

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева
Кафедра разработки и эксплуатации нефти и газа

Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям
по дисциплине
«СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ»



Ижевск
2026

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361.08p30
У912

Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ

Рецензент: д-р техн. наук, профессор ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет» **Липаев А. А.**

Составители: Борхович С. Ю., Красноперова С. А., Трубицына Н. Г.

У912 Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции» / сост.: С. Ю. Борхович, С. А. Красноперова, Н. Г. Трубицына. – Ижевск : Удмуртский университет, 2026. – 1,1 Мб. – Текст : электронный.

Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции» разработано для выполнения студентами лабораторных работ по данной дисциплине. В тексте кратко изложены теоретические основы процесса обезвоживания нефти. При этом освещены методы повышения эффективности процесса деэмульсации.

Данное пособие предназначено для студентов очной, очно-заочной формы обучения по направлению подготовки бакалавриата 21.03.01 Нефтегазовое дело.

Минимальные системные требования:

Celeron 1600 Mhz; 128 Мб RAM; Windows XP/7/8 и выше, 8x DVD-ROM
разрешение экрана 1024×768 или выше; программа для просмотра pdf.

© Борхович С. Ю., Красноперова С. А.,
Трубицына Н. Г., сост., 2026

© ФГБОУ ВО «Удмуртский
государственный университет», 2026

**Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по дисциплине
«Сбор и подготовка скважинной продукции»**

Подписано к использованию 03.04.2026

Объем электронного издания 1,1 Мб

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, г. Ижевск, ул. Ломоносова, д. 4Б, каб. 021
Тел. : +7(3412) 263-751 E-mail: editorial@udsu.ru

ВВЕДЕНИЕ

Учебно-методическое пособие «Сбор и подготовка скважинной продукции» разработано в соответствии с ФГОС ВО для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» и, оно включает описание теоретического материала и лабораторных занятий по соответствующей дисциплине.

При проведении лабораторных работ у студента формируются следующие компетенции [1]:

УК-1 – Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач;

ПК-1 – Способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности;

ПК-4 – Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Целью данного пособия является ознакомление студентами с процессами, происходящими при сборе и подготовке нефти, а также приобретение умений и навыков работы с промысловой скважинной продукцией на основании лабораторных анализов с ВНЭ.

Данные знания необходимы студентам для их профессиональной подготовки и формирования целостного представления о процессах доведения продукции скважин до товарных норм и понимания проведения процессов деэмульсации скважинной продукции при подготовке товарной нефти на промыслах нефтедобывающих предприятий.

На поздних этапах разработки характерно прогрессирующее обводнение продукции скважин. При этом образуются вязкие и устойчивые водонефтегазовые эмульсии. Поэтому, с целью получения товарной нефти, продукцию скважин разделяют на составляющие фазы, последовательно осуществляя процессы сепарации, предварительного обезвоживания, нагрева, глубокого обезвожива-

ния и обессоливания нефти. Общеизвестно, что с повышением температуры вязкость нефти и плотность нефтяного газа снижаются, создавая благоприятные условия для осаждения наиболее тяжелой в сравнении с нефтью воды из водонефтяной эмульсии.

Вязкость водонефтяной эмульсии, состоящей из нефти и мелкодиспергированных капель воды, снижается также при обработке ее реагентами – деэмульгаторами.

Деэмульгаторы – поверхностно-активные вещества, изменяющие межфазное натяжение на границе системы «нефть-вода».

Нередко оказывается, что деэмульгатор, эффективно действующий на водонефтяную эмульсию (ВНЭ), поступающую из одной скважины, оказывается малоэффективным для эмульсии другой скважины. Для эффективного разделения ВНЭ, добываемых из одного и того же пласта, могут потребоваться различные деэмульгаторы вследствие изменения состава пластовой воды, её содержания в ВНЭ, появления в нефти различных химических веществ в связи с проведением геолого-технологических мероприятий.

Таким образом, для выбора оптимальной технологии обезвоживания нефти с применением реагентов – деэмульгаторов с целью наиболее эффективного проведения процесса деэмульгации следует экспериментально подбирать температуру и расход выбранной марки деэмульгатора.

Данное позволит студентам определиться с выбором базы практики, а также собрать всю необходимую информацию о месторождении как объекте исследования и подготовиться к написанию курсовых работ.

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТЕ В ХИМИКО-АНАЛИТИЧЕСКОЙ ЛАБОРАТОРИИ

1. Допуск на проведение лабораторных работ в химико-аналитической лаборатории выдаётся лицам, прошедшим вводный инструктаж и первичный инструктаж на рабочем месте, о чём делается запись, подписываемая инструктируемым в соответствующих журналах регистрации инструктажей.

2. Допуск студентов в лабораторию разрешается только в присутствии преподавателя.

3. Перед началом лабораторной работы студенты готовят рабочие места, подготовив всё необходимое для работы и убрав всё лишнее. Также студенты должны быть ознакомлены с инструкциями по работе с применяемыми при проведении работ химическими реагентами, вспомогательными материалами, приборами и другим оборудованием.

4. Студенты должны быть снабжены средствами индивидуальной защиты: хлопчатобумажный халат, очки, резиновые перчатки. При необходимости должны выдаваться респираторы от кислотных, щелочных или органических паров или пыли, защитные маски.

5. Для проведения лабораторных работ необходимо брать химические реагенты в количестве не более чем требуется для проведения лабораторной работы.

6. Приборы, посуду и условия проведения лабораторной работы необходимо выбирать согласно руководствам и указаниям для проведения работ.

7. Всё используемое оборудование должно быть исправно и заземлено, в чём необходимо убедиться перед началом работы.

8. Лабораторная посуда должна быть чистой.

9. Все ёмкости с применяемыми химическими веществами, реагентами и жидкостями должны иметь этикетку и быть подписанными.

10. Запрещено пробовать применяемые химические вещества, реагенты и жидкости на вкус.

11. Запах используемых или получаемых жидкостей и газов необходимо распознавать с осторожностью, не наклоняясь над сосудом, а держа его на не-

котором удалении от себя в вытянутой левой руке и осторожно направляя к себе пары жидкости или газ движением правой руки. Не следует при этом делать вдохи полной грудью во избежание травмирования лёгких. Достаточно чтобы пары или газ дошли до носовых рецепторов обоняния.

12. Запрещено наклоняться над сосудами с кипящими жидкостями и сосудами, используемыми для переливания любых жидкостей.

13. Для набора жидкостей в пипетку необходимо использовать специальную резиновую грушу. Запрещено набирать жидкости в пипетку, используя при этом рот или нос.

14. Нагрев пробирок с жидкостями необходимо осуществлять с применением специальных держателей, в которых закрепляется пробирка. При этом отверстие пробирки необходимо направить в сторону от себя и окружающих.

15. Остатки применяемых химических веществ, реагентов или жидкостей утилизируются соответствующим для этого способом. Кислоты и щелочи перед утилизацией необходимо нейтрализовать. Нельзя смешивать между собой вещества, могущие вызвать реакции, происходящие с выделением тепла, опасных продуктов реакции. Ртуть (например, из разбитого ртутного термометра) необходимо собирать в герметичные ёмкости. При разлинии ртути требуется проведение процедуры демеркуризации.

16. По завершению лабораторной работы необходимо привести в порядок рабочее место, убрать все химические реактивы и реагенты и показать рабочее место преподавателю.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ

Теоретическая часть.

Эмульсии – грубодисперсные системы, состоящие из двух практически нерастворимых друг в друге жидкостей. Образуются эмульсии в результате энергичного перемешивания этих жидкостей.

Под *нефтяными эмульсиями* понимают механическую смесь нефти и пластовой воды, нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии.

В пласте и на забое скважины эмульсии, как правило, не образуются. Они образуются в стволе скважины, при этом на интенсивность образования эмульсий влияет способ эксплуатации скважин.

Нефтяная эмульсия образуется под влиянием энергии, проявляющейся в виде:

1. механической энергии;
2. энергии расширения газа;
3. энергии, обусловленной силой тяжести.

В эмульсиях различают две фазы: внутреннюю и внешнюю. Жидкость, в которой размещаются мельчайшие капли другой жидкости называется *дисперсионной средой* (внешней, сплошной фазой), а жидкость, размещенную в виде мелких капель в дисперсионной среде – *дисперсной фазой* (внутренней, разобщенной фазой).

По характеру дисперсной фазы и дисперсионной среды различают эмульсии двух типов:

I – прямого типа (нефть в воде), их обозначают Н/В;

II – обратного типа (вода в нефти), их обозначают В/Н.

В промысловых условиях о количестве воды, содержащейся в эмульсиях, судят обычно по их цвету:

- эмульсии, содержащие до 10 % воды, по цвету не отличаются от нефти;
- от 15 до 20 % воды – изменяют цвет от коричневого до желтого;
- более 25 % воды – желтые.

Нефтяные эмульсии являются полидисперсными, т. е. содержат капельки всех размеров.

На устойчивость системы большое влияние оказывают эмульгаторы, которые образуют на поверхности капель адсорбционные защитные оболочки (бронь), препятствующие слиянию этих капель. Асфальтены, нафтены, смолы, парафин, металлы (ванадий, никель, цинк, железо); а также тонкодисперсные глина, песок и другие горные породы, содержащиеся в нефти и пластовой воде, принимают участие в образовании адсорбционного слоя.

Адсорбция эмульгаторов на водонефтяной поверхности и утолщение брони происходит во времени, поэтому эмульсия типа В/Н со временем становится более устойчивой, т. е. происходит ее «старение». Причем старение нефтяных эмульсий в начальный период происходит интенсивно, затем этот процесс замедляется и примерно через сутки прекращается. Свежие эмульсии разрушаются значительно легче, чем подвергшиеся старению.

Нефтяные эмульсии характеризуются следующими свойствами: дисперсность, вязкость, плотность, и электрические свойства.

Дисперсность эмульсий – это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. Дисперсность эмульсий во многом определяет другие свойства эмульсий.

Дисперсность эмульсий обычно характеризуется тремя величинами:

- 1) диаметром капелек d ;
- 2) коэффициентом дисперсности $D = 1/d$;
- 3) удельной поверхностью $S_{уд}$ (отношение суммарной поверхности частиц к их общему объему).

Размеры капель (глобул) дисперсной фазы в эмульсиях обычно находятся в пределах 0,1–50 мкм. Различают два типа эмульсий: «нефть в воде»-Н/В (эмульсии 1-го рода, или прямые эмульсии), где дисперсионной (непрерывной) средой является вода, и «вода в нефти» – В/Н (эмульсия 2-го рода, или обратная эмульсия), где дисперсионная среда – любая неполярная жидкость, условно называемая маслом.

Основными способами разрушения эмульсий являются: отстаивание, фильтрация, центрифугирование, термическая и термохимическая обработка, обработка в электрическом поле. Как правило, в промышленных и заводских условиях применяют термохимическую и электрическую обработку эмульсий [2].

Трудность и сложность процесса разрушения природных нефтяных эмульсий заключается в том, что в них глобулы (капельки воды) упрочняются несколькими оболочками: первую образует нафтенат Ca^{2+} и Mg^{2+} в виде сольватной оболочки; вторая оболочка – прочная пленка из адсорбированных на поверхности глобулы молекул смол и асфальтенов; и третья – броневая оболочка из твердых частичек, адсорбированных на поверхности водной глобулы (рис. 1).

Этот трехслойный «пирог» способен «стареть», особенно в присутствии порфиринов, содержащихся в нефти и выполняющих роль гелеобразователей.

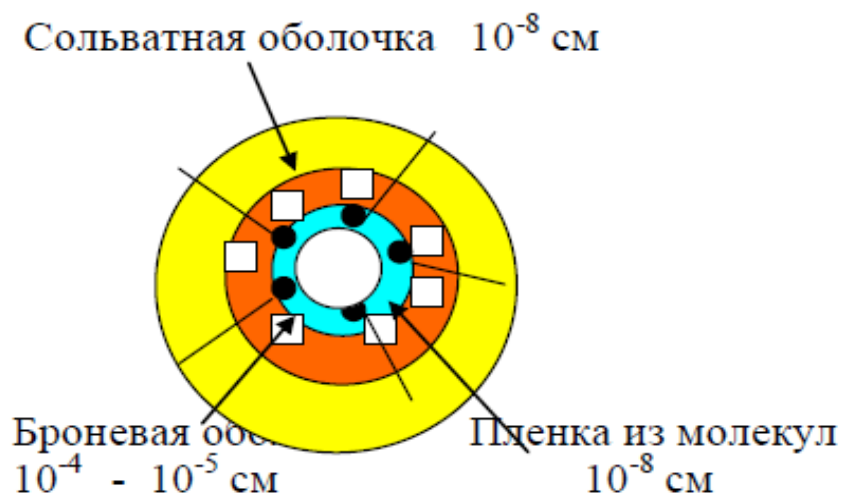


Рис. 1. Глобула природной нефтяной эмульсии типа В/Н

Вязкость водонефтяной эмульсии (обычно типа «вода в масле») значительно выше вязкости чистой нефти и резко возрастает с увеличением обводненности, особенно при содержании воды более 20–30%. Эмульсия часто проявляет свойства неньютоновской жидкости, при этом её вязкость сильно зависит от температуры, состава нефти (смолы, асфальтены) и степени дисперсности воды [2].

С повышением температуры вязкость эмульсии уменьшается.

Это происходит, в частности, когда в нефти присутствуют твёрдые парафины, которые стабилизируют эмульсию путём создания жёсткого каркаса коагуляционных структур. При повышении температуры выше температуры плавления кристаллов парафинов, парафины растворяются в нефти, разрушаются коагуляционные структуры, и как результат снижается вязкость и плотность нефти.

Также повышение температуры увеличивает тепловую энергию глобул воды, что приводит к увеличению частоты их столкновений, снижению межфазной вязкости и ускорению разрушения плёнки.

Однако у повышения температуры есть и негативные последствия: нагрев потока эмульсии стоит денег, может привести к потере лёгких фракций из сырой нефти, а также к усилению тенденции к некоторым формам отложения накипи и увеличению потенциала коррозии в обрабатывающих сосудах.

Деэмульгаторы влияют на вязкость эмульсии по-разному в зависимости от температуры.

При высоких температурах интенсифицируются процессы разрушения водонефтяной эмульсии. Например, для расслоения 10% высокоустойчивой эмульсии типа нефть – вода – нефть необходим высокотемпературный режим термостатирования (70 °С и выше) и обработка высокоэффективным деэмульгатором.

При низких температурах эффективность использования многих деэмульгаторов снижается. Это происходит из-за ограниченной растворимости деэмульгаторов в пластовых флюидах. В результате деэмульгаторы становятся непригодными для использования при пониженных температурах.

Нельзя однозначно сказать, какие типы деэмульгаторов наиболее эффективны при высоких температурах, так как выбор реагента зависит от свойств нефти и типа эмульсии.

Механизм действия деэмульгаторов:

Основная задача деэмульгатора – разрушить стабилизирующую пленку вокруг капель воды внутри нефти, что приводит к коалесценции (слипанию) мелких капелек в крупные капли, способные легко осесть на дно отстойника.

Примеры практических применений:

1. *Добыча нефти.* Добавление деэмульгаторов непосредственно на скважинах или насосных станциях помогает снизить содержание воды в добываемой нефти сразу на этапе первичной сепарации.

2. *Подготовка нефти на промыслах.* Нефть проходит многоступенчатую обработку, включающую нагрев, химическую очистку и отстаивание. Деэмульгатор добавляется для ускорения отделения воды и улучшения качества сырья.

3. *Хранение и транспортировка.* Использование деэмульгаторов снижает вероятность образования стойких эмульсий в хранилищах и трубопроводах, обеспечивая стабильность состава транспортируемой нефти.

4. Даже на заводах применяют дополнительные дозы деэмульгаторов для дополнительной очистки поступающей нефти, чтобы избежать проблем в технологических процессах.

Таким образом, использование деэмульгаторов играет ключевую роль в обеспечении эффективного функционирования всей цепочки производства и доставки нефти, улучшая экономические показатели и защищая оборудование от повреждений.

В связи с этим эмульгированная нефть со скважин подается на термохимическое обезвоживание и обессоливание, и, при необходимости, подвергается обработке на электрообезвоживающих установках (ЭЛОУ). В последние годы на некоторых промыслах стали применять закачку деэмульгатора непосредственно на забой скважины (при этом используется тепло, которым обладает пластовая нефть и обеспечивается хороший контакт деэмульгатора с нефтью, а также внутритрубная деэмульсация).

Цель работы: определение влияния температуры на эффективность обезвоживания нефти.

Средства измерения, оборудование, материалы реактивы для выполнения работы:

1. Мерный цилиндр объёмом 10 – мл по ГОСТ 1770-74 с пробкой – 5 шт.
2. Термометр ТЛ-4 – 5 шт.
3. Секундомер СОСпр-2б-2-000 механический или цифровой электронный.
4. Стакан химический В-2-500 ТС или Н-2-500 ГОСТ 25336-82 – 5 шт.
5. Диспергатор лопастного типа – 1 шт.
6. Термостат – 5 шт.
7. Водонефтяная эмульсия (сырая нефть) с содержанием попутной воды 40–60% – 100мл.

Примечание: при работе со значительными объёмами водонефтяной эмульсии можно использовать цилиндр и стаканы больших объёмов.

Методика выполнения работы

1. Водонефтяную эмульсию (ВНЭ) тщательно перемешивают диспергатором в течение 10 мин. При отсутствии диспергатора возможно перемешивание эмульсии в бутылки с пробкой путём интенсивного встряхивания вручную. После перемешивания необходимо визуально убедиться, что образовалась достаточно стойкая водонефтяная эмульсия, иначе процесс перемешивания необходимо повторить для достижения требуемого результата.

2. Химические стаканы в количестве 5 шт. заполняют водой в объёме достаточном для превышения уровня воды в стакане над уровнем ВНЭ в мерных цилиндрах при погружении их в стаканы. Это обеспечит равномерный прогрев ВНЭ в цилиндрах до требуемой температуры. Стаканы нумеруются. В каждом стакане воду нагревают (охлаждают) до требуемой температуры следующим образом:

- 1 стакан – 10 °С;
- 2 стакан – 20 °С;
- 3 стакан – 30 °С;
- 4 стакан – 40 °С;
- 5 стакан – 50 °С.

Требуемая температура воды в стаканах должна быть достигнута одновременно или несколько ранее окончания перемешивания ВНЭ по п. 1.

3. В каждый мерный цилиндр наливают 10 мл перемешанной ВНЭ и закрывают пробками.

4. Мерный цилиндр одновременно размещают в стаканах с водой (один цилиндр в стакан) определённой температуры, и одновременно включением секундомера начинают отсчёт времени статического отстаивания ВНЭ. По истечении интервалов времени 5; 10; 15; 20; 30; 45 и 60 мин фиксируют в каждом цилиндре объёмом, выделившийся из ВНЭ воды V_v , следует помнить, что температура воды в каждом стакане в течение всего эксперимента должна быть постоянной.

5. Полученные данные заносят в таблицу 1 и строят графики зависимости полноты обезвоживания нефти от времени отстаивания ВНЭ при разных температурах процесса обезвоживания (табл. 1).

Таблица 1

Экспериментальные данные

Температура эксперимента T, °C	Объём ВНЭ $V_{ВНЭ}$, мл	Объём остоянной из ВНЭ воды через фиксированный интервал времени V_v , мл						
		5 мин	10 мин	15 мин	20 мин	30 мин	45 мин	60 мин
10								
20								
30								
40								
50								

Отчёт о проделанной работе включает в себя:

1. Краткое описание теории процесса обезвоживания ВНЭ и цель работы.
2. Краткое описание проделанных операций при выполнении работ.
3. Таблица с экспериментальными данными.
4. Графически представленные данные эксперимента и анализ полученных результатов (рис. 2).
5. Выводы о проделанной работе и рекомендации.

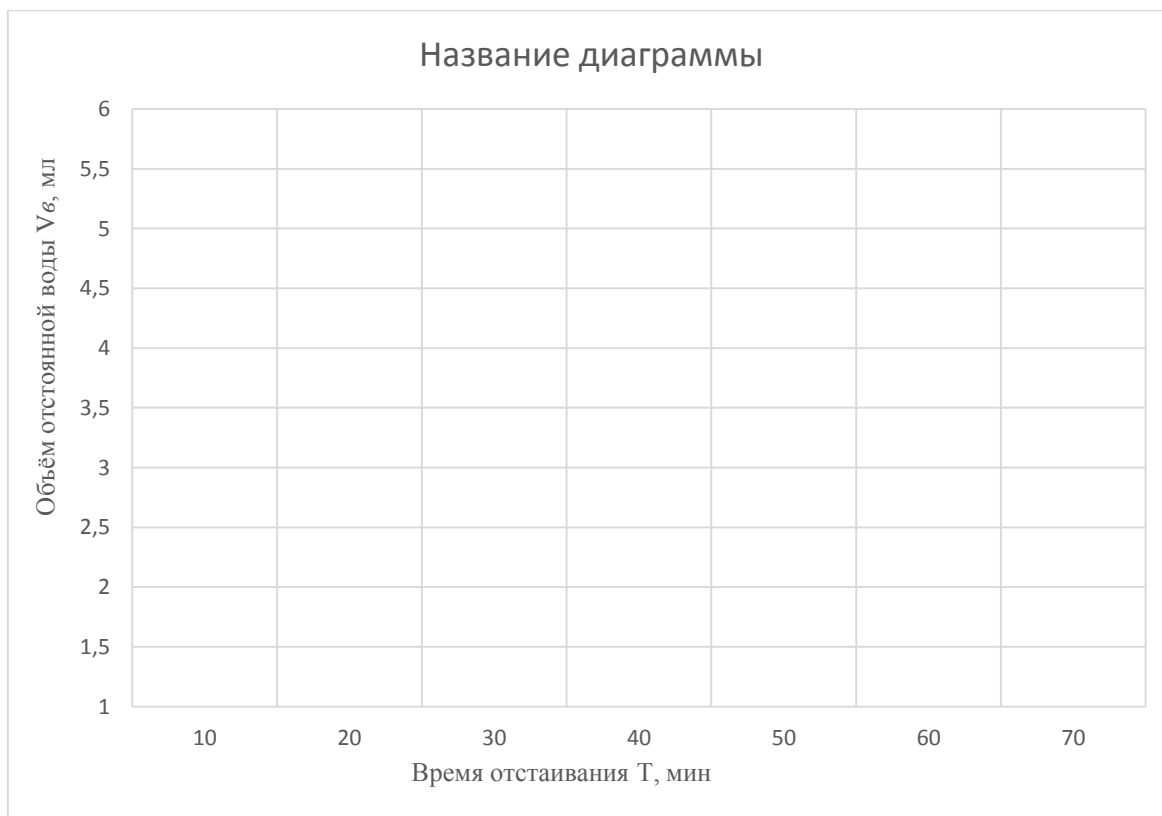


Рис. 2. Графики зависимости полноты обезвоживания нефти от времени отстаивания ВНЭ при разных температурах процесса обезвоживания

Контрольные вопросы

1. Что такое нефтяная эмульсия?
2. Какие типы нефтяных эмульсий существуют?
3. Как образуются нефтяные эмульсии?
4. Как температура влияет на вязкость сырой нефти и почему это важно для процесса обезвоживания?
5. Какие факторы влияют на образование нефтяных эмульсий?
6. Перечислите типы нефтяных эмульсий.
7. Что такое дисперсность эмульсии?
8. Что такое инверсия эмульсии?
9. Существует ли оптимальная температура, обеспечивающая максимальную эффективность обезвоживания нефти?

10. Какие физико-химические процессы происходят при повышении температуры в процессе обезвоживания нефти?

11. Приводит ли снижение температуры ниже оптимального уровня к увеличению содержания воды в обезвоженной нефти?

12. Может ли чрезмерное повышение температуры негативно сказываться на качестве обезвоженной нефти и эффективности оборудования?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАГЕНТОВ- ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ

Теоретическая часть.

Процесс подготовки нефти является одним из важнейших в технологической цепочке «добыча-транспортировка-переработка». От этого процесса максимально зависит качество нефти при добыче, ее себестоимость и, в конечном итоге, качество нефтепродуктов.

В реальных условиях при эксплуатации нефтепромыслового оборудования зачастую образуются высоко устойчивые эмульсии, например, «вода в нефти». Устойчивость полученных эмульсий может быть совершенно различной: от нескольких секунд до нескольких лет. Такая разная агрегативная устойчивость определяется: различными термодинамическими процессами в нефти, образования двойного электрического слоя, свойствами эмульгированной воды, плотностью и вязкостью нефти и рядом других условий.

Устойчивые нефтяные эмульсии значительно усложняют работу оборудования (падает эффективность работы насосных установок, увеличение давления жидкости значительно поднимает нагрузку на электродвигатели и трубопроводы, оборудование подвергается значительному коррозионному износу). Данная проблема решается путем применения специальных химических реагентов – деэмульгаторов [4-5].

Деэмульгаторы и их особенности

Деэмульгаторы – специализированные реагенты, необходимые для устойчивого разрушения эмульсий, сформированные водой и нефтью. Они представляют собой химические реагенты, используемые для разрушения устойчивых эмульсий типа «вода-в-нефтяной фазе», образующихся в процессе добычи и подготовки нефти.

Современный деэмульгатор представляет собой смесь специально подобранных активных основ (баз) в соответствующем растворителе.

Роль деэмульгатора в обессоливании и обезвоживании нефти заключается в проникновении в поверхностный слой частиц эмульсии и замещении или вытеснении присутствующих там естественных стабилизаторов: асфальтена и других природных «поверхностно активных веществ».

Таким образом, деэмульгаторы изменяют поверхностное натяжение, и микроэмульсия подвергается разрушению. Данный процесс расслаивания связей нефти и воды и последующего разрушения называется деэмульсацией.

Улучшение показателей товарной нефти, соответствие количества солей и воды техническим нормам позволяет обеспечить получение нефти первой группы, доля воды 0.5% и доля солей 100 мг/дм.куб. Для второй и третьей группы соответственно – воды 0,5% и 1.3%, а соли 300 мг/дм.куб и 900 мг/дм.куб.

Для решения специализированных задач нефтепереработки применяются деэмульгаторы с особыми свойствами. Такие деэмульгаторы решают отдельные специфические задачи: обессоливание, очистка пластовой воды (воды, находящейся в пластах горных пород и обычно являющейся напорной), непосредственное разрушение эмульсий, обработка нефти при низких температурах и т. д.

Выделяются следующие виды деэмульгаторов: дропперы и клинеры.

Дропперы позволяют максимально быстро и эффективно сбросить воду в минимальное время. Выбор дропперов обоснован интенсификацией добычи нефти.

Клинеры – обеспечивают высокую стабильность подготовки нефти при постоянном объеме обрабатываемой нефти.

Также деэмульгаторы делятся на ионогенные (образующие ионы в водных растворах) и неионогенные (не образующие ионов в водных растворах).

Ионогенные активные подразделяются на анионоактивные, катионоактивные и амфотерные.

К анионоактивным относят вещества, молекулы которых диссоциируют в воде на катион металла или водорода и гидрофобный анион поверхностное активное вещество (ПАВ), в состав которого входит основная углеводородная часть молекулы.

Катионоактивные ПАВ – вещества, диссоциирующие в воде на поверхностно-активный катион и неактивный (малоактивный) анион. Эта немногочисленная группа включает в основном соли алкиламинов и пиридиновых соединений. К амфотерным ПАВ относят вещества, в молекуле которых одновременно присутствуют основные и кислотные группы. Диссоциируя, эти вещества образуют анионоактивные или катионоактивные ионы в зависимости от pH среды.

Неионогенные активные основы могут быть как водо-, так и нефтерастворимыми. Этот тип соединений позволяет широко варьировать свойства ПАВ путем изменения молекулярного веса гидрофильной и гидрофобной частей за счет комбинирования фаз с различным гидрофильно-липофильным балансом.

Гидрофильно-липофильный баланс (ГЛБ) характеризует степень взаимодействия с водой отдельных групп, входящих в состав молекулы вещества.

Согласно второму подходу, деэмульгаторы различаются по области применения.

К первой группе относят деэмульгаторы, применяемые для разрушения водонефтяной эмульсии «вода в нефти». Базами для этой группы деэмульгаторов являются алкилфенолформальдегидные смолы, оксиалкилированные полиамины, модифицированные эпоксидные смолы, кремнийорганические соединения и др.

Вторая группа – реагенты, применяемые для разрушения водонефтяных эмульсий «нефть в воде», то есть согласно подходу, принятому нами, эти реагенты мы не называем деэмульгаторами. Это «обратные» деэмульгаторы.

К третьей группе относят реагенты комплексного действия, работающие одновременно как деэмульгаторы и ингибиторы коррозии. Это в основном реагенты, получаемые на основе оксиалкилированных полиалкиленполиаминов и тиазиновые четырехзамещенные аммониевые соли полиэпигалогидрина.

Четвертая группа – деэмульгаторы, применяемые для разрушения эмульсий с повышенным содержанием взвешенных частиц. Такие реагенты имеют в своем составе вещества, способствующие смачиванию взвешенных частиц и переводу их в водную фазу – смесь алкилсульфосукцинатов и этоксилированного алкилфенола или алкоксилированный эфир сорбита и жирной кислоты, смешанный с органосерной кислотой и замещенным ионом аммония, а также сульфированные соединения, додецилбензолсульфоновая кислота.

В пятую группу выделяют деэмульгаторы, предназначенные для обессоливания нефти.

Наиболее часто используются следующие виды деэмульгаторов: Реапон-4В и разновидности марок СНПХ.

Деэмульгатор Реапон-4В предназначен для эффективного разрушения устойчивых нефтяных эмульсий и широко применяется в нефтегазодобывающей отрасли. Его использование позволяет получать качественную продукцию, соответствующую требованиям стандартов. Основные преимущества и характеристики данного реагента:

1. Высокая эффективность

Реапон-4В быстро и качественно разрушает эмульсию любого типа, обеспечивая минимальное содержание остаточной воды в готовом продукте.

2. Широкий диапазон применения

Подходит для большинства видов нефти, независимо от степени загрязнённости и содержания тяжёлых фракций.

3. Быстрое действие

Минимальное время осаждения и низкие энергетические затраты делают его привлекательным выбором для предприятий с ограниченными ресурсами.

4. Экологическая безопасность

Продукт соответствует экологическим нормам и требованиям промышленной безопасности, что упрощает процедуру утилизации отходов.

5. Устойчивость к жёстким условиям эксплуатации

Устойчив к температуре, давлению и другим внешним факторам, сохраняя эффективность в широком диапазоне рабочих условий.

6. Простота дозирования и ввода

Легко интегрируется в существующие схемы обработки нефти, удобен в применении и хранении.

7. Отсутствие побочных эффектов

Безопасен для персонала и не вызывает коррозии оборудования, что продлевает срок службы установок.

Характеристики Реапона-4В

- внешний вид: прозрачная жидкость желтоватого цвета;
- плотность: около 0,9 г/см³;
- растворимость: хорошо растворим в воде и нефти;
- диапазон температур применения: от +5 °С до +80 °С;
- срок хранения: не менее 12 месяцев при соблюдении условий хранения.

Рекомендации по применению

Перед началом использования Реапона-4В рекомендуется провести лабораторные тесты на конкретном образце нефти для точной настройки дозировки. Правильная эксплуатация и регулярный контроль обеспечат максимальное качество обработки и минимальный расход реагента.

Реапон-4В доказал свою эффективность в различных регионах России и за рубежом, став популярным решением для многих компаний нефтегазового сектора.

СНПХ (серия специализированных нефтехимических препаратов) — это группа эффективных деэмульгаторов, используемых для ускорения разрушения нефтяных эмульсий. Их применение позволяет существенно улучшить качество товарной нефти и повысить эффективность производственного процесса. Рассмотрим основные преимущества и характеристики данных реагентов.

Преимущества деэмульгаторов СНПХ

1. Высокая эффективность

Быстрая и качественная обработка нефти, позволяющая достигать минимального содержания воды в конечном продукте.

2. Минимальные экономические затраты

Относительно невысокая цена реагента и небольшие расходы на обслуживание делают препараты СНПХ выгодным вариантом для предприятий.

3. Удобство использования

Простота дозирования и введение реагента практически не требуют специальных приспособлений и квалифицированных кадров.

4. Хорошая совместимость с оборудованием

Не вызывают коррозии металлических поверхностей и работают стабильно в любых условиях эксплуатации.

5. Безопасность и экологичность

Препараты соответствуют установленным санитарно-гигиеническим нормам и требованиям охраны труда.

6. Стабильность при хранении

Долгосрочное хранение (до 12 месяцев) без потерь технических качеств.

7. Широкий спектр применения

Используются для всех видов нефтепродуктов, включая тяжелые и высоковязкие сорта нефти.

Характеристики деэмульгаторов СНПХ

- внешний вид: жидкий прозрачный препарат коричневого оттенка;
- плотность: около 0,9 г/см³;
- растворимость: хорошая растворимость в воде и масле;
- рабочая температура: широкий диапазон от +5°C до +80°C;
- способ доставки: удобные формы упаковки, подходящие для промышленных масштабов.

Рекомендации по применению

Рекомендуется предварительно испытать препарат на небольшом объеме нефти, подобрав оптимальную концентрацию и технологию введения. Своевременный контроль и регулярная коррекция дозировки обеспечат поддержание высокого качества товарной нефти и минимальные расходы на эксплуатацию.

Применение деэмульгаторов серии СНПХ зарекомендовало себя положительно в отечественной практике, демонстрируя надежность и эффективность в сложных производственных условиях.

Ограничения использования деэмульгаторов

Температурные ограничения большинства деэмульгаторов

1. Нижний предел температуры

Большинство препаратов СНПХ сохраняют эффективность при температурах от +5 °С. При более низких температурах эффективность снижается, а сама продукция может замерзнуть или потерять однородность, что негативно скажется на качестве обработки.

2. Верхний предел температуры

Верхняя граница рабочей температуры составляет примерно +80 °С. Работа при более высоких температурах не рекомендована, так как повышается риск испарения активных компонентов и снижения их эффективности.

3. Дополнительные меры предосторожности

Следует избегать резких колебаний температуры, перегревов и охлаждения продукции, так как это может вызвать необратимую потерю активности деэмульгатора.

Соблюдая рекомендованные пределы температуры и следуя инструкции производителя, можно сохранить высокую эффективность деэмульгаторов и продлить срок их службы.

Цель работы:

1. Ознакомление с процессом деэмульсации нефти при обработке её реагентом-деэмульгатором.
2. Испытание различных реагентов-деэмульгаторов и определение наиболее эффективных.

Средства измерения, оборудование, материалы, необходимые для выполнения работы:

1. Лабораторная центрифуга.
2. Мерный цилиндр объёмом 10 мл по ГОСТ 1770-74 с пробкой – 3 шт.
3. Секундомер СОС пр-26-26-000 – 1 шт.
4. Диспергатор лопастного типа – 1 шт.

5. Водонефтяная эмульсия (сырая нефть) с содержанием попутной воды 40–60 % – 100 мл.

6. Реагенты-деэмульгаторы марок Реапон-4В и LML-4312 с известной плотностью при 20 °С.

7. Гигрометр психрометрический типа ВИТ-2 – 1 шт.

Примечание: при необходимости могут быть заменены другими реагентами-деэмульгаторами, а количество испытуемых реагентов может быть увеличено.

Практическое применение деэмульгаторов крайне разнообразно и включает следующие направления:

1. Улучшение качества сырой нефти: деэмульгаторы способствуют отделению примесей воды и солей, снижающих качество нефти. Это повышает её товарные характеристики и стоимость.

2. Облегчение процесса нефтепереработки: обезвоженная нефть лучше обрабатывается на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), позволяя получать больше качественных продуктов, таких как бензин, дизель и керосин.

3. Предотвращение коррозии оборудования: вода и соли, содержащиеся в нефти, вызывают коррозию трубопроводов и аппаратов, увеличивая затраты на обслуживание и ремонт.

4. Минимизация негативного воздействия на окружающую среду: удаляя воду и примеси, уменьшается риск загрязнения окружающей среды при авариях и утечках.

Правильный подбор деэмульгатора важен для обеспечения эффективной и рентабельной переработки нефти, поэтому тщательная подготовка и тестирование гарантируют получение высококачественного продукта с минимальным влиянием на экономику производства [3–5].

Методика выполнения работы

1. Водонефтяную эмульсию (ВНЭ) тщательно перемешивают диспергатором в течение 10 минут. При отсутствии диспергатора возможно перемешива-

ние эмульсии в бутылки с пробкой путем интенсивного встряхивания вручную. После перемешивания необходимо визуально убедиться, что образовалась достаточно стойкая водонефтяная эмульсия, иначе процесс перемешивания необходимо повторить для достижения требуемого результата.

2. От перемешанной пробы ВНЭ отбирают 10 мл, на которых определяют содержание воды (ω) в водонефтяной эмульсии (ВНЭ) методом центрифугирования (% об.). Для лучшего разделения ВНЭ добавляют 1–2 капли реагента-деэмульгатора, опять перемешивают и центрифугируют в течение 20 минут [2-4].

Содержание воды (ω) в ВНЭ (обводненность продукции) рассчитывают по формуле:

$$\omega = \frac{V_B}{V_{ВНЭ}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где V_B – объем воды, выделенной из ВНЭ, мл; $V_{ВНЭ}$ – объем пробы ВНЭ, мл.

3. Рассчитывают объем реагента-деэмульгатора из условия дозировки 100 г/т товарной (обезвоженной) нефти, используя следующее пропорциональное отношение расходов реагента к объемам чистой нефти:

$$\frac{100 \text{ г д - эм.}}{1000000 \text{ г нефти}} = \frac{V_R \rho_R}{\left(V_{ВНЭ} - V_{ВНЭ} \frac{\omega}{100\%} \right) \rho_H} \quad (2)$$

где $V_{ВНЭ}$ – объем исследуемой ВНЭ в мерном цилиндре, мл;

ω – обводненность продукции, % об.;

V_R – расчетный объем реагента-деэмульгатора, мл;

ρ_H – плотность товарной (обезвоженной) нефти при 20 °С, кг/м³;

ρ_B – плотность товарной (обезвоженной) нефти при 20 °С, кг/м³.

Решаем пропорцию (2) относительно V_R :

$$V_R = \frac{100 \left(V_{ВНЭ} - V_{ВНЭ} \frac{\omega}{100\%} \right) \rho_H}{1000000 \rho_R} \quad (3)$$

Окончательно выведенная для расчетов формула:

$$V_R = \left(V_{\text{ВНЭ}} - V_{\text{ВНЭ}} \frac{\omega}{100\%} \right) \frac{\rho_{\text{H}}}{10000\rho_R} \quad (4)$$

4. Чистые и сухие мерные цилиндры нумеруют следующим образом:

- цилиндр № 1 – контрольная проба;
- цилиндр № 2 – реагент-деэмульгатор Реалон-4В;
- цилиндр № 3 – реагент-деэмульгатор LML-4312.

5. В каждый из трех мерных цилиндров наливают 10 мл, перемешанной ВНЭ.

6. Расчетное количество реагентов-деэмульгаторов марок Реалон-4В и ДМЛ-4312 добавляют в мерные цилиндры № 2 и № 3.

7. Все мерные цилиндры закрывают пробками, и пробы ВНЭ подвергают интенсивному перемешиванию.

8. После перемешивания пробы ВНЭ подвергают обезвоживанию при комнатной температуре методом статического отстаивания. По истечении интервалов времени 15; 30; 45; 60; 90; 120 и 180 мин фиксируют в каждом цилиндре объемы выделившейся из ВНЭ воды.

9. Полученные данные заносят в таблицу 2 и строят графики зависимости полноты обезвоживания нефти от времени отстаивания ВНЭ для контрольной пробы и проб, обработанных соответствующим реагентами-деэмульгаторами (табл. 2).

Таблица 2

Экспериментальные данные

Марка реагента деэмульгатора	Объем расходуемого реагента деэмульгатора V_R мл	Температура процесса обезвоживания $T, ^\circ\text{C}$	Объем отстоянной из ВНЭ воды через фиксированный интервал времени V_B , мл						
			15 мин	30 мин	45 мин	60 мин	90 мин	120 мин	180 мин
Контрольная проба (без реагента)									
Реалон-4В									
LML-4312									

Отчет о проделанной работе включает в себя

1. Краткое описание теории процесса обезвоживания ВНЭ и цель работы.
2. Краткое описание проделанных операций при выполнении работы.
3. Таблица с экспериментальными данными.
4. Графически представленные данные эксперимента и анализ полученных результатов (рис. 3).
5. Вывод о проделанной работе и рекомендации.

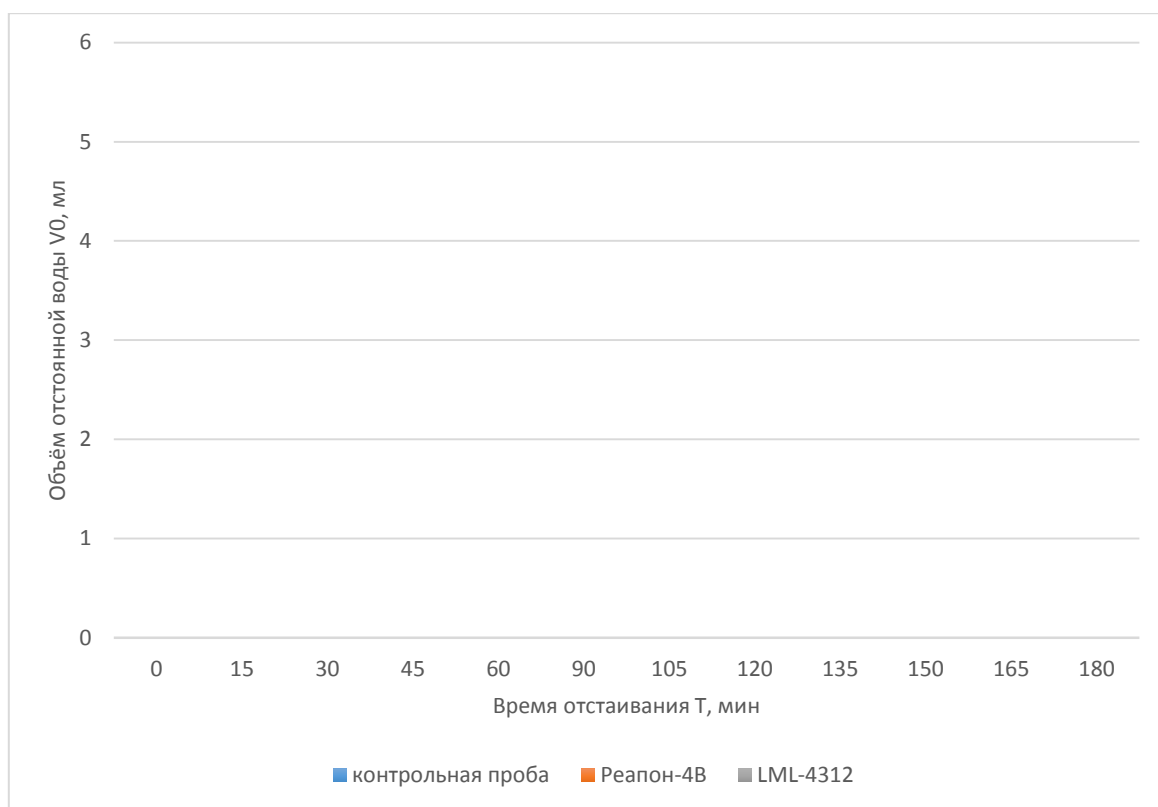


Рис. 3. График зависимости полноты обезвоживания нефти от времени отстаивания ВНЭ при применении реагентов-деэмульгаторов.

Контрольные вопросы

1. Какие характеристики деэмульгатора определяют его эффективность при обработке нефти?
2. Какие показатели используют для оценки качества отделения воды от нефти при применении деэмульгаторов?

3. Существуют ли различия в воздействии разных типов деэмульгаторов на разные сорта нефти?

4. Насколько важна концентрация деэмульгатора для достижения максимального эффекта при обезвоживании нефти?

5. Перечислите основные виды деэмульгаторов и их технические характеристики?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСХОДА РЕАГЕНТА-ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА СКОРОСТЬ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ

Теоретическая часть.

Эффективный расход деэмульгатора (то есть его количество в г/т), необходимое для продуктивного обезвоживания и обессоливания нефти, важнейший показатель, определяемый свойствами самой нефти и деэмульгатора.

Скорость обезвоживания нефти напрямую зависит от концентрации деэмульгатора: увеличение дозировки повышает скорость разрушения эмульсии до достижения оптимального значения, после чего рост замедляется или прекращается. Обычно требуются концентрации в пределах 10–50 г/т (0,001–0,005%), обеспечивая эффективное замещение природных эмульгаторов на границе фаз.

Определять оптимальную дозировку можно методом бутылочного теста, испытывая несколько концентраций деэмульгатора в диапазоне от 5 до 200 г на тонну нефти. Оптимальной считается минимальная дозировка, обеспечивающая требуемую глубину обезвоживания нефти в зависимости от группы подготовки согласно действующим стандартам качества.

Учитывать, что скорость разрушения эмульсии максимальна, когда деэмульгатор способен находиться в состоянии критической эмульсии как в нефтяной, так и водной фазе эмульсии. В этом случае помимо описанных процессов дополнительно реализуется механизм деэмульгирования, связанный с экстракцией содержащихся в нефти природных эмульгаторов коацерватной фазой деэмульгатора.

Также на эффективность деэмульгаторов влияют следующие факторы:

Концентрация. Оптимальная концентрация зависит от типа нефти, содержания воды, температуры и давления. При превышении критической концентрации деэмульгатор начинает стабилизировать эмульсию вместо разрушения.

Температура. Она существенно влияет на вязкость и скорость массопереноса. Однако при температурах выше 80 °С происходит деградация молекул ПАВ, что приводит к снижению их активности.

Время осаждения. Скорость разделения в начальный период (первые 10 минут) подчиняется логарифмической функции времени, а затем замедляется. Это связано с истощением наиболее неустойчивых капель воды и возрастанием сложности разрыва оставшихся, более прочных капель.

Дисперсность промывной воды. Чем выше степень дисперсности промывной воды, тем больше вероятность столкновения её с каплями пластовой воды.

Тип растворителя. Растворы деэмульгаторов в изопропиловом спирте разрушают эмульсию в большей степени, чем водные и толуольные, различие особенно значительно в первые часы отстоя.

Интенсивность перемешивания. Эффективность деэмульгирования зависит от типа и концентрации природных стабилизаторов в эмульсии, физико-химических свойств самого деэмульгатора, его удельного расхода, температуры обработки и интенсивности перемешивания.

Правильный выбор концентрации, основанный на лабораторных пробах для конкретной нефти, имеет решающее значение для процесса внутритрубной деэмульсации и на установках подготовки.

Процесс деэмульсации нефти представляет собой удаление водной фазы (воды и растворенных солей) из сырой нефти путем разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий, предназначенный для повышения качества продукции нефти. Основная цель деэмульсации заключается в отделении свободной воды и растворённых солей, уменьшении содержания механических примесей и повышении качества добытой нефти, необходимой для дальнейшей эффективной переработки. Уменьшая количество воды, отправляемой на рынок вместе с нефтью, тем самым увеличивается прибыль компаний, занимающихся добычей и продажей нефти.

Основной механизм деэмульсации основан на применении поверхностно активных веществ (деэмульгаторов), способствующих разрушению тонких плё-

нок между частицами воды и нефтью, ускоряющих слияние капель воды и их отделение от нефти. Дополнительные меры включают подогрев, электрическое воздействие и механические способы перемешивания, усиливающие эффективность разделения [6–8].

Практически значимый процесс деэмульгации способствует повышению рентабельности предприятий, снижению эксплуатационных расходов, делая добычу и переработку нефти экономически выгодной и экологически безопасной деятельностью.

Расход деэмульгатора, то есть количество его в г/т, необходимое для эффективного обессоливания и обезвоживания нефти, является важным технологическим показателем, который зависит от природы нефти и типа самого деэмульгатора. Природные эмульгаторы – естественные ПАВ, содержащиеся в нефти (асфальтены, нафтены, смолы, парафины) и в пластовой воде. Деэмульгаторы должны обладать большей активностью, чем эмульгаторы.

Пленка, образуемая деэмульгатором, менее прочна:

- по мере накопления деэмульгатора на поверхности капелек воды между ними возникают силы взаимного притяжения;
- мелкие диспергированные капельки воды образуют большие капли, в которых пленки вокруг глобул воды сохраняются;
- процесс образования больших капель (хлопьев) из мелкодиспергированных капелек воды в результате воздействия деэмульгатора называется флокуляцией (хлопьеобразованием). В процессе флокуляции поверхностная пленка глобул воды становится достаточно ослабленной, происходит ее разрушение и слияние глобул воды;
- процесс слияния капелек воды называется коалесценцией. Деэмульгаторы должны обеспечивать коалесценцию.

В нефти присутствуют механические примеси (сульфид железа, частицы глины ил, и т. д.), частички которых собираются на поверхности раздела и способствуют упрочнению пленки, обволакивающей глобулы воды. Часто эти механические примеси являются основными веществами, составляющими материал

пленки, и удаление их вместе с водой также является важной задачей при обезвоживании нефти. Дезэмульгаторы обволакивают частицы механических примесей тонкой пленкой, хорошо смачиваемой водой, и такие частицы выделяются из нефти и удаляются вместе с водой.

Технологический метод дезэмульсации заключается в том, чтобы обеспечить получение максимального количества обезвоженной нефти с наименьшим содержанием остаточной воды и при минимальном расходе дезэмульгатора. Все это должно быть достигнуто в условиях экономичного расходования топлива и пара, сохранности аппаратуры и оборудования установки. Процесс следует вести экономично при небольшом подогреве эмульсии, так как повышенная температура увеличивает расход топлива, уменьшает пропускную способность установки, увеличивает потери ценных легких фракций. Однако величина подогрева должна обеспечить течение процесса дезэмульсации с достаточной скоростью [2-6].

Основные аспекты зависимости:

- **Оптимальная концентрация:** существует «пороговая» концентрация, при которой достигается максимальная скорость обезвоживания (наиболее полное отделение воды за минимальное время).
- **Недостаточная концентрация:** если реагента мало, эмульсия разрушается медленно, не успевая отделиться.
- **Избыточная концентрация:** превышение оптимальной дозировки, как правило, не увеличивает скорость, а приводит к перерасходу реагента и может ухудшить качество подготовки.
- **Факторы влияния:** на скорость влияют вязкость нефти, температура (повышение температуры ускоряет процесс), состав эмульсии и тип дезэмульгатора (ионогенные/неионогенные).

Для увеличения эффективности работы дезэмульгатора необходимо изменить технологические параметры (увеличить расход дезэмульгатора, изменить температур процесса, время отстоя).

Факторы выбора концентрации

1. Тип нефти и состав эмульсии.

Тип нефти существенно влияет на требуемую концентрацию деэмульгатора, так как разные виды нефти различаются по своим физико-химическим характеристикам. Вот основные моменты, определяющие эту связь.

2. Содержание тяжелых фракций (асфальтенов).

Нефти с большим количеством тяжелых фракций требуют увеличенной концентрации деэмульгатора. Асфальтены создают стабильные защитные оболочки вокруг капелек воды, затрудняя их коалесценцию. Поэтому для их преодоления нужны более высокие дозы реагентов.

3. Степень минерализации пластовой воды.

Вода, содержащая большое количество растворенных солей (кальция, магния), образует трудноразрушаемые комплексы с натуральными стабилизаторами, усиливающими стойкость эмульсии. Следовательно, потребуется большее количество деэмульгатора для борьбы с такими системами.

4. Содержимое сероводорода и меркаптанов.

Присутствие серосодержащих соединений увеличивает коррозионную агрессивность среды и ускоряет старение продуктов, включая стабилизаторы эмульсии. Необходимость компенсации негативных эффектов обуславливает повышенный расход деэмульгатора.

5. Давление и температура разработки месторождения.

Физико-химические условия добычи (давление, температура) также влияют на образование и стабилизацию эмульсий. Например, высоконапорные скважины с низким уровнем нагрева вырабатывают более стабильные эмульсии, требующие большего количества деэмульгатора.

6. Соотношение нефти и воды.

Чем выше содержание воды в добытом сырье, тем сложнее задача разрушения эмульсии, особенно при наличии большого количества свободных загрязнений. Концентрация деэмульгатора должна возрастать пропорционально увеличению доли воды.

7. Физические характеристики нефти (вязкость, плотность).

Вязкие сорта нефти нуждаются в большем объеме деэмульгатора для адекватного распределения и проникновения реагента в глубинные зоны капли. Плотные масла склонны формировать более сильные ассоциации с естественным стабилизатором, вызывая дополнительное сопротивление процессу расслоения.

8. Совместимость с системой добавок и обработчиками.

Некоторые технологии переработки и методы дополнительной обработки могут изменять требования к количеству деэмульгатора. Совместимость реагента с другими компонентами также важна, поскольку неправильное сочетание может привести к нежелательным реакциям и неэффективному использованию.

Подбор концентрации

Чтобы подобрать правильную концентрацию деэмульгатора, важно провести предварительные исследования конкретных образцов нефти, учесть технологические режимы и эксплуатационные условия. Такой подход обеспечит оптимальный уровень потребления реагента и достижение максимального эффекта.

Определение оптимальной концентрации деэмульгатора для конкретного типа нефти – важный аспект оптимизации технологического процесса. Ниже приведены шаги, позволяющие выбрать правильный уровень подачи реагента:

Методы определения оптимальной концентрации:

1. Лабораторные испытания.

Одним из лучших способов является проведение лабораторных исследований на образцах нефти с различным содержанием воды и различными видами деэмульгаторов. Лаборатория моделирует реальные условия обработки и определяет эффективность различных концентраций. Испытания проводятся с постепенным увеличением дозы реагента до тех пор, пока не достигнута максимальная производительность при наименьшем уровне затрат.

2. Анализ состава нефти.

Химический анализ нефти помогает выявить содержание асфальтенов, смол, минеральной воды и других компонентов, которые определяют поведение эмульсии. По результатам анализа выбирают подходящую концентрацию деэмульгатора.

3. Метод экстраполированного опыта.

Можно воспользоваться предыдущими результатами аналогичных скважин или похожих сортов нефти. Хотя этот метод приблизительный, он позволяет сократить время на подбор концентрации.

4. Оценка себестоимости.

Рассчитывается экономический эффект от снижения содержания воды в нефти при увеличении концентрации деэмульгатора. Выбирается такое значение, которое максимизирует прибыль предприятия, исключая излишнее потребление дорогостоящего реагента.

5. Мониторинг реального производства.

Периодически проверяется работа установки обезвоживания нефти, оцениваются показатели выхода чистой нефти и потери полезных ресурсов. Регулировка концентрации производится исходя из текущих наблюдений.

6. Моделирование компьютерных моделей.

Современные компьютерные программы позволяют моделировать процесс разрушения эмульсии, используя известные параметры нефти и условия обработки. Модели помогают спрогнозировать необходимое количество деэмульгатора заранее.

7. Автоматизированные системы управления.

Использование автоматизированных систем контроля и регулировки концентрации деэмульгатора позволяет поддерживать оптимальный уровень реагента в режиме реального времени, адаптируясь к изменениям состава поступающей нефти.

Для каждого вида нефти необходима индивидуальная оценка, учитывающая вышеописанные факторы. Грамотный подход позволит добиться максимальной эффективности использования деэмульгатора, снизит производственные расходы и повысит выход качественной товарной нефти.

Проверять оптимальную концентрацию деэмульгатора необходимо регулярно, так как изменения в составе нефти, условиях добычи и обработке могут повлиять на эффективность реагента [8].

Цель работы:

1. Ознакомление с процессом деэмульгации нефти при обработке её реагентом-деэмульгатором.
2. Изучение характера изменения скорости процесса обезвоживания водонефтяной эмульсии (ВНЭ) в зависимости от расхода реагента-деэмульгатора.

Оборудование и материалы:

1. Лабораторная центрифуга.
2. Мерный цилиндр объёмом 10 мл* по ГОСТ 1770-74 с пробкой – 4 шт.
3. Секундомер СОС пр-2б-2-000 – 1 шт.
4. Диспергатор лопастного типа – 1 шт.
5. Микродозатор(микрошприц) - 1 шт.
6. Водонефтяная эмульсия (сырая нефть) с содержанием попутной воды 40-60% - 100 мл.
7. Реагенты-деэмульгаторы* марок Реапон-4В или LML-4312 с плотностью до 20 °С.

Примечание: при необходимости могут быть заменены другими реагентами-деэмульгаторами, а количество испытуемых реагентов может быть увеличено.

Методика выполнения работы

1. Водонефтяную эмульсию (ВНЭ) тщательно перемешивают диспергатором в течении 10 мин. При отсутствии диспергатора возможно перемешивание эмульсии в бутылки с пробкой путем интенсивного встряхивания вручную. После перемешивания необходимо визуально убедиться, что образовалось достаточно стойкая водонефтяная эмульсия, иначе процесс перемешивания необходимо повторить для достижения требуемого результата.

2. От перемешанной пробы ВНЭ отбирают 10 мл, на которых определяют содержание воды (ω) в водонефтяной эмульсии (ВНЭ) методом центрифугирования, % об. Для лучшего разделения ВНЭ добавляют 1–2 капли реагента-деэмульгатора, опять перемешивают и центрифугируют в течении 20 мин.

Содержание воды(ω) в ВНЭ (обводненность продукции) рассчитывают по формуле [3–5]:

$$\omega = \frac{V_B}{V_{ВНЭ}} \cdot 100\% \quad (4)$$

где V_B – объем воды, выделенной из ВНЭ, мл;

$V_{ВНЭ}$ – объем пробы ВНЭ, мл.

3. Рассчитывают объем реагента-деэмульгатора из условия дозирования 100 г/т товарной (обезвоженной) нефти, используя следующее пропорциональные отношения расходов реагента к объемам чистой нефти:

$$\frac{100 \text{ г д – эм}}{1000000 \text{ г нефти}} = \frac{V_R \rho_R}{(V_{ВНЭ} - V_{ВНЭ} \cdot \frac{\omega}{100\%}) \rho_H} \quad (5)$$

где $V_{ВНЭ}$ – объем исследуемой ВНЭ в мерном цилиндре, мл;

ω – обводненность продукции, %об.;

V_R – расчетный объем реагента-деэмульгатора, мл;

ρ_H – плотность товарной (обезвоженной) нефти при 20°C, кг/м³;

ρ_B – плотность товарной (обезвоженной) нефти при 20°C, кг/м³.

Решаем пропорцию (2) относительно V_R :

$$V_R = \frac{100(V_{ВНЭ} - V_{ВНЭ} \frac{\omega}{100\%})\rho_H}{1000000\rho_R}, \quad (6)$$

Окончательно выведенная для расчетов формула:

$$V_R = \left(V_{ВНЭ} - V_{ВНЭ} \frac{\omega}{100\%} \right) \frac{\rho_H}{10000\rho_R}. \quad (7)$$

4. Чистые и сухие мерные цилиндры нумеруют следующим образом:

- цилиндр № 1 – контрольная проба;
- цилиндр № 2 – 50 г/т;
- цилиндр № 3 – 100 г/т;
- цилиндр № 4 – 200 г/т.

5. В каждый из четырех мерных цилиндров наливают 10 мл, перемешанной ВНЭ.

6. В мерные цилиндры № 2, 3 и 4 дозируют микродозатором расчетное количество реагента-деэмульгатора в объеме из расчета 50, 100 и 200 г/т обезвоженной нефти соответственно.

7. Все мерные цилиндры закрывают пробками, и пробы ВНЭ подвергают интенсивному перемешиванию.

8. После перемешивания пробы ВНЭ подвергают обезвоживанию при комнатной температуре методом статического отстаивания.

По истечении интервалов времени 15; 30; 45; 60; 90; 120 и 180 мин фиксируют в каждом цилиндре объемы выделившейся из ВНЭ воды.

9. Полученные данные заносят в таблицу 3 и строят графики зависимости полноты обезвоживания нефти от времени отстаивания ВНЭ для контрольной пробы и проб, обработанных реагентом-деэмульгатором (табл. 3).

Экспериментальные данные

Точка отбора ВНЭ	Обводненность ω , % об.	Реагент-деэмульгатор	Расход реагента-деэмульгатора, г/г	Температура T , °С	Объем отстаиванной по ВНЭ воды через фиксированный интервал времени $V_{в}$, мл							
					15 мин.	30 мин.	45 мин.	60 мин.	90 мин.	120 мин.	180 мин.	
			Контрольная проба (без реагента)									

Отчет о проделанной работе включает в себя

1. Краткое описание теории процесса обезвоживания ВНЭ и цель работы.
2. Краткое описание проделанных операций при выполнении работы.
3. Таблица с экспериментальными данными.
4. Графически представленные данные эксперимента и анализ полученных результатов (рис. 4).
5. Выводы о проделанной работе и рекомендации.

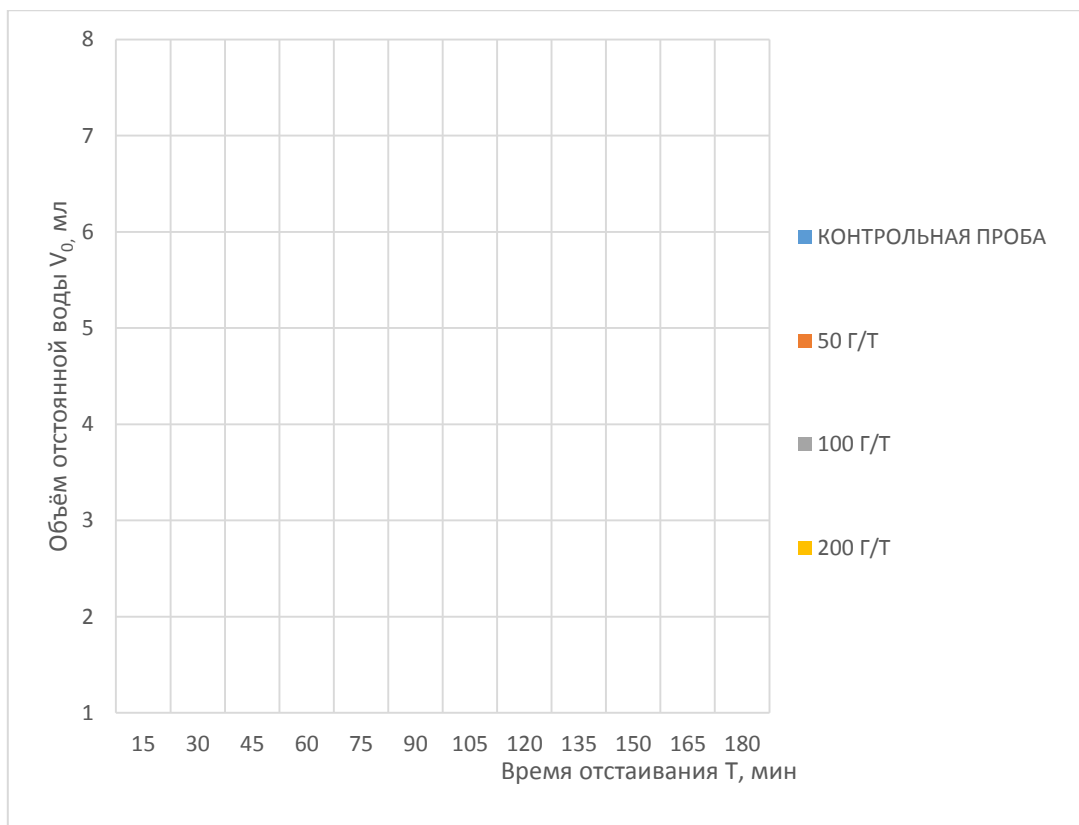


Рис. 4. Графики зависимости полноты обезвоживания нефти от времени отстаивания ВНЭ при применении реагентов-деэмульгаторов

Контрольные вопросы

1. Почему важно изучать свойства нефтяных эмульсий?
2. Какие факторы влияют на стабильность нефтяной эмульсии?
3. Какие методы используются для разрушения нефтяных эмульсий?
4. Чем отличаются прямой и обратный типы нефтяных эмульсий?
5. Какова роль поверхностно-активных веществ (ПАВ) в формировании нефтяных эмульсий?
6. Какие проблемы возникают при транспортировке и переработке нефтяных эмульсий?
7. Какие современные технологии применяются для разделения нефтяных эмульсий?
8. Какой расход деэмульгатора считается оптимальным для эффективного обезвоживания нефти?

9. Есть ли зависимость скорости обезвоживания нефти от количества вводимого деэмульгатора?

10. Какие лабораторные эксперименты проводят для изучения зависимости скорости обезвоживания от расхода деэмульгатора?

11. Влияют ли особенности состава нефти на оптимальное количество добавляемого деэмульгатора?

12. Как избыток деэмульгатора сказывается на скорости обезвоживания нефти и экономических показателях процесса?

13. Возможно ли применение минимального расхода деэмульгатора без потери эффективности обезвоживания?

14. Можно ли установить универсальные нормы расхода деэмульгатора для всех видов нефтей или каждый случай требует индивидуального подхода?

ТЕСТОВЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что представляет собой водонефтяная эмульсия?
 - 1) Смесь чистой нефти и воды, легко расслаивающаяся самостоятельно.
 - 2) Однородная смесь воды и нефти, образующая стабильную систему.
 - 3) Эмульсию, состоящую исключительно из солёной воды.
 - 4) Раствор солей в воде.

2. Какие вещества используют для разрушения устойчивых эмульсий?
 - 1) Пенообразователи.
 - 2) Антиоксиданты.
 - 3) Деэмульгаторы.
 - 4) Консерванты.

3. Какие компоненты входят в состав стабилизированных водонефтяных эмульсий?
 - 1) Только нефть и вода.
 - 2) Нефть, вода и соли.
 - 3) Нефть, вода, поверхностно-активные вещества (ПАВ).
 - 4) Вода, соль и кислоты.

4. Почему необходимо разрушать водонефтяные эмульсии на этапе подготовки скважинной продукции?
 - 1) Чтобы увеличить вязкость нефти.
 - 2) Для повышения стоимости продаваемого продукта.
 - 3) Чтобы облегчить её дальнейшее хранение и транспортировку.
 - 4) Потому что это повышает экологичность нефти.

5. Какой метод чаще всего применяют для определения эффективности деэмульгатора?
- 1) Определение плотности нефти.
 - 2) Отстаивание пробы нефти и оценка степени расслоения.
 - 3) Проверка цвета нефти.
 - 4) Исследование изменения вязкости нефти.
6. Какие свойства определяют качество деэмульгаторов?
- 1) Цвет и запах.
 - 2) Скорость осаждения капель воды и степень дисперсности остаточной фазы.
 - 3) Температура кипения и плотность.
 - 4) Устойчивость к воздействию ультрафиолетового излучения.
7. Какие факторы влияют на стабильность водонефтяной эмульсии?
- 1) Температурный режим, химический состав пластовой воды, содержание минеральных солей.
 - 2) Толщина слоя покрытия.
 - 3) Размер месторождения.
 - 4) Глубина залегания скважины.
8. Что является основной целью введения деэмульгаторов в добычу нефти?
- 1) Уменьшить коррозию оборудования.
 - 2) Увеличить объём добытой нефти.
 - 3) Разрушить устойчивую структуру водонефтяной эмульсии.
 - 4) Улучшить смазочные характеристики бурильных растворов.
9. Что влияет на выбор оптимального типа деэмульгатора?
- 1) Качество питьевой воды.
 - 2) Состав нефти и условия эксплуатации.
 - 3) Цена продукта.
 - 4) Географическое положение скважины.

10. Что понимают под процессом деэмульсации?
- 1) Процесс увеличения содержания воды в нефти.
 - 2) Удаление мелких пузырьков воздуха из раствора.
 - 3) Расщепление водонефтяной эмульсии на отдельные фазы.
 - 4) Преобразование нефти в синтетический продукт.
11. Какие физические методы используются для ускорения процесса разрушения водонефтяных эмульсий?
- 1) Термическая обработка и электрическое воздействие.
 - 2) Использование магнитных полей.
 - 3) Добавление красящих пигментов.
 - 4) Искусственное изменение формы ёмкостей.
12. Зачем вводят добавки-деэмульгаторы в технологию добычи нефти?
- 1) Для снижения энергетических расходов.
 - 2) Для улучшения вкусовых качеств нефтепродуктов.
 - 3) Для упрощения последующих этапов очистки и транспорта нефти.
 - 4) Для экологизации производства.
13. Какие химические вещества являются наиболее распространёнными компонентами деэмульгаторов?
- 1) Полимеры и эфиры.
 - 2) Минеральные удобрения.
 - 3) Углеводороды и спирты.
 - 4) Щёлочи и кислоты.
14. Что такое технологический процесс?
- 1) Последовательность операций, направленных на достижение конечного результата производства.
 - 2) Совокупность методов управления качеством продукции.

- 3) Организация рабочих мест сотрудников предприятия.
 - 4) Регулирование рабочего графика персонала.
15. Какие показатели характеризуют эффективность технологического процесса?
- 1) Производительность, надежность, безопасность.
 - 2) Квалификация работников, уровень заработной платы.
 - 3) Количество используемого сырья, стоимость электроэнергии.
 - 4) Уровень автоматизации, наличие лицензии.
16. Обводненность V (%) продукции, добытой за определенный период (месяц, квартал, год), определяется по формуле:
- 1) $V=(q_{ж}/q_{в})*100$
 - 2) $V=(q_{ж}+q_{в})/100$
 - 3) $V=(q_{в}/q_{ж})*100$
 - 4) $V=(q_{ж}*q_{в})/100$
17. Для чего предназначена система сбора и подготовки скважинной продукции?
- 1) Для транспортировки нефти и газа потребителям.
 - 2) Для очистки воды, использованной в производственных процессах.
 - 3) Для первичной сепарации нефти и природного газа, отделения примесей и подачи на дальнейшую переработку.
 - 4) Для учета количества добываемой жидкости.
18. Что является основным оборудованием для разделения жидкостей и газов в нефтегазовом производстве?
- 1) Центрифуги.
 - 2) Насосы высокого давления.
 - 3) Сепараторы.
 - 4) Резервуары хранения.

19. К какому типу относится процесс фильтрации жидкости?
- 1) Химическая реакция.
 - 2) Физико-химическое разделение фаз.
 - 3) Биологический процесс.
 - 4) Термодинамический цикл.
20. Основной задачей подготовительного этапа в технологии добычи нефти является...
- 1) Повышение квалификации операторов установки.
 - 2) Обеспечение соответствия продукта требованиям стандартов.
 - 3) Освобождение сырой нефти от примесей и посторонних веществ.
 - 4) Оптимизация затрат на транспортировку продукции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ от 9 февраля 2018 г. № 96 Об утверждении федерального государственного образовательного стандарта высшего образования – бакалавриат по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело. Зарегистрировано в Минюсте России 2 марта 2018 г. № 50225. – 16 с.

2. Баранов, В.Я., Фролов В.И. Изучение свойств эмульсий: метод. указ / В.Я. Баранов, В.И. Фролов – Москва: ФГУП «Нефть и газ»РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 19 с.

3. ГОСТР 51858- 2002. Нефть. общие технические условия. – Москва: Стандартиформ, 2006. – С. 6–8.

4. СТ-07.1-00-00-02. Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа». Утвержд. распоряжением от 13.02.2013 г. № 53. / ОАО АНК«Башнефть», 2013. – 83 с.

5. СТ-07.1-00-00-02 «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа» / ОАО АНК «Башнефть», 2013. – 83 с.

6. Технология сбора и подготовки нефти, газа и воды на промыслах: учебник / Н.Н. Махмудов, Р.У. Шафиев, Т.Р. Юлдашев, М.А. Турсунов Ташкент: ТашГТУ, 2015. – 317 с.

7. Методики испытаний деэмульгаторов для промысловой подготовки нефти: метод. указания / Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайдулин, Р.Ф. Хамидуллин. Казань: Казан. гос. технолог. ун-т, 2009. – 35 с.

8. Химические реагенты для добычи нефти: справочник рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов – Москва: Недра, 1986. – 240 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Техника безопасности при работе в химико-аналитической лаборатории	5
Лабораторная работа № 1. Определение влияния температуры на эффективность обезвоживания нефти	7
Лабораторная работа № 2. Исследование эффективности реагентов-деэмульгаторов	16
Лабораторная работа № 3. Исследование влияния расхода реагента-деэмульгатора на скорость обезвоживания нефти.....	28
Тестовые вопросы	41
Список использованной литературы.....	46

ОПИСАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ ИЗДАНИЯ:

Интерфейс электронного издания (в формате pdf) можно условно разделить на 2 части.

Левая навигационная часть (закладки) включает в себя содержание книги с возможностью перехода к тексту соответствующей главы по левому щелчку компьютерной мыши.

Центральная часть отображает содержание текущего раздела. В тексте могут использоваться ссылки, позволяющие более подробно раскрыть содержание некоторых понятий.

МИНИМАЛЬНЫЕ СИСТЕМНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ:

Celeron 1600 Mhz; 128 Мб RAM; Windows XP/7/8 и выше; 8x DVD-ROM; разрешение экрана 1024×768 или выше; программа для просмотра pdf.

СВЕДЕНИЯ О ЛИЦАХ, ОСУЩЕСТВЛЯВШИХ ТЕХНИЧЕСКУЮ ОБРАБОТКУ И ПОДГОТОВКУ МАТЕРИАЛОВ:

Оформление электронного издания : Издательский центр «Удмуртский университет».

Компьютерная верстка: Т. В. Опарина

Авторская редакция.

Подписано к использованию 03.04.2026

Объем электронного издания 1,1 Мб

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, г. Ижевск, ул. Ломоносова, д. 4Б, каб. 021

Тел. : +7(3412)263-751 E-mail: editorial@udsu.ru
