

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

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа–2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

**Научный руководитель**                      **Мухаметшин Вячеслав Вячеславович**  
доктор технических наук, доцент

**Официальные оппоненты:**            **Ковалева Лиана Ароновна**  
доктор технических наук, профессор  
ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет»  
Заведующая кафедрой прикладной физики

**Леонтьев Дмитрий Сергеевич**  
кандидат технических наук, доцент  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,  
кафедра бурения нефтяных и газовых скважин, доцент

**Ведущая организация**                      Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет» (г. Ижевск)

Защита диссертации состоится «09» февраля 2023 года, в 16 ч. 00 мин. на заседании диссертационного совета 24.2.428.03, созданного при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы исследования

Развитие нефтяной отрасли Российской Федерации в настоящее время характерно вводом в промышленную разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). 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.

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. В этой связи проектирование объектов скважинной добычи и внутрипромыслового транспорта высоковязкой нефти производится на основе данных о вязкости добываемой продукции.

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.

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 жидкости 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 промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутрипромысловый транспорт и промысловую 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., МаксUTOва Р.А., Медведева В.Ф., Репина Н.Н., Сахарова В.А., Тарасова М.Ю., Тронова 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 усовершенствованную конструкцию переносного прибора для измерения вязкости жидкости на устье скважин в диапазоне ее изменения 0,001–2,0 Па·с, а также провести опытно-промысловые испытания вискозиметра 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 её 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 ее 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 «Earth sciences: 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.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность профессору Ахметову Р.Т., доценту Мухаметшину В.В., плодотворная работа с которыми способствовала становлению и развитию идей, положенных в основу работы.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность выполненной работы, сформулированы цель и основные задачи исследований, приведены основные положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна и практическая ценность результатов работы.

В первой главе выполнены краткий анализ и исследования структур движения продукции обводненных пластов в стволе и на устье скважины и проблем отбора представительных проб жидкостей для измерения их вязкости.

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. На начальном этапе эксплуатации скважины этот столб представляет технологическую воду, оставшуюся после строительства и освоения скважины. Впоследствии эта вода замещается попутно добываемой пластовой водой, поступающей на забой вместе с нефтью. На Рисунке 1 представлена запись плотности жидкости по глубине скважины № 3426, полученная с помощью прибора гамма-плотностномера, спускаемого на геофизическом кабеле на забой по затрубному пространству.

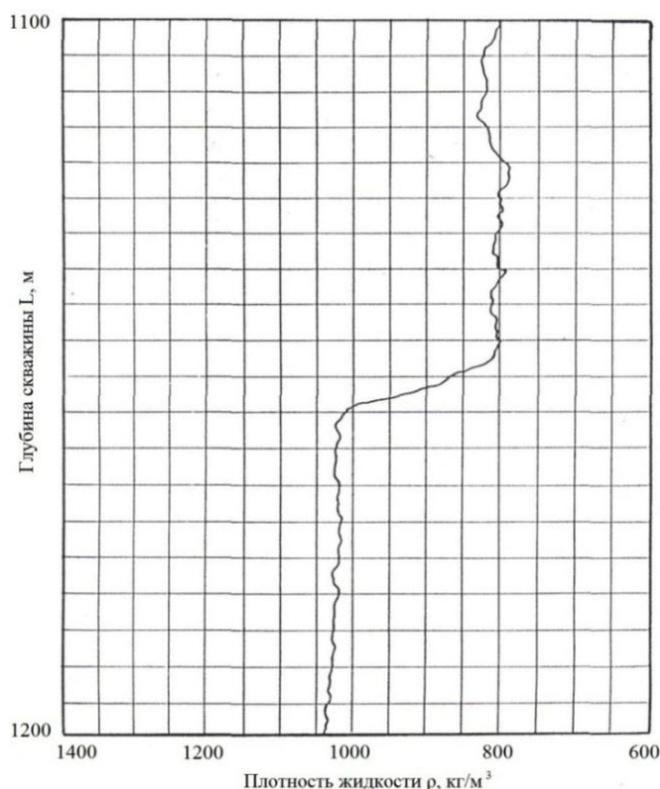


Рисунок 1 – Изменение плотности жидкости по глубине скважины

Из Рисунка 1 следует, что на глубине подвески насоса плотность жидкости скачкообразно возрастает с величины 800 до 1040 кг/м<sup>3</sup>, что свидетельствует о переходе прибора через границу межфазной поверхности раздела жидкостей.

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 картина поступления нефти в скважину, представленная на Рисунке 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 2 – Фотография поступления нефтяной фазы в скважину

Учитывая большой объем водной фазы на забое в сравнении с объемом нефтяной фазы, всплывающей в этом объеме воды, истинное содержание нефти в нем имеет небольшое значение.

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 60–70%. Показано, что в скважинах, оборудованных УЭЦН, структура образуемых эмульсий наиболее устойчива к расслоению. Мелкодисперсная структура с размером капель водной фазы от 2 до 10 мкм для месторождений угленосной нефти свидетельствует об отсутствии условий дальнейшего эмульгирования нефти в НКТ. В таком случае вязкости дегазированных жидкостей на устье скважины и в колонне НКТ будут иметь достаточно близкие значения.

В скважинах с УСШН эмульгирование обводненной продукции происходит в колонне НКТ и интенсивность диспергирования существенно ниже. Дисперсный состав эмульсий обратного типа располагается примерно в

интервале 10–30 мкм. Поэтому измеренная на устье вязкость будет выше, чем ее осредненное значение в колонне НКТ. Для месторождений Урало-Поволжья с вязкостью нефти в стандартных условиях в интервале 30–160 мПа·с статистическая связь между вязкостью обводненной нефти на устье и осредненной вязкостью в НКТ, полученная автором с погрешностью  $R^2=0,74$ , имеет вид:

$$\mu_{\text{ср}} = 1,15 \mu_{\text{у}} - 0,1, \quad (1)$$

где  $\mu_{\text{ср}}$  – осредненная по глубине НКТ вязкость жидкости, Па·с;

$\mu_{\text{у}}$  – вязкость жидкости на устье скважины, Па·с.

Формулу (1) можно использовать при выборе оборудования УСШН и режимов его работы с учетом гидродинамического трения измерением вязкости жидкости на устье скважин. В скважинах с УЭЦН за величину вязкости пластовой жидкости в колонне НКТ можно принять ее значение, измеренное на устье скважины.

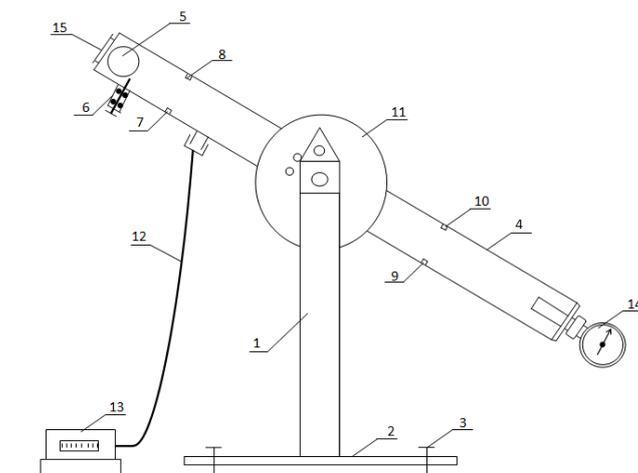
Сформулированы основные требования к отбору продукции пласта для измерения вязкости, сводящиеся к необходимости удаления свободного и остаточного количества растворенного нефтяного газа из жидкости при отборе пробы продукции из манифольдной линии скважины под атмосферным давлением. При этом период времени между отбором пробы и замером вязкости прибором должен быть минимальным во избежание существенного изменения температуры жидкости, а также частичного или полного расслоения водонефтяной смеси.

**Во второй главе диссертации** приведены результаты разработки усовершенствованной конструкции промышленного вискозиметра Гепплера для измерения вязкости жидкости на устье скважины и методики её проведения.

Классификация и анализ приборов импортного и отечественного производства для измерения вязкости по принципу своей работы показали существенные преимущества прибора Гепплера благодаря возможности замера вязкости продукции с выпуском свободного газа в атмосферу, широкому диапазону изменения вязкости и других физико-химических свойств жидкостей, быстроте и оперативности измерений.

На Рисунке 3 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, измеряющим 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 3 – Принципиальная схема вискозиметра

На Рисунке 4 приведена фотография прибора.

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



Рисунок 4 – 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°, 45° и 60°) и фиксации.

Внутри трубки помещен шарик, катящийся при наклоне трубки. В капроне в непосредственной близости к трубке расположены ниодимовые постоянные магниты с интервалом по длине 165 мм, 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 5 представлены зависимости коэффициента прибора от времени пробега шарика для разных углов наклона трубки.

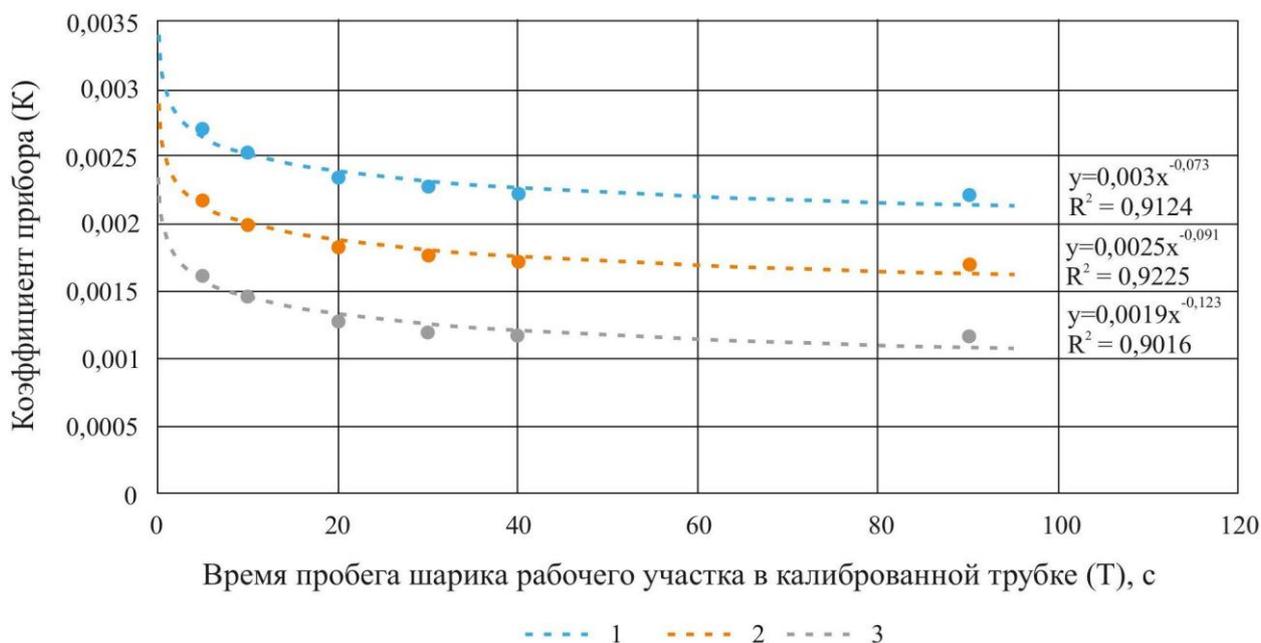


Рисунок 5 – Зависимости коэффициентов приборов от времени пробега шарика в трубке при углах наклона: 1–60°; 2–45°; 3–30°

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 5 используется формула:

$$\mu_i = T_{cp} \cdot (\rho_{ш} - \rho_n) \cdot K_i, \quad (2)$$

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

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

$\rho_n$  – плотность стандартной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$K_i$  – коэффициент вискозиметра.

Коэффициент вискозиметра рассчитывается по формуле:

$$K_i = a (1/T_{cp})^b, \quad (3)$$

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.

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 %.

Ниже приведена таблица результатов измерения вязкости продукции скважин Алексеевского месторождения нефти ЗАО «Алойл». Промысловые испытания разработанного вискозиметра проводились при угле наклона трубки 60°, температуре окружающей среды – 15 °С, температура жидкости при этом составляла +18 °С. Измерения показали удовлетворительную сходимость с данными измерений вязкости, выполненных в ЗАО «Алойл».

Таблица – 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

**В третьей главе диссертации** разработана универсальная методика измерения и расчета вязкости нефти при различных значениях обводненности продукции и температуры измерения.

Разработана методика расчета вязкости жидкости при различных

значениях обводненности и температуры измерением величины вязкости на небольшой группе скважин залежи. В основе расчетов использована идея инвариантности температурной зависимости по отношению к обводненности жидкости. Температурные зависимости вязкости при различной обводненности на графике представляют собой линии с примерно одинаковым наклоном к осям Вальтера. Косвенным подтверждением такой гипотезы является зависимость Павлова К.Ф., полученная для жидкостей с родственными 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:

$$(T_1 - T_2) / (\Theta_1 - \Theta_2) = k, \quad (4)$$

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 случае исследования эмульсий за эталонную жидкость принята безводная нефть. При исследовании вязкости обводненной нефти предполагается, что причиной инвариантности является постоянство физико-химических свойств дисперсионной среды (нефти) эмульсий обратного типа различной обводненности. При значениях обводненности нефти более 60–70 % наступает инверсия фаз эмульсий, и описанный подход к расчетам становится невозможным. Что касается диапазона изменения температуры жидкости, то за максимальные ее значения 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 °С 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.

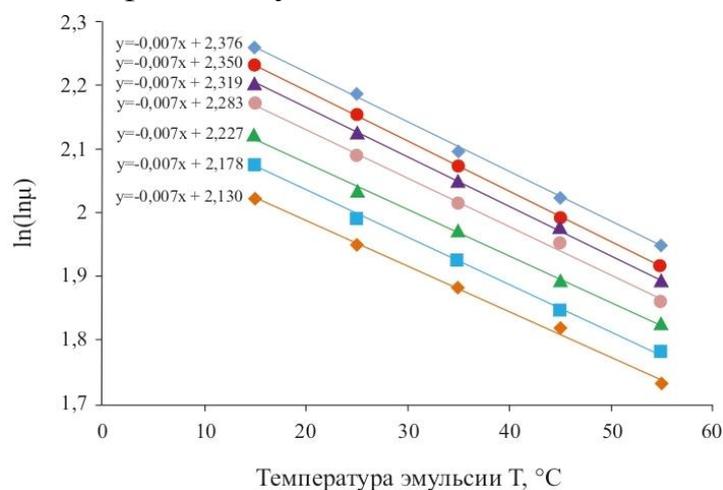
Проведена серия лабораторных опытов на нефтях трех различных месторождений с целью получения универсальной зависимости для расчета

вязкости при стандартной температуре (20 °С) нефти с различной обводненностью и атмосферном давлении. Были построены зависимости  $\ln(\ln\mu) = f(T)$  для эмульсий с различным содержанием воды (0–60 %) (Рисунки 6, 7 и 8). На Рисунках 9 и 10 представлены зависимости коэффициентов уравнений  $\ln(\ln\mu) = f(T)$  от обводненности нефти, выраженной в процентах.

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

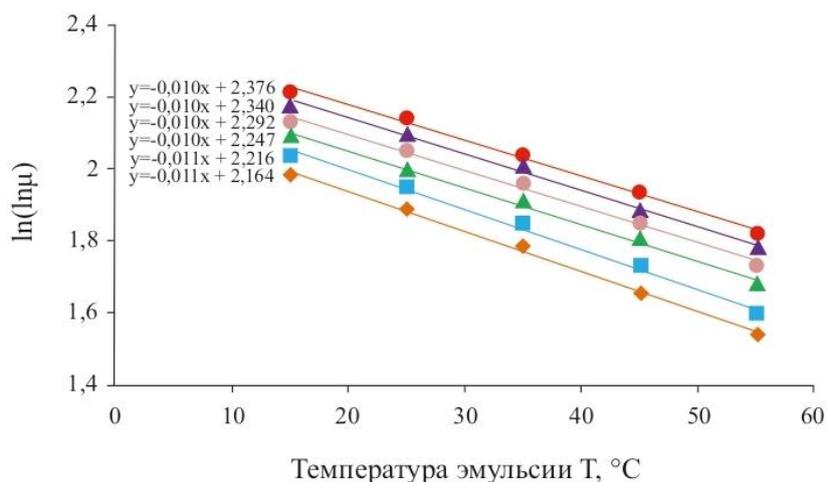
$$\mu = \exp(\exp(A_0 - B_0T + 0,004W)), \quad (5)$$

где  $\mu$  – вязкость эмульсии, мПа·с;  $A_0$  и  $B_0$  – коэффициенты из уравнения кривой  $\ln \ln \mu = f(T)$  для безводной нефти;  $T$  – температура эмульсии, °С;  $W$  – содержание водной фазы в эмульсии, %.



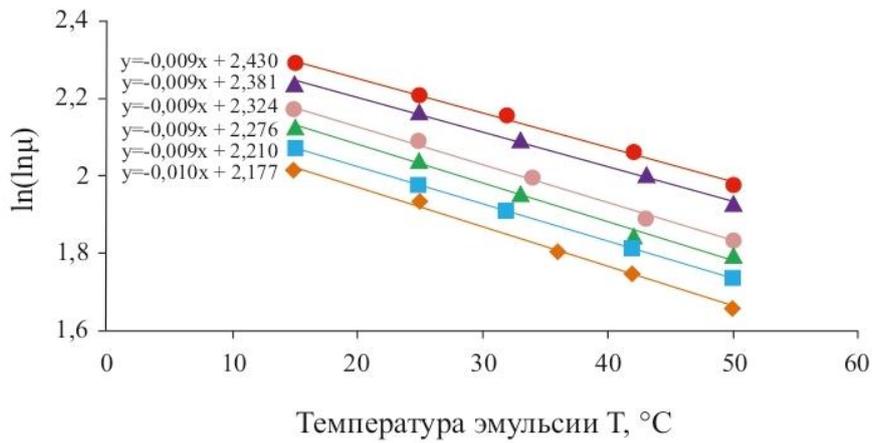
Содержание водной фазы в эмульсии, %:  $\blacklozenge$  – 0;  $\blacksquare$  – 10;  $\blacktriangle$  – 20;  $\bullet$  – 30;  $\blacktriangle$  – 40;  $\bullet$  – 50;  $\blacklozenge$  – 60

Рисунок 6 – Зависимости  $\ln(\ln\mu(T))$  для нефти № 1



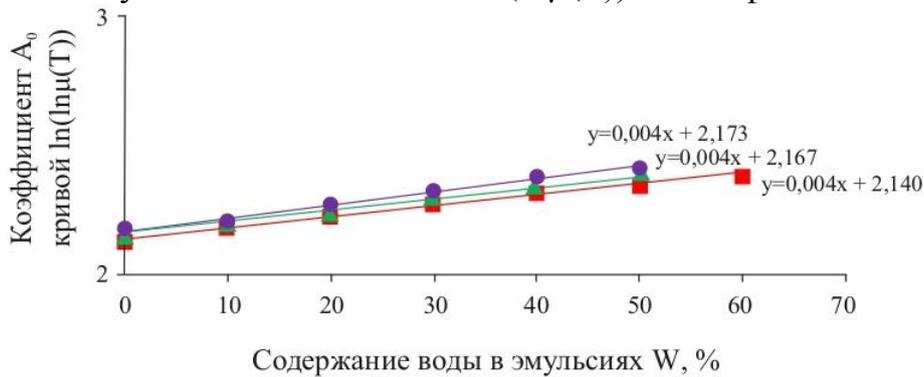
Содержание водной фазы в эмульсии, %:  $\blacklozenge$  – 0;  $\blacksquare$  – 10;  $\blacktriangle$  – 20;  $\bullet$  – 30;  $\blacktriangle$  – 40;  $\bullet$  – 50

Рисунок 7 – Зависимости  $\ln(\ln\mu(T))$  для нефти № 2



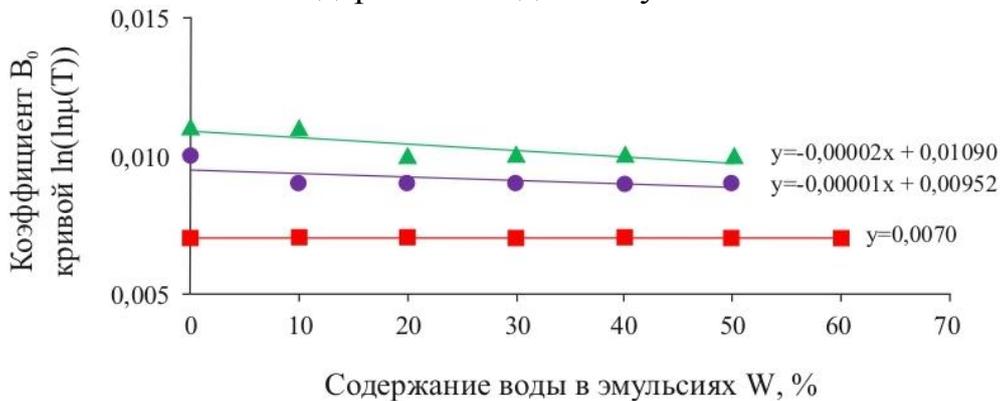
Содержание водной фазы в эмульсии, %:  $\blacklozenge$  – 0;  $\blacksquare$  – 10;  $\blacktriangle$  – 20;  $\bullet$  – 30;  $\blacktriangle$  – 40;  $\bullet$  – 50

Рисунок 8 – Зависимости  $\ln(\ln\mu(T))$  для нефти № 3



$\blacksquare$  – нефть № 2;  $\blacktriangle$  – нефть № 3;  $\bullet$  – нефть № 4

Рисунок 9 – Зависимости наклона (коэффициента  $A_0$ ) кривой  $\ln(\ln\mu(T))$  от содержания воды в эмульсиях



$\blacksquare$  – нефть № 2;  $\blacktriangle$  – нефть № 3;  $\bullet$  – нефть № 4

Рисунок 10 – Зависимости свободного члена (коэффициента  $B_0$ ) кривой  $\ln(\ln\mu(T))$  от содержания воды в эмульсиях

Значения коэффициентов  $A_0$  и  $B_0$  в формуле (5) определяются экспериментально измерением вязкости проб эмульсий, отобранных из двух скважин с различной обводненностью. Полученные значения вязкости на этих скважинах, обводненность и замеренная температура жидкостей позволяют

получить два уравнения (5) 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 (5) позволяет пересчитать измеренное значение вязкости жидкости на вязкость при стандартной температуре вводом ее значения в формулу (5).

**В четвертой главе** диссертации выполнено исследование влияния растворенного газа на вязкость обводненной продукции пласта на устье скважины при различных значениях температуры жидкости.

Методика исследования состояла в определении закономерности изменения вязкости нефти с ростом объема растворенного в ней попутного газа при постоянной температуре измерения 20 °С. Эти значения вязкости сопоставляются с вязкостью сепарированной нефти в поверхностных условиях. Количество растворенного газа определяется по дифференциальной кривой разгазирования нефти. Далее строится зависимость отношения вязкостей газонасыщенной и сепарированной нефти от содержания растворенного газа в нефти. Для получения такой зависимости использовался экспериментальный материал, полученный для нефтей Арланского месторождения нефти сотрудниками ООО «БашНИПИнефть» на установке по исследованию пластовых нефтей. Выбор в качестве объекта исследования нефти этого месторождения был обусловлен пластовой температурой, соответствующей примерно 22 °С, что позволяло использовать полученные ранее данные без существенной погрешности.

На Рисунке 11 представлен график зависимости коэффициента снижения вязкости нефти от газового фактора нефти Арланской площади месторождения. Видно, что с ростом газосодержания снижение вязкости становится более существенным и достигающим величины 0,5 и менее.

Кривая на Рисунке 11 описывается экспоненциальной формулой:

$$\mu_{20} = \frac{\mu_{нг}}{1,022 \cdot e^{-0,028Гф}}, \quad (6)$$

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)  $\text{м}^3/\text{т}$ ;  $\mu_{\text{нг}}$  – вязкость газонасыщенной нефти при температуре  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Экспериментальная зависимость (6) позволяет рассчитывать вязкость газонасыщенной обводненной нефти при различных температурах, если ее учесть в формуле (5):

$$\mu_{\text{нг}} = 1,022 \exp(\exp(A_0 - B_0 T + 0,004 W)) \exp(-0,028 \Gamma_p), \quad (7)$$

где  $\Gamma_p$  – количество растворенного газа в нефти.

Выражение (7) 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 (7), нуждаются в коррективах.

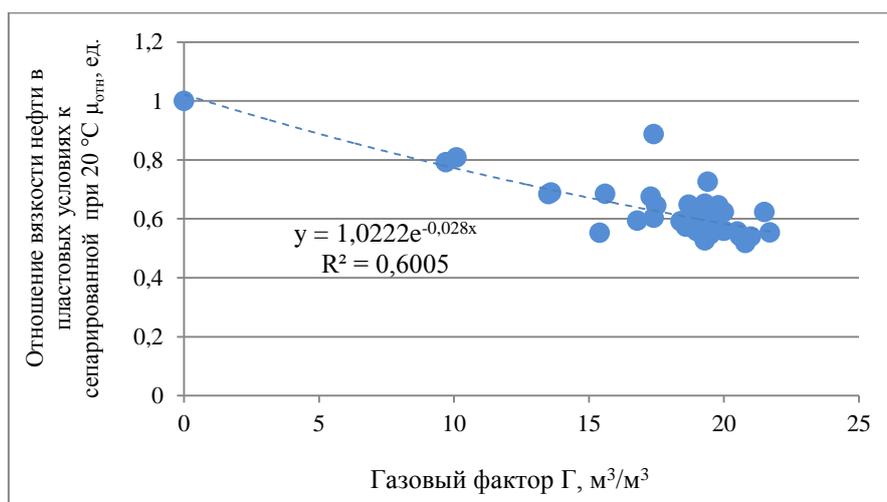


Рисунок 11 – Зависимость отношения вязкости нефти в пластовых и поверхностных условиях от газового фактора. Арланское месторождение

## 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 и выходящего из нефти при атмосферном

давлении растворенного газа, а также пересчет измеренного значения вязкости на стандартные условия ( $P=101,3$  кПа,  $T = 20$  °С).

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 средствами измерения сертифицированными.

3. Лабораторными исследованиями группы нефтей установлена инвариантность температурной зависимости Вальтера при различной обводненностью жидкости. Получена эмпирическая формула для расчета вязкости нефти при разных значениях ее температуры и обводненности в диапазонах их изменения соответственно ( $15-55$  °С) 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 работ, опубликованных автором по теме диссертации:**

*– в монографии:*

1. Исследования вязкости пластовой жидкости на устье добывающих скважин: монография / И.Ш. Мингулов, М.Д. Валеев, Э.Ф. Велиев, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова, Ш.Г. Мингулов, А.Р. Сафиуллина. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – 114 с.

*– в статьях в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями ВАК Министерства науки и высшего образования РФ:*

2. Мингулов, Ш.Г. К вопросу о классификации тяжелых высоковязких нефтей / Ш.Г. Мингулов, И.Ш. Мингулов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 5. – С. 32–39. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-5-32-39.

3. Исследование влияния температуры и скорости течения на вязкость нефтяных эмульсий / И.Ш. Мингулов, М.Д. Валеев, В.В. Мухаметшин, Ш.Г. Мингулов, Л.С. Кулешова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 10. – С. 69–76. DOI:

10.18799/24131830/2021/10/3029. (Scopus, WoS).

4. Использование полых штанг для закачки теплоносителя в пласт / И.Ш. Мингулов, А.А. Исаев, М.Д. Валеев, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова, Т.Ф. Манапов, А.Р. Сафиуллина // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 5. – С. 55–101. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-5-95-101.

5. Методика измерения вязкости жидкости прибором Гепплера при проявлении её неньютоновских свойств / И.Ш. Мингулов, М.Д. Валеев, Ш.Г. Мингулов, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова, А.Р. Сафиуллина // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 6. – С. 46–55. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-6-46-55.

6. Методика измерения и расчета вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях / В.В. Мухаметшин, И.Ш. Мингулов, Э.Ф. Велиев, Л.С. Кулешова, А.А. Исаев // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 6. – С. 61–69. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-6-61-69.

– в зарубежных изданиях:

7. Mingulov, Sh.G. On the influence of the amount and viscosity of oil on the content of solid particles in the water injected into the reservoir / Sh.G. Mingulov, I.Sh. Mingulov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials (ETSaP)). – 2020. – Vol. 952. – 012059. – P. 1–6. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012059. (Scopus)

8. Classification of heavy high-viscosity oils for improving the efficiency of reservoir development / I.Sh. Mingulov, V.V. Mukhametshin, Sh.G. Mingulov, L.S. Kuleshova // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (AIME 2020 – International Conference: Actual Issues of Mechanical Engineering). – 2021. – Vol. 1111. – 012036. – P. 1–6. DOI: 10.1088/1757-899X/1111/1/012036. (Scopus)

9. 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)

10. Procedure for determining the rheological characteristics of the non-Newtonian fluid flow with a Geppler device / I.Sh. Mingulov, M.D. Valeev, V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova // Journal of Physics: Conference Series (International Conference on IT in Business and Industry (ITBI 2021)). – 2021. – Vol. 2032. – 012110. – P. 1–8. DOI: 10.1088/1742-6596/2032/1/012110. (Scopus)

11. Wells Production Viscosity Measurement Results Application for Pumping Equipment Operation Diagnostics / I.Sh. Mingulov, M.D. Valeev, V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova // SOCAR Proceedings. – 2021. – Special Issue. № 2. – P. 152-160. DOI: 10.5510/OGP2021SI200584. (Scopus, WoS)

– в других изданиях и материалах различных конференций и семинаров:

12. Реконструкция системы сбора нефти и газа при эксплуатации мультифазной насосной станции в условиях Туймазинского УДНГ Мингулов Ш.Г., Малышев П.М., Сайфуллин Р.Р., Мингулов И.Ш. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2009: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – Т.1. – С. 123–124.

13. Мингулов, И.Ш. Связь между коллекторскими свойствами продуктивных пластов и параметрами распределения фильтрационных каналов по размерам / И.Ш. Мингулов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции (31 марта 2017 г.) в 2-х т. / отв. ред.

В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 20–22.

14. Гиззатуллина, А.А. Классификация неньютоновских жидкостей / А.А. Гиззатуллина, И.Ш. Мингулов, Р.И. Фазуллин // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 113–118.

15. Повышение эффективности добычи высоковязких нефтей с использованием импульсно-волнового воздействия / А.В. Шипулин, Р.В. Вафин, И.Ш. Мингулов, Ш.Г. Мингулов // Международная научно-практическая конференция молодых ученых и студентов – 2021 «Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2021»: сборник трудов международной научно-практической конференции (16-17 апреля 2021 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 574–582.

16. Мингулов, И.Ш. Измерение и расчет вязкости нефти в промысловых условиях / И.Ш. Мингулов, А.А. Исаев // Международная научно-практическая конференция молодых ученых и студентов – 2021 «Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2021»: сборник трудов: международной научно-практической конференции (16-17 апреля 2021 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 361–368.

17. Мингулов, И.Ш. Измерение вязкости жидкости при проявлении ее неньютоновских свойств / И.Ш. Мингулов, И.И. Литвинов, А.Г. Миннулин // Международная научно-практическая конференция молодых ученых и студентов – 2021 «Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2021»: сборник трудов: международной научно-практической конференции (16-17 апреля 2021 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 352–361.

– *патент*:

18. Пат. № 207173 Российская Федерация, МПК G01N 11/10 (2006.01). Вискозиметр / В.В. Мухаметшин, И.Ш. Мингулов, Ш.Г. Мингулов; патентообладатель ФГБОУ ВО УГНТУ. – № 2021120225; заявл. 08.07.2021; опубл. 15.10.2021, Бюл. № 29. – 8 с.