Мухин, Л.К. Промывочные растворы на нефтяной основе / Л.К. Мухин // Труды Украинской научно-технической конференции по термо - и солеустойчивым жидкостям и тампонажным растворам.- Киев.: АН УССР, 1970.

50. Некрасов, Б.В. Основы общей химии / Б.В. Некрасов. - М.: Химия, 1969. - Т. 1 - 518 с.

51. Нефтяная и газовая промышленность. Полевые испытания буровых растворов, ч.2 Растворы на углеводородной основе: ГОСТ 1.4.160-2.024.14 – Минск, 2011. – 138 с.

52. Новик, Ф.С. Оптимизация процессов технологии металлов методами планирования экспериментов / Ф.С. Новик, Я.Б. Арсов. – М.: Машиностроение; София: Техника, 1980. – 304 с.

53. Оганов, С.А. Технология бурения наклонно-направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали / С.А. Оганов, Г.С. Оганов. - М.: ВНИИОЭНГ, 2008. - 219 с.

54. Орлов, Г.А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глугценко. М.: - Недра, 1991. - 225 с.

55. Петров, Н.А. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах / Н.А. Петров. – М.: Химия, 2008. – 439 с.

56. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. – М.: Госгортехнадзор России, ПИО ОБТ, 2003. – 299 с.

57. Протодьяконов, М.М. Методика рационального планирования экспериментов / М.М. Протодьяконов, Р.И. Тедер. – М.: Наука, 1970. – 76 с.
58. Ребиндер, П.А. Проблемы современной коллоидной химии / П.А. Ребиндер, Г.И. Фукс // Успехи химии. - М.: Наука. – 1973. - №7. - С. 5-8.
59. Ребиндер, П.А. Современные проблемы коллоидной химии / П.А. Ребиндер // Коллоидный журнал. – 1958. - т. 20. - № 5. - С. 527-539.
60. Ребиндер, П.А. Физико-химические принципы применения поверхностно-активных веществ в химической и нефтяной промышленности / П.А. Ребиндер. - Киев: Наукова Думка, 1971. – 188 с.
61. Рязанов, Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.
62. Соловьев, А.Я. Совершенствование качества буровых эмульсионных растворов применением реагентов комплексного действия: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / А.Я. Соловьев. – Уфа, 2003. - 24 с.
63. Справочник. Стабильность ствола скважины [Электронный ресурс] // Амоко. - 1996. – Режим доступа: <http://www.dl.drlginfo.com>.
64. Тирон, Д.В. Анализ технологических свойств раствора на углеводородной основе для качественного вскрытия баженовской формации Западной Сибири / Д.В. Тирон // Путь науки. – 2014. - №10. – С. 128-130.
65. Тирон, Д.В. Зависимость реологических характеристик буровых растворов на углеводородной основе от термобарических условий / Д.В. Тирон // XIV Международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2013»: материалы конференции: в 5 ч.– Ухта.: УГТУ. - 2013. – С. 63-66.
66. Тирон, Д.В. Исследование влияния температуры на реологические свойства различных углеводородных жидкостей / Д.В. Тирон, Н.М. Уляшева, Т.Д. Ланина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ. - 2016. - №2. – С. 29-34.
67. Тирон, Д.В. Исследование процесса испарения фаз в буровых растворах на углеводородной основе / Д.В. Тирон, Н.М. Уляшева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327, №4. – С. 97-107.
68. Тирон, Д.В. К вопросу о термодинамической неустойчивости растворов на углеводородной основе / Д.В. Тирон, Н.М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ. - 2015. - №8. – С. 25-30.
69. Тирон, Д.В. Методы исследования седиментационной устойчивости растворов на углеводородной основе / Д.В. Тирон // Наука и бизнес: пути развития. – 2015. - №10. – С. 10-13.

70. Тирон, Д.В. Применение раствора на углеводородной основе на Салымском нефтяном месторождении / Д.В. Тирон // Труды VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» в рамках III Всероссийского молодежного форума «Нефтегазовое и горное дело»: Пермь. - 2014. – С. 160-164.

71. Тирон, Д.В. Технология буровых растворов на углеводородной основе в условиях высоких температур / Д.В. Тирон // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции (21-24 апреля 2015 г.). В 2 ч. Ч. I / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта.: УГТУ. - 2015. – С. 12-15.

72. Токунов, В.И. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы / В.И. Токунов, И.Б. Хейфец. – М.: Недра, 1982. - 268 с.

73. Токунов, В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. - 711 с.

74. Троицкий, В.Н. Буровые растворы на углеводородной основе с применением органобентонита / В.Н. Троицкий, А.М. Файнштейн // Бурение и нефть. – 2010. - №3.

75. Уляшева, Н.М. Технология буровых жидкостей: учебное пособие для вузов / Н.М. Уляшева. – Ухта.: УГТУ, 2008. - 164 с.

76. Уляшева, Н.М. Техника и технология отрасли. Методические указания / Н.М. Уляшева, М.А. Михеев. – Ухта: УИИ, 1997. – 49 с.

77. Уляшева, Н.М. Физико-химические основы регулирования свойств буровых растворов: 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.

78. Фефелов, Ю.В. Особенности инвертно-эмульсионных буровых растворов при бурении пологих и горизонтальных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / Ю.В. Фефелов // Нефть. Газ. Новации. – 2009. – №10. – С. 45–48.

79. Фишер, Р.А. Статистические методы для исследователей / Р.А. Фишер. – М.: Госстатиздат, 1954. – 267 с.

80. Хейфец, И.Б. Электрические свойства гидрофобных эмульсий / И.Б. Хейфец, В.И. Токунов // Разведка и бурение на нефть и газ. – 1978. – выпуск 22. - С. 69-73.

81. Хуббатов, А.А. Формирование технологических свойств углеводородных растворов / А.А. Хуббатов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2010. – №8. – С. 28–31.

82. Чирли, Н.К. Цементирование в промывочном растворе на нефтяной основе / Н.К. Чирли // Инженер-нефтяник. - 1975. – №17. - С. 68-71.

83. Шамсутдинов, Р.Д. Применение волокнистых наполнителей в инвертно-эмульсионных растворах для повышения качества капитального ремонта скважин: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Р.Д. Шамсутдинов. – Уфа, 2002.
84. Шерман, Ф. Эмульсии / Ф. Шерман. – М.: Химия, 1972. - 448 с.
85. Шишков, В.С. Эмульсионные растворы на неводной основе для бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов на месторождениях Восточной Сибири / В.С. Шишков // Новые технологии в газовой промышленности. - Москва: РГУ НГ им. Губкина. - 2009. - С. 23-32.
86. Шишков, С.Н. Экологические и технологические аспекты применения эмульсионных буровых растворов на углеводородной основе / С.Н. Шишков // Новые технологии, технические средства и материалы в области промывки при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин. – Краснодар. - 2001. – С. 29–40.
87. Яланский, А.А. Особенности изучения свойств и состояния массива горных пород ультразвуковыми методами на скважинах глубокого и сверхглубокого бурения / А.А. Яланский // Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. трудов ин-та геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины. - 2010. – № 91. – С.33-42.
88. ANSI/API 13I/ISO 10416 Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids // American petroleum institute, 2004. – 137 p.
89. Becker T. Correlations for Drill-Cuttings Transport in Directional-Well Drilling. PhD thesis, University of Tulsa, 1987.
90. Becker T., Azar J. Okrajni S. Correlations of Mud Rheological Properties With Cuttings Transport Performance in Directional Drilling. SPE 19535 SPE. 64th Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Oct 8-11, 1989.
91. Bern, P.A. Field Monitoring of Weight-Material Sag / P.A. Bern, M. Zamora, A.T. Hemphill, D. Marshall, D. Beardmore, T.H. Omland, E.K. Morton // American association of drilling engineers, 2010, p. 1-11.
92. Burton J., Ford T. Evaluating mineral oils for low toxicity muds/ Oil and gas journal. - 1985, -vol. 83, - № 30, - p. 128.
93. Cupiagua field well cuts thickest oil column. Oil and Gas Journal, №4, 1996.
94. Chenevert M.E. Oil base mud ballanced activity of water face for the drilling of caving schale. – J. of Petrol Techn. 1970, №10, p. 1309-1316.
95. Fernandez P. Nano-emulsion formation by emulsion phase inversion / Fernandez P., Andreb V., Riegera J., Kuhnlea A // «Colloids and Surfaces». - A: Physicochem. Eng. Aspects, 2004, №251, p. 53-58.
96. HPHT Drilling Fluids. Baker Hughes presentation material for Conoco Philips, 2012.

97. Instruction manual «Sag Shoe Assembly» #130-22, updated 4/21/2015, ver. 1.1. OFI Testing Equipment, Inc.
98. Instruction manual «Model 900 Viscometer» #130-76-C, updated 8/10/2015, ver. 8.0. OFI Testing Equipment, Inc.
99. Instruction manual «Aniline Point Determination Kit» #145-80, updated 6/2/2009, ver. 1.3. OFI Testing Equipment, Inc.
100. Instruction manual «HTHP Filter press for Drilling Fluid Testing» #170-00, updated 12/30/2014, ver. 2.9. OFI Testing Equipment, Inc.
101. Instruction manual «Electrical Stability Meter» #131-50, updated 12/10/2015, ver. 3.0. OFI Testing Equipment, Inc.
102. Kenny P. Ester-based muds show promise for replacing some oil-base muds // Oil & Gas Journal, 1993, - Nov. 8, - pp. 89-91.
103. Oil-based muds and Synthetic-based muds: Formulation, Engineering, Field habits and Recommendations. Official manual of Halliburton Company, 2011.
104. Omland, T.H. Detection Techniques Determining Weighting Material Sag in Drilling Fluid and Relationship to Rheology / T.H. Omland, A. Saasen, P.A. Amundsen // Annual transactions of the Nordic rheology society, vol. 15, 2007.
105. Petroleum Geology of the Cusiana Field, Llanos Basin Foothills, Colombia; AAPG Bulletin, v. 79, no. 10, 1995, p. 1444-1463.
106. Schlumberger Company [Электронный ресурс]. - G., 2013.- Режим доступа: <http://slb.com>.
107. White W., McLean F. Better practices and synthetic fluid improve drilling rates // Oil & Gas Journal, 1995, - Feb. 20, - pp. 43-46.
108. Zamora, M. Taming of the Shoe / M. Zamora // American association of drilling engineers, 2011, p. 1-7.