

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

На правах рукописи

  
МИНГУЛОВ ИЛЬДАР ШАМИЛЕВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЯ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ  
НА УСТЬЕ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук

**НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ –**  
доктор технических наук, доцент  
Мухаметшин Вячеслав Вячеславович

Уфа–2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
ГЛАВА 1 КРАТКИЙ АНАЛИЗ СТРУКТУР ДВИЖЕНИЯ ПРОДУКЦИИ ОБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ И ИХ ВЛИЯНИЯ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ОБРАЗУЕМЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ПОКАЗАТЕЛИ ВЯЗКОСТИ ИЗМЕРЯЕМОЙ ЖИДКОСТИ.....	11
1.1 Характер поступления пластовых флюидов на забой обводненных скважин и их движения на участке до приема насоса.....	11
1.2 Изменение дисперсной структуры и вязкости обводненной нефти в насосном подъемнике скважины и связь между дисперсностью и вязкостью эмульгированной жидкости.....	14
1.3 Связь между вязкостью обводненной нефти на устье скважины с осредненным ее значением в колонне насосно-компрессорных труб при различных способах механизированной добычи.....	27
1.4 Проблемы отбора пробы неустойчивой водогазонефтяной смеси на устье скважины и последующего измерения ее вязкости .....	31
Выводы по главе 1 .....	32
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА ПЕРЕНОСНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ПРИБОРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ОБВОДНЕННОЙ ПРОДУКЦИИ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ПРИНЦИПА ГЕППЛЕРА.....	34
2.1 Классификация и анализ известных методов измерения вязкости жидкости.....	34
2.2 Разработка усовершенствованной конструкции вискозиметра Гепплера и методик тарировки и измерения вязкости в промысловых условиях.....	45
2.3 Результаты опытно-промысловых испытаний вискозиметров новой конструкции на обводненной залежи нефти месторождения Алексеевское ЗАО«Геотех».....	51
2.4 Определение погрешности измерения вязкости прибором.....	52
Выводы по главе 2 .....	56

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНОЙ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЯ И РАСЧЕТА ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ОБВОДНЕННОСТИ И ТЕМПЕРАТУРЫ ИЗМЕРЕНИЯ.....	58
3.1 Постановка задачи и разработка методики расчета вязкости нефти при различных значениях обводненности продукции и ее температуры по данным измерения вязкости безводной нефти на базе температурной зависимости Вальтера .....	58
3.2 Лабораторные исследования совместного влияния обводненности нефти и температуры различных месторождений Урало-Поволжья на их вязкость .....	61
3.3 Исследование влияния неньютоновских свойств жидкости на вязкость, измеряемую прибором Гепплера .....	69
Выводы по главе 3 .....	71
ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА НА ВЯЗКОСТЬ ОБВОДНЕННОЙ ПРОДУКЦИИ ПЛАСТА НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ ЖИДКОСТИ.....	73
4.1 Анализ результатов выполненных исследований вязкости газонасыщенных нефтей.....	73
4.2 Статистическая связь количества растворенного газа в нефти с ее вязкостью (на примере исследования пластовых нефтей Арланского месторождения). .....	77
4.3 Методика учета количества растворенного газа в нефти на устье скважины в расчетах вязкости продукции обводненной скважины.....	86
4.4 Применение результатов измерения вязкости продукции скважины в технологических расчетах добычи нефти.....	87
Выводы по главе 4 .....	92
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.....	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	95

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

Развитие нефтяной отрасли Российской Федерации в настоящее время характерно вводом в промышленную разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ) [1–5]. Наибольшую часть ТриЗ составляют высоковязкие нефти и природные битумы. Добыча нефти на месторождениях ТриЗ к 2035 году при благоприятных сценариях развития отрасли может достичь 80 млн т.

Основные проблемы добычи нефти такой категории связаны с повышенной вязкостью добываемой продукции, влияющей на фильтрацию нефти в продуктивном пласте, надежность работы скважинных насосов, эффективность эксплуатации систем сбора и подготовки товарной нефти [1, 6–8].

Высокая вязкость добываемой продукции является причиной роста нагрузок на оборудование скважин, давления в трубопроводах и емкостном оборудовании и затрат электроэнергии, материалов и химреагентов на разрушение образуемых в скважинах стойких эмульсий в пунктах предварительного сброса воды и подготовки товарной нефти [9–12]. В этой связи проектирование объектов скважинной добычи и внутрипромыслового транспорта высоковязкой нефти производится на основе данных о вязкости добываемой продукции [1, 12, 13].

Непосредственное применение значений вязкости добываемой продукции находят в расчетах нагрузок от вязкого трения в подземном оборудовании скважин с приводом насосов от колонны штанг. В системах сбора нефти вязкость закладывается в расчеты гидравлических сопротивлений в напорных трубопроводах. Значение вязкости нефти используется в расчетах скорости разделения фаз в различных газосепараторах [14].

Основным местом отбора пробы продукции пласта, как правило, является манифольдная линия на устье скважины. Однако, проблема отбора трехфазной

продукции скважин и замер ее вязкости на сегодняшний день остается во многом не решенной как в методическом, так и в инструментальном планах. С одной стороны, неустойчивый характер течения жидкостей в смеси со свободной газовой фазой и образованием частично расслоенной структуры в манифольдной линии скважины во многом препятствует отбору представительной пробы продукции для измерения ее вязкости. Во-вторых, проведение измерений вязкости на сертифицированном оборудовании предполагается в лабораторных условиях, что приводит к частичному расслоению жидкости при доставке пробы в лабораторию, изменению дисперсной структуры эмульсии и ее вязкости. По истечении длительного периода между отбором пробы и измерением ее вязкости происходит дальнейшая адсорбция природных эмульгаторов нефти на межфазной поверхности, дальнейшая дегазация нефти и «старение» эмульсии.

Такие особенности структуры обводненной пластовой жидкости в линиях отбора их проб с последующим транспортом в лабораторию создают значительные трудности и отклонения измеренных значений вязкости от ее истинных величин в линии отбора пробы на скважине.

Проблема измерения вязкости продукции скважины непосредственно после отбора пробы усугубляется необходимостью пересчета измеренной вязкости на значение вязкости при других температурах, в частности при стандартной температуре 20 °С. Отбор пробы жидкости для измерений в зимнее время приводит к ее охлаждению и заметному росту вязкости. Построение температурной зависимости в условиях промысловой лаборатории термостатированием будет происходить уже при измененных структурах водонефтяной смеси. Термостатирование с измерением вязкости отобранной пробы в передвижных лабораториях требует продолжительного времени, в течение которого изменяются вязкость и устойчивость водонефтяной смеси, а также высоких затрат на оснащение передвижных лабораторий и их обслуживание.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 2.8.4. – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно п. 5: Технологии и технические средства обустройства, добычи, сбора и подготовки скважинной продукции и технологические режимы их эксплуатации, диагностика оборудования и промышленных сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутривнепромысловый транспорт и промышленную подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки, развития научных основ, ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов с учетом гидрометеорологических, инженерно-геологических и географических особенностей расположения месторождений.

### **Степень разработанности темы исследования**

Вопросам исследования вязкости извлекаемой нефти на объектах добычи нефти посвящены работы Амерханова И.М., Алексеева Г.А., Бахтизина Р.Н., Валеева М.Д., Гафурова О.Г., Газимова М.Г., Газизова А.Ш., Диденко В.С., Дунюшкина И.И., Исаева А.А., Каплана Л.С., Когана Я.М., Латыпова В.Х., Ляпкина П.Д., Мирзаджанзаде А.Х., Мамонова Ф.А., Мищенко И.Т., Мохова М.А., Максимова Р.А., Медведева В.Ф., Репина Н.Н., Сахарова В.А., Тарасова М.Ю., Тронева В.П., Хасанова М.М., Целиковского О.И., Юсупова О.М. и многих других. Основное внимание в исследованиях этих авторов было уделено влиянию на вязкость образуемых эмульсий отдельных факторов, таких как: обводненность, температура жидкости, содержание попутного газа, парафинов и др. Однако вопросы совершенствования промысловых средств измерения вязкости и разработки универсальных методов расчета вязкости оставались открытыми.

### **Цель и задачи работы**

Целью работы является разработка способа измерения и методики расчета вязкости продукции пласта на устье нефтяных скважин в зависимости от ее обводненности, температуры и остаточного содержания растворенного

газа при проектировании скважинной добычи, систем сбора и подготовки высоковязкой нефти.

В соответствии с поставленной целью в диссертационной работе решены следующие задачи:

1. Выполнить анализ условий формирования структуры и дисперсного состава обводненной продукции пласта в стволе скважины, выбор типа средства измерения вязкости жидкости и определение требований к отбору представительных проб водонефтяных смесей непосредственно на устье нефтяных скважин.

2. Разработать усовершенствованные конструкции переносных приборов для измерения вязкости жидкости на устье скважин в диапазоне ее изменения 0,001–2,0 Па·с, а также провести опытно-промысловые испытания вискозиметров на объектах добычи нефти Урало-Поволжья.

3. Провести комплекс лабораторных исследований по совместному влиянию обводненности пластовой жидкости, температуры и количества растворенного газа в нефти на ее вязкость. Разработать методику пересчета вязкости обводненной продукции при различных температурах и содержания растворенного газа на вязкость обводненной продукции в стандартных условиях.

4. Установить закономерность изменения вязкости обводненной продукции пласта при увеличении объема растворенного газа в нефти, а также получить обобщенную статистическую связь вязкости водонефтяной эмульсии с содержаниями воды в жидкости, растворенного газа в нефти и температурой измерения.

### **Научная новизна**

1. Для месторождений Урало-Поволжья экспериментально установлена связь между вязкостью обводненной продукции пласта, измеренной на устье скважин с осредненным ее значением в колонне НКТ скважин, оборудованных УСШН.

2. Экспериментально установлена инвариантность линии наклона

температурной зависимости водонефтяной эмульсии в координатах Вальтера по отношению к обводненности нефти. На базе температурных зависимостей для обводненных нефтей ряда разрабатываемых залежей нефти Республики Татарстан получена универсальная зависимость для расчета вязкости водонефтяной эмульсии при разных значениях ее температуры и обводненности в диапазонах их изменения соответственно 15–55 °С и 0–60 %.

3. Для Арланского нефтяного месторождения получена обобщенная формула для расчёта вязкости продукции скважин при различных значениях обводненности и температуры с учётом остаточного количества растворенного газа.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Теоретическая значимость выполненной работы состоит в обосновании способа получения универсальной зависимости вязкости извлекаемой пластовой жидкости на устье скважины от её обводненности, температуры и содержания растворенного газа. Такая зависимость позволяет рассчитывать вязкость жидкости на скважинах залежи нефти по измерениям вязкости прибором лишь на небольшой группе, включающей 6–10 скважин для получения осредненных значений коэффициентов универсальной зависимости.

Практическая значимость выполненной работы:

1. Усовершенствованы конструкция вискозиметра Гепплера и методика выполнения промысловых замеров вязкости продукции на устье скважин с погрешностью  $\pm 2$  % от измеренного значения.

2. Получен патент RU № 207173 U1 на конструкцию вискозиметра Гепплера и на нефтяных скважинах ЗАО «Алойл» Республики Татарстан проведена апробация методики измерения и расчета вязкости продукции скважины при различных значениях обводненности, температуры и содержания растворенного газа по данным ее измерения прибором на небольшой группе скважин конкретной залежи.

### **Методология и методы исследования**

Методологической основой расчетов в диссертации являются



закономерности изменения вязкости в зависимости от обводненности, температуры и содержания растворенного газа. Применены общеизвестные научные подходы и комплекс существующих базовых методов исследования (формализованный, системный), а также методы научного познания (эксперимент, обработка данных статистическими методами, сравнение, математическое моделирование).

#### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Обоснование и усовершенствование конструкции вискозиметра Гепплера для промысловых измерений вязкости обводненной продукции пласта на устье скважин с удалением свободного газа из забираемой пробы жидкости и ее разгазированием до атмосферного значения давления.

2. Методика получения и универсальная зависимость вязкости скважинной жидкости от обводненности и температуры, позволившие рассчитывать вязкость жидкости по предварительным результатам измерений вязкости на ряде скважин залежи нефти с различной обводненностью и температурой дегазированной пробы жидкости.

3. Результаты опытно-промышленных испытаний промысловых вискозиметров нефти на скважинах Урало-Поволжья.

#### **Степень достоверности и апробации результатов работы**

Основные научные положения, выводы и рекомендации, сформулированные в работе, базируются на экспериментальных и промысловых исследованиях, выполненных с использованием усовершенствованных конструкций вискозиметров и универсальной методики расчета вязкости продукции скважины. Достоверность работы подтверждается согласованностью полученных промысловых измерений с расчетными данными.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле» (г. Октябрьский, 2009, 2017 гг.); Втором международном симпозиуме «Earthsciences: history,

contemporary issues and prospects» (EES, г. Москва, 10 марта 2020 г.); Международной конференции «International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials» (ETSaP, Тюмень, 2020 г.); Международной конференции «Mechanical Engineering, Automation and Control Systems» (MEACS, г. Новосибирск, Россия, 17 сентября 2020 г.); VII Международной конференции «International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering: IPDME-2020» (г. Санкт-Петербург, 2020 г.); Международной научно-практической конференции «AIME 2020 – International Conference: Actual Issues of Mechanical Engineering» (г. Санкт-Петербург, 27–29 октября 2020 г.); Международной конференции «International Conference on IT in Business and Industry» (ITBI-2021, г. Новосибирск, Россия, 2021 г.); 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием (г. Октябрьский, 2021 г.); Международной научно-практической конференции молодых ученых и студентов – 2021 «Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2021» (г. Уфа, 16-17 апреля 2021 г.).

### **Публикации**

Основные результаты работы опубликованы в монографии, 18 научных трудах, в том числе: в 5 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования РФ; в 8 статьях изданий, индексируемых в международных цитатно-аналитических базах Web of Science и Scopus, получен патент.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка использованных источников, включающего 103 наименования, содержит 106 страниц машинописного текста, 25 рисунков, 10 таблиц.

# ГЛАВА 1 КРАТКИЙ АНАЛИЗ СТРУКТУР ДВИЖЕНИЯ ПРОДУКЦИИ ОБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ В СТВОЛЕ И НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ И ПРОБЛЕМЫ ОТБОРА ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ ПРОБ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ИХ ВЯЗКОСТИ

## 1.1 Характер поступления пластовых флюидов на забой обводненных скважин и их движения на участке до приема насоса

Накопленный за многие десятилетия опыт скважинной добычи обводненной нефти показал присутствие на забойном участке ствола скважины столба воды, верхний уровень которого расположен у приема насоса [6, 7, 9, 15]. На начальном этапе эксплуатации скважины этот столб представляет технологическую воду, оставшуюся после строительства и освоения скважины [16]. Впоследствии эта вода быстро замещается попутно добываемой пластовой водой, поступающей на забой вместе с нефтью [17, 18].

На Рисунке 1.1 представлена запись плотности жидкости по глубине скважины № 3426, включающей затрубное пространство, прием насоса и забойный участок ствола скважины. Запись получена с помощью прибора гамма-плотностномера, спускаемого на геофизическом кабеле на забой по затрубному пространству.

Из Рисунка 1.1 следует, что на глубине подвески насоса плотность жидкости скачкообразно возрастает с величины  $800 \text{ кг/м}^3$  до  $1040 \text{ кг/м}^3$ , что свидетельствует о переходе прибора через границу межфазной поверхности раздела жидкостей.

Наличие скачка плотности жидкости на забойном участке ствола скважины наблюдается и при нулевой обводненности продукции. Такая картина свидетельствует об отсутствии условий выноса воды с забойного участка нефтяной фазой из-за малых скоростей ее движения вверх [12, 13, 15].

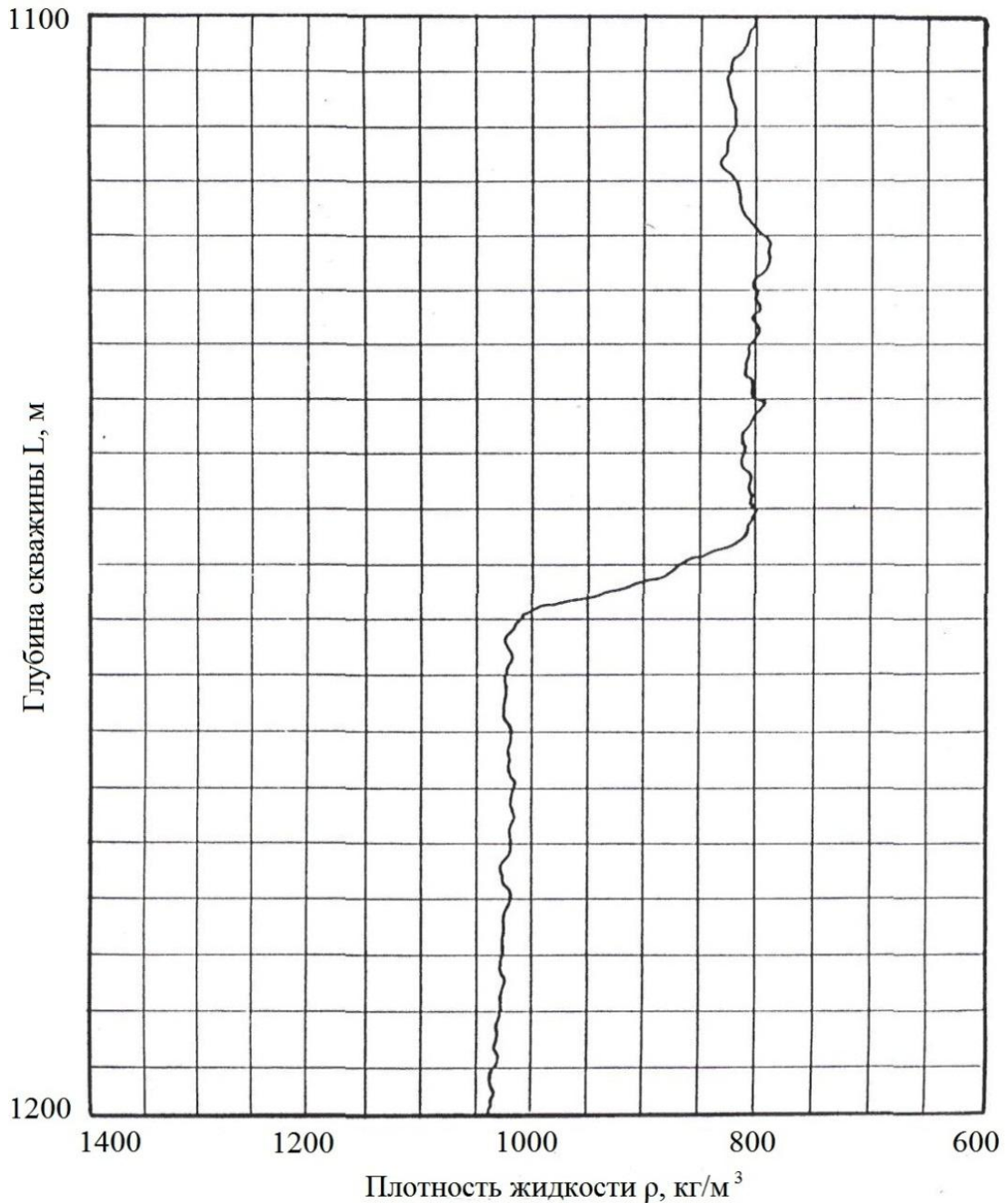


Рисунок 1.1 – Изменение плотности жидкости по глубине скважины

В условиях присутствия воды на забое нефтяная фаза вынуждена поступать из поровых каналов в ствол скважины в виде струек, которые сразу распадаются на глобулы нефти неправильной формы из-за их больших размеров. Прямым подтверждением этому является фотография, показывающая картину поступления нефти в скважину, представленная на Рисунке 1.2 (диаметр эксплуатационной колонны – 168 мм, обводненность – 45 %, дебит по жидкости – 26 м<sup>3</sup>/сут, глубина залегания кровли продуктивного пласта –

1320 м, пласт Д<sub>2</sub>)



Рисунок 1.2 – Фотография поступления нефтяной фазы в скважину

По мере подъема в водной среде глобулы нефти распадаются на более мелкие капли и приобретают уже сферические формы.

Картина поступления нефтяной фазы на забой говорит об отсутствии смесеобразования из-за отсутствия прямой эмульсии «нефть в воде». Такое состояние жидкости характеризуется ее крайней неустойчивостью к расслоению[19]. Совершенно очевидно, что интенсивное смешение пластовых жидкостей и образование эмульсий различной степени устойчивости происходит уже либо в погружном насосе в скважинах с установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), либо в колонне насосно-компрессорных труб в скважинах с УСШН (установки скважинных штанговых насосов). Высокая степень турбулизации потока смеси приводит к интенсивному диспергированию жидкостей в рабочих колесах ступеней УЭЦН [20, 21]. Вопросам эмульгирования жидкостей посвящены классические труды Клейтона В., Ши Г.Б., Шермана Ф.[22–24], в которых они опубликовали основные положения диспергирования капель в потоке под действием сдвиговых напряжений или турбулентных пульсаций.

Отбор пробы такой жидкости приведет к моментальному расслоению водонефтяной смеси на составляющие фазы и замер вязкости обводненной нефти станет некорректным.

Учитывая большой объем водной фазы на забое в сравнении с объемом нефтяной фазы, всплывающей в этом объеме воды, прямая эмульсия «нефть в воде» содержит гораздо большее количество воды в единице объема жидкости в сравнении с количеством воды в пробе жидкости, отобранной на устье скважины. Иными словами, на забойном участке колонны истинное содержание нефти имеет небольшое значение. Расходное содержание нефти в воде будет чуть больше из-за присутствия на забойном участке относительной скорости всплытия нефти в воде, т.е. потока дрейфа[12, 15].

### **1.2 Изменение дисперсной структуры и вязкости обводненной нефти в насосном подъемнике скважины и связь между дисперсностью и вязкостью эмульгированной жидкости**

На устье нефтяных скважин обводненная продукция представляет собой достаточно устойчивую водонефтяную эмульсию обратного типа с небольшим объемом расслоившейся воды до значений содержания водной фазы порядка 0,6–0,7 д.ед.[9, 25–28]. Такая картина связана с присутствием в образующихся эмульсиях обратного типа крупной (более 200 мкм) фракции эмульгированной водной фазы, которая при остановке движения смеси достаточно быстро седиментирует и расслаивается с нефтью [29–34].

При большем содержании воды происходит инверсия фаз и переход водной фазы в сплошную среду. Отбор проб прямых эмульсий сопровождается уже быстрым расслоением жидкостей в течение нескольких секунд[35–38]. Поэтому отбор пробы такой неустойчивой смеси на устье скважины и измерение ее вязкости является некорректным.

Образованию эмульсий обводненной нефти в погружном электроцентробежном насосе были посвящены работы[12, 39, 40].

В работе [39] было показано завершение образования тонкодисперсной структуры эмульсии обратного типа примерно на 40-ой ступени насоса. При прохождении первых 40 ступеней УЭЦН-100-900 происходит интенсивное диспергирование обводненной продукции пласта с одновременным ростом ее вязкости. В последующих ступенях насоса существенного изменения дисперсной структуры не происходит из-за недостаточной энергии диспергирующих звеньев – рабочих колес насоса.

Исследования были проведены на девонской нефти пласта Д<sub>1</sub> Туймазинского месторождения, а размеры образующихся капель соответствовали диапазону 0,1–2,0 мкм.

Образование эмульсий из угленосных нефтей в скважинах с УЭЦН происходит в менее интенсивных режимах из-за большей вязкости нефти, а размеры капель водной фазы составляют уже диапазон примерно от 2 до 10 мкм [12, 13]. Диапазон изменения подачи исследованных скважин с УЭЦН при этом составил 30–60 м<sup>3</sup>/сут.

Динамическая вязкость пластовой продукции, замеренная на устье скважины, согласно [26], располагается в пределах от 42 мм<sup>2</sup>/с ( $B = 0,12$ ) до 58 ( $B = 62,4$ ), где  $B$  – объемное количество воды в эмульсиях в %.

Структура эмульгированной нефти в колонне НКТ в скважинах с УЭЦН практически не меняется из-за того, что источником образования мелкодисперсных систем в скважинах являются сами насосы. Ниже приведены результаты исследований, подтверждающих такой вывод.

Эмульгирование водонефтяной смеси происходит за счет высоких скоростей вращения лопаток насоса с небольшими поперечными размерами дисков, рабочих колес, создающих высокую турбулизацию и перемешивание водонефтяных смесей.

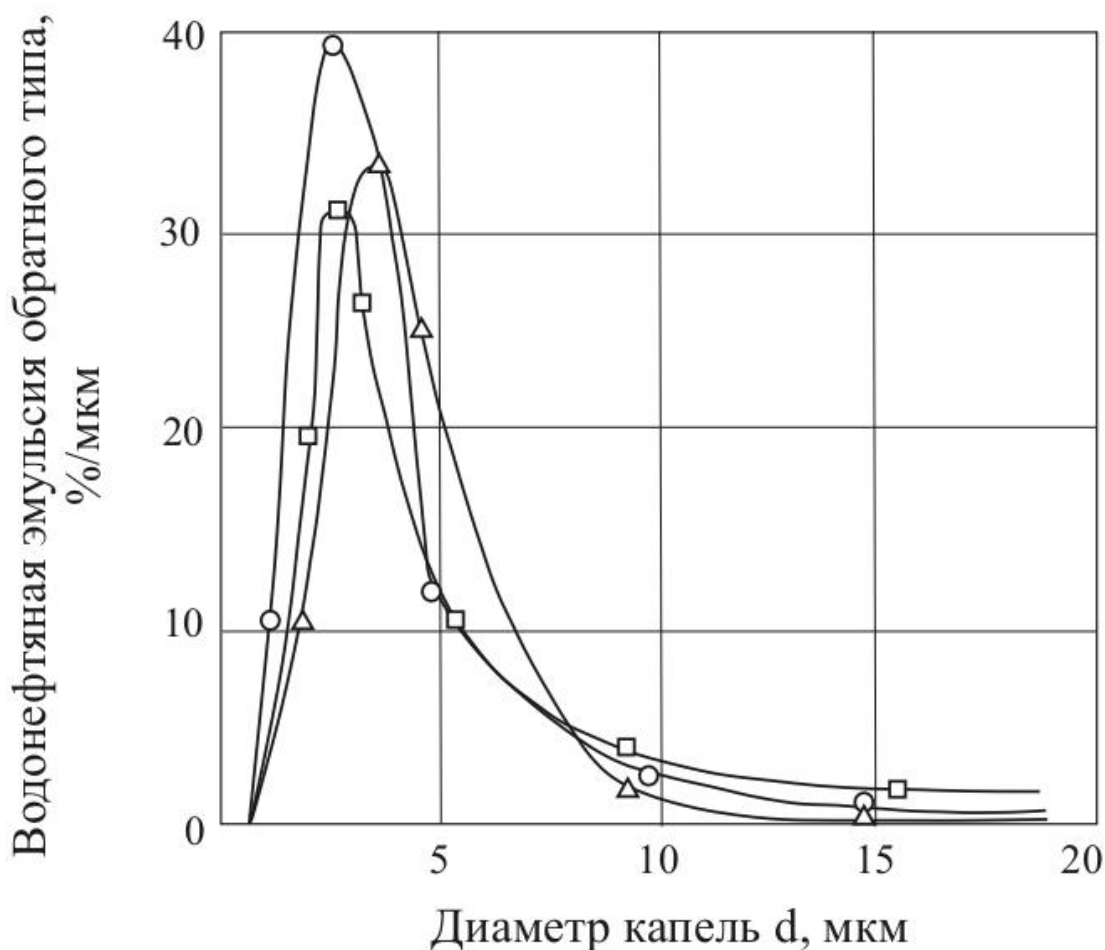
В работах [7, 17] приведены результаты исследования глубинных проб жидкости на разных глубинах НКТ в скважинах с УЭЦН. Пробы отбирались пробоотборником с проточной камерой на устье скважины, а также с глубин 200 и 1050 м. По микрофотографиям эмульсий строились дифференциальные

кривые распределения капель водной фазы по размерам (Рисунок 1.3).

Дифференциальные кривые, представленные на этом рисунке, показывают примерно одинаковый характер распределения капель по размерам с максимально вероятным диаметром капель: 3,5; 2,6 и 2,5 мкм. Кривые получены при анализе жидкости в скважинах, оборудованных ЭЦН5-60-2200.

Практически одинаковый диапазон изменения дисперсного состава эмульсий на устье и в колонне НКТ подтверждает практически одинаковую вязкость в этих зонах.

Для скважин, оборудованных насосами ЭЦН5-125-2400, кривые распределения капель по размерам имеют одинаковый порядок.



глубина отбора проб жидкости в НКТ:

$\Delta$  – 1000 м;  $\square$  – 200 м;  $\circ$  – 0 м (устье скважины)

Рисунок 1.3 – Результаты экспериментов на скважине № 3228



Наиболее интенсивное эмульгирование нефти в УЭЦН происходит на месторождениях Западной Сибири с малыми значениями вязкости нефти. К примеру, на Когалымской группе месторождений образующиеся в УЭЦН эмульсии имеют уже заметную вязкость, порядка 130 мПа·с при стандартной температуре 20 °С. В Таблице 1.1 сведены данные по значениям вязкости нефтяной эмульсии Повховского нефтяного месторождения, отобранной с устья скважины № 1120, эксплуатируемой УЭЦН-80 [12, 13]. Динамическое значение вязкости измерялось вискозиметром «Реотест 2» при различных вращениях вала прибора и температурах в лабораторных условиях.

Ввиду небольшого значения минерализации воды и ее плотности (1007 кг/м<sup>3</sup>), а также высокой степени дисперсности водной фазы эмульсии, образуемой в УЭЦН, нефть и вода не расслаивались в состоянии покоя в течение суток и более.

Таблица 1.1 – Значения динамической вязкости эмульсии, отобранной с устья скважины № 1120

Число оборотов вала прибора, мин <sup>-1</sup>	Температура, °С				
	2	6	12	16	22
	Вязкость, мПа·с				
4	980	620	389	349	310
6	802	500	341	279	259
8	602	431	281	250	209
16	538	358	249	229	180
28	419	388	210	179	140
44	339	279	189	124	119
80	301	239	171	109	95
140	260	211	139	104	89
150	209	169	119	101	75

Примечательно, что, согласно полученным экспериментальным данным, при скоростях сдвига в зазорах ротационного прибора менее  $10 \text{ с}^{-1}$ , наблюдается значительное увеличение эффективной вязкости эмульсий по нелинейному закону, а при скоростях сдвига больше указанной величины это изменение носит линейный характер [33, 41–45].

С ростом температуры исследуемых жидкостей изменения вязкости с ростом градиента скорости течения в диапазоне более  $10 \text{ с}^{-1}$  уже незначительны [46, 47].

В скважинах УСШН интенсивность эмульгирования водонефтяной смеси в подземном оборудовании существенно зависит от вязкости исходной нефти и режима отбора жидкости.

Из Таблицы 1.2, полученной в работе [12], видно, что диаметр капель водной фазы эмульгированной продукции пласта для Урало-Поволжья составляет  $10 \dots 35 \text{ мкм}$ . При этом вязкость образуемых эмульсий «вода в нефти» возрастает с ростом интенсивности эмульгирования, или иными словами, с уменьшением диаметра эмульгированных капель воды. Исследования показали, что интенсивность эмульгирования нефти в скважинах с УСШН значительно ниже в сравнении с УЭЦН. Учитывая, что колонны штанг были скомпонованы, в основном, из 19 и 22 мм штанг и небольшой разброс режимных параметров УСШН, их влияние практически не отразилось на дисперсной структуре эмульсий.

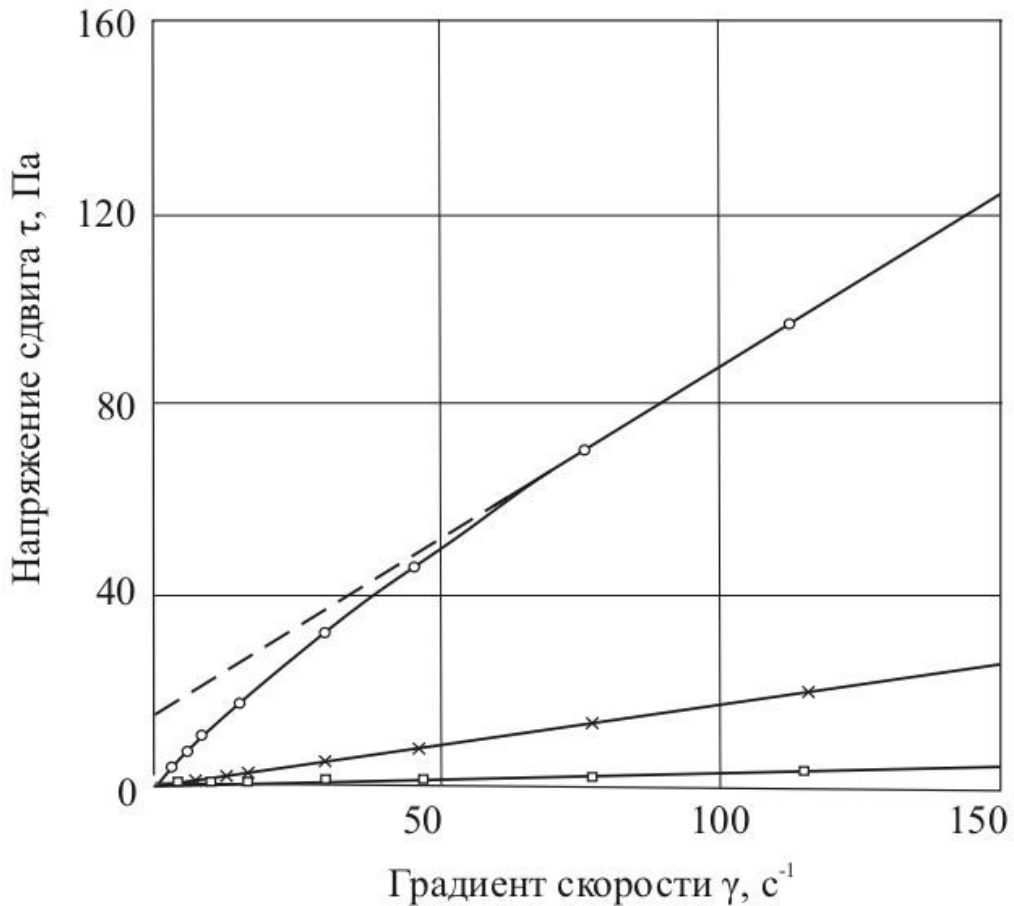
На вязкость образуемых эмульсий оказывает влияние диаметр капель водной фазы. Это влияние наиболее существенно при средних размерах капель менее  $50 \text{ мкм}$ . При диаметрах капель менее  $10 \text{ мкм}$  вязкость продукции в интервале обводненности  $0,6 \dots 0,7$  может возрасти кратно.

Образуемые эмульсии Урало-Поволжья в интервале обводненности могут в определенных условиях проявлять неньютоновские свойства [33, 44, 48, 49].

Кривые течения высоковязких нефтей этого региона в интервалах вязкости нефти  $\mu_{20} = 30 \dots 160 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  и градиентов скорости  $100 \dots 300 \text{ с}^{-1}$ , показывающие их ньютоновское поведение, приведены на Рисунке 1.4 [12, 13].

Таблица 1.2 –Значения параметров работы оборудования УСШН и данные о дисперсной структуре и вязкости нефтяных эмульсий в скважинах Арланского нефтяного месторождения

Номер скважины	Обводненность, д.ед.	Число ходов, 1/мин	Длина хода, м	Длина ступеней, м			Степень размерности, %	Вязкость, $10^{-6}$ м <sup>2</sup> /с	Средний диаметр капель, мкм
				1 ступень	2 ступень	3 ступень			
1	0,72	7	2,5	-	907	-	9	205	24
2	0,49	6,0	2,5	632	494	-	4	424	25
3	0,48	6,5	3,0	792	183	-	3	230	30
4	0,51	6,0	3,0	8	685	104	0	180	19
5	0,69	5,0	2,1	-	928	131	4	290	24
6	0,68	6,5	2,4	-	630	450	14	275	26
7	0,70	6,5	2,5	290	698	82	15	305	22
8	0,44	6,50	3,0	1140	60	-	2	175	25
9	0,46	6,5	2,5	-	878	256	0	170	19
10	0,57	6,0	3,0	1118	72	-	4	235	28
11	0,72	6,5	2,5	-	802	88	18	175	27
12	0,49	6,5	2,5	110	312	558	0	205	20
13	0,53	6,5	3,0	658	510	-	14	235	30
15	0,48	6,5	3,0	252	858	-	0	175	24
16	0,54	6,5	2,5	694	400	-	12	255	29
17	0,69	6,0	2,5	-	870	-	18	148	20
18	0,59	6,5	2,4	492	678	-	12	270	25
19	0,48	8,5	2,7	744	422	-	0	185	25
20	0,60	8,0	3,0	1144	-	-	6	365	30
21	0,67	5,5	2,4	-	850	-	6	200	29
22	0,69	6,0	3,0	252	850	-	11	249	28
23	0,64	6,5	3,0	-	870	-	12	435	30
24	0,75	7,5	2,7	-	842	-	29	205	32
25	0,65	7,0	2,4	-	8	840	0	475	15
26	0,49	6,5	2,5	560	512	-	0	215	25



обводненность эмульсии:  $\square$  – 0 д.ед.;  $\times$  – 0,35 д.ед.;  $\circ$  – 0,65 д.ед.

Рисунок 1.4 –Кривые течения дегазированных эмульсий Арланского месторождения при различной обводненности

При содержании воды в пластовой жидкости порядка 0,55...0,75 проявляется межкапельное (контактное) взаимодействие в сдвиговом поле потока жидкости, приводящее к их деформации и повышению эффективной вязкости [50–52]. На Рисунке 1.4 такое взаимодействие видно по кривой 3, полученной при измерениях вязкости эмульсии при значении обводненности 0,65. Реологическое поведение такой эмульсии хорошо описывается моделью псевдопластичной жидкости Оствальда де Валле [12, 13].

В приведенном исследовании также показано, что с увеличением вязкости дисперсионной среды эмульсий (нефти)возрастает вязкость обводнённой продукции[12, 53, 54].

На месторождении «Русское» в Тюменской области при обводнении нефти порядка 0,3 происходило увеличение вязкости жидкости в 5–10 раз [55]. В

работах [6, 7, 25] было установлено, что на Арланском месторождении Республики Башкортостан вязкость обводненной нефти на устье одной из скважин с УСШН достигла  $780 \text{ мм}^2/\text{с}$ .

Более высокой вязкостью на устье скважин обладала обводненная нефть Радаевского месторождения. Измеренное значение вязкости достигало величины около  $2,9 \text{ Па}\cdot\text{с}$  в диапазоне температур  $18\text{--}20^\circ\text{C}$  [12]. Вязкость же безводной нефти, измеренная в стандартных условиях нефти, соответствовала порядку  $0,35 \text{ Па}\cdot\text{с}$ .

В работах [6, 7, 9] было показано, что эмульгирование обводненной нефти и рост ее вязкости происходит в колонне НКТ муфтовыми соединениями штанговых колонн.

Согласно экспериментальным исследованиям зарубежных авторов картина формирования дисперсных структур эмульсий аналогична описанным выше. Особую сложность представляют эмульсии тяжелых нефтей с плотностью нефти более  $920 \text{ кг}/\text{м}^3$  [29, 41, 42, 55–62]. В Таблицу 1.3 сведены опытные данные замеров вязкости безводных нефтей и их эмульсий, отобранных из манифольдных линий скважин нескольких месторождений Российской Федерации [12, 13]. Измерения проведены в лабораторных условиях на реовискозиметрах «Реотест 2». Практически во всех случаях имеет место значительное превышение вязкости эмульсий над вязкостью безводных нефтей этих месторождений.

На других месторождениях высоковязкой нефти Российской Федерации степень роста вязкости эмульсий примерно аналогична данным Таблицы 1.3. В среднем имеет место 3–5-кратный рост вязкости. Однако, для нефти очень высокой вязкости, к примеру, Усинского месторождения Республики Коми с вязкостью около  $3000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  вязкость эмульсий на устье скважин составляет около  $3200 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Причиной малого роста вязкости эмульсии является необходимость приложения значительной мощности для образования эмульсий с дисперсностью, аналогичной образующимся эмульсиям других месторождений.

Таблица 1.3 – Опытные значения вязкости безводных нефтей и их эмульсий при температуре нефти 20 °С

Залежь, площадь, месторождение	Стандартная плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость сепарированной нефти, мПа·с	Доля воды в продукции	Вязкость обводненной нефти, мПа·с
Арланское	890	32	0,60	315
Карача-Елгинское	905	35	0,59	259
Таймурзинское	910	34	0,62	275
Чекмагушевское	900	45	0,55	230
Шафрановское	920	125	0,50	1450
Вятская площадь	900	45	0,59	223
Гареевское	835	28,2	0,32	185
Кушкульское	890	35	0,48	220

Поведение нефтяных эмульсий имеет отличительные особенности по сравнению с безводными нефтями.

При образовании нефтяной эмульсии обратного типа (в/н) асфальтосмолистые вещества в силу своей активности концентрируются на межфазной поверхности, образуя так называемый бронирующий адсорбционный слой, препятствующий коалесценции капель воды при их соударении в потоке.

При исследованиях вязкости нефтяных эмульсий, диспергированные водные капли рассматриваются как твердые сферические частицы, т.е. деформация и циркуляция внутри капли не учитываются.

Присутствие в потоке жидкости в трубопроводе сферических частиц сопровождается увеличением гидравлических сопротивлений вследствие появления дополнительных напряжений трения на межфазной поверхности

эмульсии. С ростом обводненности нефти, а следовательно, межфазной поверхности, увеличивается и энергия на преодоление сопротивлений.

В качестве иллюстрации приведен график (Рисунок 1.5) зависимости эффективной вязкости эмульсии Арланского месторождения от содержания воды. Пробы эмульсии отбирались на устье добывающих скважин НГДУ «Арланнефть» и «Южарланнефть». Значения обводненности приведены в долях единицы.

Вязкость определялась на вискозиметре «Реотест-2» при градиенте сдвига  $300\text{с}^{-1}$ . Касательная 1 к полученной кривой зависимости 2 показывает степень роста вязкости эмульсии при увеличении обводненности нефти. Очевидно, вязкость эмульсии, которую можно обозначить «идеальной», вполне подчиняется известной формуле А. Эйнштейна. Область существования такой эмульсии по обводненности невелика и не превышает 10 %, и она предполагает отсутствие соударения капель дисперсной фазы в потоке.

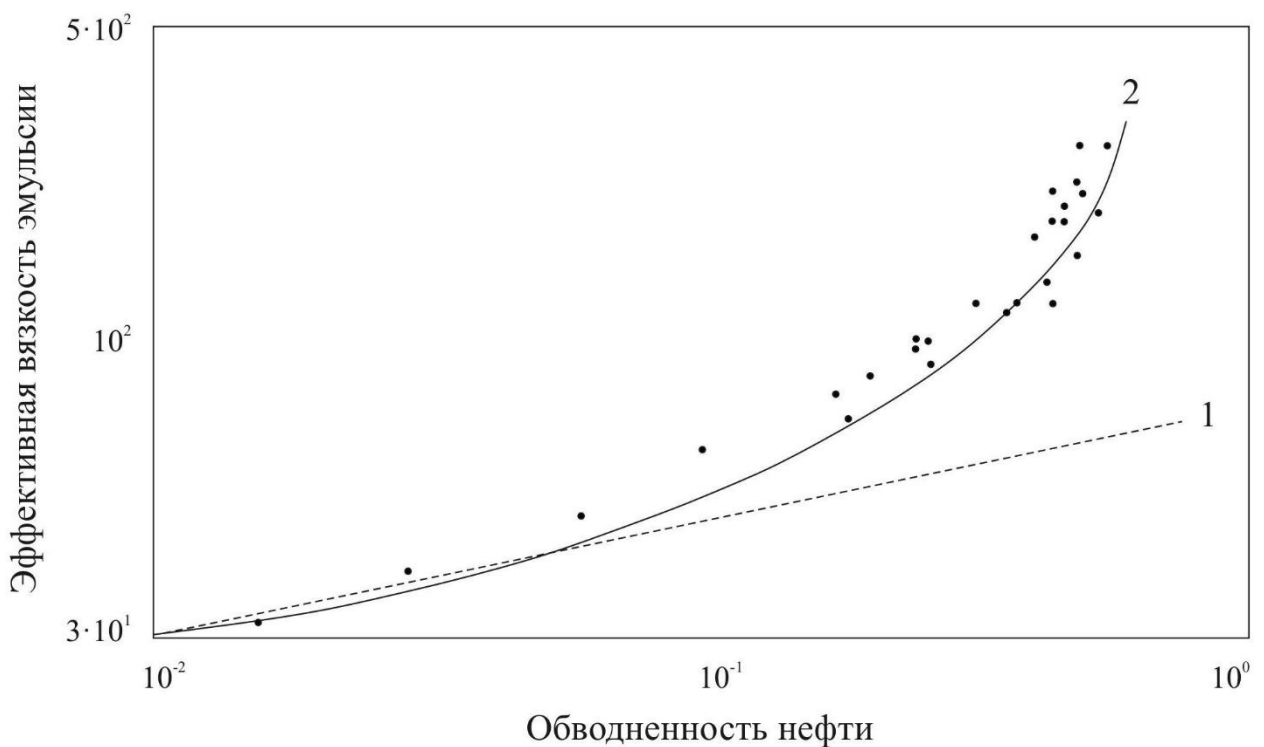


Рисунок 1.5 – Зависимость вязкости нефти от обводненности  
(Арланское месторождение)

При дальнейшем росте обводненности наступает отклонение фактической кривой 2 от зависимости 1, вызванное начавшимся процессом соударения капель и возникновением дополнительных сопротивлений. С ростом обводненности этот процесс все более усиливается, многократно увеличивая эффективную вязкость эмульсии.

В высокоцентрированных нефтяных эмульсиях при содержаниях дисперсной фазы более 55% стесненное движение капель становится преобладающим в процессе роста вязкости эмульсии.

Далее при обводненности более 75% наступает инверсия фаз и резкое снижение вязкости. Кривая 2 на Рисунке 1.5 имеет существенный разброс экспериментальных точек, причиной которого явились различные условия и интенсивность эмульгирования нефти.

Для оценки влияния диаметра капель на вязкость обратных эмульсий были проведены лабораторные исследования с помощью обычной мешалки. Исследовались различные водные концентрации эмульсий нефти Арланского месторождения на различных оборотах мешалки. Определение средневзвешенного диаметра водных капель производилось с помощью микрофотографирования. Эффективное значение вязкости определялось замерами на приборе «Реотест-2» при градиентах сдвига  $300\text{с}^{-1}$ .

На Рисунке 1.6 в логарифмических координатах представлены зависимости вязкости от средневзвешенных диаметров капель эмульгированной водной фазы. Из рисунка видно, что с увеличением обводненности влияние диаметра капель на вязкость возрастает. К примеру, при уменьшении диаметра капель с 50 до 10 мкм вязкость эмульсии с водосодержанием 0,6 возрастает с 225 до 500 мПа·с, т.е. более, чем в 2 раза. При снижении обводненности влияние диаметра капель уменьшается. К примеру, при обводненности 0,3 то же изменение диаметра капель приводит к росту вязкости лишь с 75 до 100 мПа·с.



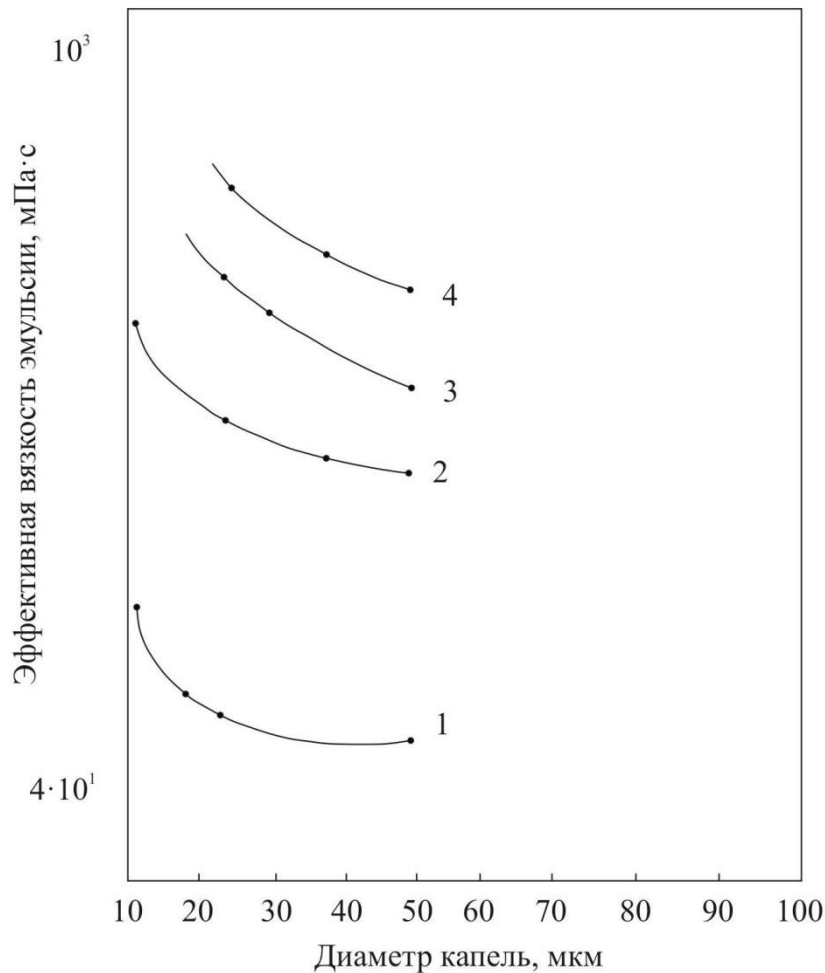


Рисунок 1.6 – Зависимость эффективной вязкости эмульсии от диаметра капель при водосодержаниях: 1-0,3; 2-0,5; 3-0,6 и 4-0,7

При увеличении диаметра водных капель более 60 мкм, влияние этого показателя на вязкость становится несущественным.

Причина влияния размера капель на сдвиговые напряжения в эмульсиях, очевидно, связана с изменяющейся величиной давления Лапласа внутри капли, обратно пропорциональной радиусу. В высококонцентрированных эмульсиях при контактном взаимодействии капель в потоке жидкости с ростом лапласовского давления уменьшается деформация капель. Иными словами, на деформацию малой капли требуется бóльшаязатрата энергии, чем большóй. Поведение капель малого диаметра подобно твердому шару и приводит к росту усилий на деформацию объема жидкости.

В слабokonцентрированных эмульсиях из-за отсутствия контактного

взаимодействия между каплями эффект влияния их диаметра на вязкость ослабевает.

Согласно [12], на основе баланса сдвиговых напряжений и капиллярного давления внутри капли, можно оценить ее диаметр  $d_k$ :

$$d_k \approx \sigma / \mu\gamma, \quad (1.1)$$

где  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границе фаз;  $\mu$  – вязкость дисперсионной среды (нефти);  $\gamma$  – градиент скорости в окрестности капли.

В работе [12] также показано, что в интервале 30–120 мПа·с влияние вязкости нефти на дисперсность невелико. Параметр  $\sigma$  по месторождениям высоковязких нефтей (ВВН) меняется в пределах 20–28 мН/м. Поэтому основное влияние на конечную структуру эмульсии будет оказывать градиент скорости. Таким образом, можно записать:

$$d_k = c\gamma^{-\beta}, \quad (1.2)$$

где  $c, \beta$  – опытные числа.

Градиент скорости пропорционален скорости движения штанговой колонны и обратно пропорционален зазору между насосно-компрессорными трубами и штангами. Таким образом, можно записать:

$$d_k = C \left( \frac{V}{\Delta} \right)^{-\beta}, \quad (1.3)$$

где  $V = \omega S/2$ ;  $\omega = \pi\eta/30$ ;  $\Delta = D_t - d_{шт}$ ;  $\eta, S$  – число ходов и длина хода станка – качалки;  $D_t$  – диаметр труб (внутренний);  $d_{шт}$  – диаметр штанг,  $V/\Delta$  – градиент скорости.

Для установления числовых показателей (1.3) были произведены замеры диаметров капель проб эмульсий на устье скважин ряда месторождений Урало-Поволжья и Казахстана (Кенкиякское, Лудошурское, Шафрановское, Хмелевское, Байсаровское, Гремихинское).

На Рисунке 1.7 представлена экспериментальная зависимость  $d_k$  от  $\gamma$ , полученная для указанных месторождений. Зависимость описывается формулой

$$d_k = 107,5 \left( \frac{V}{\Delta} \right)^{-0,68}. \quad (1.4)$$

Формулу (1.4) можно использовать для расчетов устойчивости движения водонефтяных смесей в трубах.

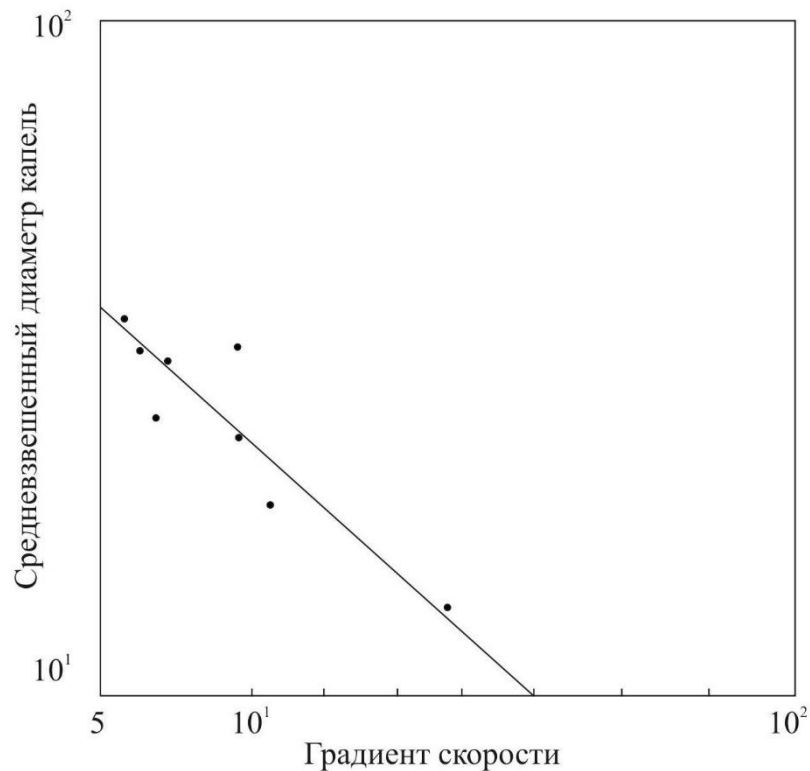


Рисунок 1.7 – Зависимость средневзвешенного диаметра капель эмульсий от градиента скорости

### **1.3 Связь между вязкостью обводненной нефти на устье скважины с осредненным ее значением в колонне насосно-компрессорных труб при различных способах механизированной добычи**

Обоснование и выбор насосного оборудования для отбора жидкости повышенной вязкости из скважин обычно производится на основе измерений вязкости проб жидкости, отобранной из манифольдной линии скважины [12]. Далее по данным измерений вязкости отобранных проб в лабораторных условиях производят расчеты гидродинамических сопротивлений движению штанговой колонны, влияющих в общем случае на нагрузки в точке подвеса колонны. Величина вязкости закладывается в расчеты конструкции колонны штанг и технологического режима работы штангового насоса. Для более

точных расчетов нужно оценить вязкость обводненной нефти в колонне насосно-компрессорных труб на базе измерения вязкости на устье скважины. Связь между вязкостями жидкости на устье скважины и ее осредненным значением в колонне НКТ позволяет с достаточной точностью рассчитать гидродинамическое трение в подземном оборудовании скважин с УСШН. Проектирование насосной добычи нефти повышенной вязкости будет производиться, таким образом, на базе законов гидродинамического трения колонны штанг в жидкости, определяющего баланс нагрузок на оборудование.

В исследованиях и патентах [9, 35, 63–65] описаны методики определения вязкости в колонне НКТ, полученные с помощью поинтервального измерения перепада гидродинамического давления по глубине НКТ глубинными манометрами, спущенными в скважину на колонне штанг с полыми муфтами со сквозными отверстиями для сообщения манометров с полостью НКТ. По измеренным данным перепада гидродинамического давления и формулам гидравлических сопротивлений рассчитывалась вязкость обводненной нефти в интервале установки каждого манометра. Перед спуском приборов рассчитывается осредненное значение вязкости нефти в колонне НКТ по динамограмме работы насосов.

В скважины для записи давления жидкости спускались на разные глубины манометры МГН-2/160. Величина разности гидродинамических давлений, фиксируемых двумя соседними глубинными приборами, представляет искомый перепад давления на каком-либо интервале глубины НКТ [12, 13].

Для интервалов глубин колонны НКТ между двумя соседними манометрами введены следующие зависимости:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \Delta P_1 = \mu_1 K_4; & \text{I интервал} \\ \Delta P_2 = \mu_2 \cdot K_4; & \\ \dots \dots \dots & \text{II интервал} \\ \Delta P_i = \mu_i A_1 K_4; & \\ \dots \dots \dots & \\ \Delta P_k = \mu_k A_1 A_2 K_4, & \text{III интервал} \end{array} \right. \quad (1.5)$$

где  $\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_i, \Delta P_k$  – перепад гидродинамического давления в колонне НКТ для ступеней штанговой колонны по порядку, начиная с верхней;

$\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_i, \mu_k$  – вязкость нефти различных интервалов глубин НКТ;

$A_1, A_2$  – сомножители при переходе с верхней ступени на нижнюю.

В работе [12] приведены экспериментальные значения указанных сомножителей для различных размеров НКТ и штанг.

В эксперименте, проведенном на скважине № 803, интервал между установленными манометрами составлял около 160 м. Величина коэффициента  $K_4$  в формулах (1.5) имеет почти одинаковое значение в связи с малой зависимостью трения штанг в жидкости при ходе колонны штанг вниз от наклона ствола скважины к вертикали [12].

Путем исключения сомножителя  $K_4$  из системы уравнений (1.5) можно записать:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \mu_1 \sim \Delta P_1; \\ \mu_2 \sim \Delta P_2; \\ \dots \dots \dots \\ \mu_i \sim \Delta P_i; \\ \dots \dots \dots \\ \mu_k \sim \Delta P_k. \end{array} \right. \begin{array}{l} \text{I интервал} \\ \\ \text{II интервал} \\ \\ \text{III интервал} \end{array} \quad (1.6)$$

С помощью описанной методики и проведенных измерений получен ряд значений перепада давления  $\Delta P$  по глубине НКТ и построена кривая 2, огибающая полученные поинтервальные значения перепада давления. Далее рассчитывается и строится прямоугольник с площадью, равной площади между полученной кривой и вертикальной осью графика. Горизонтальная сторона полученного прямоугольника будет соответствовать осредненному значению вязкости нефти в колонне НКТ.

На скважине № 803 после сопоставления вязкости жидкости на устье и осредненной вязкости  $\mu_{cp}$  по глубине НКТ авторами [9, 12] получено соотношение:

$$\mu_{cp} = 0,69\mu_y, \quad (1.7)$$

где  $\mu_y$  – вязкость жидкости, измеренная на устье скважины, Па·с.

Таким образом, вязкость, измеренная на устье скважины, согласно (1.7), существенно выше осредненной вязкости жидкости в колонне НКТ. Это свидетельствует главным образом о том, что в колонне НКТ выделяется из нефти растворенный газ из-за снижения давления по мере подъема нефти, который вносит существенную разницу в значения вязкости.

Аналогичные исследования были проведены на скважинах № 1518, 1521, 1522, 1171 и 1504, которые позволили получить идентичные зависимости осредненной вязкости нефти в колонне НКТ от вязкости нефти на устье скважин.

Для ряда месторождений северо-запада Республики Башкортостан (Арланское, Манчаровское и Чекмагушевское) при дебитах скважин 7,5–15,0 м<sup>3</sup>/сут с обводненностью продукции 0,45–0,65 автором экспериментально получена обобщенная зависимость осредненной вязкости жидкости в НКТ от вязкости жидкости на устье скважин с погрешностью  $R^2=0,74$  (Рисунок 1.8):

$$\mu_{cp} = 1,15\mu_y - 0,1. \quad (1.8)$$

Зависимость (1.8) получена путем измерения величин гидродинамического трения колонны штанг в жидкости при ее ходе вниз на месторождениях нефти с вязкостью 30–160 мПа·спо динамограммам нагрузок УСШН по формуле, приведенной в работах [9, 12, 13].

Формула (1.8) показывает, что с ростом вязкости жидкости на устье осредненное значение вязкости жидкости в НКТ также возрастает, стремясь в пределе при очень больших значениях вязкости на устье к единице. Зависимостью (1.8) можно пользоваться для расчета гидродинамических нагрузок на насосное оборудование по измеренному значению вязкости эмульсии на устье скважины.

В скважинах с УЭЦН осредненное значение вязкости нефти в НКТ имеет одинаковый порядок с вязкостью нефти на устье, согласно Рисунка 1.8, поскольку эмульгирование обводненной нефти завершается уже в насосе и подъем продукции в НКТ происходит без каких-либо изменений дисперсной

структуры и вязкости жидкой фазы смеси.

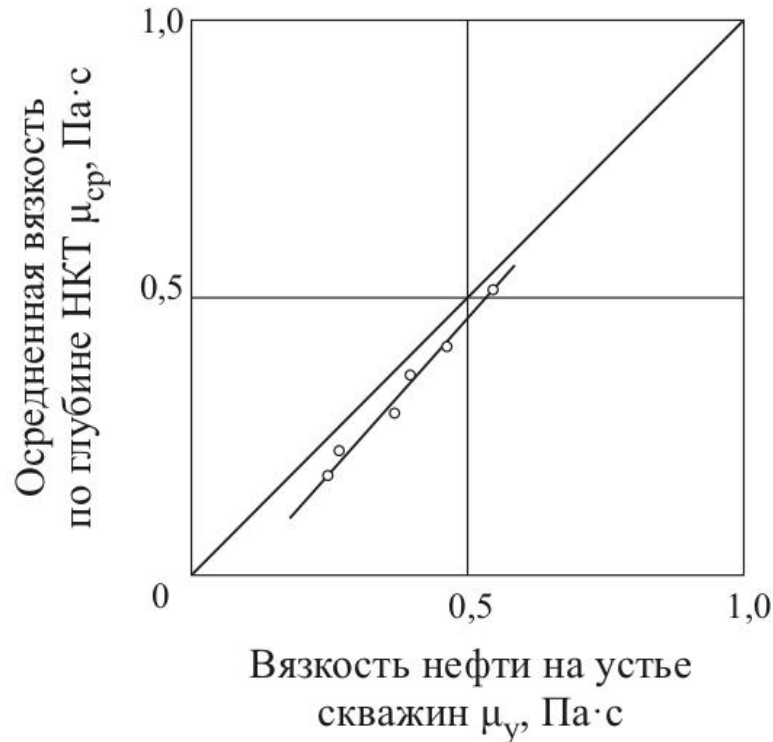


Рисунок 1.8 – Зависимость осредненной вязкости по глубине НКТ ( $\mu_{ср}$ ) от вязкости нефти на устье скважин ( $\mu_у$ )

#### 1.4 Проблемы отбора пробы неустойчивых водогазонефтяных смесей на скважинах и последующего измерения ее вязкости

При отборе пробы продукции скважины с целью измерения ее вязкости необходимо принимать во внимание следующее:

1. Из отобранной пробы жидкости необходимо удалить свободную газовую фазу, выделившуюся из нефти при снижении давления в период подъема продукции по колонне НКТ. Независимо от принципа измерения вязкости присутствие свободного газа в измеряемой среде недопустимо по причине незаполнения рабочей емкости вискозиметра исследуемой жидкостью. Это касается ротационных вискозиметров различного типа: приборов Гепплера, капиллярных приборов с нагнетаемой жидкостью и капиллярных трубок для слива жидкости под атмосферным давлением и т.д. Расслоение газа и жидкости приводит к дефициту (неполному заполнению камеры прибора) измеряемой

жидкости из-за ее расслоения с газом.

2. Малое (менее 0,30) содержание нефти в пробе жидкости приводит к очень быстрому расслоению нефти и воды. Замер вязкости такой смеси будет некорректным, поскольку ее течение в НКТ или горизонтальном трубопроводе происходит с перемешиванием и смесеобразованием, изменяющими вязкость смеси в сравнении с вязкостями как нефти, так и воды[66–68].

3. Подавляющее большинство вискозиметров предполагает измерение вязкости жидкости под атмосферным давлением[8, 69–74]. При этом пробу жидкости необходимо разгазировать до атмосферного давления. Но измеренные значения вязкости дегазированной нефти будут превышать значение вязкости нефти с оставшимся количеством растворенного газа. Поэтому в расчеты гидравлических сопротивлений необходимо вводить поправку на содержание растворенного газа, что выполнить достаточно сложно ввиду недостаточного количества экспериментальных исследований.

4. При выполнении измерений вязкости непосредственно на устье скважины необходимо максимально сохранять температуру отбираемой среды. Для этого необходимо покрывать корпус прибора эффективным теплоизоляционным материалом. При этом время измерений должно быть доведено до минимума.

5. При выполнении исследований должен быть обеспечен перерасчет вязкости, измеренной при рабочих температуре и давлении в точке отбора пробы на вязкость и давлении в стандартных условиях ( $P=101,3$  кПа,  $T=20^{\circ}\text{C}$ ).

Соблюдение перечисленных условий требует разработки не только простого и надежного средства измерения, но и методики отбора пробы и пересчета измеренной вязкости жидкости.

## **Выводы по главе 1**

1. Определены основные задачи измерения вязкости добываемой продукции на скважинах при добыче нефти повышенной вязкости на



обводненных залежах.

2. Выполнен анализ формирования структуры потока продукции пласта в стволе и на устье скважин с различными способами добычи, и определение условий измерения вязкости представительной пробы жидкости.

3. Экспериментально установлена связь между вязкостью жидкости на устье скважины с УСШН и осредненной вязкостью продукции в колонне НКТ для проектирования и расчетов технологических режимов работы насосного оборудования.

4. Установлены основные проблемы отбора пробы и измерения вязкости продукции обводненных пластов, а также разработки методики ее пересчета на стандартные условия.

## **ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА ПЕРЕНОСНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ПРИБОРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ОБВОДНЕННОЙ ПРОДУКЦИИ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ПРИНЦИПА ГЕППЛЕРА**

### **2.1 Классификация и анализ известных методов измерения вязкости жидкости**

Для измерения вязкости жидкости в мировой практике известен достаточно широкий круг приборов, основанных на разнообразных принципах создания градиентов течения и регистрации напряжений трения.

Условно все известные принципы измерения можно разделить на два больших класса, один из которых основан на создании относительного движения какого-либо тела и жидкости за счет разности их плотностей и позволяющий измерять кинематическую вязкость среды. К нему относятся: вискозиметры с истечением жидкости через калиброванные капилляры под действием силы тяжести; вискозиметры типа Гепплера с катящимся по наклонной калиброванной трубке шариком; приборы с истечением жидкости через калиброванные отверстия под действием силы тяжести и некоторые другие. Основной измеряемой величиной в приборах является время движения тела в жидкости или жидкости при истечении [70, 75–81].

Приборы этого класса позволяют измерять вязкость ньютоновской жидкости, т.е. жидкости с прямолинейной зависимостью напряжения сдвига от градиента скорости сдвига. В условиях проявления неньютоновского поведения жидкости приборы первого класса позволяют получить эффективное значение вязкости при неизвестном градиенте скорости.

Ко второму классу относятся приборы, регистрирующие касательные напряжения трения в сдвиговом поле жидкости [42–44, 50, 82–84]. Эти напряжения не зависят от плотности жидкости, а являются следствием проявления межмолекулярных сопротивлений в сдвиговом поле жидкостей [34, 85–88]. Такие приборы позволяют измерять абсолютные значения вязкости или

их динамические значения. К приборам, основанным на этом принципе, относятся ротационные вискозиметры, измеряющие сопротивление вращению цилиндрического тела в стакане с исследуемой жидкостью. Небольшие зазоры между двумя цилиндрами позволяют с высокой точностью рассчитывать градиент скорости между слоями жидкости.

Ценной стороной таких приборов является возможность построения кривой течения жидкости при изменениях скорости вращения внутреннего цилиндра или градиента скорости течения. Полученная таким образом кривая течения дает полное представление о модели исследуемой жидкости.

К известным приборам этого класса относятся вибровискозиметры, регистрирующие параметры вибрации элемента в жидкости, а также приборы с размещенным в жидкости подвесным поворотным диском, вращающий момент которого через нить передается регистратору. Существуют разные модификации приборов второго класса [78, 89–94].

Вискозиметры с калиброванным капилляром, через который прокачивается насосом измеряемая жидкость, также относятся ко второму классу приборов [6, 12, 13]. Для различных давлений перекачки измеряется перепад давления на концах капилляра, который переводят в касательные напряжения, а также рассчитываются градиенты скорости на стенке капилляра. Измерения, таким образом, также позволяют получить кривую течения жидкости с неньютоновскими свойствами. К известным приборам измерения вязкости нефти следует отнести вискозиметры капиллярного типа – «Реотек»; ротационного типа – «Брукфильд» различных модификаций; с падающим шариком – «Герцог»; вибрационного типа – СВ-10. Все приборы рассчитаны на измерения дегазированных нефтей.

В Таблице 2.1 представлены вискозиметры с наиболее характерными признаками и широко используемые в измерениях вязкости нефти. Для сравнения в этой таблице приведены данные разработанного вискозиметра ВВП-1-4,0-90 (поз.1), о котором речь пойдет в следующем разделе настоящей главы.

Таблица 2.1 – Список вискозиметров, как российских так и зарубежных, с предельным значением температуры измерения до 200°C

Портативный нефтепромысловый вискозиметр ВНП-1-4,0-90	ОАО «Автоматика»	
	Вискозиметр вибрационный низкочастотный ВВН-8	Вискозиметр автоматический промышленный ВАП-4
	<a href="http://www.oavt.ru/catalog/analizatori-sred/viskozimetr-vibratsionniy-nizkochastotniy.html">http://www.oavt.ru/catalog/analizatori-sred/viskozimetr-vibratsionniy-nizkochastotniy.html</a>	<a href="http://www.oavt.ru/catalog/analizatori-sred/viskozimetr-avtomaticheskii-promishlenniy.html">http://www.oavt.ru/catalog/analizatori-sred/viskozimetr-avtomaticheskii-promishlenniy.html</a>
Предназначен для измерения вязкости нефти или водонепроницаемой эмульсии при давлении и температуре в трубопроводе в точках отбора проб.	Диапазон замера вязкости жидкости составляет от 0,001 до 1,0 Па·с. Позволяет проводить измерения в автоматизированном режиме.	Диапазон замера вязкости среды составляет от 0,02 до 0,20 Па·с.
<b>Принцип действия:</b> основан на измерении вязкости жидкости методом Гепплера (падающего в калиброванной трубке шарика) в диапазоне от 0,001 до 2,0 Па·с при давлениях до 4 МПа и температуре до 60°C.	<b>Принцип действия:</b> вибрационный, с помещением в измеряемую среду вибрирующего элемента с неизменной амплитудой вынужденных колебаний и замером величины переменного тока при температурах от минус 60 до + 200 °С и давлениях до 6 МПа.	<b>Принцип действия:</b> Замер частоты вынужденных колебаний цилиндрического тела, помещенного в исследуемую среду при температурах до 100°C и давлении до $1,6 \cdot 10^6$ Па.

В зарубежном опыте вискозиметрии углеводородов наибольшее распространение получили ротационные вискозиметры, позволяющие измерять непосредственно динамические значения вязкости жидкости [90–93], а также приборы Гепплера, основанные на измерении скорости качения шарика в калиброванной трубке, заполненной исследуемой жидкостью.

Рассмотрим более подробно технические параметры измерений некоторых из них.

#### 1. Rheotest RN 4.1 [68].

Благодаря различным комплектующим прибор Rheotest RN 4.1 способен

измерять в диапазоне температур от минус 60 до +350°C. Вискозиметр имеет широкий диапазон измерения вязкости при различных градиентах скорости сдвига благодаря возможности изменения числа оборотов внутреннего цилиндра. При этом шкала измерения крутящего момента на валу прибора также позволяет в конечном итоге определять напряжения сдвига в исследуемой жидкости. Диапазон измерений вязкости составляет 2–10 Па·с; температурный диапазон – от минус 30 до +200 °С.

#### 2. Rolling-ball viscometer Lovis 2000 M/ME[90].

Прибор работает по принципу измерения Гепплера. Диапазон измерения вязкости составляет от 0,3 мПа·с до 10 Па·с. Диапазон рабочих температур: от 5 до 100 °С.

#### 3. Falling Ball Viscometer[92].

Прибор также работает по принципу Гепплера измерения вязкости ньютоновской жидкости путем замера времени качения шарика в калиброванной трубке, заполненной жидкостью. Диапазон измерения вязкости жидкости: 0,5–7,0 Па с; температурный диапазон измерений составляет: от минус 60 °С до +150 °С.

#### 4. Rolling ball Viscometer (RBV 1000)

Вискозиметр Гепплера с падающим шариком предназначен для определения вязкости нефти, отобранной на забое скважины, а также нефти в поверхностных условиях при повышенной температуре и давлении. Он также использует принцип подвижного шарика, где время движения шара используется для получения данных вязкости.

Диапазон давления измерения составляет: 15,000 фунтов на квадратный дюйм. Диапазон температур: от комнатной до 190 °С. Диапазон измерения вязкости составляет: от 0,2 до 10000 мПа·с.

#### 5. Вискозиметр Viscoball.

Этот вискозиметр позволяет производить точные измерения вязкости прозрачных ньютоновских жидкостей и газов (с помощью специального стеклянного шара). Температурный диапазон измерений составляет: от минус

20 °С до плюс 120 °С. Диапазон измерения вязкости жидкости составляет: 0,5–105 мПа·с.

#### 6. Вискозиметр серии Премиум.

Вискозиметр ротационного типа обеспечен программным комплексом Fungilab данных Boss, обладает широким спектром реологических измерений и уникальным спектром реологических приложений. Температура измеряемой среды составляет: 0–100 °С.

#### 7. Вискозиметр Штабингера SVM 3000

Диапазон измерения вязкости от 0,2 до 20000 мПа·с. Диапазон измерения плотности жидкости от 650 до 1300 кг/м<sup>3</sup>. Интервал изменения температуры среды составляет 15–105 °С.

Анализ приведенных приборов показал следующее:

1. Вискозиметры, измеряющие вязкость по принципу Гепплера имеют меньший интервал изменения вязкости жидкости в сравнении с приборами ротационного типа. Они имеют меньшую точность из-за колебательного характера качения шарика в трубке в жидкостях невысокой вязкости. Однако преимуществами таких приборов является простота устройств, возможность проведения измерений непосредственно вблизи точек отбора проб жидкости, а также принципиальная возможность проведения замеров под давлением (вискозиметр ВНП 1-4,0-90 [95]).

2. Преимуществами приборов ротационного типа являются более широкий интервал изменения вязкости нефти, высокая точность измерений, возможность построения кривой течения неньютоновской жидкости. Однако, для промысловых измерений существенным недостатком приборов этого класса является невозможность проведения измерений под давлением, что снижает их ценность применительно к нефтяным промыслам [66, 71, 85]. Измерения вязкости отобранных проб жидкости проводятся в лабораториях при атмосферном давлении по истечении достаточно продолжительного времени.

В этой связи, к наиболее подходящим средствам измерения вязкости нефти на скважинах следует отнести прибор Гепплера. Следует

совершенствовать его подключение к манифольдной линии скважины, отводить свободный газ, сводить к минимуму время между отбором пробы и измерением, а также разработать методику пересчета полученного значения вязкости на значения при других температурах и обводненности продукции, в частности, при стандартных условиях для уменьшения количества замеров по залежи в целом.

Наибольшей проблемой измерения вязкости обводненной нефти многих месторождений Российской Федерации является значительный диапазон изменения вязкости пластовых жидкостей на устье добывающих скважин.

Такое многообразие обусловлено, во-первых, широким диапазоном изменения вязкости самой безводной нефти, во-вторых, различным по степени ростом вязкости обводненной нефти вследствие образования стойких водонефтяных эмульсий в подземном оборудовании. В то же время кинетическая устойчивость эмульсии «вода в нефти» зависит от минерализации пластовой воды, уменьшаясь с её ростом.

Одним из способов увеличения диапазона измерения вязкости жидкости прибором Гепплера является вариация углом наклона калиброванной трубки. В жидкостях с малой вязкостью угол наклона устанавливают минимальным. И, напротив, для жидкостей с большей вязкостью устанавливают больший (до 75 град.) угол наклона трубки к горизонтали.

Однако, как показала практика измерений, изменение угла наклона еще не позволяет увеличивать в значительной мере (к примеру, кратно) диапазон измерения вязкости. В предложенном ниже решении добавлен фактор влияния на искомый диапазон измерений геометрических размеров самой калиброванной трубки. При этом замена диаметра калиброванных трубок должна производиться без их извлечения из прибора во избежание затрат времени на измерения и материальных ресурсов.

Ниже приведена разработанная конструкция многоканального вискозиметра, позволяющего менять калиброванные трубки прибора лишь поворотом вала вискозиметра с наружным рычагом привода вращения[95].

На Рисунках 2.1 и 2.2 показана схема усовершенствованного вискозиметра Гепплера, а на Рисунке 2.3 приведена его фотография.

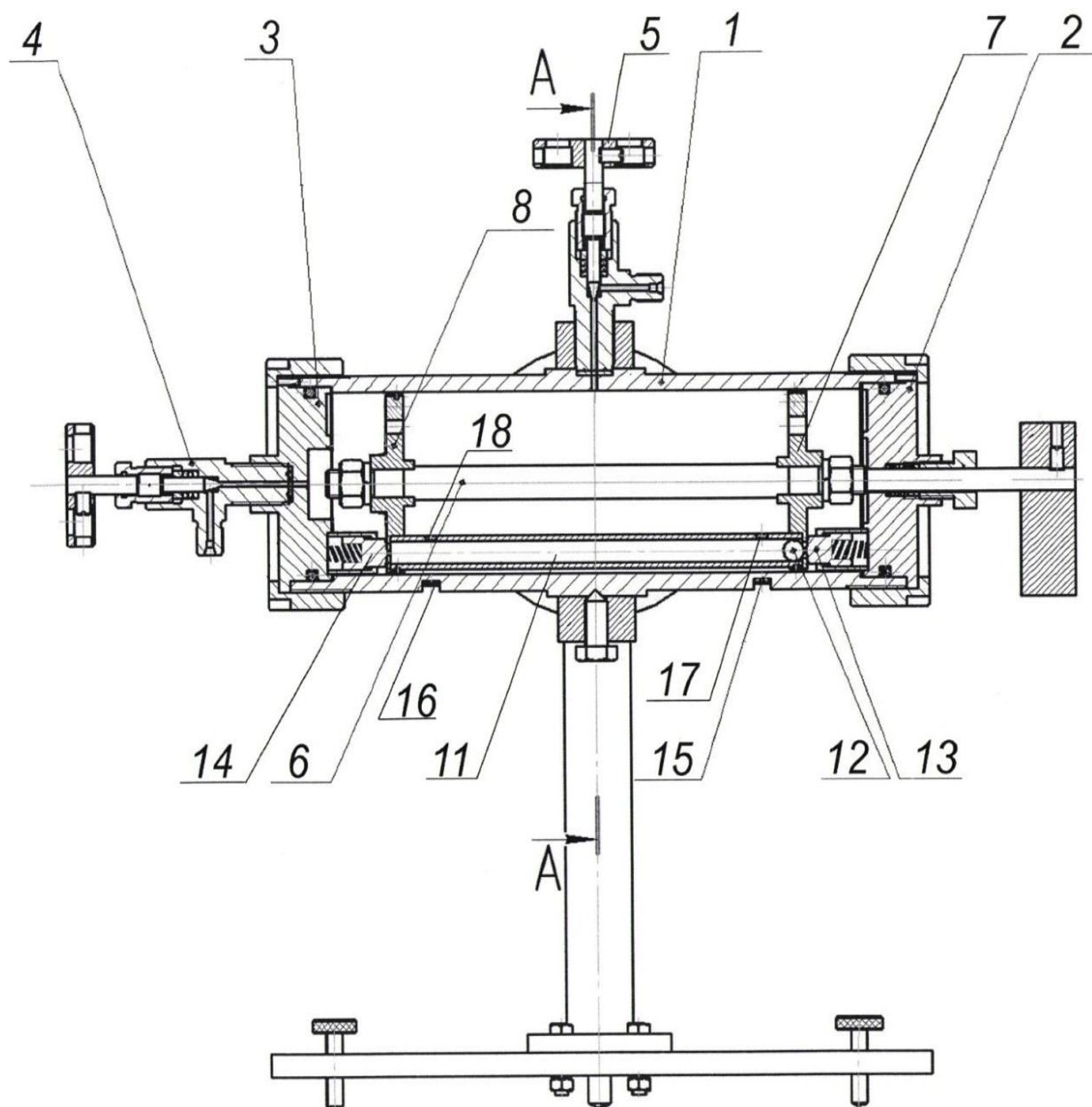
Сосуд 1, выполненный в виде цилиндра из немагнитного материала, перекрыт с обеих сторон затворами 2 и 3 с крышками. Сосуд 1 имеет входной 4 и выходной 5 игольчатые вентили для заполнения исследуемой жидкостью. Внутри сосуда размещен центральный валик 6, выведенный через сальниковое устройство в затворе 2 наружу для его поворота с помощью ручки. На валике 6 неподвижно закреплены поворотные диски 7 и 8 с отверстиями 9 для перетоков жидкости в сосуде 1 и ступенчатыми отверстиями 10 для крепления калиброванных трубок 11 разного внутреннего диаметра с размещенными внутри них ферромагнитными шариками 12 одного диаметра. Малое проходное отверстие ступенчатого отверстия 10 выполнено с диаметром, меньшим диаметра шарика 12. Ступенчатые отверстия при нижних положениях каждой калиброванной трубки 11 герметично перекрываются с обеих сторон подпружиненными фиксаторами 13 и 14.

В нижней части сосуда 1 на равных расстояниях от дисков 7 и 8 размещены датчики Холла 15 и 16, а в противоположных точках трубок 11 установлены ниодимовые магниты 17 и 18.

В центральной части сосуда размещено кольцо 19 с фиксатором 20 для установки электрического разъема 21, манометра 22 и держателя 23.

К держателю 23 закреплен поворотный диск 24 с отверстиями по периферии, в которые входит подпружиненный фиксатор 25. На диске 24 каждое отверстие, в которое входит фиксатор 25, соответствует определенному углу наклона сосуда 1 к горизонтали. Углы наклона сосуда 1 обозначены на диске 24 против каждого отверстия (на рисунках не показаны). Подпружиненный фиксатор 25 размещен на опоре 26 с входной осью 27, которая закреплена неподвижно на вертикальной стойке 28. Стойка размещена на горизонтальной станине 29 с регулировочным винтом 30. Датчики 15 и 16 через разъем 21 связаны с электронным блоком регистрации (на рисунке не показано).

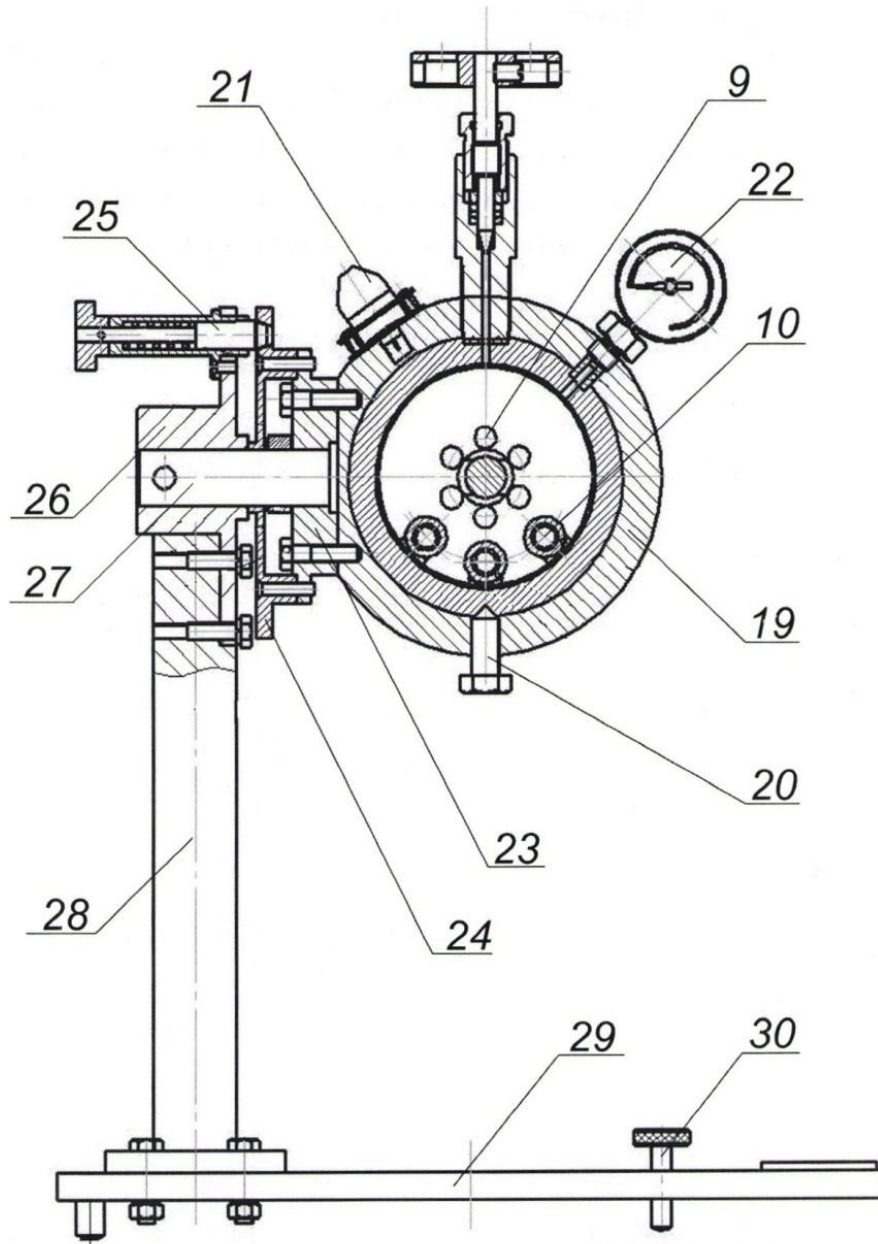




1 – сосуд; 2, 3 – затвор; 4, 5 – входной и выходной игольчатые вентили;  
 6 – центральный валик; 7, 8 – поворотные диски; 11 – калиброванная трубка;  
 12 – ферромагнитные шарики; 13, 14 – подпружиненные фиксаторы;  
 15, 16 – датчики магнитного поля; 17, 18 – магниты

Рисунок 2.1 – Принципиальная схема вискозиметра

## A-A



- 9 – отверстия для перетоков жидкости; 10 – ступенчатое отверстие; 19 – кольцо;  
 20 – фиксатор; 21 – электрический разъем; 22 – манометр; 23 – держатель;  
 24 – поворотный диск; 25 – подпружиненный фиксатор; 26 – опора;  
 27 – входная ось; 28 – вертикальная стойка; 29 – горизонтальная станина;  
 30 – регулировочный винт

Рисунок 2.2. – Поперечный разрез многоканального вискозиметра

Работа вискозиметра заключается в следующем. Перед измерениями стойка 28 вискозиметра устанавливается строго вертикально с помощью регулировочного винта 30. Для отбора пробы исследуемой жидкости сосуд 1 вместе с поворотным диском 24 и входной осью 27 временно снимается с опоры 26 и переносится к месту отбора. Вентиль 4 снабжается шлангом высокого давления, который с помощью резьбового соединения герметично соединяется с пробоотборным краном на трубопроводе. В холодное время года вискозиметр может быть покрыт мягким теплоизоляционным материалом (на рисунках не показано) для сохранения тепла движущейся в трубопроводе жидкости.

Для заполнения сосуда 1 жидкостью вентиль 4 открывают, а вентиль 5 остается закрытым. Далее при частично открытом вентиле 5 производят слив под давлением газожидкостной смеси из сосуда 1 в открытую емкость для постепенного выравнивания температур в трубопроводе и в сосуде 1. После двух- или трехкратной смены объема жидкости производят постепенный выпуск свободного газа из сосуда 1 в горизонтальном его положении. Давление при заполнении сосуда контролируется манометром 22.

Заполненный водонефтяной смесью сосуд 1 далее переносится к месту измерений и крепится на оси 27. Перед креплением сосуд неоднократно встряхивается для предупреждения расслоения водонефтяной смеси, после чего ось 27 вводят в опору 26.

Далее сосуд 1 неоднократно поворачивается вокруг оси 27 для равномерного заполнения калиброванных трубок 11 водонефтяной смесью. При этом валиком 6 устанавливают диски 7 и 8 так, чтобы ни одна из трубок 11 не была перекрыта с торцов подпружиненными фиксаторами 13 и 14. Перетоки исследуемой жидкости в сосуде 1 происходят через отверстия 9 в дисках 7 и 8, а поступление жидкости в калиброванные трубки через обе стороны ступенчатых отверстий 10.

При установлении трубок для измерений фиксаторы закрывают торцы трубок и предупреждают ток измеряемой среды в них в процессе движения

шариков 12.

Вначале сосуд 1 устанавливают поворотом вокруг оси 27 в вертикальное положение для того, чтобы шарик 12 оказался на нижнем торце трубки 11. При этом в верхнем положении может оказаться любой из затворов 2 и 3.

Далее сосуд 1 быстро поворачивают на  $180^\circ$  и шарик 12 начинает падать вниз по трубке 11, проходя через датчики 15 и 16. Электронная схема прибора и его программа предусматривают определение времени прохождения шарика 12 от одного магнита до другого и рассчитывают вязкость по коэффициентам тарировки.

Прибор измеряет то же время качения шарика при повороте корпуса на качение шарика в обратном направлении. Таким образом, за короткое время производят многократные измерения для получения устойчивого усредненного значения вязкости.

При длительном времени движения шарика 12 в трубке 11, т.е. при значительной вязкости исследуемой жидкости поворотом валика 6 устанавливают на измерение другую трубку 11 с большим внутренним диаметром и производят аналогичные операции. И, напротив, при малых значениях вязкости измерения производят на трубке меньшего внутреннего диаметра.

При исследованиях вязкости легких нефтей измерения производят в наклонных положениях сосуда 1 перестановкой подпружиненного фиксатора 25 в другое отверстие поворотного диска 24. В наклонных положениях сосуда 1 время движения шарика 12 в трубке 11 увеличивается, и точность измерений возрастает[96].

Вместе с тем, описанный вискозиметр ввиду невозможности размещения в корпусе калиброванной трубки, диаметром более 10...12 мм. не позволяет измерять жидкости с вязкостью более 0,3...0,5 Па·с. Для измерений вязкости жидкостей с большей вязкостью требуется применение трубок, диаметром порядка 20 мм и более.



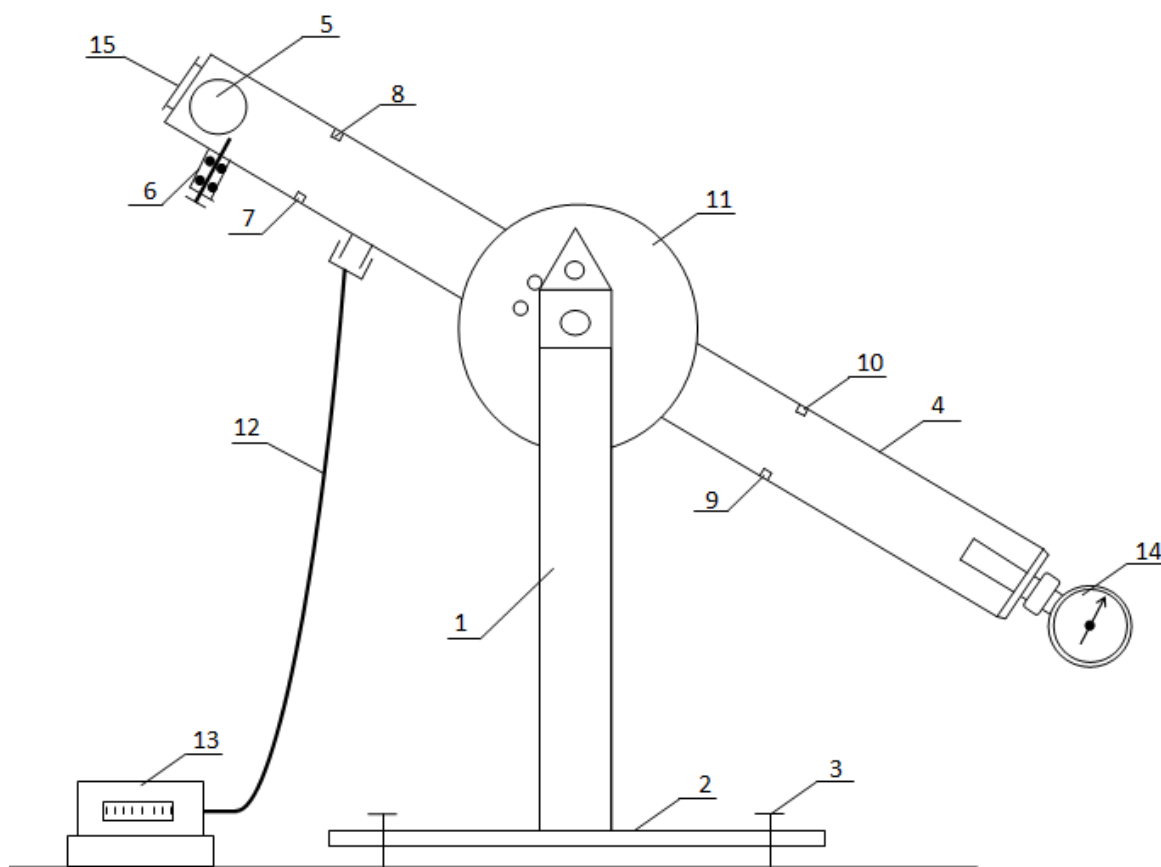
Рисунок 2.3 – Фотография вискозиметра

## **2.2 Разработка усовершенствованной конструкции вискозиметра Гепплера и методик тарировки и измерения вязкости в промышленных условиях**

Принцип измерения вязкости исследуемой среды этого прибора аналогичен другим вискозиметрам Гепплера. Отличие состоит в увеличенном диаметре калиброванной трубки (20 мм) с целью повышения возможности прибора по вязкости исследуемой жидкости. В данном случае в корпусе прибора устанавливается центральная трубка с сохранением принципа фиксации времени пробега шарика в трубке при разных углах ее наклона.

На Рисунке 2.4 приведена схема разработанной конструкции вискозиметра с фиксированными углами наклона калиброванной трубки с шариком. Фиксирование и измерение времени прохождения шарика в калиброванной трубке от одного до другого места установки постоянных

магнитов с герконами производится таймером, измеряющем время качения шарика.



1 – стойка; 2 – станина; 3 – регулировочные винты; 4 – корпус с калиброванной трубкой; 5 – шар; 6 – стопор фиксации шара; 7,9 – постоянные магниты; 8,10 – герконы; 11 – лимб с делением углов наклона; 12 – кабель; 13 – контроллер; 14 – термометр; 15 – пробка

Рисунок 2.4 – Принципиальная схема вискозиметра

В целях увеличения диапазона измерения вязкости продукции разработан также прибор с барабанным расположением калиброванных трубок с разными диаметрами шариков.

На Рисунке 2.5 представлена фотография вискозиметра.



Рисунок 2.5 – Фотография вискозиметра

Вискозиметр представляет собой полый корпус из твердого материала (капролона), внутри которого выполнено калиброванное отверстие (трубка), с одной стороны которого установлена пробка для налива исследуемой жидкости, с другой стороны – термометр, герметично входящий своим чувствительным элементом в трубку. Корпус прибора установлен на опорной стойке с возможностью его поворота на определенный угол ( $30^\circ$ ,  $45^\circ$  и  $60^\circ$ ) и фиксации.

Внутри трубки помещен шарик, катящийся при наклоне трубки. В капролоне в непосредственной близости к трубке расположены неодимовые постоянные магниты с интервалом по длине 16,5 см, против которых с другой стороны трубки установлены герконы, соединенные кабелем с контроллером. Катящийся шарик, переходя магнитное поле, замыкает геркон, а таймер контроллера фиксирует время движения шарика между двумя магнитами. Программа контроллера рассчитывает вязкость жидкости и выводит ее на дисплей на базе измеренного времени, разности плотностей материала шарика и жидкости, а также коэффициента прибора.

Прибор тарирован эталонными жидкостями. Для каждого угла наклона оси прибора и диаметра шарика в калиброванной трубке одного диаметра установлены экспериментальные значения коэффициентов прибора.

На Рисунке 2.6 представлены зависимости коэффициента прибора от времени пробега шарика для разных углов наклона трубки.

Видно, что в области малых значений времени пробега шарика, т.е. малой вязкости жидкости коэффициент прибора непостоянен и в зоне малой вязкости принимает повышенные значения. Наиболее вероятной причиной аномалии качения шарика является искажение траектории его движения в маловязкой среде и перемещение в радиальном направлении к центру. Коэффициент прибора стабилизируется при достижении времени пробега шарика порядка 40–50 с.

Тарирование вискозиметров проводится на стандартных образцах (СО) жидкости в диапазоне вязкости 200–1500 мПа·с. Для расчета вязкости жидкости по графику на Рисунке 2.6 используется формула:

$$\mu_i = T_{\text{ср}} \cdot (\rho_{\text{ш}} - \rho_{\text{н}}) \cdot K_i, \quad (2.1)$$

где  $T_{\text{ср}}$  – время прохождения шарика от одного магнита к другому, с;

$\rho_{\text{ш}}$  – плотность шарика, принятая равной 7850 кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{н}}$  – плотность стандартной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$K_i$  – коэффициент вискозиметра.

Коэффициент вискозиметра рассчитывается по формуле:

$$K_i = a (1/T_{\text{ср}})^b, \quad (2.2)$$

где коэффициенты «а» и «в» определяются экспериментально при тарировке конкретного прибора.

В приборе используется шарик с номинальным диаметром 18,256 мм, соответствующий наименованию «Шарик 18,256-10 ГОСТ 3722–2014». Плотность материала стали составляет 7850 кг/м<sup>3</sup>, вес – 28 г, диаметр калиброванной трубки из немагнитного материала в приборах – 20,5 мм.



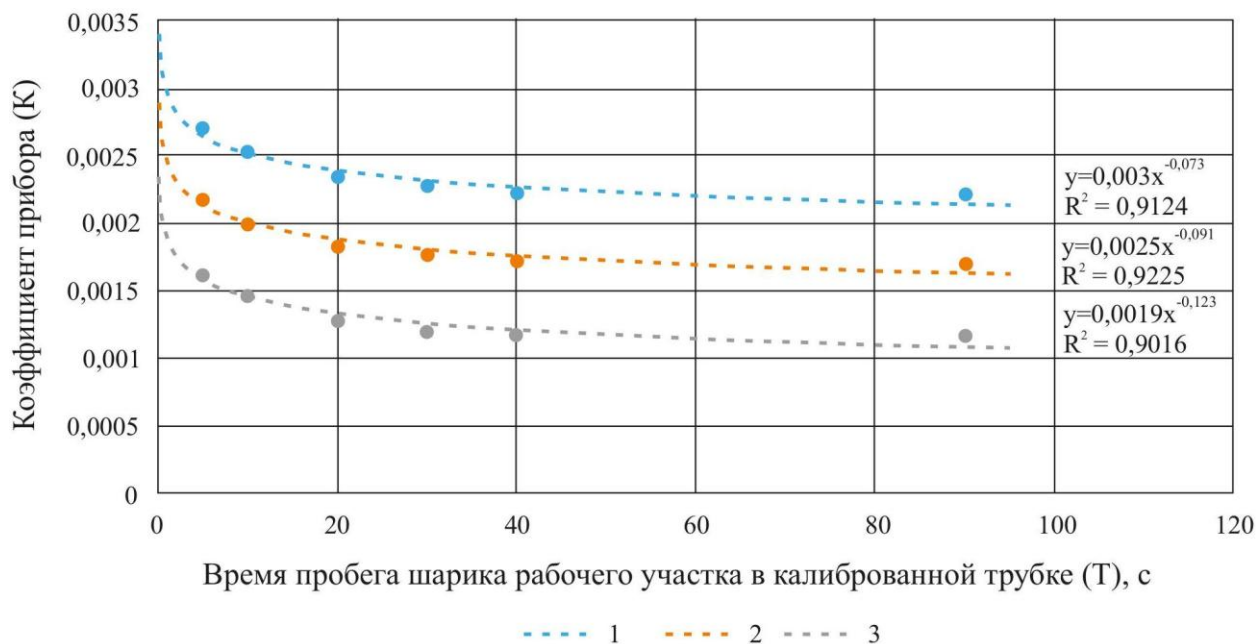


Рисунок 2.6 – Зависимости коэффициентов приборов от времени пробега шарика в трубке при углах наклона: 1–60°; 2–45°; 3–30°

Проба продукции скважины отбирается в сосуд диаметром порядка 100–150 мм и высотой не менее 250 мм с плотной крышкой. Объем слитой пробы должен составить не менее 5-ти объемов полости прибора (около 1 литра) для достижения представительности пробы. Продукция в открытом сосуде после налива дегазируется при атмосферном давлении для отделения свободного газа в течение времени не менее 5 мин. Далее, крышкой плотно закрывают сосуд и производят встряхивания в течение 5–10 мин для перемешивания и эмульгирования расслоившейся в период сепарации газа части воды с основным объемом пробы эмульсии. Период встряхивания сосуда, позволяющий производить измерение без существенного расслоения эмульсии данной залежи, определяется опытным путем в лабораторных условиях.

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

1. *Параметры нефти:* динамическая вязкость от 10 до 2000 мПа·с в рабочем диапазоне температуры; массовая доля воды от 0,1 до 60 %; плотность от 0,870 до 0,920 г/см<sup>3</sup> в рабочем диапазоне температуры; содержание свободного газа – отсутствует.

2. *Условия отбора пробы:* рабочий диапазон температуры нефти от +5

до +90 °С; рабочий диапазон давления от 0,1 до 4,0 МПа.

3. *Условия измерения:* температура окружающего воздуха от минус 25 до +45 °С; атмосферное давление – 101,3±4 кПа; относительная влажность воздуха не более 80 %.

Схема индикации на электронном блоке показания вязкости жидкости представлена на Рисунке 2.7.

При включении электронного блока на плату Arduino подаётся питание с Li-ion элементов. С платы Arduino подаётся питание 5 вольт на общий провод, питающий герконы, а также на кнопки изменения угла измерения.

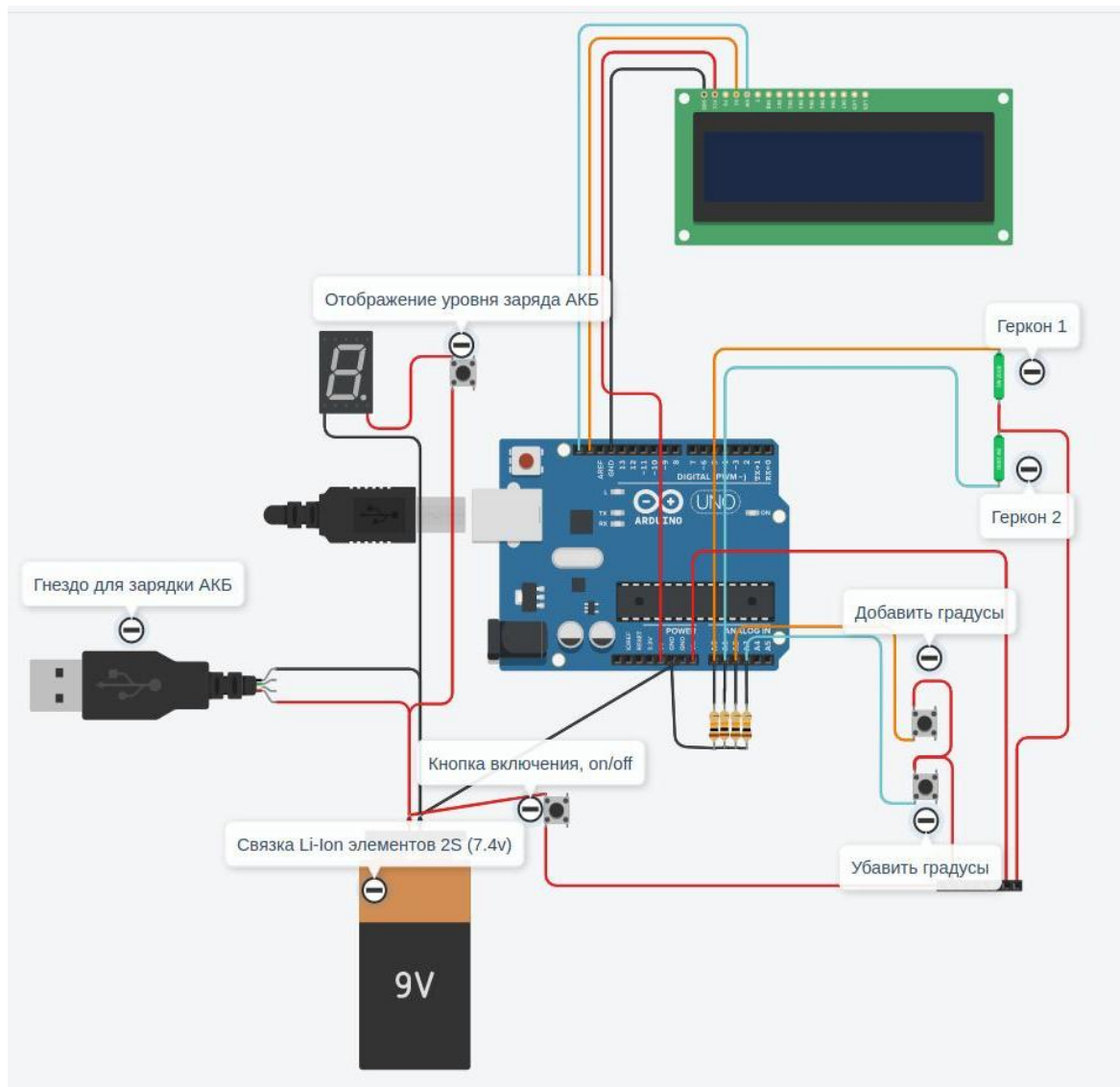


Рисунок 2.7 – Электронная схема индикации вязкости

Далее Arduino находится в режиме ожидания измерения вязкости или корректировки градуса. Arduino проверяет состояние на 4-х портах. Замыкание геркона происходит, когда шарик находится напротив магнита, который через шарик воздействует магнитным полем на геркон.

Определение вязкости производится по следующему алгоритму:

1. Шарик движется в сторону первого геркона. При появлении напряжения на порту 0 – начинается отсчет времени. На дисплее отображается время, прошедшее с начала отсчета.

2. Далее шарик движется в сторону второго геркона. При появлении напряжения на порту 1 – заканчивается отсчет времени. На дисплее отображается вязкость жидкости, рассчитанная по формуле в микроконтроллере.

Корректировка угла производится по следующему алгоритму:

3. При появлении напряжения на порту 3 – Arduino уменьшает отображаемый угол на дисплее (если угол не равен минимально возможному углу измерения) и изменяет внутренний коэффициент поправки.

4. При появлении напряжения на порту 4 – Arduino увеличивает отображаемый угол на дисплее (если угол не равен максимально возможному углу измерения) и изменяет внутренний коэффициент поправки. При нажатии кнопки индикации, на индикаторе отображается уровень заряда Li-ion элементов. Зарядка элементов производится с помощью специального БП, при подключении его к гнезду зарядки.

### **2.3 Результаты опытно-промысловых испытаний вискозиметра новой конструкции на обводненной залежи нефти месторождения «Алексеевское» ЗАО «Алойл»**

Промысловые измерения вязкости обводненной продукции были проведены на ряде скважин месторождения «Алексеевское» прибором, описанным в предыдущем разделе.

Погрешность измерения вискозиметром согласно аттестационным документам составляла  $\pm 2\%$  от измеренного значения.

Постоянные вискозиметра были получены при измерениях вязкости на эталонных жидкостях.

Ниже приведена таблица результатов измерения вязкости продукции скважин Алексеевского месторождения нефти ЗАО «Алойл». Промысловые испытания разработанного вискозиметра проводились при угле наклона трубки  $60^\circ$ , температуре окружающей среды  $-15^\circ\text{C}$ , температура жидкости при этом составляла  $+18^\circ\text{C}$ . Измерения показали удовлетворительную сходимость с данными измерений вязкости, выполненных в ЗАО «Алойл».

Таблица 2.2 – Результаты измерений на скважинах Алексеевского месторождения

Номер скважины	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Промысловые данные по вязкости, мПа·с	Измеренная вязкость жидкости, мПа·с
6091	3,72	3,62	0,890	20,31	19,20
6092	4,34	4,17	0,890	19,89	22,12
6093	2,16	2,11	0,890	20,13	21,02
6098	1,13	0,92	0,890	18,01	16,20

#### **2.4 Определение погрешности измерения вязкости прибором**

Определение допустимой погрешности измерения вязкости проводится на базе статистических данных по выполненным испытаниям прибора с использованием эталонных жидкостей известной вязкости. Полость вискозиметра заполняется эталонной средой, измеряется ее вязкость и далее сравнивается с известным значением вязкости этой среды.

Так же, как и в промысловых условиях, фиксирование прохождения шарика в калиброванной трубке производится датчиками магнитного поля, а измерение времени перемещения шарика производится блоком БТВС.

Динамическая вязкость жидкости вычисляется по исходным данным

разностей плотности шарика и жидкости, коэффициента вискозиметра и времени перемещения шарика от одного датчика к другому.

Правильность и прецизионность измерений по настоящей методике соответствуют требованиям к показателям точности измерений и ниже приведенным значениям:

- систематическая погрешность – не значима;

- стандартное отклонение  $S = 0,05\mu + 3,95$ ;

- абсолютная погрешность измерений составляет:

$$\varepsilon = 0,12\mu + 8,33;$$

- показатель неопределенности экспериментальных опытов определяется по формуле:  $u_p = 0,11\mu + 7,90$ , где  $\mu$  – измеренное значение динамической вязкости.

Ось прибора наклоняют и фиксируют под углами  $30^\circ$ ,  $45^\circ$  или  $60^\circ$  к горизонтали.

Для выполнения измерений с минимальными затратами труда и времени движение шарика в калиброванной трубке осуществляют в режиме реверса, поворачивая прибор на  $180^\circ$  после каждого пробега шарика в одном направлении. При правильной тарировке прибора времена качения шарика в ту или иную сторону должны показывать одинаковые значения при равных углах наклона прибора к горизонтали.

Количество повторных измерений на каждом режиме должно составить не менее 5 раз и по результатам рассчитывается среднее значение вязкости.

Контроль точности результатов измерений проводят с использованием СО (стандартного образца) или по лабораторному методу.

Сосуд вискозиметра заполняют СО, выбирают трубку, соответствующую диапазону вязкости СО и проводят замеры.

Точность измерений считается удовлетворительной при условии выполнения следующего неравенства:

$$|\mu - \mu_{co}| \leq |\Delta_{\mu} + \Delta_{\mu_{co}}|, \quad (2.3)$$

где  $\mu$  – вязкость стандартного образца жидкости, измеренная прибором;

$\mu_{co}$  – паспортное значение вязкостистандартного образца;

$\Delta_{\mu}$  – доверительные границы погрешности измерений с вероятностью  $P = 0,95$ ;

$\Delta_{\mu_{co}}$  – то же для аттестованного образца жидкости.

Далее производят сопоставление значений вязкости, полученной с помощью вискозиметра со значением вязкости, полученным лабораторным путем. Для этого производят отборы нефти для замера вязкости прибором и проведения замеров лабораторным путем в соответствии с утвержденной МВИ.

Считается точность замера вязкости нефти прибором лабораторным путем удовлетворительной при выполнении следующего неравенства:

$$|\mu - \mu_{л}| \leq |\Delta_{\mu} + \Delta_{\mu_{л}}| \quad (2.4)$$

где  $\mu$  – вязкость, полученная при измерении вискозиметром;

$\mu_{л}$  – то же, полученная лабораторным путем;

$\Delta_{\mu}$  – доверительные границы абсолютной погрешности с доверительной вероятностью  $P = 0,95$ ;

$\Delta_{\mu_{л}}$  – доверительные границы абсолютной погрешности, полученные лабораторным путем.

Вискозиметр повторно тарируют при не выполнении неравенств (2.4) и (2.5). В соответствии с установленными нормативами периодичность расчета точности результатов замеров составляет не реже четырех раз в год.

*Обработка результатов измерений экспериментальных исследований по оценке погрешности.*

Для отобранных проб нефти определяют среднее значение  $\mu_k$  динамической вязкости:

$$\mu_k = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \mu_i, \quad (2.5)$$

где  $\mu_k$  – среднее арифметическое значение, %.

Полученные результаты всех замеров динамической вязкости и расчетов

сопоставляются с аттестованными опорными значениями вязкости стандартных образцов жидкостей. В ряде случаев допускаются дополнительные замеры вязкости стандартных образцов, к примеру вискозиметром SVM-3000.

Среднеквадратическое отклонение вычисляют по формуле:

$$S_k = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \mu_i - \bar{\omega}_k^2}{n-1}}, \quad (2.6)$$

где  $S_k$  – среднеквадратическое отклонение, кг/м<sup>3</sup>.

Для исследованных жидкостей значения  $S_k$  для каждой из них составили: 64,15; 14,48; 33,95; 70,60; 98,93. По критерию Граббса определяют наличие промахов в соответствии с ГОСТ Р 8.736-2011. Статистики Граббса  $U_{1ki}$  и  $U_{2ki}$  рассчитывают по формулам:

$$U_{1k} = \left| \frac{\mu_{kmax} - \bar{\mu}_i}{S_k} \right|, \quad (2.7)$$

$$U_{2k} = \left| \frac{\mu_{kmin} - \bar{\mu}_i}{S_k} \right|. \quad (2.8)$$

Далее проводят сравнение значений  $U_{1k}$  и  $U_{2k}$  с критическим  $h$ , приведенные в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Критерий Граббса для критических условий по ГОСТ Р ИСО 5725-2

n	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
h	1,715	1,887	2,02	2,126	2,215	2,29	2,355	2,412	2,462	2,507	2,549
n	16	17	18	19	20						
h	2,585	2,62	2,651	2,681	2,709						

В тех случаях, когда  $U_{1k}$  и  $U_{2k}$  превышают  $h$ , результат не рассматривают на промах. После исключения всех промахов получены следующие значения критериев. Процедуру повторяют до исключения всех выбросов. Получены значения критериев после исключения всех выбросов:

№ 11=0,398; № 21=0,371;

№ 12=0,488; № 22=0,750;

№ 13=0,617; № 23=0,435;

№.13=1,201; № 23=2,969;

№.13=0,428; № 23=0,460.

Далее по зависимостям (2.7) и (2.8) определяют параметры  $\mu_k$  и  $S_k$ . Рассчитывают систематическую погрешность по формуле:

$$\nabla_k = \mu_k - \mu_{0k}, \quad (2.9)$$

где  $\mu_{0k}$  – динамическая вязкость опорной эталонной жидкости.

При выполнении условия:

$$|\nabla_k| > \frac{t_k S_k}{\sqrt{n}}. \quad (2.10)$$

систематическая погрешность является значимой.

Систематическая погрешность не является значимой, так как условие (2.10) выполняется только для двух реперных точек.

Для определения погрешности измерения вязкости жидкости прибором ВНП 1-4,0-90 были сопоставлены известные значения вязкости эталонных жидкостей с вязкостями 99,67; 304,0; 590,0; и 1020 мм<sup>2</sup>/с со значениями вязкости этих же жидкостей, замеренными вискозиметром. Последние составили соответственно 83,48 и 83,17 мПа·с; 286,99 и 288,18 мПа·с; 552,1 и 530,65 мПа·с; 857,9 и 889,42 мПа·с. Приведенная погрешность для этих эталонных жидкостей составила соответственно: минус 0,381 и минус 0,407; 1,311 и 1,409; 3,111 и 1,271; минус 1,447 и минус 1,743. В таком случае погрешность измерения вязкости нефти на устье скважины составляет  $\pm 2\%$  от измеренного значения.

## Выводы по главе 2

1. Анализ существующих средств измерения вязкости нефти на



промыслах показал наибольшую перспективу применения прибора Гепплера для измерения вязкости водонефтяной смеси, благодаря возможности проведения измерения под давлением, наименьшему времени между отбором пробы и измерением и возможности отвода свободного газа в атмосферу при заполнении прибора пробой нефти.

2. Разработан усовершенствованный переносной прибор Гепплера для измерения вязкости обводненной продукции на скважине, а также методики их подключения к манифольдной линии скважины и проведения замеров с погрешностью измерения  $\pm 2\%$  от измеренного значения.

3. Приведены результаты опытно-промысловых измерений вязкости продукции скважин ЗАО «Алойл» разработанным вискозиметром, показавшие применимость прибора и его работоспособность.

## **ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНОЙ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ВЯЗКОСТИ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ОБВОДНЕННОСТИ И ТЕМПЕРАТУРЫ ИЗМЕРЕНИЯ**

### **3.1 Постановка задачи и разработка методики расчета вязкости нефти при различных значениях обводненности продукции и ее температуры по данным измерения вязкости безводной дегазированной нефти на базе температурной зависимости Вальтера**

В методике представлен материал по итогам опытно-промышленных испытаний промыслового вискозиметра нефти, предназначенного для измерения вязкости дегазированной отобранной пробы жидкости из манифольдной линии скважины. Вискозиметр основан на непосредственном измерении времени качения шарика между двумя сечениями калиброванной трубки, в которых установлены постоянные ниодимовые магниты с герконами на противоположных сторонах трубки.

*Исходные положения промысловых измерений вязкости нефти после отбора пробы из манифольдной линии.*

1. Для измерения и определения вязкости продукции нефтяных скважин, представляющей водогазонефтяную смесь, в настоящее время отсутствуют как измерительное средство, так и методика проведения измерения и расчетов искомой вязкости.

С одной стороны, требуется определение вязкости продукции, приведенной к стандартным условиям, т.е. при температуре 20 °С и атмосферном давлении 101 кПа. Это значит, что отобранная проба продукции должна измеряться при атмосферном давлении, т.е. должна быть разгазирована до атмосферного давления. С другой стороны, гидравлические расчеты в добыче (скважинные или трубопроводные условия) должны быть максимально

приближены к рабочим условиям, т.е. содержать остаточное количество растворенного газа в нефти при рабочих условиях. Наличие растворенного газа снижает вязкость нефти в сравнении с дегазированной нефтью.

Второй метод связан со значительными сложностями, связанными с зависимостью остаточного количества растворенного газа от газового фактора нефти и рабочего давления.

Первый вариант состоит в получении значений вязкости водонефтяной смеси в указанных стандартных условиях. Таким образом, этот метод предполагает разгазирование отобранной пробы до атмосферного значения с выпуском выделившегося газа из пробы нефти в приборе в атмосферу. В расчетах необходимо учесть также обводненность нефти, в значительной степени влияющей на ее вязкость. В итоге требуется спрогнозировать вязкость при различных значениях температуры и обводненности по измеренному значению вязкости жидкости вискозиметром отобранной продукции из манифольдной линии скважины. При этом также измеряется температура отбираемой продукции и регистрируется давление в точке отбора жидкости манометром на манифольде. Значение обводненности продукции на момент отбора пробы запрашивается у геологической службы промысла.

На этом методе остановимся более подробно.

Согласно исследованиям [12, 13] влияние обводненности нефти на ее вязкость можно рассчитать по формуле Ричардсона:

$$\mu_3 = \mu_0 \exp (C \cdot V), \quad (3.1)$$

где  $\mu_3$  – вязкость эмульсии, мПа·с;

$\mu_0$  – вязкость безводной нефти, мПа·с;

$C$  – опытный коэффициент, зависящий от физико-химических свойств нефти, условий образования эмульсий в скважинах и температуры;

$V$  – обводненность продукции, д.ед.

Значение коэффициента  $C$  для каждого месторождения нефти определяется экспериментально (см. ниже). Кроме того, этот коэффициент зависит от температуры нефти [36]. Совместное влияние температуры и

обводненности жидкостив автором исследовано в лабораторных условиях для получения универсальной зависимости вязкости жидкости от этих параметров.

В основе исследований использована идея инвариантности зависимости двойного логарифма вязкости от температуры по отношению к обводненности жидкости. Иными словами, температурные зависимости вязкости при различной обводненности на графике представляют собой линии с примерно одинаковым наклоном к осям. Косвенным подтверждением такой гипотезы является зависимость Павлова К.Ф. [94], полученная для жидкостей с родственными одинаковыми физико-химическими свойствами. Согласно этому положению температурную зависимость вязкости какой-либо жидкости можно установить путем сравнения данной жидкости с другой родственной по природе жидкостью, называемой эталонной:

$$(T_1 - T_2) / (\Theta_1 - \Theta_2) = k, \quad (3.2)$$

где  $T_1$ ,  $T_2$  – две температуры, для которых значения вязкости одной жидкости известны;

$\Theta_1$ ,  $\Theta_2$  – температуры эталонного вещества, отвечающие тем же значениям;

$k$  – постоянная для данной пары жидкостей.

В данном случае исследования эмульсий за эталонную жидкость можно принять безводную нефть. В работах [72, 73, 80, 81, 89, 97] выполнены исследования физических свойств нефтей, косвенно подтверждающие данное предположение.

При исследовании вязкости обводненной жидкости предполагается, что причиной инвариантности является постоянство физико-химических свойств дисперсионной среды (нефти) обратных эмульсий «вода в нефти» различной обводненности. При значениях обводненности жидкости более 0,65–0,70 наступает инверсия фаз эмульсий, и описанный подход к расчетам становится невозможным. Что касается диапазона изменения температуры жидкости, то за максимальное ее значение принято 55 °С, так как, с одной стороны, температура нефти на устье скважин большинства месторождений РФ не

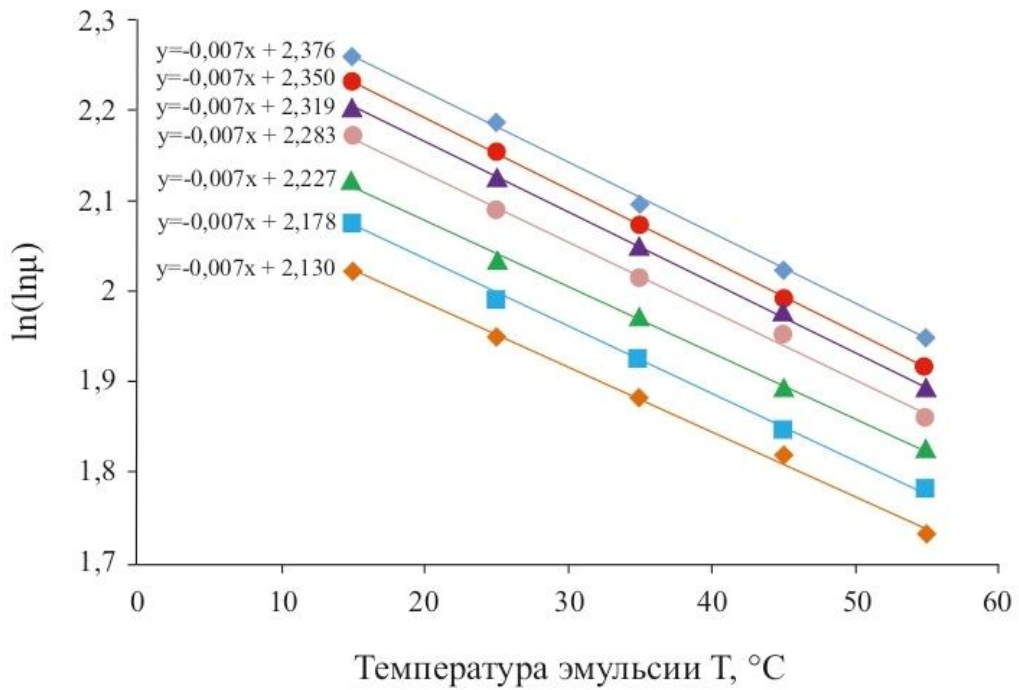
превышает эту величину. С другой стороны, при температурах выше 55°C уже происходит снижение вязкости эмульсий, обусловленное частичным плавлением и уменьшением толщины бронирующих оболочек водных капель эмульсий. При этом возрастает коалесценция капель, их укрупнение и расслоение фаз эмульсии.

Минимальное значение температуры исследований соответствовало 15 °С, которое достигалось на лабораторной установке термостатированием.

### **3.2 Лабораторные исследования совместного влияния обводненности жидкости и температуры различных месторождений Урало-Поволжья на их вязкость**

Проведена серия лабораторных опытов на нефтях трех различных месторождений Урало-Поволжья с целью получения универсальной зависимости для расчета вязкости при стандартной температуре (20 °С) нефти с различной обводненностью и атмосферном давлении ( $P = 101$  кПа). Исследованиям подвергались дегазированные нефти с вязкостью 35, 60 и 65 мПа·с в стандартных условиях, отобранные на скважинах месторождений Республики Татарстан.

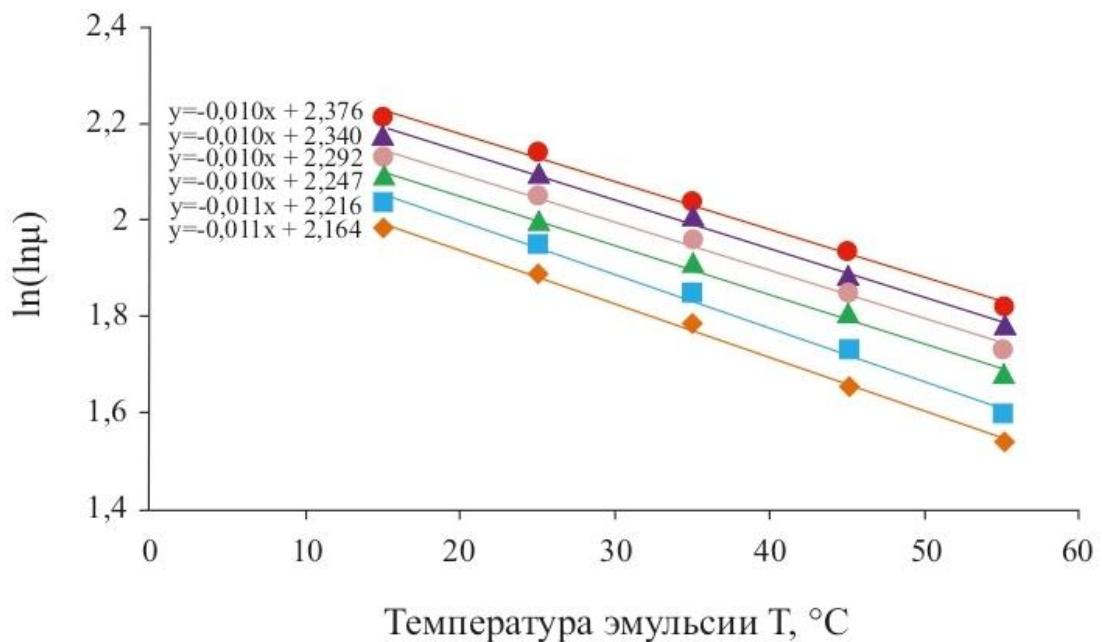
Были построены зависимости  $\ln(\ln\mu) = f(T)$  для эмульсий с различным содержанием воды (0–60 %) (Рисунки 3.1; 3.2; 3.3). Двойное логарифмирование при изучении зависимости вязкости от температуры применено Вальтером в его классических работах [94]. На Рисунках 3.4 и 3.5 представлены зависимости коэффициентов уравнений  $\ln(\ln\mu) = f(T)$  от обводненности жидкости, выраженной в процентах ( $A_0$  и  $B_0$  – коэффициенты из уравнения кривой  $\ln(\ln\mu) = f(T)$  для безводной нефти).



Содержание водной фазы в эмульсии, %:

◆ – 0; ■ – 10; ▲ – 20; ● – 30; ▲ – 40; ● – 50; ◆ – 60

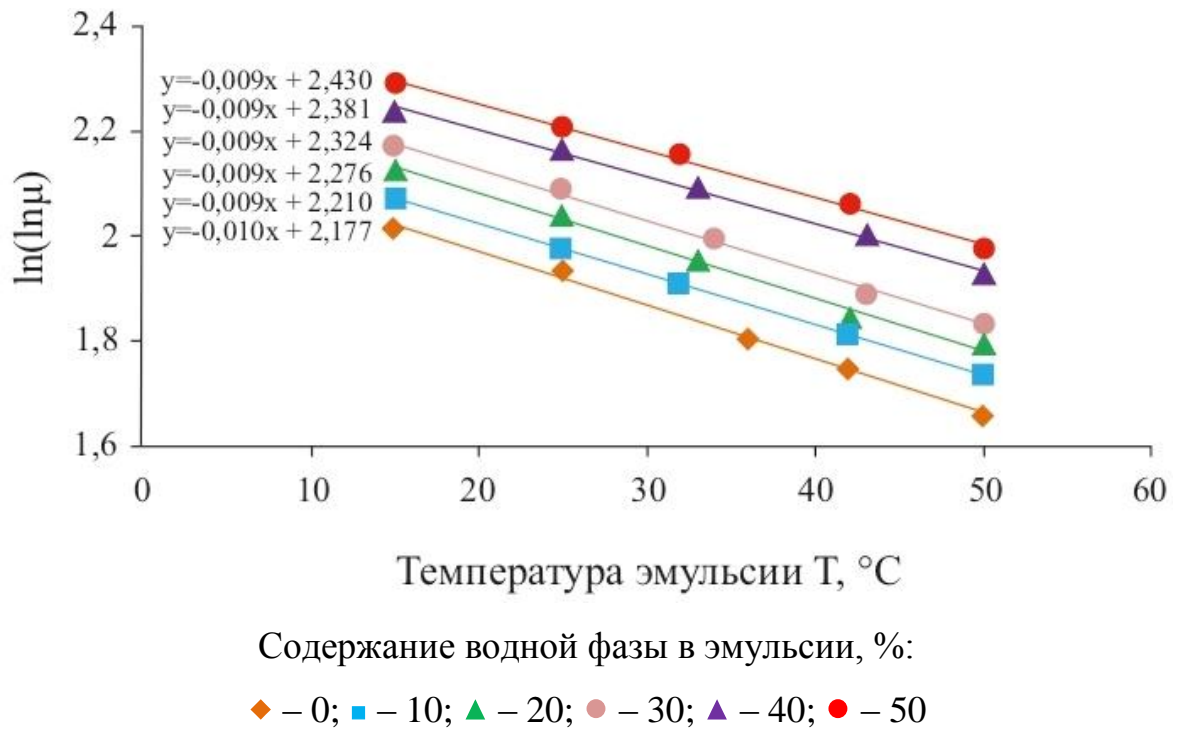
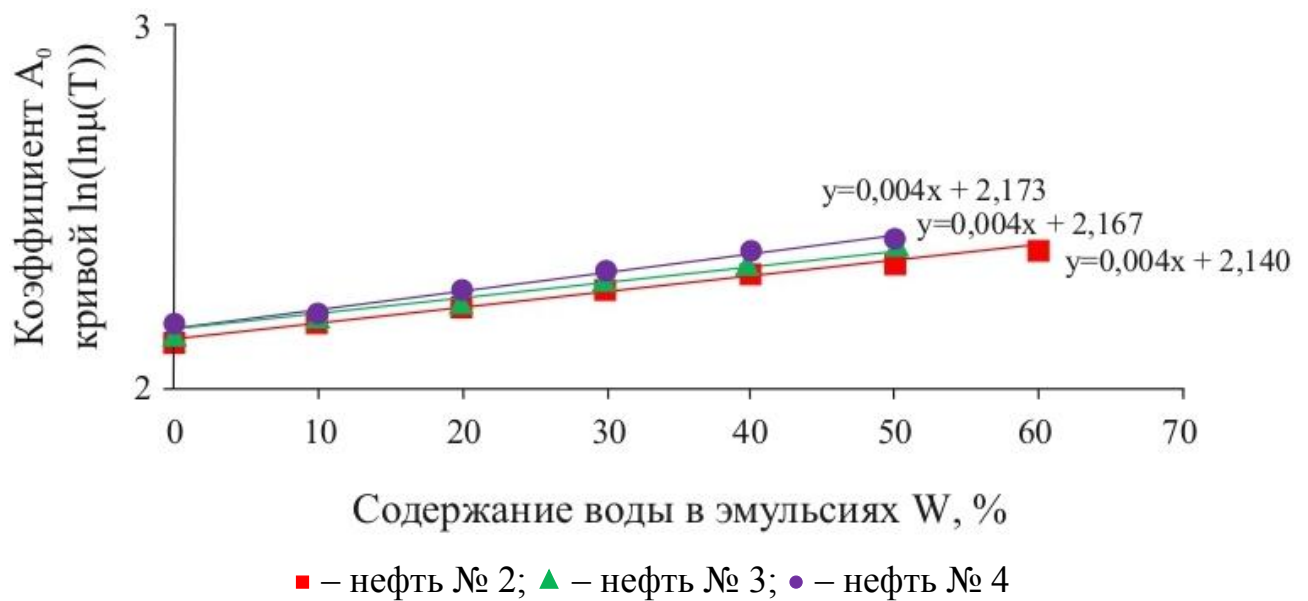
Рисунок 3.1 – Зависимости  $\ln(\ln\mu(T))$  для нефти № 1



Содержание водной фазы в эмульсии, %:

◆ – 0; ■ – 10; ▲ – 20; ● – 30; ▲ – 40; ● – 50

Рисунок 3.2 – Зависимости  $\ln(\ln\mu(T))$  для нефти № 2

Рисунок 3.3 – Зависимости  $\ln(\ln\mu(T))$  для нефти № 3Рисунок 3.4 – Зависимости наклона (коэффициента  $A_0$ ) кривой  $\ln(\ln\mu(T))$  от содержания воды в эмульсиях

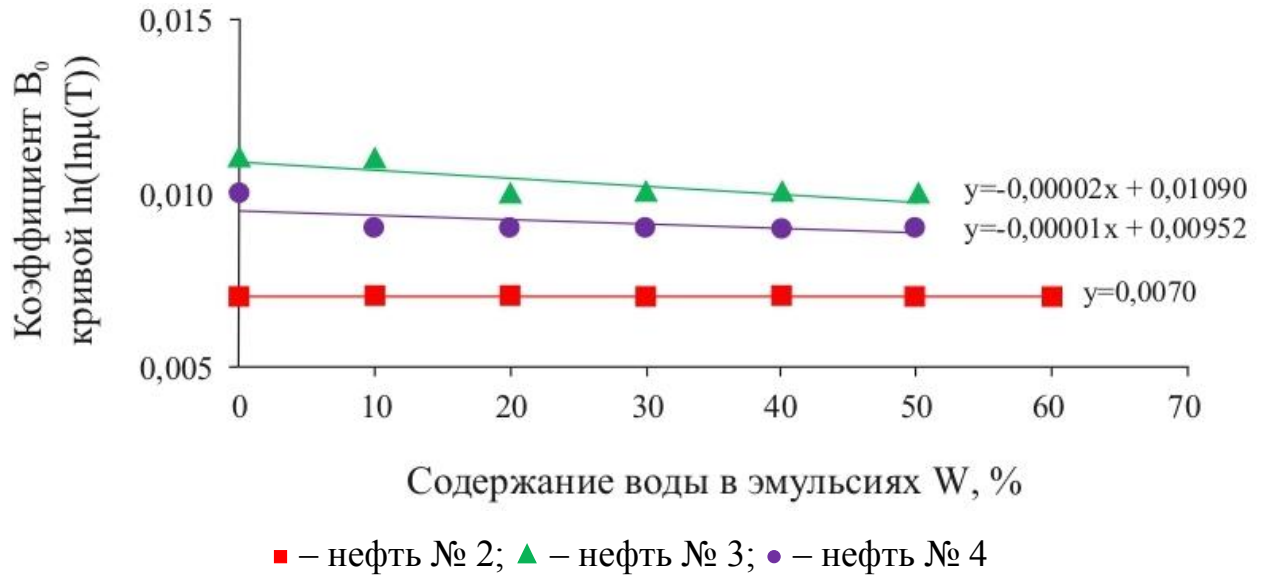


Рисунок 3.5 – Зависимости свободного члена (коэффициента  $B_0$ ) кривой  $\ln(\ln\mu(T))$  от содержания воды в эмульсиях

Итого для трех нефтей по кривым  $\ln(\ln\mu)$  получено обобщенное уравнение:

$$\mu = \exp(\exp(A_0 - B_0 T + 0,004W)), \quad (3.3)$$

где  $W$  – содержание водной фазы в эмульсии, %;

$T$  – температура эмульсии, °С;

$\mu$  – вязкость эмульсии, мПа·с.

$A_0$  и  $B_0$  – коэффициенты из уравнения кривой  $\ln\ln\mu = f(T)$  для безводной нефти.

Экспериментальная зависимость (3.3) получена для интервала изменения обводненности (0–60 %), температуры измеряемой жидкости (15–55°С) и вязкости исходной дегазированной нефти в стандартных условиях (30–65 мПа·с).

Значения коэффициентов  $A_0$  и  $B_0$  в формуле (3.3) определяются экспериментально измерением вязкости проб эмульсий, отобранных их двух скважин с различной обводненностью. Полученные значения вязкости на этих



скважинах, обводненность и замеренная температура жидкостей позволяют получить два уравнения (3.3) с двумя неизвестными  $A_0$  и  $B_0$  и рассчитать значения последних. Для получения средних значений этих коэффициентов по залежи производятся аналогичные измерения вязкости обводненной нефти и вычисления коэффициентов для других пар скважин. Измерения на 6...10 скважинах (3...5 пар) позволяют получить осредненные значения коэффициентов для залежи.

Формула (3.3) позволяет пересчитать измеренное значение вязкости жидкости на вязкость при стандартной температуре вводом ее в формулу (3.3).

В формулу (3.3) для расчетов вязкости эмульсий при произвольных значениях температуры и обводненности жидкости подставляют значения  $T$  ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $A_0$ ,  $B_0$  и  $W$  (%).

Рисунки 3.1, 3.2, и 3.3 наглядно показывают инвариантность температурных зависимостей по отношению к обводненности жидкости.

Для исследованной группы нефтей допустимо в расчетах вязкости по (3.3) принять коэффициент  $A_0 = 2,3$ . После измерения вязкости эмульсии какой-либо произвольной скважины в (3.3) подставляют значения  $\mu$ ,  $T$ ,  $W$ ,  $A_0$  (2,3) и рассчитывают значение коэффициента  $B_0$ .

Для того, чтобы рассчитать по формуле (3.3) вязкость обводненной жидкости в стандартных условиях достаточно в формулу подставить значения температуры  $20^{\circ}\text{C}$ , обводненность жидкости в процентах, а также коэффициенты  $A_0$  и  $B_0$ .

Пересчет динамической вязкости на кинематическую производится по формуле:

$$v_i = \frac{\mu_i}{\rho_n \cdot (1-B) + \rho_v \cdot B}, \quad (3.4)$$

где  $\rho_n$ ,  $\rho_v$  – плотность нефти и воды,  $\text{кг/м}^3$ ;

$B$  – обводненность, д.ед.

В литературе [36, 94] приведена формула Вальтера зависимости вязкости жидкости от температуры:

$$(100 \cdot v_i + 0,8)^{T^B} = K, \quad (3.5)$$

где  $B$  и  $K$  – постоянные коэффициенты для данной жидкости;

$T$  – абсолютная температура среды, К.

После двукратного логарифмирования получено:

$$\lg[\lg(100 \cdot v_i + 0,8)] = A - B \cdot \lg T. \quad (3.6)$$

Принято считать, что коэффициент  $B$  в уравнении (3.4) зависит от состава самой нефти и потому он является аналогом коэффициента крутизны вискограммы.

Коэффициент  $A$  в (3.6) зависит, очевидно, от обводненности жидкости и ее газонасыщенности при давлении в трубопроводе в точке отбора пробы.

На базе формулы (3.6) Семенидо Е.Г. [94] построил номограмму для определения вязкости жидкости по заданной температуре. Номограмма предполагает наличие двух значений вязкости жидкости при двух температурах. В работе [94] значения вязкости задаются температурами 20 и 50°C.

Вместе с тем, использование номограммы практически невозможно в полевых условиях из-за необходимости термостатировать отобранную жидкость.

Кроме того, нагрев обводненной жидкости приводит к частичному расслоению водонефтяной эмульсии и дополнительному снижению вязкости жидкости.

Имея ввиду такой подход к оценке коэффициентов  $A$  и  $B$  в формуле (3.6), наклон линий зависимости вязкости от температуры будет зависеть практически только от состава нефти. При обводненности выше 60 % уже происходит частичное расслоение нефти и воды, а при большой обводненности происходит инверсия фаз и переход нефти в дисперсную фазу. Поэтому при  $B > 60$  % пользование номограммой на Рисунках 3.4 и 3.5 становится некорректным. Таким образом, независимо от коэффициента  $A_0$  наклон линий в номограмме будет сохранять примерно постоянное значение, т.е. коэффициент  $B_0$  при разной обводненности и газонасыщенности будет иметь примерно

одинаковые значения до значений  $V \approx 60 \%$ .

Изменение обводненности и газонасыщенности продукции будет смещать наклонную линию зависимости вязкость от температуры по вертикали.

Правильность и прецизионность измерений соответствуют требованиям к показателям точности измерений и ниже приведенным значениям:

1. Систематическая погрешность не значима;
2. Стандартное отклонение  $S = 0,05 \cdot \mu + 3,95$ ;
3. Полученные параметры погрешности выполненных замеров с вероятностью  $P = 0,95$  составили:  $\varepsilon = 0,12 \cdot \mu + 8,33$ ;
4. Неопределенность выполненных замеров составила:  
 $u_p = 0,11 \cdot \mu + 7,90$ .

Для промысловых измерений вязкости продукции скважин вискозиметр (Рисунок 2.4) предварительно тарируется на эталонной жидкости при различных углах наклона оси.

При тарировании прибора использован метод интерполяции для определения вязкости стандартного образца (СО) жидкости на температурах, отличных от паспортных значений. При наличии данных по двум температурам СО строится зависимость  $\ln \ln(\mu)$  от температуры (Т) в °С. Соединяя полученные точки прямой, определяют новое значение двойного логарифма от температуры измерения исследуемой жидкости. Линейность такой зависимости подтверждает график (Рисунок 3.6), полученный для СО марки РЭВ-300-ЭК с измеренными значениями вязкости на трех температурах (20, 50 и 100 °С).

Располагая значениями вязкости жидкости при двух температурах можно рассчитать промежуточные значения вязкости при других температурах:

$$\ln \ln \mu_i = \ln \ln \mu_1 - (\ln \ln \mu_1 - \ln \ln \mu_2) \frac{T_i - T_1}{T_2 - T_1}. \quad (3.7)$$

Другим способом получения коэффициентов в формуле (3.3) является построение температурной зависимости для безводной дегазированной нефти в координатах Вальтера термостатированием нефти в лабораторных условиях. Строят температурную зависимость для безводной нефти в координатах  $\ln(\ln \mu)$

–  $T$  и по ней графически определяют постоянные  $A_0$  и  $B_0$ . Формула (3.3) позволяет рассчитать вязкость жидкости при температурах в интервале 15–55 °С, в том числе при 20 °С, и обводненности жидкости в интервале 0–60 %.

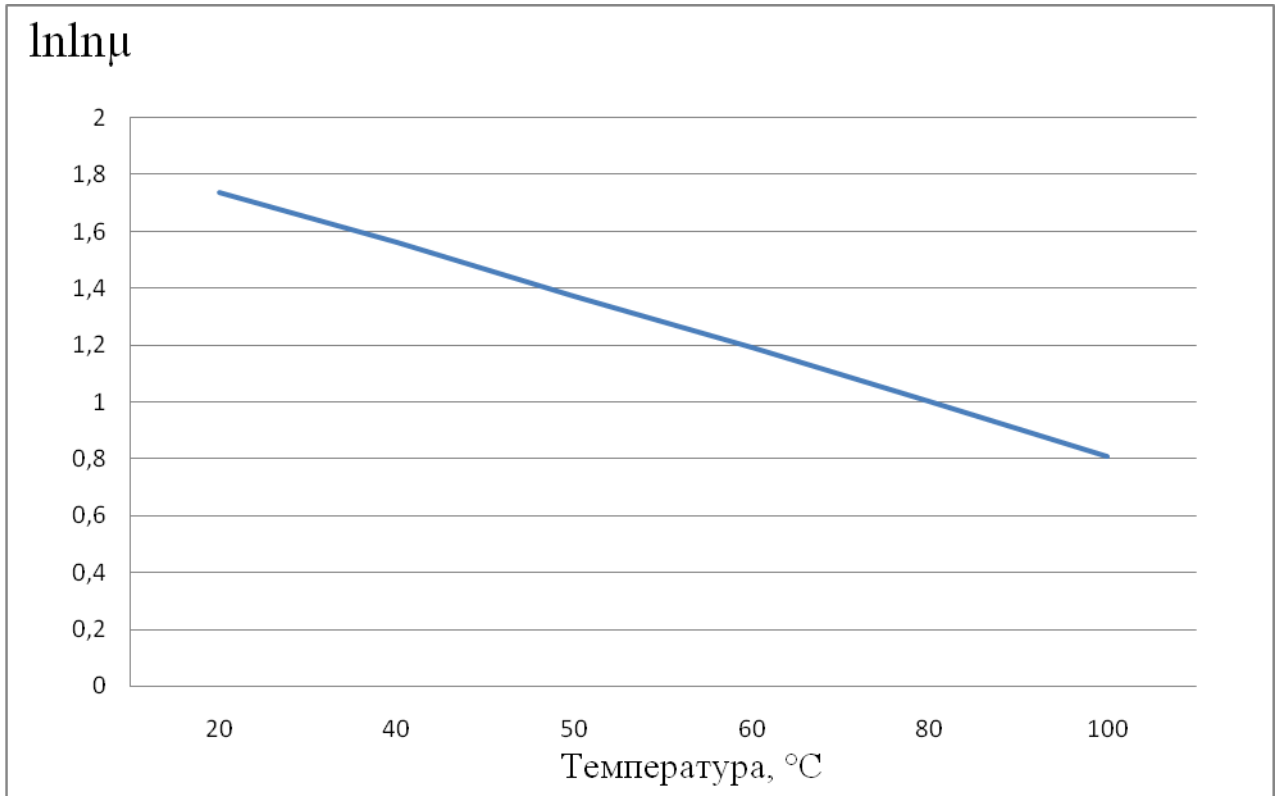


Рисунок 3.6 – Зависимость вязкости жидкости от температуры в координатах Вальтера

Преимуществом такого способа является отсутствие необходимости измерений вязкости продукции на каждой скважине залежи благодаря возможности расчетов по обобщенной формуле (3.3).

После выполненных измерений жидкость из прибора сливают и утилизируют в дренажный колодец. Полость прибора промывают растворителем и продувают затем инертным газом. В обязательном порядке калиброванная трубка вискозиметра очищается от возможных осадков, парафиновых отложений и пленки нефти на стенке.

### 3.3 Исследование влияния неньютоновских свойств жидкости на вязкость, измеряемую прибором Гепплера

Кривая течения нефтяной эмульсии с обводненностью 60 % показывает изменение ее эффективной вязкости при увеличении скорости сдвига в жидкости. В области малых значений градиента скорости эффективное значение вязкости имеет максимальные значения, а по мере роста скорости сдвига в результате разрушения структуры в жидкости эффективное значение вязкости снижается и в пределе стремится к постоянному значению полностью разрушенной структуры [12, 13, 45, 53].

На Рисунке 3.7 кривая 1 (пунктирная линия) показывает такое изменение эффективной вязкости жидкости, отобранной из манифольда. Кривая 1 получена в лабораторных условиях на приборе «Реотест-2».

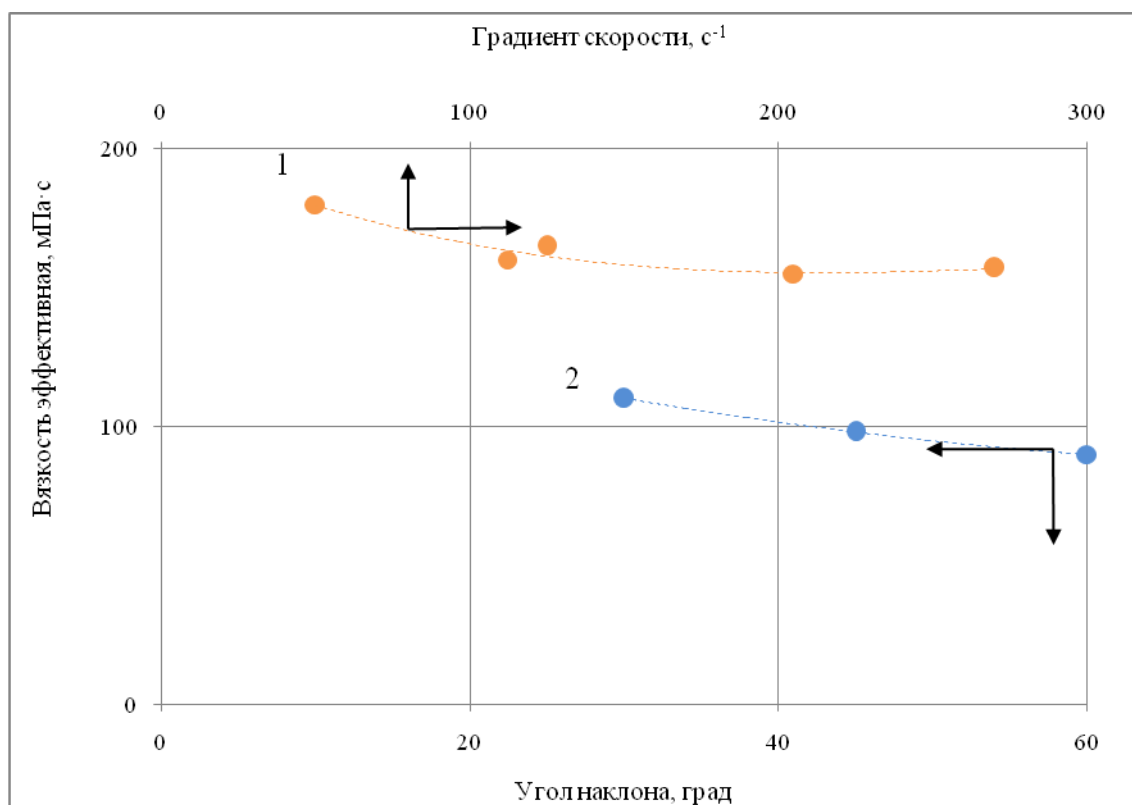


Рисунок 3.7 – Зависимость эффективной вязкости нефтяной эмульсии при обводненности 60 % от скорости сдвига жидкости (1) и угла наклона трубки вискозиметра (2)

Каждый интервал значений градиента скорости представляет интерес для расчетов гидравлических сопротивлений в системах.

Интервал больших градиентов, соответствующих значениям  $150\text{--}350\text{ с}^{-1}$  и более имеет место в потоках нефти на стенках промысловых трубопроводов с диаметрами порядка  $150\text{--}200\text{ мм}$ . Поэтому в расчеты можно закладывать значения эффективной вязкости, соответствующие этим градиентам скорости.

Малые значения градиентов представляют интерес для расчетов фильтрации жидкости в поровых каналах продуктивного пласта.

Аналогичная картина влияния градиента скорости на вязкость жидкости должна иметь место и при измерениях прибором Гепплера. Однако, в отличие от реовискозиметров измерения прибором Гепплера производятся при неизвестных градиентах, соответствующих конкретным диаметрам трубки и шарика, а также углу наклона трубки.

Следует отметить отсутствие каких-либо исследований по расчету градиента скорости в трубках при измерениях прибором Гепплера.

На Рисунке 3.7 кривая 2 получена при различных углах наклона трубки при измерениях, результаты которых приведены в Таблице 3.1. Видно, что с ростом угла наклона трубки, т.е. с увеличением скорости качения шарика в жидкости с неньютоновскими свойствами измеренное значение вязкости уменьшается.

Следует также отметить, что в случае, представленном на Рисунке 3.7 (кривая 2), полного разрушения структурного каркаса в жидкости не произошло даже с максимальным углом наклона  $60^\circ$ .

Поэтому, для таких случаев рекомендуется в дальнейшем использовать данные по вязкости, измеренные при наибольшем угле отклонения оси трубки.

Таблица 3.1 – Данные измерений вязкости

Номер измерений	Угол наклона, град.	Номер эксперимента	Фактическое значение вязкости, мПа·с
1	60	1	90
		2	84
		3	82,4
		4	87,9
		5	89
		среднее	<b>86,6</b>
2	45	1	91,9
		2	100,1
		3	97,7
		4	96,5
		5	97,8
		среднее	<b>96,8</b>
3	30	1	103,7
		2	103,7
		3	102,9
		4	103,7
		5	105,3
		среднее	<b>103,9</b>

### Выводы по главе 3

1. Установлена инвариантность температурной зависимости вязкости нефтяной эмульсии обратного типа при различной обводненности, обусловленной идентичными физико-химическими свойствами дисперсионной среды – нефти.

2. Лабораторными исследованиями нефтяных эмульсий различных месторождений Республики Татарстан получена эмпирическая формула для расчета вязкости эмульсий при различных значениях температуры и содержания воды, позволяющая рассчитывать вязкость в широких диапазонах изменения температуры и обводненности по одному только значению вязкости, измеренной на какой-либо скважине залежи. Средняя дисперсность водной фракции исследованных эмульсий составляла 30–55 мкм.

3. Разработана методика пересчета измеренной вязкости продукции скважины на вязкость при других значениях температуры и обводненности. Проведены опытно-промысловые замеры вязкости и получены результаты пересчета полученной вязкости на вязкость при других значениях указанных выше параметров.

4. Выполнены исследования влияния неньютоновских свойств нефтяных эмульсий на измеренные прибором Гепплера их вязкости. Показано, что с ростом угла наклона трубки прибора для одной и той же жидкости значение вязкости уменьшается. Для практических расчетов предложено использовать значения вязкости, полученные при максимальном угле наклона трубки  $60^\circ$ .



## ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА НА ВЯЗКОСТЬ ОБВОДНЕННОЙ ПРОДУКЦИИ ПЛАСТА НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ ЖИДКОСТИ

### 4.1 Анализ результатов выполненных исследований вязкости газонасыщенных нефтей

К числу наиболее известных исследований влияния количества растворенного газа на вязкость пластовой жидкости следует отнести работу группы ученых под руководством профессора Тронова В.П. [98]. В ней авторы выполнили исследования влияния растворенного газа на вязкость нефти в широком диапазоне изменения газосодержания и обводненности продукции пласта. В работе [99] сделана аналогичная попытка исследования вязкости газонасыщенных нефтей.

Лабораторными исследованиями [98] получена зависимость относительной вязкости эмульсии с содержанием водной фазы  $B = 0,2$  при различных значениях вязкости исходной нефти. Опытным путем установлена зависимость для расчета газированной нефти как функции вязкости дегазированной нефти для каких-то конкретных значений обводненности и температуры:

$$\mu_{\text{отн}} = 1 + 0,0857 \Gamma, \quad (4.1.)$$

где  $\mu_{\text{отн}}$  – отношение вязкостей дегазированной нефти к газированной;

$\Gamma$  – количество растворенного газа в нефти,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Исследованиями установлено, что существенные отклонения вязкости нефти наблюдаются при газосодержании более  $77 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Также было установлено, что с ростом вязкости исходной нефти влияние растворенного газа на вязкость увеличивается.

В этой же работе установлена формула для расчета вязкости газированной нефти в зависимости от вязкости дегазированной нефти, ее обводненности и температуры:

$$\mu_{\Gamma} = \frac{1,65\mu_0 \cdot 1,054^{(B)} \cdot 1,6362^{(-T)}}{1 + 0,0857 \cdot \Gamma}, \quad (4.2)$$

где  $\mu_0$  – вязкость дегазированной безводной нефти при 20 °С;

$B$  – обводненность, %;

$T$  – температура, °С;

$\Gamma$  – газовый фактор нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Расчеты по уравнению (4.2) показывают, что, к примеру, при обводненности 60 %, газосодержании 70 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и температуре 20°С вязкость дегазированной нефти примерно в 5,5 раз превышает вязкость газированной нефти.

В статье [100] Люстрицким В.М. выполнены исследования влияния газосодержания нефти на ее вязкость.

Получено выражение зависимости динамической вязкости нефти от температуры и газосодержания в виде:

$$\mu = \exp(a), \quad (4.3)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость, мПа·с;

$a$  – коэффициент, зависящий от температуры и газосодержания.

Для расчетов коэффициент « $a$ » был представлен в виде:

$$a = e^{-bt} \cdot \ln A, \quad (4.4)$$

где  $b$  – коэффициент, характеризующий степень зависимости вязкости от температуры;

$t$  – температура нефти;

$A$  – коэффициент, зависящий от объемного газосодержания нефти и численно равен вязкости нефти при  $t = 0$ .

Для Усинского нефтяного месторождения получено выражение множителя в расчетах вязкости в виде:

$$\ln A = \frac{156 + 6V}{15 + V}, \quad (4.5)$$

где  $V$  – объемное газосодержание нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Такой подход в определении влияния газонасыщенности на вязкость нефти достаточно трудоемок ввиду необходимости отбора большого

количества проб нефти на скважинах и последующих измерений вязкости под давлением.

На Рисунке 4.1 приведены полученные опытные зависимости количества растворенного газа в нефти от давления при однократном разгазировании нефти пластов Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>2-6</sub> Западно-Тугровского месторождения. Кривые показывают линейный характер зависимости при давлениях выше 2,9 МПа. При меньших давлениях зависимости имеют нелинейный характер.

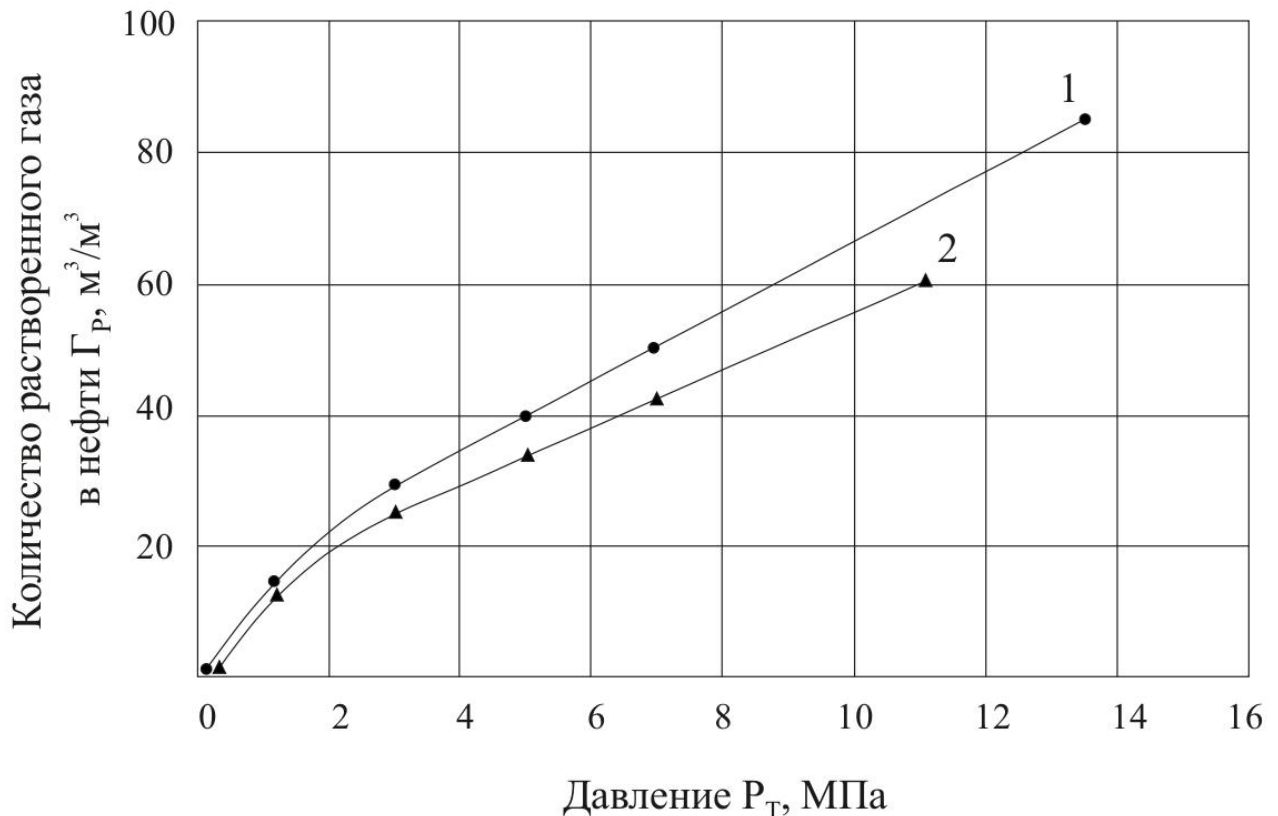


Рисунок 4.1 – Зависимость количества растворенного газа в нефти от давления для пластов Ю<sub>10</sub> (1) и Ю<sub>2-6</sub> (2)

Измерения вязкости нефтей были проведены при газосодержаниях нефти 12;35; 40; 50; 68 м<sup>3</sup>/т (точки кривой 1) и 10;29; 34; 43; 56 м<sup>3</sup>/т (точки кривой 2). Этим газосодержаниям соответствовали давления 4,0; 5,0; 7,0; 10,0 МПа (кривая 1) и 4,0; 5,0; 7,0; 10,0 МПа (кривая 2). В соответствии с полученными данными по газосодержанию растворенного газа были измерены значения вязкости газонасыщенной нефти.

На Рисунке 4.2 представлены графически связи между газонасыщенностью нефти и ее вязкостью. Видно, что присутствие растворенного газа в нефти в количестве до  $68 \text{ м}^3/\text{т}$  в значительной мере снижает вязкость дегазированной нефти.

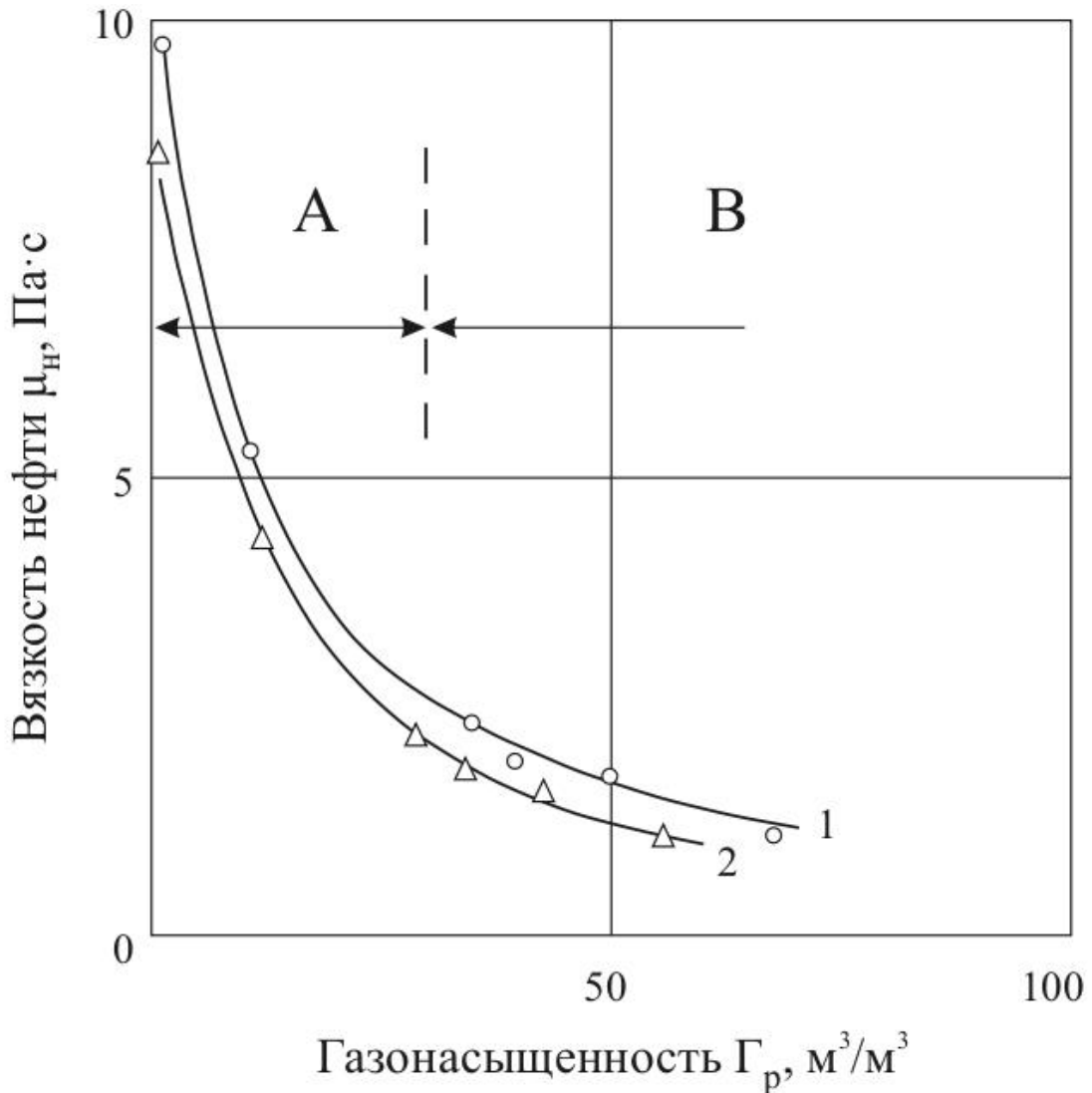


Рисунок 4.2 – Зависимость вязкости нефти ( $\mu_n$ ) от ее газонасыщенности ( $\Gamma_r$ ) пластов Ю<sub>10</sub> (1) и Ю<sub>2-6</sub> (2) Западно-Тугровского месторождения

Кривые 1 и 2 на Рисунке 4.2 при малых газосодержаниях нефти имеют начальные участки с резким снижением вязкости нефти. Далее, при газосодержании более  $30 \text{ м}^3/\text{м}^3$  кривые выполаживаются. В пределе при очень высоких газосодержаниях кривые стремятся к какому-то пределу. Возможно, что кривые могут асимптотически приближаться к некоей горизонтальной

линии, близкой к вязкости крайне неустойчивой газированной нефти.

На Рисунке 4.2 можно выделить, таким образом, зону А резкого снижения вязкости нефти с увеличением ее газосодержания и зону В относительной стабилизации вязкости нефти.

Разработанный в диссертации вискозиметр (глава 2) также позволяет в принципе построить зависимость, аналогичную Рисунку 4.2. Измерения проводятся на безводных скважинах или скважинах с низкой (до 5%) обводненностью. В этом диапазоне влияние водной фазы на вязкость еще практически не проявляется.

Измерение вязкости продукции безводной скважины производится по описанной в главе 2 методике с регистрацией температуры и давления.

После измерения вязкости производится стравливание давления в приборе до атмосферного значения, выпуск газа и повторное измерение вязкости жидкости. По кривой, аналогичной Рисунку 4.1, для зарегистрированного давления определяют остаточное количество растворенного газа в нефти.

Соотношение измеренных значений вязкостей позволяет оценить степень снижения вязкости нефти в присутствии растворенного газа.

Однако, такой метод сложен из-за необходимости стравливания образовавшегося при снижении давления в приборе свободного газа и необходимости сохранения постоянства температуры. В этой связи наиболее целесообразным представляется способ оценки влияния растворенного газа на вязкость исследованием вязкости пластовых нефтей под давлением на установке УИПН.

#### **4.2 Статистическая связь количества растворенного газа в нефти с ее вязкостью (на примере исследования пластовых нефтей Арланского месторождения)**

Для получения статистической связи необходимо выполнить анализ

большого объема экспериментального материала по пластовым нефтям. В работе [101] приведены обширные исследования физико-химических свойств пластовых нефтей Республики Башкортостан, проведенные на установке УИПНсотрудниками БашНИПИнефть на глубинных пробах с забоя скважин, а также на поверхностных пробах, отобранных на устье скважин в контейнеры высокого давления.

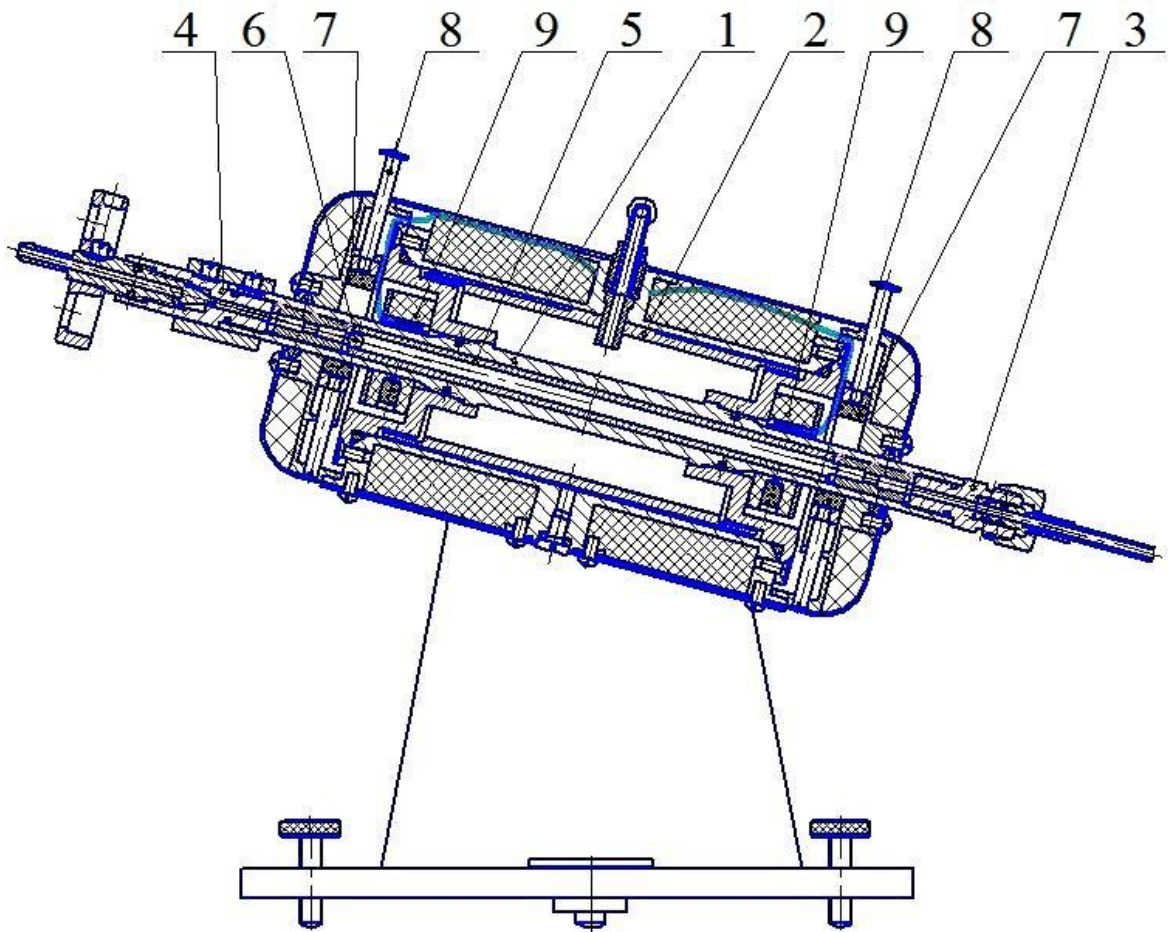
Экспериментальная установка позволяла достигать в пробах заданные соотношения объемов жидкой и газовой фаз. Предусматривалась возможность дегазировать нефть и измерять выделившийся объем газа. Исследования базировались на объемных методах измерений параметров жидкости и газа.

Установка позволяла определять физические параметры нефти в пластовых условиях, включающие давление насыщения нефти газом, газовый фактор, температурный коэффициент объемного расширения и др. Кроме того, в состав установки входил вискозиметр, позволяющий производить измерения при различных давлениях и температурах, а также производить однократное и дифференциальное разгазирование нефти.

Для измерения вязкости нефти производился перевод глубинной пробы из пробоотборника в вискозиметр. Пределы допускаемой погрешности при измерении вязкости составляли 6%. Прибор для измерения вязкости нефти (Рисунок 4.3) представляет собой корпус 1, выполненный из немагнитной стали и помещенный в термостатирующую рубашку 2.

В правой части корпуса находится проходной штуцер 3, через который происходит заполнение прибора исследуемой жидкостью, а в левой части проходной вентиль 4. Внутри корпуса помещена калиброванная трубка 5 из немагнитной стали, в которой может свободно катиться стальной шарик 6. В крышках вискозиметра размещены магниты 7, которые фиксируют положение стального шарика. В вискозиметре создаются температура и давление, необходимые для проведения опыта. Корпус вискозиметра может устанавливаться относительно основания под углом  $15^\circ$ ,  $30^\circ$  и  $45^\circ$ . При проведении опыта вискозиметр устанавливается в наклонном положении под

определенным углом. Шарик из верхнего положения освобождается вручную нажатием кнопки 8 на верхней крышке.



- 1 – корпус; 2 – термостатирующая рубашка; 3 – проходной штуцер;  
 4 – проходной вентиль; 5 – калиброванная трубка; 6 – стальной шарик;  
 7 – магнит; 8 – кнопка; 9 – датчик магнитного поля

Рисунок 4.3 – Вискозиметр УИПН

Вдоль калиброванной трубки на определенном расстоянии расположены два датчика магнитного поля 9. Когда шарик катится мимо первого датчика – отсчет времени начинается; когда мимо второго датчика – отсчет заканчивается. Время качения шарика измеряется электронным секундомером, соединенным с вискозиметром.

Для перевода пробы в измерительный пресс из пробоотборника или контейнера предусмотрен блок перевода пробы, состоящий из жидкостного

регулируемого насоса.

При проведении опыта последовательность действий как в ручном, так и в автоматическом режиме следует повторить несколько раз (для получения более точных расчетных параметров рекомендуется провести не менее 10 измерений для каждого угла поворота вискозиметра).

Расчет вязкости производят по формуле (2.1).

Для измерения количества газа, выделяющегося при разгазировании нефти, применялся газовый счетчик.

В Таблице 4.1 приведен материал по исследованию пластовых нефтей Арланского нефтяного месторождения [101]. В ней нашли отражение основные свойства пластовой нефти, к которым относятся давление насыщения нефти газом, газовый фактор нефти, объемный коэффициент, усадка нефти, плотность нефти в пластовых и поверхностных условиях, вязкость нефти также в поверхностных и пластовых условиях [102, 103].

Из Таблицы 4.1 видно, что практически во всех случаях вязкость нефти в пластовых условиях значительно ниже значений вязкости в поверхностных условиях из-за насыщения нефти газом.

На Рисунках 4.4 и 4.5 представлены графики зависимости коэффициента снижения вязкости нефти от газового фактора нефти для Арланской и Николо-Березовской площадей. Видно, что с ростом газосодержания снижение вязкости становится более существенным и достигающим величины 0,5 и более раз.

Кривая на Рисунке 4.4 описывается экспоненциальной формулой с большей достоверностью, чем аналогичная на Рисунке 4.5:

$$\mu_{20} = \frac{\mu_{нг}}{1,022 \cdot e^{-0,028\Gamma_{\phi}}}, \quad (4.6)$$

где  $\mu_{20}$  – значение вязкости нефти при нулевом содержании растворенного газа (сепарированной нефти в нормальных условиях);

0,028 – коэффициент, зависящий от физико-химических свойств исследуемой нефти;

$\Gamma_{\phi}$  – содержание растворенного газа в нефти (газовый фактор) м<sup>3</sup>/т;



$\mu_{нг}$  – вязкость газонасыщенной нефти при температуре 20 °С.

Таблица 4.1 – Данные измерений пластовой и сепарированной нефти Арланского месторождения

№ п/п	Номер скважины	Давление насыщения, МПа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>		Вязкость нефти, мПа с		Отношение вязкости нефти в пластовых условиях к сепарированной при 20 °С
				в пластовых условиях	сепарированной, при 20 °С	в пластовых условиях	сепарированной, при 20 °С	
Арланская площадь								
1	7	8,63	20	0,882	0,89	17,3	30,9	0,55987055
2	8	7,26	18,9	0,885	0,892	20,1	34,4	0,584302326
3	22	7,8	15,6	0,884	0,89	22,1	32,3	0,684210526
4	24	7,85	19,2	0,881	0,891	21,1	33,6	0,62797619
5	25	7,65	20,8	0,882	0,892	18,2	35,2	0,517045455
6	27	7,65	19,4	0,884	0,894	25,2	41,7	0,604316547
7	29	6,96	17,3	0,876	0,883	16,8	24,9	0,674698795
8	29	8,63	19,8	0,876	0,885	16,4	25,4	0,645669291
9	29	8,53	19,3	0,876	0,885	16,8	25,8	0,651162791
10	33	5,1	15,4	0,885	0,891	21,7	39,3	0,55216285
11	38	7,26	18,7	0,881	0,89	20,2	31,2	0,647435897
12	39	4,12	10,1	0,9	0,902	45,1	55,8	0,808243728
13	39	4,61	13,5	0,884	0,891	24,6	36	0,683333333
14	39	7,11	18,6	0,883	0,893	21,3	37,2	0,572580645

15	46	8,19	21,5	0,871	0,883	15,5	24,9	0,62248996
----	----	------	------	-------	-------	------	------	------------

Продолжение Таблицы 4.1

№ п/п	Номер скважины	Давление насыщения, МПа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>		Вязкость нефти, мПа с		Отношение вязкости нефти в пластовых условиях к сепарированной при 20 °С
				в пластовых условиях	сепарированной, при 20 °С	в пластовых условиях	сепарированной, при 20 °С	
16	48	6,96	13,6	0,888	0,893	25,7	37,3	0,689008043
17	108	8,14	18,4	0,893	0,901	31,6	53,5	0,590654206
18	109	8,83	19,5	0,878	0,888	17,5	32	0,546875
19	116	9,02	21	0,88	0,892	18,5	34,3	0,539358601
20	117	8,04	19,3	0,878	0,888	16,5	29,4	0,56122449
21	187	9,07	20,5	0,877	0,892	19,6	35,2	0,556818182
22	233	8,73	20	0,882	0,895	22	39,4	0,558375635
23	234	2,55	9,7	0,888	0,896	25,4	32,1	0,791277259
24	246	8,93	19	0,883	0,893	19,3	34,6	0,557803468
25	248	7,95	19,6	0,872	0,885	14,5	25	0,58
26	248	8,34	20	0,875	0,885	16,2	26	0,623076923
27	290	7,01	17,5	0,877	0,884	16,1	25	0,644
28	291	8,44	19,5	0,878	0,884	14,3	25,9	0,552123552
29	292	6,18	16,8	0,876	0,884	15	25,3	0,592885375
30	293	8,14	19,4	0,871	0,885	18,8	25,9	0,725868726

31	302	8,48	21,7	0,879	0,891	18,8	34	0,552941176
32	343	7,75	19,3	0,878	0,89	17,8	33,8	0,526627219

Продолжение Таблицы 4.1

№ п/п	Номер скважины	Давление насыщения, МПа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>		Вязкость нефти, мПа с		Отношение вязкости нефти в пластовых условиях к сепарированной при 20 °С
				в пластовых условиях	сепарированной, при 20 °С	в пластовых условиях	сепарированной, при 20 °С	
33	380	8,76	20,6	0,87	0,885	13,8	25,5	0,541176471
34	453	7,75	17,4	0,885	0,893	22,3	37	0,602702703
35	27	2,94	17,4	0,865	0,87	12,5	14,1	0,886524823
36	292	1,28	6,4	0,875	0,868	13,9	13	1,069230769
37	2800	0,88	7,8	0,868	0,868	13,1	13,1	1
Никола-Березовская площадь								
38	45	9,81	24,2	0,872	0,894	19	31,9	0,595611285
39	45	9,81	24,6	0,872	0,893	21,4	35,4	0,604519774
40	52	9,05	21,5	0,879	0,893	18,2	32,8	0,554878049
41	641	8,15	21,9	0,866	0,885	10,7	23,76	0,4503367
42	1	2,94	10,3	0,887	0,889	26	34	0,764705882
43	40	5,98	16,3	0,881	0,888	19,8	31	0,638709677
44	45	12,2	21,4	0,887	0,894	32	36,7	0,871934605
45	52	7,16	12,7	0,89	0,892	25,6	37,7	0,679045093
46	102	6,87	14,9	0,887	0,893	29	44	0,659090909
47	106	8,24	19,2	0,878	0,889	19,4	33,4	0,580838323

48	113	2,5	6,2	0,893	0,893	35	43	0,813953488
49	133	6,77	15,6	0,887	0,893	25,1	38,5	0,651948052

Продолжение Таблицы 4.1

№ п/п	Номер скважины	Давление насыщения, МПа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>		Вязкость нефти, мПа с		Отношение вязкости нефти в пластовых условиях к сепарированной при 20 °С
				в пластовых условиях	сепарированной, при 20 °С	в пластовых условиях	сепарированной, при 20 °С	
50	144	3,19	8,6	0,887	0,889	27	37	0,72972973
51	171	7,55	18,6	0,882	0,891	18,7	35,3	0,529745042
52	352	7,21	13,7	0,891	0,895	28,1	40,9	0,687041565
53	1205	6,52	16,3	0,884	0,887	18,7	28,7	0,651567944
54	1482	9,61	20	0,876	0,89	22,6	33,2	0,680722892
55	1482	3,04	8	0,887	0,887	23,3	35	0,665714286
56	001	3,73	11,6	0,883	0,888	23,5	29,8	0,788590604

Значение  $\Gamma_{\phi}$  будет изменяться в зависимости от давления в точке отбора пробы нефти. Фактическое значение остаточного количества растворенного газа ( $\Gamma_p$ ) в нефти определяется по кривой разгазирования нефти, аналогичной Рисунку 4.1. По оси абсцисс откладывается давление в точке отбора пробы, а содержание остаточного количества растворенного газа определяется как разница газового фактора нефти  $\Gamma_{\phi}$  и свободного газа, выделившегося из нефти при снижении давления до значения давления в точке отбора пробы.

Значение коэффициента 0,028 справедливо только для Арланского

нефтяного месторождения. Располагая значениями этого коэффициента и  $\Gamma_p$ , а также значением вязкости дегазированной нефти в стандартных условиях  $\mu_{20}$  можно рассчитать вязкость газонасыщенной нефти  $\mu_{НГ}$  также при 20°C:

$$\mu_{НГ} = 1,022\mu_{20}e^{-0,028 \Gamma_p}. \quad (4.7)$$

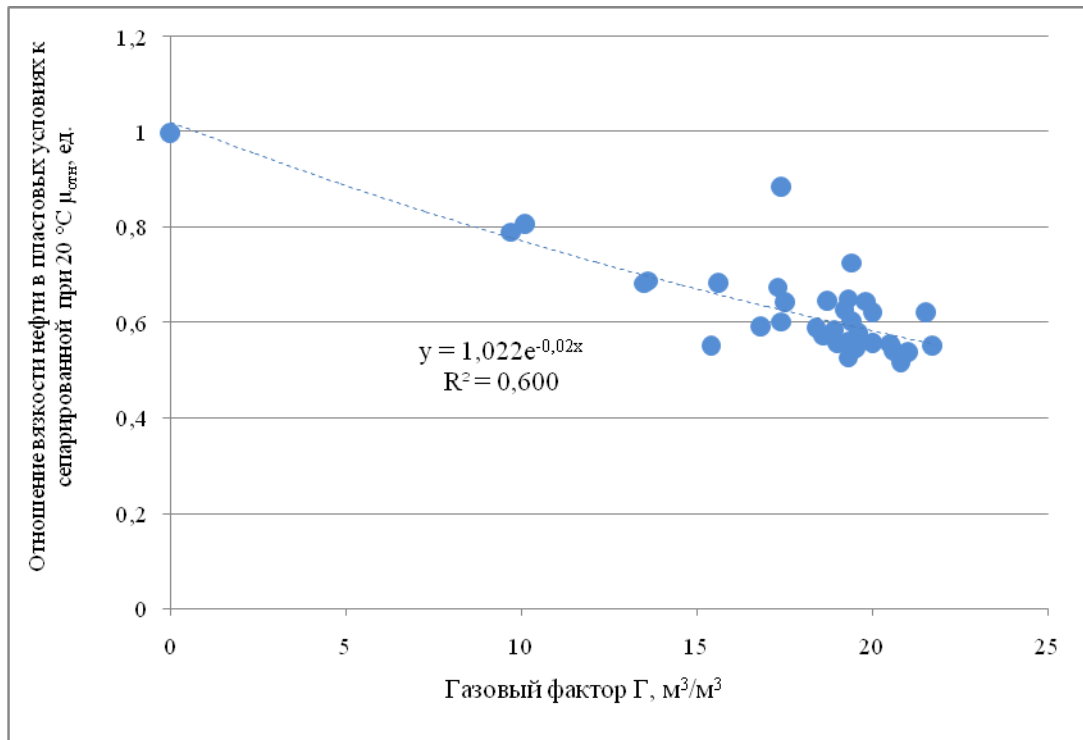


Рисунок 4.4 – Зависимость отношения вязкости нефти в пластовых и поверхностных условиях от газового фактора. Арланское месторождение (Арланская площадь)

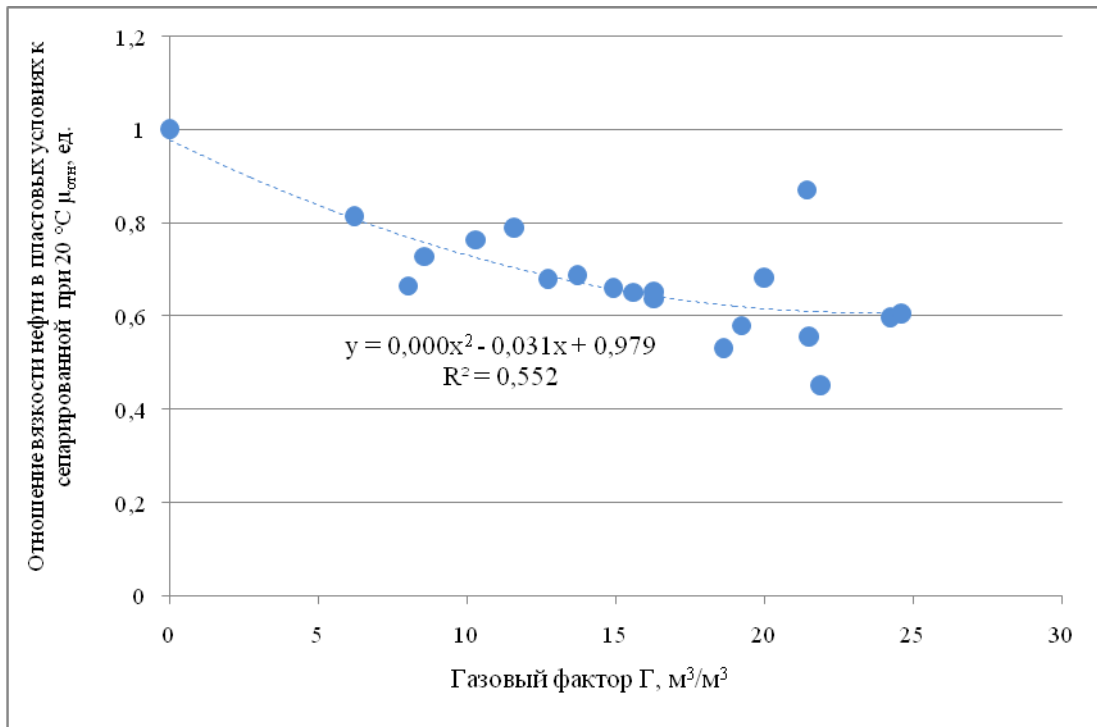


Рисунок 4.5 – Зависимость отношения вязкости нефти в пластовых и поверхностных условиях от газового фактора. Арланское месторождение (Николо-Березовская площадь)

Зависимости, аналогичные (4.6) и (4.7), можно получить для других месторождений нефти. Но в случаях высоких температур пласта предложенная методика нуждается в коррективах. Поэтому приведенные положения могут быть использованы только в условиях Урало-Поволжья.

#### 4.3 Методика учета количества растворенного газа в нефти на устье скважины в расчетах вязкости продукции обводненной скважины

Установленная экспериментальная зависимость (4.7) позволяет рассчитывать вязкость обводненной эмульсии при различных температурах, если в формулу (3.3) ввести коэффициенты показателя экспоненты, описанные выше.

Методика учета количества растворенного газа в нефти на вязкость пластовой жидкости, измеренную на устье скважины, включает получение экспериментальной зависимости отношения вязкостей газонасыщенной

пластовой и дегазированной нефти при стандартной температуре от количества растворенной части газовой фазы.

Объемное количество растворенного газа в нефти, приведенное к стандартным условиям при давлении в точке отбора пробы жидкости определяется по кривой однократного разгазирования нефти.

Далее строится зависимость (4.7) для исследуемой нефти, в которой в показатель экспоненты будут входить конкретные значения  $\Gamma_p$  и коэффициента, характеризующего физико-химические свойства нефти данного месторождения.

Формула (3.3) в таком случае преобразуется к виду:

$$\mu_{НГ} = 1,022 \exp(\exp(A_0 - B_0 T + 0,004 W)) \exp(-0,028 \Gamma_p). \quad (4.8)$$

Выражение (4.8) включает в себя определение газосодержания нефти  $\Gamma_p$  при соответствующем давлении, а также опытное значение коэффициента в показателе степени, полученного для конкретной нефти.

Оно может быть использовано в расчетах вязкости газонасыщенной нефти при измерениях прибором вязкости дегазированной нефти. Для других месторождений нефти коэффициенты, входящие в (4.8), нуждаются в коррективах.

#### **4.4 Применение результатов измерения вязкости продукции скважины в технологических расчетах добычи нефти**

Измерения вязкости продукции на устье скважины необходимы для определения осредненной вязкости по глубине колонны НКТ при проектировании и выборе скважинного оборудования. Это касается штанговых насосных установок, поскольку установки электроцентробежных насосов ухудшают напорные характеристики уже при вязкости жидкости в полости рабочих колес около 60 мПа·с [6, 12].

Конструирование штанговых колонн и выбор насосного оборудования производится на базе расчетов нагрузок от вязкого трения штанг о жидкость.

С одной стороны, нагрузки на оборудование и напряжения в металле штанг с учетом вязкого трения не должны превышать допустимых величин, с другой стороны, гидродинамическое трение не должно приводить к «зависанию» штанг и потере работоспособности насосной установки. Таким образом, наиболее опасным с точки зрения потери работоспособности оборудования УСШН при добыче вязкой нефти является гидродинамическое трение при ходе колонны штанг вниз, при котором движение колонны и жидкости не совпадают по направлению.

Если произвести измерение вязкости обводненной продукции на устье скважины, то по формуле (1.4) можно рассчитать осредненную вязкость продукции в колонне НКТ. В работе [12] приведена зависимость для расчета силы от вязкого сопротивления движению колонны штанг в жидкости в средней части хода колонны вниз. В эту формулу следует ввести значение вязкости, рассчитанное по (1.4):

$$F_{\text{тр.н}} = 2,65 \cdot 10^{-4} (1150 \mu_y - 100) L K_\epsilon V_{\text{max}} \exp(15,16m), \quad (4.9)$$

где  $F_{\text{тр.н}}$  – силы от вязкого трения колонны штанг в жидкости, Н;

$V_{\text{max}}$  – скорость штанг в середине хода (0,0523 nS), м/с;

$K_\epsilon$  – поправочный коэффициент на эксцентриситет (Таблица 4.2);

$\mu_y$  – вязкость, мПа·с;

$L$  – подвеска насоса, м;

$m = d_{\text{шт}}/D_T$ ,

$d_{\text{шт}}$  – диаметр штанг, м;

$D_T$  – внутренний диаметр НКТ, м;

$n, S$  – соответственно число ходов ( $\text{мин}^{-1}$ ) и длина хода насоса (м).

Формула (4.9) справедлива до значений  $m = 0,4$ .

Величина силы трения, рассчитанная по (4.9) для скважины, в которой производится измерение вязкости, сопоставляется с весом колонны штанг в жидкости  $P_{\text{шт}}$ .

Во избежание зависания штанг необходимо, чтобы существовал некоторый запас, определяемый коэффициентом 0,75:



$$F_{\text{тр.н}} = 0,75 P_{\text{шт.}} \quad (4.10)$$

Аналогично, формула для расчета нагрузок на колонну штанг от вязкого трения при их ходе вверх примет вид:

$$F_{\text{тр.в}} = 10^{-3} (1150\mu_y - 100) V_{\text{max}} L K_{\varepsilon} F(m_1 n_1), \quad (4.11)$$

где

$$F(m_1 n_1) = u_1(n_1) + f(m)[u_2(n_1) - u_1(n_1)];$$

$$f(m) = 3,87 - 29,1m + 54,6m^2;$$

$$u_1(n_1) = -90,8 + 6,48 \cdot 10^2 n_1 - 1,22 \cdot 10^3 n_1^2 + 7,09 \cdot 10^2 n_1^3;$$

$$u_2(n_1) = -3,07 \cdot 10^2 + 2,18 \cdot 10^3 n_1 - 4,11 \cdot 10^3 n_1^2 + 2,38 \cdot 10^3 n_1^3.$$

Расчеты по (4.9) и (4.11) показывают, что абсолютные значения нагрузок от вязкого трения при ходе колонны штанг вниз значительно превышают аналогичные нагрузки при ходе колонны вверх, что связано с противоположным направлением движений жидкости и штанг при ходе колонны вниз.

Таблица 4.2 – Значения поправочного коэффициента  $K_{\varepsilon}$

$d_{\text{шт.}}$ мм	$D_{\text{т}}, \text{ мм}$							
	40,3	50,3	59,0	62,5	73,0	76,0	88,6	100,3
16	-	0,85	0,75	0,73	0,67	-	-	-
19	-	0,96	0,87	0,84	0,74	0,74	0,70	-
22	-	-	0,91	0,89	0,78	0,78	0,72	0,65
25	-	-	-	1,00	0,92	0,92	0,82	0,80

Согласно исследованиям [12], при достижении вязкости жидкости в колонне НКТ порядка 100 мПа·с, нагрузки на оборудование начинают зависеть от вязкости жидкости и в технологических расчетах следует уже учитывать нагрузки от вязкого трения. При достижении средней вязкости в НКТ порядка 500 мПа·с конструирование колонны штанг и выбор насосного оборудования необходимо производить уже на базе вязкостной составляющей нагрузок

точке подвеса колонны штанг. Поэтому, при достижении осредненного значения вязкости жидкости в НКТ ( $\mu_{cp}$ ) величины более 100 мПа·с, экстремальные значения нагрузок в точке подвеса колонны штанг необходимо рассчитывать по формулам:

$$P_{max} = P_{г.ст} + P_{шт} + F_{тр.в}, \quad (4.12)$$

$$P_{min} = P_{шт} - F_{тр.н}, \quad (4.13)$$

где  $P_{max}$  и  $P_{min}$  – максимальная и минимальная нагрузки в точке подвеса колонны штанг, Н;

$P_{г.ст}$  – гидростатическая нагрузка на плунжер насоса, Н;

$P_{шт}$  – вес колонны штанг в жидкости.

На базе формул (4.12) и (4.13) производятся конструирование колонны штанг и выбор технологического режима откачки пластовой жидкости, приведенные в справочной литературе [18, 80].

В скважинах с УЭЦН данные по дисперсному составу водной продукции в нефти, приведенные на Рисунке 1.3, свидетельствуют о том, что вязкость жидкости на устье скважины примерно соответствует вязкости жидкости в погружном насосе в силу того, что вязкость эмульсии при прочих равных условиях зависит от дисперсности водной фазы. В работе Каплана Л.С. [39] было показано, что эмульгирование нефтяной смеси в погружном насосе завершается уже примерно на 40-ой ступени насоса. Поэтому вязкость жидкости, замеренная на устье скважины с УЭЦН, примерно соответствует вязкости жидкости в погружном насосе. В работе [40] показано влияние вязкости жидкости на напор, создаваемый насосом. Получены графики зависимостей коэффициентов снижения напора и подачи насоса от вязкости перекачиваемой жидкости. Поэтому измерение вязкости обводненной продукции на устье дает представление о степени ухудшения напорной характеристики насоса.

При величине  $\mu_y$  более 500 мПа·с в скважинах с УСШН следует применять меры по снижению вязкости обводненной продукции в НКТ. К наиболее эффективному относится применение деэмульгаторов, вводимых на

прием УСШН через затрубное пространство [6].

Применение переносного вискозиметра в различных точках системы сбора нефти дает достаточное представление об условиях транспорта и подготовки товарной нефти.

Замена участка трубопровода в системе сбора нефти, связанная с коррозионным разрушением металла труб, требует расположения сведениями о вязкости жидкости при проектировании трубопровода. В гидравлический расчет трубопровода вводится показатель вязкости жидкости с учетом предварительного сброса воды на УПСВ (установка предварительного сброса воды). Наилучшим способом обеспечения точности гидравлических расчетов является периодическое измерение вязкости жидкости на ее выходе из аппарата сброса воды.

В тех случаях, когда в жидкости, перекачиваемой по промысловому трубопроводу из-за снижения давления, выделяется газ, в гидравлические расчеты необходимо вводить соответствующие поправки.

Постоянное снижение давления в нефтепроводе сопровождается ростом объема выделяющегося из нефти газа.

В работе [50] выполнены исследования гидравлических сопротивлений в трубопроводе с выделяющейся по ее длине газовой фазой. Было получено экспериментальное выражение для расчета коэффициента гидравлического сопротивления для режима течения гидравлически гладких труб с учетом присутствия свободного газа на выходе жидкости из УПСВ «Кушкуль» (Республика Башкортостан):

$$\lambda_{гз} = \frac{0,3164 - 0,026\beta_{г}}{\sqrt[4]{Re_{э}}}, \quad (4.14)$$

где  $\lambda_{гз}$  – коэффициент гидравлического сопротивления при течении эмульсии со свободной газовой фазой;

$\beta_{г}$  – количество выделившегося газа, м<sup>3</sup>/т;

$Re_{э} = uD\rho_{э}/\mu_{э}$ ,

где  $u$  – средняя скорость течения жидкости, м/с;

$D$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$\rho_{\text{э}}, \mu_{\text{э}}$  – плотность и вязкость эмульсии.

В работе [50] ввиду нарастающего количества выделяющегося газа в трубопроводе предложен интегральный подход к расчету коэффициента гидравлического сопротивления. Итоговая часть расчета имеет сложное и неудобное выражение. Поэтому более целесообразным является усреднение газосодержания жидкости по длине трубопровода по кривой дифференциального разгазирования нефти на участке от начального до конечного давления в трубопроводе.

Полученное, таким образом, значение коэффициента гидравлического сопротивления подставляют в формулу Дарси-Вейсбаха для расчета гидравлического перепада давления на рассматриваемом участке трубопровода.

В качестве примера можно рассмотреть вариант перекачки по трубопроводу эмульсии со следующими параметрами:  $\mu_{\text{э}} = 0,03$  Па·с;  $\rho_{\text{э}}=900$  кг/м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{э}}=1500$  м<sup>3</sup>/сут;  $D=0,2$  м,  $P_{\text{к}}=0,2$  МПа,  $P_{\text{нас}}=7,4$  МПа (давление насыщения). Согласно расчетов при средней скорости течения 0,55 м/с параметр Рейнольдса составляет 3300. Далее, задаваясь давлением в конце трубопровода, рассчитывают ряд давлений на начальном участке трубопровода для построения зависимости перепада давления в трубопроводе от длины участка трубопровода  $L$  при фиксированной производительности трубопровода.

Для примера в Таблице 4.3 приведены расчетные значения давления в начальной точке трубопровода при фиксированном давлении в конечной точке ( $P_{\text{к}}$ ) и различной протяженности участка  $L$ .

Таблица 4.3 – Расчетные значения  $P_{\text{н}}$  и  $L$

$P_{\text{н}},$ $10^5 \text{Па}$	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5
$L,$ $10^3 \text{м}$	3,65	6,01	8,62	11,08	13,60	16,25	18,81	21,00

Согласно Таблицы 4.3 при заданных значениях  $P_k$  и длине  $L$  определяется начальное давление  $P_n$ . Методика гидравлического расчета промышленного трубопровода позволяет, таким образом, использовать значение вязкости обводненной жидкости, измеренной на устье скважины прибором Гепплера.

Измерения вязкости жидкости в различных точках системы сбора нефти позволяют выявить скважины, в которых происходит интенсивное эмульгирование жидкостей и образование высоковязких сред. Для предупреждения повышения себестоимости подготовки товарной нефти необходимо предпринять меры по предупреждению образования эмульсий повышенной вязкости и стойкости к разрушению в выявленных скважинах.

#### **Выводы по главе 4**

1. Описан метод и инструмент измерения вязкости нефти при различных содержаниях газа на основе установки исследования пластовых нефтей, включающей блок вискозиметра и устройство для ввода пробы жидкости в прибор и замера объема газа при разгазировании нефти.

2. Установлен характер уменьшения вязкости нефти с ростом ее газосодержания и получена обобщенная формула для пересчета вязкости нефти с учетом растворенного газа в нефти для Арланского нефтяного месторождения.

3. Предложена методика расчета вязкости газонасыщенной водонефтяной эмульсии на примере исследования пластовых нефтей Арланского нефтяного месторождения на базе предварительного замера вязкости дегазированной жидкости газонасыщенной нефти при  $20^{\circ}\text{C}$ , определения остаточного количества растворенного газа в нефти  $\Gamma_p$  по кривой разгазирования этой нефти.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1. Выполнен анализ дисперсного состава и вязкости обводненной продукции пластов на устье скважин при различных способах механизированной добычи. Сформулированы основные требования к средствам измерения вязкости жидкости на устье скважин и способам отбора представительной пробы, к которым отнесены удаление свободного газа из отбираемой 3-х фазной смеси, учет остаточного количества растворенного газа в нефти, а также пересчет измеренного значения вязкости на стандартные условия ( $P=101,3$  кПа,  $T = 20^{\circ}\text{C}$ ).

2. Анализ известных средств измерения вязкости нефти на объектах ее добычи показал наибольшую перспективу применения приборов Гепплера благодаря их возможности измерений высоковязких сред, небольшим затратам времени и оперативности замеров. Разработан усовершенствованный переносной прибор Гепплера для пределов изменения вязкости соответственно до  $2,0$  Па·с. Проведены опытно-промышленные измерения вязкости в ЗАО «Алойл», показавшие схождение результатов с замерами сертифицированными средствами измерения.

3. Лабораторными исследованиями группы нефтей установлена инвариантность температурной зависимости Вальтера при различной обводненности жидкости. Получена эмпирическая формула для расчета вязкости нефти при разных значениях ее температуры и обводненности в диапазонах их изменения соответственно (15–55°C) и (0–60 %). Разработана методика пересчета измеренной вязкости пробы обводненной нефти на устье скважин на вязкость нефти в стандартных условиях при ограниченном объеме измерений.

4. Установлена закономерность снижения вязкости нефти с ростом количества растворенного в ней газа на примере Арланского нефтяного месторождения. Разработана методика и получена обобщенная формула для расчета вязкости продукции скважины при различных значениях обводненности, температуры и количества растворенного газа для данного месторождения нефти.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Алиманов Д.А. Некоторые вопросы добычи высоковязкой нефти на месторождении Кенкияк // Нефтепромысловое дело: науч.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1981. – № 6. – С. 19-20.

2. Кутырев Е.Ф., Сергиенко В.Н., Кутырев А.Е. О концепции разработки заводненных залежей нефти на поздних стадиях (часть 2). Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 10. – С. 44–48.

3. Минниханов Р.Н., Маганов Н.У., Хисамов Р.С. О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. – Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 60–63.

4. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е. Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Известия

Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 8. – С. 30–36.

5. Шахназаров А.А. Оптимизация добычи высоковязкой нефти глубинными насосами // Проблемы изучения залежей высоковязких нефтей: сб. научн. тр. – УкрНИИнефть, 1989. – С. 127–137.

6. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предупреждение осложнений при добыче обводненной нефти. – Уфа: Башкнигоиздат, 1987. – 167 с.

7. Валеев М.Д. Добыча высоковязкой нефти на месторождениях Башкирии // Нефтяная промышленность: обзор информ. по информ. обеспечению общесоюз. науч.-техн. программ. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 2 (91). – 40 с.

8. Газизов А.А., Газизов А.Ш., Богданова С.А. Научеомкие технологии добычи нефти. – Казань: Центр инновационных технологий, 2014. – 391 с.

9. Валеев М.Д., Хасанов М.М. Глубиннонасосная добыча вязкой нефти. – Уфа: Башк. кн. изд-во, 1992. – 151 с.

10. Особенности эмульгирования водонефтяной системы газом / А.М. Мамедов, З.А. Аббасов, А.Ч. Нагиев [и др.] // Нефтепромысловое дело: науч.техн. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1973. – № 4. – С. 17–19.

11. Позднышев Г.Н., Шмелев М.В. Разрушение стойких нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. – 1977. – № 2. – С. 51–54.

12. Теория и практика насосной добычи высоковязкой нефти из обводненных скважин / М.Д. Валеев, С.А. Леонтьев, А.В. Майер, М.А. Мохов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 269 с.

13. Насосная добыча вязкой нефти из наклонных и обводненных скважин / К.Р. Уразаков, Е.И. Богомольный, Ж.С. Сейтпагамбетов, А.Г. Газаров / под ред. М.Д. Валеева. – Москва: Недра, 2000. – 302 с.



14. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промышленных условиях. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 283 с.
15. Валеев М.Д. Исследование технологии подъема обводненной нефти в стволе скважины с помощью модели потока дрейфа // Тр. БашНИПИнефть. – 1992. – Вып. 86. – С. 218–224.
16. Олегов Д.О. Вопросы исследования структуры двухфазного потока на забое обводненных скважин // Техника добычи нефти: сб. науч. тр. – Москва: ВНИИ, 1967. – Вып. 51. – С. 35–39.
17. Предупреждение образования эмульсий при добыче и сборе нефти / Н.Н Репин, О.М. Юсупов, М.Д. Валеев, И.К. Карпов // Темат. науч.-техн. обзор. Сер. Нефтепромысловое дело. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1979. – 59 с.
18. Разработка нефтяных месторождений: издание в 4-х томах / под ред. Н.И. Хисамутдинова, Г.З. Ибрагимова. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1994. – Т. 2. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин. – 272 с.
19. Гиниятуллин И.И., Митрофанов А.З. Критическая обводненность нефтяной эмульсии при обращении фаз // Нефтепромысловое дело: науч.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1982. – № 7. – С. 39-40.
20. Paul H., Sleicher C. The maximum stable drop size in turbulent flow effect of pore diameter // Chemical Engineering Science. – 1965. – Vol. 20. – № 1. DOI: 10.1016/0009-2509(65)80044-6.
21. Sleicher C.A., Jr. Maximum Stable Drop Size in Turbulent Flow // AIChE Journal. – 1962. – Vol. 8. – № 4. – P. 471.
22. Клейтон В. Эмульсии: Их теория и технология применения / пер. с англ. Н. А. Плетеневой [и др.]; под ред. П. А. Ребиндера; [Вступит. статья П.А. Ребиндера и К.А. Поспеловой]. – Москва: Изд-во иностр. лит., 1950 (Ленинград: тип. им. Евг. Соколовой). – 680 с.
23. Ши Г.Б. Нефтяные эмульсии и методы борьбы с ними. – Москва: Гостоптехиздат, 1946. – 144 с.

24. Эмульсии / под редакцией Ф. Шермана; пер. с англ, под ред. А.А. Абрамзона. – Ленинград: Химия, 1972. – 448 с.

25. Алексеев Г.А., Мухаметгалеев Р.Р. Изучение структуры образования эмульсий в глубиннонасосных скважинах // Вопросы добычи нефти на промыслах Башкирии. – Уфа: Башкнигоиздат, 1968. – С. 75–81.

26. Влияние способа эксплуатации на степень эмульгирования нефти и качество образуемых эмульсий / Б.Я. Зарецкий, Л.А. Пелевин, В.И. Ионов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 10. – С. 38–41.

27. Грайфер В.И., Лазарев Г.А., Леонтьев М.И. Влияние различных факторов на вязкость водонефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело: научн.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1973. – № 2. – С. 21–23.

28. Целиковский О.И. Расчет вязкости водонефтяных эмульсий Среднего Приобья // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 3. – С. 54-55.

29. Simon R. Downhole emulsification in oil well // J. Petrol. Technology. – 1968. – Vol. 20. – № 12. – P. 1349–1353.

30. А.с. 747982 СССР, МКИЕ 21 В 43/00. Стенд для исследования процесса образования эмульсий / М.Д. Валеев, Р.С. Хакимов, К.Р., Уразаков, Г.И. Николаев, О.В. Эделев. – № 2576197/22-03; заявл. 25.01.78; опубл. 15.06.80, Бюл. № 26 . – 6 с.

31. Абдурашитов С.А., Аванесян В.Г. Экспериментальное исследование физических свойств эмульсионных нефтей // Известия вузов. Нефть и газ. – 1964. – № 1. – С. 77.

32. Валеев М.Д. Прогнозирование вязкости эмульсий в обводненных скважинах // Пути интенсификации добычи нефти: сб. науч. тр. – Уфа: Башнипинефть, 1989. – Вып. 80. – С. 120–123.

33. Исследование структурной вязкости нефтяных эмульсий НПУ «Бузовнынефть» / М.А. Ашимов, В.А. Мамедова, Ю.Д. Бух [и др.] // // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1967. – № 12. – С. 36-37.

34. Исследование эффективной вязкости нефти при глубиннонасосной добыче / В.Н. Рахматуллин, Е.Ф. Кутырев, Р.У. Рамазанов, А.А. Каримов // Вторая научно-практическая конференция «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» (Когалым, 20-21 декабря 2006 г.): сборник докладов (дополнительный том). – Уфа: Монография, 2006. – С. 321–324.

35. Валеев М.Д. Способ замера вязкости нефти в стволе глубиннонасосных скважин // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти: науч.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1984. – №1. – С. 22–24.

36. Влияние температуры и обводненности на вязкость эмульсий / И.И. Дунюшкин, А.А. Баленин, Н.И. Татунов [и др.] // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти: науч.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1985. – № 7. – С. 22–25.

37. Исследования закономерностей эмульсеобразования / О.А. Мирошниченко, А.А. Кутова, А.Н. Клименко [и др.] // Газовая промышленность. – 1978. – № 4. – С. 35–39.

38. Исследование стойкости эмульсий на промыслах / Н.М. Байков, С.Д. Бенин, И.Ю. Клугман, И.Л. Соколов, Э.А. Стадниченко // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 8. – С. 61–63.

39. Каплан Л.С. Изменение вязкости водонефтяной смеси в процессе движения через погружной центробежный электронасос // Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 15. – С. 1–5.

40. Ляпков П.Д. Расчет вязкости водонефтяных эмульсий по экспериментальным данным // Техника и технология добычи высоковязкой нефти: сб. науч. тр. – Москва: МИНГ им. И.М. Губкина, 1982. – Вып. 165. – С. 36–45.

41. Phung Dinh Thuc, Nguyen Van Diep. Rheological properties of the emulsion of crude oil and water // Vietnam Journal of Mechanics. – 1999. – Vol. 21. – № 4. –

P. 213–229.

42. Steinborn R., Flock D.L. The rheology of heavy oils and their emulsions // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1983. – № 22 (05). – P. 38–52. DOI: 10.2118/83-05-03.

43. Белкин И.М., Виноградов Г.В., Леонов А.И. Ротационные приборы. Измерение вязкости и физико-химических характеристик материалов. – Москва: Машиностроение, 1968. – 272 с.

44. Валеев М.Д. О структурно-механических и неравновесных характеристиках эмульгированных нефтей // Научные исследования в старом нефтедобывающем регионе: тр. ин-та. – Уфа: БашНИПИнефть, 1995. – Вып. 89. – С. 59–68.

45. О структурно-механических свойствах узеньских нефтей / Ю.В. Зайцев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 8.

46. Касымов Т.М. Определение вязкости нефти и нефтепродуктов при температуре застывания // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 1996. – Вып. 56. – С. 54–58.

47. Касымов Т.М., Валеев М.Д., Мамонов Ф.А. Определение вязкости нефти // OilandGasofKazakstan. – 1997. – № 6.

48. Коган Я.М., Латыпов В.Х. Исследование вязкости эмульсии пласта Д<sub>1</sub> Шкаповского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1964. – № 3. – С. 32–34.

49. Кривые и эмпирические формулы для определения вязкости нефтей и эмульсий / М.Г. Газимов, Ю.А. Ималиков, К.И. Махьянова [и др.] // Нефтепромысловое дело: научн.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1971. – № 9. – С. 24–26.

50. Мамонов Ф.А., Валеев А.М. Расчет эффективной вязкости эмульсий при добыче и промысловом транспорте нефти. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 81 с.

51. Мамонов Ф.А., Валеев А.М., Рзиев С.А. Методика расчета эффективной вязкости нефти в промысловых трубопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2004. – № 63. – С. 109–112.

52. Мамонов Ф.А., Валеев А.М., Рзиев С.А. Реологические параметры высокообводненной нефти в промысловых трубопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2004. – № 63. – С. 113–116.

53. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. – Москва: Недра, 1987. – 144 с.

54. Мищенко И.Т., Кнышенко Г.Н., Гафуров О.Г. Определение вязкости водонефтяных эмульсий по промысловым данным // Нефтепромысловое дело: научн.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1969. – № 12. – С. 3–6.

55. Максутов Р.А., Тарасов М.Ю., Мустафин М.У. Теплофизические свойства водонефтяных эмульсий Русского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 6. – С. 26–29.

56. Development of novel methods and devices for measuring the total gas-oil ratio, oil and water production rates and fluid viscosity / A.A. Isaev, R.Sh. Takhautdinov, V.I. Malykhin, A.A. Sharifullin // SPE Annual Caspian Technical Conference (Baku, Azerbaijan, 16–18 October 2019).DOI: 10.2118/198421-MS.

57. Rolling-ball viscometer: Lovis 2000 M/MEURL [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.anton-paar.com/ca-en/products/details/rolling-ball-viscometer-lovis-2000-mme/>

58. Никитин М.Н., Петухов А.В. Изучение реологических характеристик высоковязкой нефти Ярегского месторождения при различных температурах // Материалы межрегиональной научно-технической конференции. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2010. – С. 279–282.

59. Ручкина Р.М., Мансуров Р.И., Позднышев Г.Н. Физико-химические характеристики тяжелой нефти и эмульсий Пермской области //

Нефтепромысловое дело: научн.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1979. – № 3. – С. 37-38.

60. Сейтпагамбетов Ж.С., Базекина Л.В. Результаты исследования реологических свойств нефти и водонефтяной эмульсии Кенкиянского месторождения // Совершенствование технологической добычи, бурения и подготовки нефти: тр. ин-та. – Уфа: БашНИПИнефть, 2000. – Вып. 103. – С. 276–278.

61. Уразгалиев Б.У., Акжигитов А.Ш., Пастухова А.П. Реологические свойства высоковязкой каражанбасской нефти и ее смесей с узеньской высокозастывающей // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – № 9. – С. 7–10.

62. Хромович М.Н. Реология тяжелых нефтей и их эмульсий // Нефтепромысловое дело: отчетств. опыт: экспресс-информ. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1984. – С. 14–18.

63. Сахаров В.А., Мохов М.А. Определение вязкости водонефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело: научн.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1982. – № 8. – С. 16–19.

64. Пат. 1686141 Российская Федерация, МПК E21B 47/00. Способ определения вязкости нефти в глубинно-насосных скважинах / Галикеев Н.Г., Валеев М.Д., Ахмадишин Р.З., Хамзин Ш.Х., Янгурин А.Ш., Гарипов Ф.А.; патентообладатель НПО по геологофизическим методам повышения нефтеотдачи пластов «Союзнефтеотдача». – № 4723581/24; заявл. 26.07.1989; опубл. 23.10.1991, Бюл. № 39. – 7 с.

65. Пат. 2029284 Российская Федерация, МПК G01N 11/14 (2006.01). Способ определения вязкости жидкости / Кобяков А.И., Арпишкин И.М.; патентообладатель Кобяков Анатолий Иванович, Арпишкин Игорь Михайлович. – № 5049887/25; заявл. 29.06.1992; опубл. 20.02.1995, Бюл. № 5. – 5 с.

66. Пат. 2075056 Российская Федерация, МПК G 01 N 011/14. Способ определения вязкости высоковязких жидкостей / Анисимов Н.М., Попов В.А.; патентообладатель Липецкий государственный педагогический институт. – № 94017286; заявл. 10.05.1994; опубл. 10.03.1997, Бюл. № 7. – 5 с.

67. Целиковский О.И., Тарасов М.А. Экспресс-анализ вязкости газонасыщенных водонефтяных эмульсий в промысловых условиях // Нефтяник. – 1977. – № 9. – 13 с.

68. Чуринов М.И., Носкова З.И. Оценка вязкости нефти в скважинных условиях с помощью вискозиметра ВВН-2 // Нефтепромысловое дело: науч.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1978. – № 3. – С. 49-50.

69. Alvarado V., Reich E.-M., Yunfeng Yi, Potsch K. Integration of a Risk Management Tool and an Analytical Simulator for Assisted Decision-Making in IOR // SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition (Vienna, Austria, 12-15 June 2006). – Society of Petroleum Engineers, 2006. DOI: 10.2118/100217-MS.

70. А.с. 735966 СССР, МКИЗ G 01 N 11/10. Шариковый вискозиметр / К. Мурадов, В.И. Бедный, Э. Кичибаев. – № 2543922/18-25; заявл. 04.11.1977; опубл. 25.05.80, Бюл. 19. – 6 с.

71. Yakupov, R.F. Production of reserves of oil-water zones of low-viscosity oil deposits / R.F. Yakupov, Sh.G. Mingulov, I.Sh. Mingulov // IOP: Earth and Environmental Science (EES) (International Symposium «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects»). – 2020. – Vol. 579. – 012022. – P. 1–9. DOI: 10.1088/1755-1315/579/1/012022. (Scopus)

72. Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов: / Под ред. М.Д. Тиличеева. – Москва; Ленинград: Гостоптехиздат, 1945-1957 (Москва: 1-я тип. Трансжелдориздата). – 6 т.; 26 см. – (Труды Комитета по унификации физико-химических констант углеводородов / Всес. науч. инж.-техн. о-во нефтяников "ВНИТО-нефтяников"). – Вып. 5. – 1954. – 490 с.

73. Физические свойства эмульсионных систем с содержанием

наночастиц SiO<sub>2</sub> / В.В. Сергеев, Н.Г. Беленкова, Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Т. 9. – № 6. – С. 37–64. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64.

74. Целиковский О.И., Тарасов М.Ю., Антипов В.Н. Промысловый вискозиметр // Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности: науч.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1975. – № 7. – С. 13–14.

75. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Замер вязкости жидкости по методу Гепплера // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 11 (228). – С. 92–94.

76. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разработка и внедрение промышленного вискозиметра // Нефтепромышленное дело. – 2019. – № 12 (612). – С. 62–66. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-12(612)-62-66.

77. Опыт применения нового вискозиметра для измерения вязкости продукции нефтяной скважины в промышленных условиях / А.А. Исаев, Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин // Экспозиция нефть и газ. – 2019. – № 5 (72). – С. 37–40. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10046.

78. Панченков Г.М. Теория вязкости жидкостей. – Москва; Ленинград: Гостоптехиздат, 1947 (Ленинград: тип. "Кр. печатник"). – 156 с.

79. Плановский А.Н., Рамм В.М., Каган С.З. Процессы и аппараты химической технологии. – Москва: Госхимзавод, 1962. – 845 с.

80. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. – 5-е изд., доп. и перераб. – Москва: ГосТехИздат, 1962. – 888 с.

81. Mukhametshin, V.V. Oil well viscosity measurement and calculation algorithm / V.V. Mukhametshin, I.Sh. Mingulov, L.S. Kuleshova // Journal of Physics: Conference Series (International Conference on IT in Business and Industry (ITBI 2021)). – 2021. – Vol. 2032. – 012048. – P. 1–8. DOI: 10.1088/1742-6596/2032/1/012048. (Scopus)

82. Вязкость и прокачиваемость прогнозируемых к перекачке нефтей на



2000–2010 гг. по магистральному нефтепроводу «Кенкияк – Атырау» / Н.К. Надиров, Ф.А. Мамонов, Б.У. Уразгалиев, Т.П. Сериков // Нефть и газ. – 2001. – № 3. – С. 67.

83. Диденко В.С., Матвеева Л.И., Сеницкий В.А. Определение вязкости эмульсионных смесей обводненных нефтей // Нефтепромысловое дело: научн.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1981. – № 6. – С. 55–58.

84. Применение полимеров в добыче нефти / Г.И. Григоращенко, Ю.В. Зайцев, В.В. Кудин [и др.]. – Москва: Недра, 1978. – 213 с.

85. Патент 2097737 Российская Федерация, МПК G01N 11/00 (2006.01). Способ определения вязкости нефти и нефтепродуктов при температуре застывания / Гумеров А.Г., Мамонов Ф.А., Чепурский В.Н., Замякин С.П., Куртанов О.М.; патентообладатель Институт проблем транспорта энергоресурсов «ИПТЭР». – № 95116627/25; заявл. 27.09.1995; опубл. 27.11.1997, Бюл. № 33. – 5 с.

86. Фриш Г.А., Симха Р. Вязкость коллоидных дисперсий и растворов, содержащих макромолекулы // Геология: сборник. – Москва: Иностран. лит., 1962. – С. 91–98.

87. Cross M.M. Rheology of Viscoelastic Fluids. Elasticity Determination from Tangential Stress Measurement // Journal of Colloid and Interface Science. – 1968. – Vol. 27. – № 1. – P. 84–91. DOI: 10.1016/0021-9797(68)90012-X.

88. Булина И.Г., Караев О.А., Касимова А.Г. Об особенностях методики исследований реологических свойств парафинистых нефтей // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 3. – С. 44–45.

89. Физико-химические свойства [Электронный ресурс]. – URL: <http://proofoil.ru/Oilchemistry/phisyschemicalproperty4.html>

90. URL: <http://www.fungilab.com/products/rotational-viscometers/master-series/premium-series>

91. URL: <http://www.brookfieldengineering.com/products/viscometers/>

laboratory-falling-ball.asp

92. URL: <http://www.rheotest.de/deutsch/prozessger%C3%A4te/rotationsrheometer-rheotest-pr-4-1/>

93. URL: [http://www.vinci-technologies.com/products\\_explo.aspx?IDM=536755&IDR=82291&IDR2=82560](http://www.vinci-technologies.com/products_explo.aspx?IDM=536755&IDR=82291&IDR2=82560)

94. URL: <http://proofoil.ru/Oilchemistry/phisycschemicalproperty4.html>

95. Вискозиметр нефти промышленный ВНП-1-4,0-90. Номер государственной регистрации в реестре РФ ФР.1.31.2019.32427. – 2019.

96. Дубовкин Н.Ф. Справочник по углеводородным топливам и их продуктам сгорания. – Москва; Ленинград: Госэнергоиздат, 1962. – 288 с.

97. Mingulov, Sh.G. On the efficiency of wastewater treatment from solid suspended particles at Tuimazaneft Oil and Gas Production Division (NGDU «Tuimazaneft») / Sh.G. Mingulov, I.Sh. Mingulov // Journal of Physics: Conference Series (IPDME 2020 – International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering). – Vol. 1753. – 012085. – P. 1–7. DOI:10.1088/1742-6596/1753/1/012085. (Scopus).

98. Влияние растворенного в нефти газа на реологические свойства эмульсий / В.П. Тронов, И.М. Амерханов [и др.] // Нефтепромышленное дело и транспорт нефти: научн.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1985. – № 10. – С. 22–25.

99. Диденко В.С. Исследование вязкости газонасыщенных нефтяных эмульсий // Нефтепромышленное дело: научн.-техн. информ. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1983. – Вып. 12. – С. 12–14.

100. Люстрицкий В.М. Определение вязкости газонасыщенной нефти Усинского месторождения // Нефтепромышленное дело: сб. ВНИИОЭНГ. – Москва, 1982. – С. 27–28.

101. Рекомендации по оценке свойств пластовой нефти терригенной толщи нижнего карбона Арланского месторождения. – Уфа: БашНИПИнефть,

1978. – 19 с.

102. Лебедев С.А., Яхин С.Г., Пряжевский В.А. Определение места образования эмульсий в эксплуатационных скважинах // Нефтепромысловое дело: информ. науч.-техн. сб. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1963. – Вып. 3. – С. 20–22.

103. Чубанов О.В. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. – Москва: Недра, 1982. – 157 с.