

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н. Г. Квеско

«14» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Влияние низкочастотного ультразвукового воздействия на реологические
параметры флюида нефтегазоконденсатного месторождения

Руководитель _____ 14.06.2021 доцент, к.х.н. Н. В. Чухарева
подпись, дата

Выпускник _____ 14.06.2021 Ю.А. Демлер
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и
экологичность _____ 14.06.2021 Е. В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ 14.06.2021 С.В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 151 страницу, 42 рисунка, 46 таблиц, 150 источников.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, природные битумы, тяжелая нефть, высоковязкая нефть, ультразвуковая обработка, стойкие эмульсии, материальный баланс, установка подготовки нефти.

Объектом исследования является: [REDACTED]
нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы: Выбор альтернативного метода борьбы с образованием стойких эмульсий и выпадением асфальтосмолопарафинов на нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования были проведены: анализ методов борьбы с выпадением асфальтосмолопарафинов и образованием стойких эмульсий на промысле; определение влияния тепловой и низкочастотной ультразвуковой обработок на изменение вязкости эмульсии нефти; расчет изменения потерь напора на трение и потерь давления при перекачке; расчет материального баланса установки подготовки нефти при подготовке исходной и обработанной нефти.

В результате исследования: Выявлен более эффективный метод борьбы с выпадением АСПО и образованием стойких эмульсий в системе сбора и подготовки нефти; предложен вариант реализации альтернативного способа решения существующей проблемы; проведено технико-экономическое обоснование предложенного решения.

Область применения: Борьба с образованием асфальтосмолопарафинов и стойких эмульсий на месторождении.

Экономическая эффективность/значимость работы: Повышение количества обрабатываемой продукции в единицу времени на нефтегазодобывающем предприятии **за счёт снижения вязкости.**

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Проблема освоения сверхвязких нефтей и природных битумов	8
1.1 Перспективы освоения нетрадиционных источников углеводородного сырья	8
1.2 Состав, свойства сверхвязких нефтей и природных битумов, вопросы их классификации.....	10
1.3 Современные технологии добычи и переработки сверхвязкой нефти и природных битумов	21
1.3.1 Добыча сверхвязкой нефти и природных битумов	21
1.3.2 Перспективы переработки сверхвязких нефтей и природных битумов.	24
1.4 Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологии добычи, сбора и подготовки продукции скважин	30
1.4.1 Механизм образования асфальтосмолопарафиновых отложений.....	32
1.4.2 Факторы, влияющие процесс на отложения асфальтенов и парафинов .	35
1.4.3 Методы удаления и предотвращения образования отложений асфальтосмолопарафинов.....	40
1.5 Понятие водонефтяных эмульсий	44
1.5.1 Классификация водонефтяных эмульсий: типы, группы и их физико-химические свойства.....	45
1.5.2 Причины образования устойчивых водонефтяных эмульсий	48
1.5.3 Механизм и методы разрушения водонефтяных эмульсий.....	53
1.6 Выводы по разделу.....	55
2 Характеристика объекта исследования.....	57
2.1 Геологическое строение месторождения.....	59
2.2 Основной объект разработки [REDACTED] залежи	61
2.3 Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и физико-химические свойства флюидов	63
2.4 Описание системы сбора и подготовки скважинной продукции на месторождении: технологическая схема установки подготовки нефти	69
2.5 Борьба с эмульсиями и асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождении	77
2.6 Вывод по главе	80
3 Исследование влияний температурных и ультразвуковых параметров воздействия на изменение реологических свойств эмульсии	81

3.1 Объект исследования	81
3.1.2 Характеристика объекта исследования.....	83
3.2 Лабораторный эксперимент	83
3.2.1 Характеристика оборудования для проведения лабораторного эксперимента	83
3.2.2 Влияние температурной обработки	86
3.2.3 Влияние ультразвуковой обработки	87
3.2.4 Комбинация тепловой и ультразвуковой обработки.....	89
3.3 Выводы по итогам эксперимента	90
4 Расчетно-технологическая часть, рассматривающая влияние изменения вязкости на процесс подготовки нефти	91
4.1 Расчет потери напора на трение	91
4.1.1 Расчет потери напора на трение для высоковязкой нефти	92
4.1.2 Расчет потери напора на трение для маловязкой нефти	93
4.1.3 Вывод по результатам расчетов потерь напора на трение и потерь давления	95
4.2 Расчет изменения годовой мощности установки по сырью	97
4.3 Расчет материального баланса установки подготовки высоковязкой нефти	98
4.3.1 Расчет первой ступени сепарации	98
4.3.2 Расчет блока отстоя.....	104
4.3.3 Расчет блока электродегидраторов	106
4.3.4 Расчет второй ступени сепарации	109
4.3.5 Расчет общего материального баланса установки.....	113
4.4 Расчет материального баланса установки подготовки маловязкой нефти	113
4.4.1 Расчет первой ступени сепарации	113
4.4.2 Расчет блока отстоя.....	116
4.4.3 Расчет блока электродегидраторов	117
4.4.4 Расчет второй ступени сепарации	117
4.4.5 Расчет общего материального баланса установки.....	119
4.5 Выводы	120
5 Анализ необходимых требований по обеспечению безопасности проводимых работ и экологичности проекта	122
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	122

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	123
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	125
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	127
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	129
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	131
5.7 Экологичность проекта.....	133
Заключение	135
Список сокращений	136
Список использованных источников	138
Приложение А Технологическая схема установки подготовки нефти месторождения	151

ВВЕДЕНИЕ

Целью выпускной квалификационной работы является изучение влияния низкочастотного ультразвукового воздействия на реологические параметры флюида нефтегазоконденсатного месторождения для предупреждения выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений и образования эмульсий.

Для указанной цели необходимо **выполнить следующие задачи:**

1. литературный обзор методик борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и образованием эмульсий;
2. анализ объекта исследования и методов борьбы с выпадением асфальтосмолопарафинов и образованием стойких эмульсий на промысле;
3. определить влияние тепловой и низкочастотной ультразвуковой обработок на изменение вязкости эмульсии нефти;
4. используя полученные данные по снижению вязкости нефти, рассчитать изменения потерь напора на трение и потерь давления при перекачке;
5. рассчитать материальный баланс установки подготовки нефти при подготовке исходной и обработанной нефти.

Актуальность выбранной темы. В настоящее время большинство крупнейших нефтяных месторождений и залежей России вступило в позднюю стадию разработки, в результате чего осложняется добыча углеводородов с одновременным ухудшением реологических свойств и ростом обводненности продукции скважин, происходит повышение энергозатрат и объемов инвестиций добывающих компаний, усложняются технологии сбора и подготовки, снижается эффективность утилизации попутных продуктов.

Другая особенность нефтедобычи, связанная с применением разных методов интенсификации, может приводить к образованию устойчивых эмульсий, разрушение которых является крайне сложной, а в некоторых случаях, даже нерешаемой задачей, что отрицательно влияет на устойчивость технологических

процессов подготовки и способствует ощутимому ухудшению качества товарной нефти. В результате могут образовываться «амбарные нефти», хранение которых опасно с точки зрения экологических последствий для окружающей среды. Поэтому, поиск новых методов и средств, разработка методик обработки такой продукции скважин, является актуальной проблемой. В связи с чем, выбранная тематика выпускной квалификационной работы **актуальна.**

1 Проблема освоения сверхвязких нефтей и природных битумов

1.1 Перспективы освоения нетрадиционных источников углеводородного сырья

В настоящее время насчитывается более 1600 месторождений тяжелых сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ), которые ориентировочно в половине стран, добывающих нефть. Актуальные данные гласят, что их ресурсы составляют примерно 1,3 трлн. т., это сопоставимо с запасами легких нефтей. Существенными запасами СВН и ПБ, рассматриваемых международным сообществом как ключевой источник энергии XXI века, обладают Россия, Венесуэла и Канада (рисунок 1.1). Однако, доля СВН и ПБ в структуре запасов нефти возрастает с каждым годом, вследствие чего поднимается вопрос о потребности комплексного освоения заданного вида углеводородного (УВ-) сырья с целью поддержания добычи нефти на прежнем уровне, учитывая, что его запасы в основном относятся к трудноизвлекаемым [63-65].

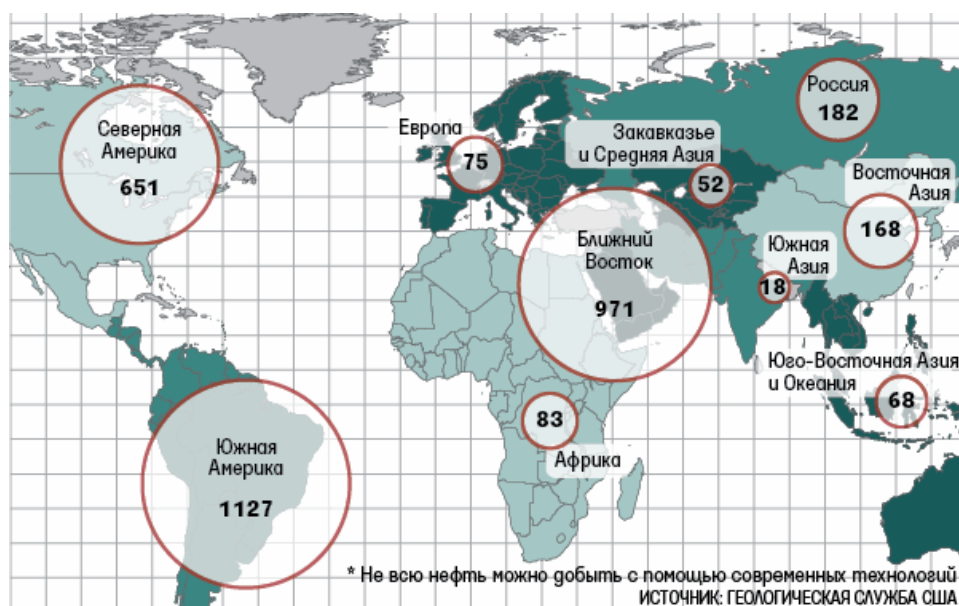


Рисунок 1.1 – Мировые запасы тяжелых нефтей по странам, млрд. барр. [64]

СВН и ПБ относят к альтернативным или нетрадиционным источникам УВ-сырья по той причине, что они обладают отличительными особенностями, в сравнении с традиционной нефтью: высокая вязкость (600-440 тыс. мПа·с), высокая плотность (≥ 950 кг/м³), более низкое содержание масел (5-85%), высокое содержание смолисто-асфальтеновых компонентов (смола – 8-57%, асфальтенов – 3-60%), высокое содержание серы (3-8%) и тяжелых металлов. В их составе находится значительное количество кислородсодержащих соединений. Высокое содержание в ПБ металлов, таких как никель и ванадий, увеличивает ценность данного вида сырья. Однако значительная часть полезных компонентов теряется в процессах добычи, что приводит к неблагоприятным экологическим последствиям, а также ухудшает экономические показатели, что представлено в работах Николаева [66].

Хотя и запасы тяжелого УВ-сырья и довольно существенны, его объемы добычи остаются невысокими, как в России, так и во всем мире. Это связано с необходимостью применения высокоэффективных и, что не мало важно, рентабельных технологий, касающихся добычи, переработки и транспортировки СВН и ПБ, отличных от технологий, применяемых для легких и средних нефтей, что требует весомых затрат.

В настоящее время после переработки тяжелого углеводородного сырья получают продукты не столь высокого качества. Затраты на освоение СВН и ПБ значительно зависят от стоимости энергоносителей, ввиду высокой энергоемкости всех процессов работы с сырьем. Из-за недостаточного финансового обеспечения, удлиняются сроки проведения геологоразведочных работ, необходимых для определения точных запасов различных месторождений, их геологических характеристик, а также условий залегания углеводородов (УВ) в пласте. Непростая система налогообложения в области недропользования пагубно влияет на рост рентабельности добычи СВН и ПБ. Однако, запасы легкой нефти по-прежнему велики, в том числе, и в шельфовых отложениях.

1.2 Состав, свойства сверхвязких нефтей и природных битумов, вопросы их классификации

Природные битумы – это неотъемлемая часть ископаемого топлива. В их числе выделяют естественные производные нефти (нафтиды), образующиеся при нарушении консервации её залежей в результате химического и биохимического окисления, имеющие вязкую, вязко-жидкую и твердую консистенцию. В них содержится большое количество высокомолекулярных УВ, в числе которых особенно выделяют смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) и металлы. До сих пор нет общепринятой единой классификации, которая бы четко относилась бы УВ к СВН или ПБ. В качестве критериев используются как плотность или вязкость, так и технологические свойства УВ. Несмотря на это, различным классификациям тяжелых углеводородов во многих источниках [67-69] уделяют много внимания.

В классификации природных битумов В.А. Успенского, приведенной в работе [67], существует 12 классов нафтидов, различающихся по признакам растворимости в хлороформе, твердости, коксуемости, удельному весу. К ним относятся: газы, нефти, мальты, асфальты, асфальтиты, озокериты, элатериты, альгариты, кериты, антраксолиты, оксикериты и гуминокериты.

Для битумов, растворимых в хлороформе, ключевым параметром является содержание в них масляной фракции (таблица 1.1). Вязкие сгустившиеся нефти получили название «мальты». Вследствие выветривания происходит метаморфоза мальт в твердые, но легко плавкие асфальты; высокоплавкие, твердые и растворимые в хлороформе и сероуглероде асфальтиты; частично растворимые в органических растворителях кериты. Природные газы, углеводородные в своей основе (например, газообразные нафтиды) также могут быть отнесены к битумам.

Таблица 1.1 – Классификация природных битумов, растворимых в хлороформе

Класс	Содержание масел, масс. %	Содержание смол и асфальтенов, масс. %
Нефти	>65	<35
Мальты	40-65	35-60
Асфальты	25-40	60-75
Асфальтиты	<25	>75

А также по значениям содержания САВ и плотности, В.А. Успенский разделяет нефти на «классификационные разряды», если быть точнее – тяжелые, утяжеленные и легкие нефти (таблица 1.2). В настоящее время нефтяные объекты делят на нефть, асфальт, асфальтиты, мальту и другие классы, ориентируясь на значения соотношений содержания в них смол, асфальтенов и масел. Так же принадлежность к тому или иному классу отражает генезис исследуемых объектов и их роль в процессе изменений исходной нефти.

Таблица 1.2 – Классификация нефтей [67]

Нефти	Плотность при 20°С, г/см ³	Содержание смол и асфальтенов, масс. %
Легкие	0,75 - 0,85	5 - 8
Утяжеленные	0,85 - 0,89	до 15
Тяжелые	0,92 - 0,96	до 35

На XII Нефтяном мировом конгрессе (Хьюстон, 1987 г.) [28] была принята следующая классификация нефтей по плотности и вязкости, в которой проведена четкая граница между сверхтяжелыми нефтями и природными битумами по значениям вязкости:

- легкие нефти – плотность менее 870,3 кг/м³;
- средние нефти – плотность 870,3-920 кг/м³;
- тяжелые нефти – плотность 920-1000 кг/м³;
- сверхтяжелые нефти – плотность >1000 кг/м³, вязкость <10000 мПа·с;
- природные битумы – плотность >1000 кг/м³, вязкость >10000 мПа·с.

Опираясь на технологическую классификацию в соответствии с ГОСТ Р

51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия» [3], нефти по плотности также разделяются на 5 типов, самой тяжелой является битуминозная нефть с вязкостью более 10000 мПа·с и плотностью менее 1000 кг/м³. Битуминозная нефть представлена как новый тип флюида, отсутствующий в классификации, предложенной Нефтяным конгрессом, а также в отечественных классификациях.

Хорошо зарекомендовала себя для исследований химическая типизация нефтей Ал.А. Петрова [72], основанная на сочетании данных, получаемых методами масс-спектрометрии (МС) и газожидкостной хроматографии (ГЖХ). Хроматография предоставляет по концентрационному распределению реликтовых алканов в нефтях данные – нормальных (C₁₀-C₃₃ и выше) и изопреноидных (C₁₄-C₂₀) алканов, а масс-спектрометрия – по количественному распределению насыщенных молекул в соответствии с числом циклов в молекуле. Различия в содержании и концентрационном соотношении алканов нормального и изопреноидного строения обуславливают отнесение нефтей к определённому химическому типу (А¹, А², Б² и Б¹), соответствующему стадии биодегградации нефти.

Мальтой и асфальтом (рисунок 1.2) представлены в РТ вязкие и твердые битумы, которые в качестве источника УВ-сырья не рассматриваются, но они хорошо себя зарекомендовали в производстве высококачественных дорожно-строительных материалов вместе с вмещающими породами. В этом отношении перспективу для освоения представляют битуминозные породы типа Спиридоновского месторождения, залегающие на глубинах до 30 м, битумонасыщение которых составляет более 1-2 %. Битумы данного месторождения относятся к окисленным высоковязким нефтям и твердым асфальтам и асфальтитам [73].

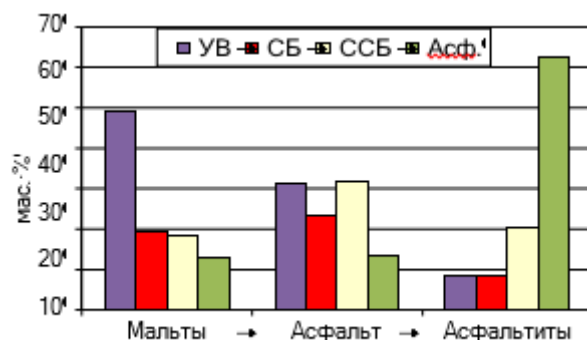


Рисунок 1.2 – Диаграмма распределения компонентов в различных типах битумов из пород пермских отложений Татарстана [73]:

УВ – углеводороды, СБ – смолы бензолные, ССБ – смолы спирто-бензолные, Асф. – асфальтены

На свойства битумов большое влияние оказывает, в основном, их компонентный состав – содержание в них масел (углеводородов), смол, асфальтенов.

Содержание смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) в нефтях и битумах различно и может составлять от долей процентов (высокопарафинистые нефти) до 65% и выше (молодые нефти нафтено-ароматического и ароматического типа). Смолисто-асфальтеновые вещества представляют собой многокомпонентную смесь преимущественно высокомолекулярных компонентов, содержащих УВ с конденсированными ароматическими или нафтеноароматическими ядрами и алифатическими боковыми заместителями, гетероатомы (сера, азот, кислород) и металлы (ванадий, никель и др.) [78].

На различной растворимости групповых компонентов в органических растворителях (слабых, средних и сильных) основан широко используемый при исследовании тяжелых нефтяных остатков (ТНО) и ПБ сольвентный способ Ричардсона [79]. По этому признаку различают следующие условные групповые компоненты:

- 1) мальтены, содержащие масла и смолы – растворимы в низкомолекулярных (слабых) растворителях (изооктане, петролейном эфире);
- 2) асфальтены, не растворимые в низкомолекулярных алканах C_5-C_8 (осаждаемые ими из раствора), но растворимые в бензоле, толуоле,

четырёххлористом углеводе;

3) карбены – не растворимы в бензине, толуоле и четырёххлористом углеводе, но растворимы в сероуглероде и хинолине. Считается, что карбены – это линейные полимеры асфальтовых молекул с молекулярной массой 100-185 тыс. а.е.м.;

4) карбоиды, не растворимые ни в каких растворителях в связи со своей сложной структурой: это сшитые трехмерные полимеры (кристаллиты).

Наиболее важными являются смолы и асфальтены, часто называемые коксообразующими компонентами, которые создают сложные технические проблемы при добыче и переработке тяжелых СВН и ПБ. По причине увеличения вязкости добываемых нефтей, увеличиваются производственные затраты из-за необходимости использования дорогостоящих технологий. Влияя на устойчивость водно-нефтяных эмульсий, они оказывают стабилизирующее действие, влияя на смачиваемость пласта, блокируя ствол скважины и оборудование в процессе добычи нефти, которое не будет сопротивляться выпадению асфальтенов [77].

Смолы – компонент нефтей, растворимый в петролейном эфире, и адсорбируемый из этого раствора силикагелем и другими адсорбентами. Смолы представляют собой плоскоконденсированные системы, содержащие 3-6 ароматических, нафтеновых и гетероциклических колец, соединенных между собой алифатическими мостиками, характеризуются повышенной концентрацией гетероэлементов (слева на рисунке 1.3).

Асфальтены – аморфные твердые тела темно-бурого или черного цвета с плотностью несколько больше единицы (справа на рисунке 1.3). При нагревании асфальтены не плавятся, а переходят в пластическое состояние при температуре около 300 °С, а при более высокой температуре разлагаются с образованием газообразных и жидких веществ и твердого остатка – кокса, о чем сообщается в ряде научных исследований [80-81].



Рисунок 1.3 – Смолы (слева) и асфальтены (справа, внизу) из сырой нефти

Молекулярные соединения, составляющие асфальтены, были предметом многих активных исследований последних 30-50 лет, которые выявили ряд существенных фактов, касающихся их структуры. Тем не менее, степень их изученности, по сравнению с более легкими углеводородами остается низкой. Это, в первую очередь, связано с тем, что обычные стандартные методики и подходы к анализу легких углеводородов здесь неприменимы. А методы, применяемые для исследования асфальтенов столь разнообразны и применимы в разных условиях, что дают в результате противоречивую информацию, отсюда великое разнообразие моделей молекулы асфальтенов (рисунок 1.4). Мнения большинства исследователей согласуются в том, что асфальтены весьма неоднородны по своему составу, строению и структуре, содержат конденсированные ароматические системы (5-8 ароматических циклов) с алкильными, циклоалкильными, и гетероатомными составляющими и представляют собой наиболее тяжелую и полярную часть нефти [69, 74-75, 82-83].

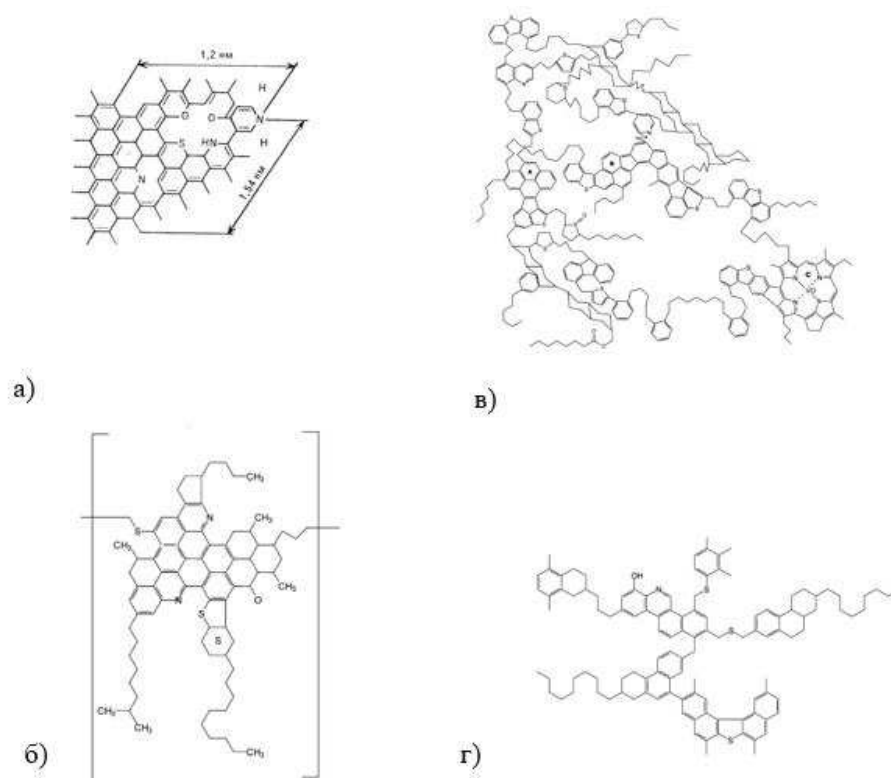


Рисунок 1.4 – Некоторые модели структуры асфальтенов, предложенные [79] на основе спектральных исследований:

а – полиядерная структура монослоя асфальтеновой молекулы; б-г – модели,

Нефтяная дисперсная система (НДС), по современным представлениям [77, 82-83, 85], состоит из жидкой дисперсионной среды, твердой дисперсной фазой в которой являются молекулы асфальтенов или ВМ парафинов, склонных в определенных условиях к образованию агрегатов, которые находятся в хаотическом движении или образуют пространственный каркас, в зависимости от их количества в системе. Главной особенностью дисперсных систем является их гетерогенность, то есть наличие поверхности раздела фаз, которая образуется при условии низкой или отсутствующей взаиморастворимости фаз. Соотношение дисперсионной среды и дисперсной фазы в НДС, их степень взаимодействия, величина межфазной (удельной) поверхности определяет поведение НДС и ее устойчивость (как кинематическую, так и агрегативную) в различных технологических процессах.

Руководствуясь идеей о том, что любой активный сгусток вещества за счет

поверхностной энергии собирает сольватную оболочку, З.И. Сюняев развил теорию о том, что в любой нефтяной системе образуются структурные единицы (СЕ), в которых есть ядро и окружающая его сольватная оболочка. Под действием сил межмолекулярного взаимодействия в нефтяных системах возможна ассоциация составляющих ее молекул, приводящая к образованию надмолекулярных структур. Схематично строение ССЕ представлено на рисунке 1.5.

Образование ассоциатов, в основном, вызывается силами Ван-дер-Ваальса, однако возможно и слабое химическое взаимодействие между молекулами за счет образования водородных связей. Увеличение склонности к ассоциации смолистых веществ связано и с возрастанием количества полярных групп и повышением суммарного содержания в них гетероатомов.

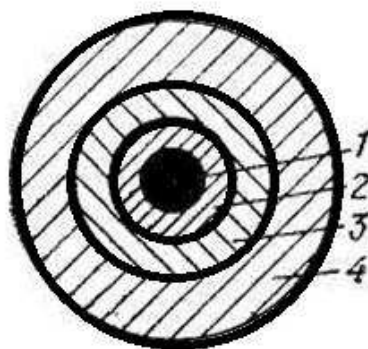


Рисунок 1.5 – Схема структурной единицы:

- 1 – ядро (дисперсная фаза); 2 – сольватная оболочка;
3 – переходная зона; 4 – дисперсионная среда

В 1961 г. Т. Йеном [86] была предложена пачечная модель строения асфальтенов «plate-to-plate», согласно которой суммарное действие межмолекулярных сил (π - π , донорно-акцепторные взаимодействия) приводит в асфальтенах к так называемому стэкинг-взаимодействию, приводящему к формированию пачечной структуры (рисунок 1.6).

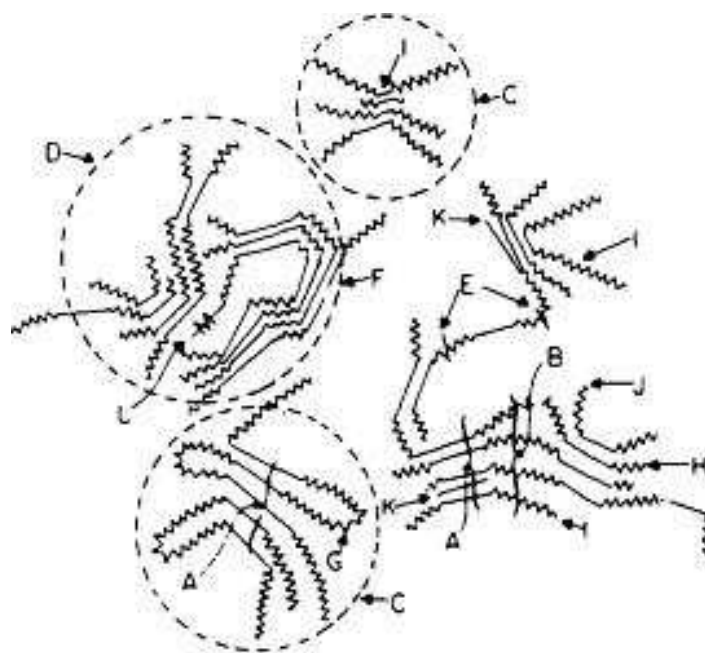


Рисунок 1.6 – Макроструктура нефтяных асфальтенов [86]:

Прямые линии – конденсированные ароматические кольца;
 зигзагообразные линии – алифатические цепочки; А – кристаллит, В – цепочечная пачка,
 С – частица, D – мицелла, Е – слабая связь, F – щель и отверстие, G – внутримолекулярный
 кластер, H – межмолекулярный кластер, I – смолы, J – единичный слой, K – нефтяной
 порфирин, L – металл (M)

Прежние представления о нефтяных смолах, как обладателях поверхностно-активными свойствами к асфальтенам, вследствие чего стабилизирующих асфальтеновые наноагрегаты, бытовавшие в нефтяной науке опровергаются более современными исследованиями [79]. Авторы при этом руководствуются результатами многочисленных современных исследований [79, 88], показывающих существование асфальтеновых наноагрегатов в толуоле, им же обнаружены аналогичные наноагрегаты асфальтенов в реальных нефтях. Выводы авторов строятся на логических рассуждениях о том, что, если бы смолы как-то влияли на асфальтеновые наноагрегаты, тогда нельзя было бы обнаружить идентичные наноагрегаты как в нефти, содержащей смолы, так в толуоле, в котором смол нет. Структура асфальтеновых наноагрегатов диктуется структурой асфальтеновых молекул (рисунок 1.7) и объясняет, почему смолы не ассоциируются с асфальтенами.

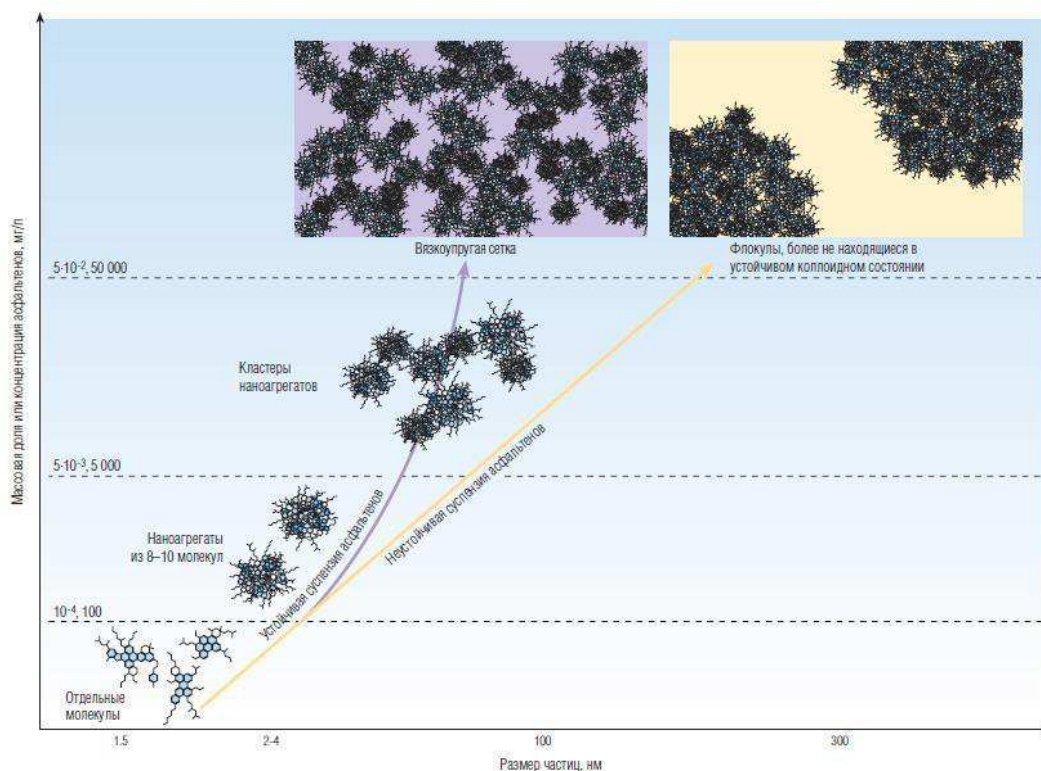


Рисунок 1.7 – Агрегационное поведение асфальтенов при возрастании их концентрации в реальной нефти (слева) и в толуоле (справа)

Из данных метода диффузии одиночной системы полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), авторы делают вывод о том, что в молекуле асфальтенов примерно одна ПАУ, и утверждают, что боковые группы, содержащие 1-2 ароматических кольца, оказывали бы меньший эффект на постоянство величины диффузии при исследованиях. Подобная молекулярная структура асфальтенов была названа «like your hand» («как твоя рука») или «остров» («island») и в дальнейшем эта модель была подтверждена данными молекулярных масс асфальтенов наряду с оптическими данными [90]. Асфальтены сильно окрашены, из чего следует наличие в их молекуле большой группы ПАУ, рассуждают авторы [90]. После того, как несколько молекул асфальтенов самоассоциируются (рисунок 1.7), внутренняя часть молекул, обладающая высокой энергией, остается окруженной алканами. Именно поэтому уже образованные асфальтеновые наноагрегаты не растут в размерах, даже при увеличении концентрации асфальтенов в растворе, так как больше нет свободной

молекулярной поверхности с большой поверхностной энергией, способной стабилизировать дополнительное количество асфальтенов. Таким образом, дополнительное количество асфальтенов образует дополнительные наноагрегаты. И поскольку асфальтены, обладающие высокой энергией, не способны присоединяться к уже существующим наноагрегатам, то и смолы, обладающие меньшей энергией, тем более не смогут к ним присоединяться. Это имеет меньшую вероятность с точки зрения термодинамики. Поэтому прежние представления, о том, что смолы стабилизируют асфальтеновые надмолекулярные образования, по мнению авторов Н. Groenzin и О.С. Mullins [79, 88], могут оказаться ложными. Асфальтеновые наноагрегаты, как утверждают авторы [78, 88], не являются стандартными мицеллами.

Таким образом, очевидно, насколько изменились представления о строении асфальтенов к настоящему времени. Если раньше считалось, что асфальтены – это некая однообразная по строению и составу фаза, сейчас становится очевидным, что асфальтены состоят из разных по составу и строению компонентов. Это подтверждается данными многочисленных работ, посвященных фракционированию асфальтенов [85, 91-92]. Методики фракционирования различны, но отличаются, в основном, применяемыми растворителями и терминологией. Так, в статье Perez-Hernandez [93] используется методика получения «очищенных» асфальтенов осаждением с последовательным применением растворителей метилен-хлорида и н-гексана. В работах Trejo [80], Л.М. Петровой [92] и др. применяются бинарные смеси гептана и толуола в различных соотношениях для фракционирования асфальтенов путем осаждения. В других работах применялись также смеси метилен-хлорида и н-пентана, толуола и ацетона; и др.

Независимо от применяемой методики анализа, очевидно, что САВ, высокомолекулярные УВ существенно влияют на поведение НДС в различных технологических процессах от добычи и транспортировки – до переработки тяжелого УВ-сырья.

1.3 Современные технологии добычи и переработки сверхвязкой нефти и природных битумов

1.3.1 Добыча сверхвязкой нефти и природных битумов

По всей России добыча СВН и ПБ остается на низком уровне, немаловажную роль в этом играет сложность их состава и свойств, в частности, высокая вязкость и наличие высокомолекулярных углеводородных и гетеросодержащих соединений сложного состава и строения.

В мире известны различные способы добычи СВН и ПБ, отличающиеся по технологическими экономическим параметрам, они подробно описаны в работах Щепалова [94]. Геологическое строение пласта, условия залегания и физико-химические свойства нефтяного флюида, его запасы, климатические особенности местности определяют, может ли быть применена та или иная технология непосредственно на конкретном месторождении. Методы разработки месторождений СВН и ПБ можно условно подразделить на разработку открытым (карьерным) способом и внутрипластовые методы добычи, последние подразделяются на так называемые «холодные», тепловые и парогравитационные методы добычи. Методы воздействия на пласт позволяют снижать вязкость пластового флюида, что облегчает их извлечение.

Современный «холодный» метод добычи тяжелой нефти «CHOPS» основан на добычи нефти вместе с песком за счет осознанного разрушения слабосцементированного коллектора и создания в пласте соответствующих условий для течения смеси нефти и песка. Метод VAPEX (vapour extraction) – представляет собой закачку растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа. [65].

Тепловые методы разработки нефтяных месторождений (в различных их модификациях) традиционно подразделяются на три основные группы: внутрипластовое горение, паротепловая обработка призабойных зон скважин

(ПЗС) и закачка в пласт теплоносителя – пара или горячей воды (неизотермическое вытеснение). Метод ТНАИ («toe-to-heel-air-injection») – вариант тепловой обработки пласта (поджог), с использованием вертикальной воздушной нагнетательной скважины для добычи нефти из соседней горизонтальной скважины [95]. Это относительно новый процесс повышения нефтеотдачи пластов, который объединяет передовые технологии и концепции горизонтальных скважин, для достижения потенциально очень высокой степени извлечения тяжелой нефти. По данным авторов, метод также может реализовать очень существенное внутрипластовое облагораживание нефти посредством термического крекинга. Применение этого метода позволяет достигать нефтеизвлечения до 85% и снижения вязкости с 100 мПа·с примерно до 50 мПа·с.

К парогравитационным методам добычи относят методы дренажа (SAGD) и циклической паростимуляции (CSS), предполагающих введение пара в пласт, который позволяет отделить тяжелую нефть или битум от породы и извлечь их на дневную поверхность [95]. Применение метода SAGD предполагает бурение парных горизонтальных скважин, где одна из них выше другой по разрезу пласта на 5 м, закачка пара осуществляется в верхнюю скважину [94]. Метод CSS в настоящее время применяется в Канаде, на месторождении Пис Ривер Кармен Крик, Альберта, Канада. Используются близкорасположенные многоствольные горизонтальные скважины, пробуренные с центральной площадки [96]. Метод заключается в предварительном прогреве пласта (первый этап) за счет закачиваемого теплоносителя и добыче флюида (второй этап) с переводом нагнетательных скважин в добывающие.

Термическая парогазовая технология представляется более эффективной, по сравнению с паровыми. В парогазовой смеси присутствуют топочные газы и, в частности, углекислый газ, что оказывает положительное влияние на коэффициент вытеснения нефти, увеличивает проницаемость коллектора, предупреждает разбухание глин, дополнительно снижает вязкость нефти, а также понижает водонефтяной и паронефтяной факторы [97].

В Республике Татарстан опытно-промышленная разработка (ОПР) тепловыми методами велась на Сугушлинском, Мордово-Кармальском, Ашальчинском, Горском и других месторождениях. Добыча велась, используя метод внутрипластового горения с помощью термогазового генератора, благодаря чему было добыто около 200 тыс. т нефти. В 2006 году «Татнефть» возобновила ОПР Ашальчинского месторождения по собственной парогравитационной технологии с применением горизонтальных скважин [98].

По проекту института ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина в 2006 г. на опытном участке Ашальчинского месторождения пробурена первая пара уникальных горизонтальных скважин (скв. 232, 233), имеющих два устья (т.е. с выходом на поверхность), параллельных друг другу и совпадающих в вертикальной плоскости. В продуктивном пласте горизонтальные стволы расположены на расстоянии около 5 м друг от друга по вертикали и оснащены фильтрами. В соответствии с технологией в верхнюю горизонтальную скважину закачивается пар, а из нижней скважины добывается разогретая нефть вместе с конденсатом (рисунок 1.8).

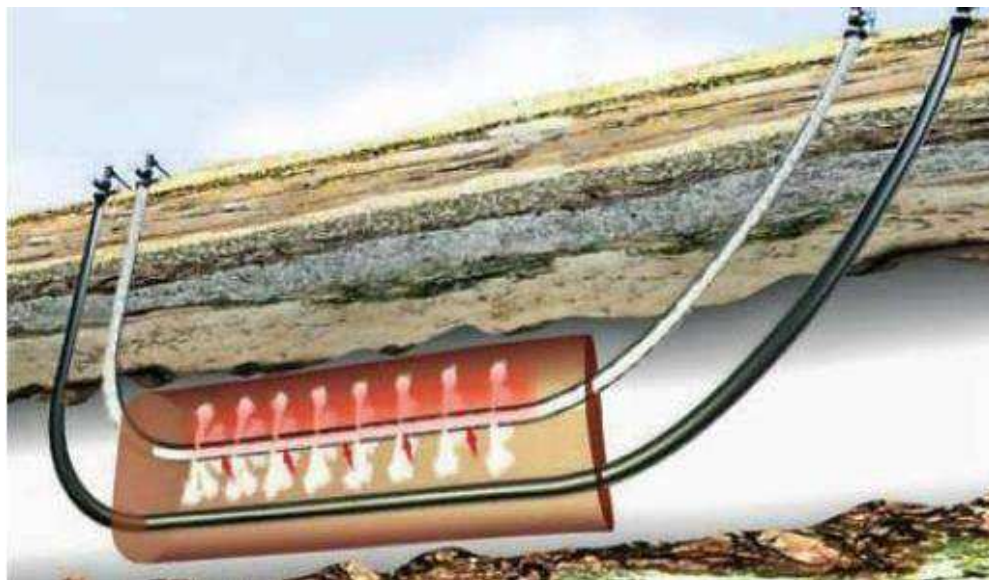


Рисунок 1.8 – Схема проведения процесса термокапиллярно-гравитационного воздействия с выходом скважин на поверхность [98]

Добыча природных битумов осложнена, в первую очередь, особенностями

битумных месторождений. Малые глубины залегания продуктивного пласта и наличие большого количества воды в подошвенной части ограничивают давление закачки теплоносителя из-за возможности гидроразрыва пласта и ухода теплоносителя в его непродуктивную водоносную часть. При низком давлении закачки невозможно получить высокие параметры пара и интенсивно вводить тепло в продуктивный пласт. Небольшие толщины продуктивного пласта ограничивают в вертикальных скважинах площадь фильтрации в пласт и не позволяют при низких давлениях закачки вводить в него большие объемы пара. Указанные факторы увеличивают продолжительность прогрева пласта, снижения вязкости битума в пластовых условиях и создания гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. В результате ограничивается интенсивность притока пластовой продукции в ствол вертикальной добывающей скважины и снижается ее дебит [65].

По мнению главного геолога ПАО «Татнефть» Р.С. Хисамова [99], перспективны работы в направлении создания системы разработки неглубокозалегających месторождений СВН и ПБ с помощью сети горизонтальных и горизонтально-вертикальных скважин. Эта система могла бы обеспечить кустовое бурение скважин, уменьшить площади отведенных под эти цели сельскохозяйственных земель, обеспечить извлечение битумов из пластов, расположенных в санитарных зонах, интенсифицировать процессы ввода тепла в пласт и отбора из него продукции и соответственно увеличить дебиты скважин. Предлагаемые мероприятия будут способствовать дальнейшему повышению экономической привлекательности проектов разработки СВН и ПБ. При этом приоритетными технологиями, наиболее перспективными и рентабельными среди всех, следует назвать тепловые методы в различных сочетаниях (парогравитационное вытеснение, внутрипластовое горение, сочетание с волновыми методами и проч.).

1.3.2 Перспективы переработки сверхвязких нефтей и природных

битумов

Глубина переработки большинства российских НПЗ существенно ниже, чем в остальном мире [100]. Этот факт усугубляется тем, что в ближайшей перспективе на переработку будет поступать только тяжелая нефть. Развитие и внедрение в нефтеперерабатывающую промышленность недорогих и эффективных процессов углубленной и глубокой переработки нефти и нефтяных остатков очень актуально как для нашей страны, так и для мировой нефтяной промышленности в целом. При внедрении таких процессов происходит существенное снижение стоимости готовой продукции переработки, экономия сырья при выработке необходимого количества целевых товарных продуктов, другими словами оптимальное и рациональное использование сырьевых ресурсов при их дальнейшей переработке, что позволит получать огромную дополнительную ежегодную прибыль и экономить миллионы тонн сырья ежегодно при полном удовлетворении рынка качественными горюче-смазочными материалами в полном объеме [101].

Природные битумы перспективны для производства моторных топлив, масел различного назначения, дорожных и строительных битумов, элементарной серы, мастик, лаков, смазок, сульфонов и сульфоксидов, редких металлов и др. [2, 73]. Получаемые из битумов масла отличаются высоким качеством. При более углубленной переработке битумов возможно получение асфальтенов, смол, порфиринов, ванадия и никеля. Ванадил- и никельпорфирины, которыми богаты асфальто-смолистые фракции битумов, в последнее время используются, в частности, для лечения онкологических заболеваний так называемым фотодинамическим методом.

Удовлетворительное качество товарной продукции, получаемой из природных битумов, наряду с возрастающими потребностями в углеводородном сырье и высокими ценами, обуславливает рост их добычи, несмотря на ее более высокую себестоимость по сравнению с добычей нефти.

Переработка такого тяжелого продукта, как отмечалось выше, сопряжена с определенными трудностями, и они отражаются в схемах переработки.

Пионер в переработке ПБ – Канада, где с 1967 г. действовали два завода фирмы «Санкор» (в Мак-Мари) мощностью по 2,2 млн т/год по конечному продукту «синтетической нефти» [7]. В настоящее время переработкой природных битумов занимаются фирмы «Синкруд» и «Санкор». В ближайшие годы производство «синтетической» нефти в Канаде достигнет 20 млн т/год.

Технология переработки тяжелой нефти в облегченные синтетические продукты основана на комбинировании традиционных технологий, применяемых на НПЗ: коксования, гидроочистки, удаления серы, гидрокрекинга и производства водорода. В последние годы технология усовершенствована за счет производственных процессов: висбрекинга, деасфальтизации, гидрокрекинга остатков, гидроочистки газойлей, газификации тяжелой нефти.

Технология переработки природных битумов включает в себя:

- извлечение битума из породы;
- коксование битума;
- гидрооблагораживание продуктов коксования;
- получение «синтетической» (таблица 1.3) нефти и ее переработка в смеси

с нефтью.

Таблица 1.3 – Характеристики «синтетической» нефти

Характеристика	Единица измерения	Значение
Плотность	кг/м ³	865
Вязкость при 40 °С	мм ² /с	3
Содержание серы	%	0,08
Содержание азота	%	0,03
Выкипает:	%	
до С ₅		4
С ₅ -195 °С		18
195-345 °С		47
345-500 °С		31

Почти все технологии – с максимальным выводом из системы углерода. В последнее время появился смешанный процесс, в котором сочетаются вывод

углерода и вывод водорода. Блок-схема такой технологии, использованной в Канаде, показана на рисунке 1.9 [29]. Здесь параллельно работают два процесса: коксование в кипящем слое и гидрокрекинг, остаток которого обогащен водородом и идет на смешение с исходным битумом.

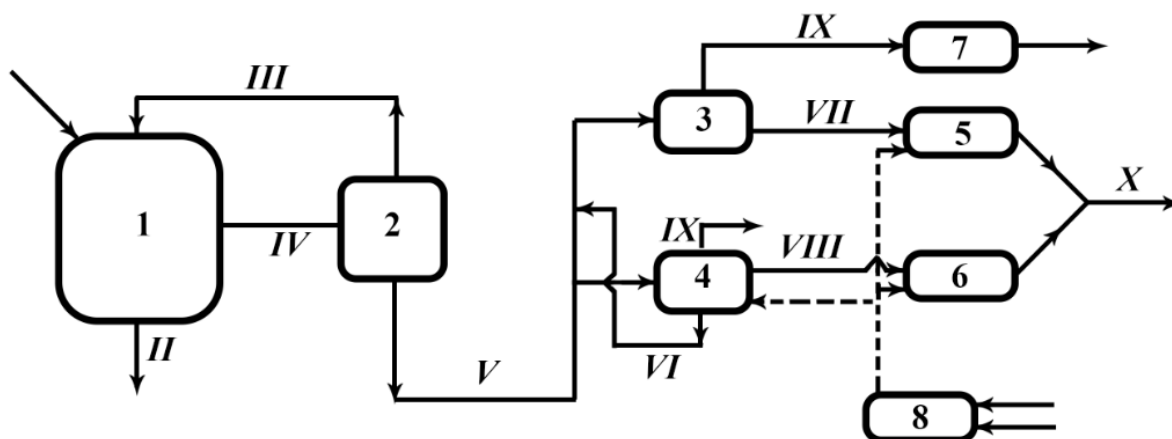


Рисунок 1.9 – Технология переработки природного нефтебитума:

1 – блок экстракции органического вещества; 2 – отгон растворителя; 3 – блок коксования в кипящем слое; 4 – блок гидрокрекинга; 5,6 – блоки гидроочистки; 7 – очистка газа; 8 – производство H_2 ; потоки: I – порода природного нефтебитума (НБ); II – потери нефти с породой; III – нефтя; IV – раствор НБ с нефтью; V – НБ; VI – остаток гидрокрекинга (рециркулят); VII, VIII – дистиллятные фракции; IX – углеводородный газ; X – «синтетическая» нефть

В результате переработки природных битумов получают продукты, представленные на рисунке 1.10 [29, 103].

При переработке «синтетической» нефти в смеси с обычной выходы продуктов иные.

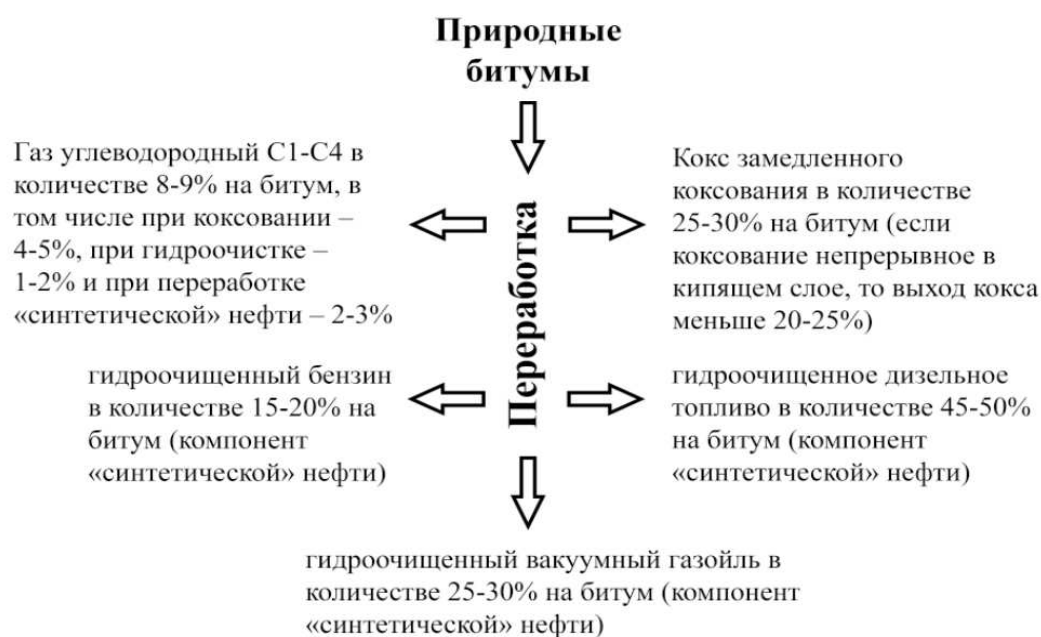


Рисунок 1.10 – Продукты переработки природных битумов [29, 103]

В настоящее время мировой опыт базируется примерно на 20 процессах облагораживания природных битумов, месторождения которых находятся на различных стадиях освоения [7]. Однако, если рассматривать проекты, вышедшие на промышленный уровень, отмечено, что применяются технологии, традиционно используемые для переработки тяжелых остатков: коксование, гидрогенизацию, деасфальтизацию. В настоящее время перспективным направлением является разработка технологий по переводу тяжелых углеводородов в маловязкие «синтетические нефти». Особый интерес представляет переработка нефтяных остатков в легкокипящие углеводороды в среде паров воды в присутствии железооксидных катализаторов [103]. Привлекательность метода связана с невысокими требованиями к качеству сырья и возможностью использования недорогого катализатора в процессах конверсии сверхтяжелых нефтей при низких давлениях и в отсутствие водорода. В работе [105] рассматривались термические превращения ПБ на катализаторах, в том числе, содержащих оксид железа, оксид меди и алюмосиликаты. Авторами показано различное влияние каталитических добавок на выход легких фракций и газов за счет деструкции САВ.

Исследования процесса гидроконверсии [107] нефтяных остатков и тяжелых нефтей послужили отправной точкой для создания одной из перспективных технологий глубокой переработки СВН и ПБ (рисунок 1.11). Процесс, протекающий в среде водорода под давлением 6,5-7,0 МПа, температуре 450°C, позволяет получить до 60-80% жидких углеводородов. Процесс позволяет решить ряд проблем, таких как, расширение ресурсов углеводородного сырья за счет появившейся возможности перерабатывать СВН и ПБ; повышение глубины переработки нефти с увеличением выхода топлив и сырья для нефтехимии; извлечение металлов (V, Ni); сокращение выбросов в окружающую среду [25]. Тем не менее, гидроконверсия – это вторичный процесс, который можно будет включить в состав НПЗ, работающих на тяжелом сырье, но лишь в случае достижения добычи ПБ не менее 1 млн. т./год.

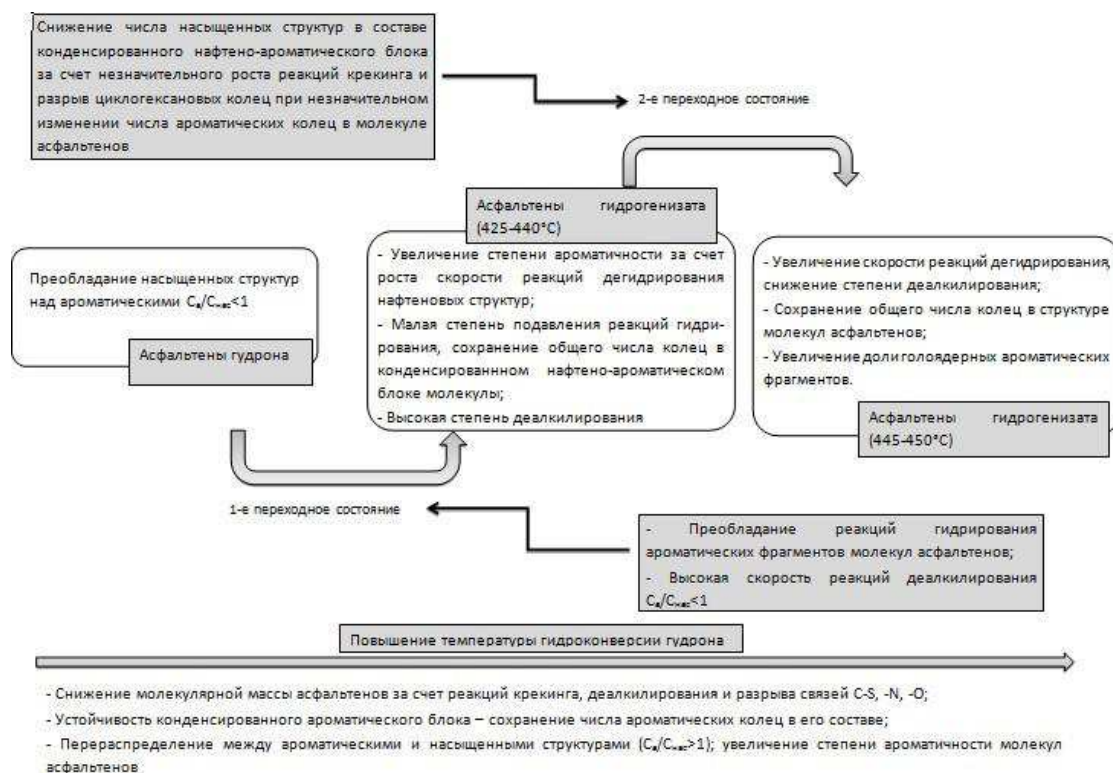


Рисунок 1.11 – Структурные превращения молекул асфальтенов гудрона в зависимости от температуры гидроконверсии [109]

Итак, общие черты всех процессов переработки СВН и ПБ в следующем:

основным направлением переработки природных битумов является их облагораживание с получением «синтетической» нефти высокого качества; необходимое количество добываемых ПБ должно быть выше 1 млн. т/год; для транспорта и подготовки ПБ необходимо применение дистиллятов; в предлагаемых технологиях используются традиционные процессы вторичной переработки нефти.

Таким образом, на основании анализа литературных данных, можно сделать вывод, что нетрадиционные источники углеводородного сырья, к которым относятся СВН и ПБ, являются перспективным сырьем. Однако, ввиду сложности своего состава, обусловленной различной степенью биодegradации, требуют особого подхода в процессах добычи, подготовки, транспортировки и переработки. Для успешного освоения данного вида углеводородного сырья, важно знать, каким образом будет изменяться состав и свойства СВН и ПБ, а также их компонентов, при различных видах воздействий. В связи с этим фундаментальные исследования, направленные на глубокое изучение состава и свойств, высокомолекулярных компонентов альтернативных источников углеводородного сырья и выявление закономерностей их преобразования в гидротермально-каталитических системах являются важными и актуальными для разработки научных основ создания эффективных технологий их добычи и переработки.

1.4 Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологии добычи, сбора и подготовки продукции скважин

Без знаний о составе и основных свойствах АСПО не может вестись работа по предотвращению отложений на нефтепромысловом оборудовании.

АСПО – это твёрдая или густая мазеобразная углеводородная смесь тёмно-коричневого или чёрного цвета, которая состоит из парафинов (от 20 до 70 % мас.) и асфальто-смолистых веществ (АСВ) (от 20 до 40 % мас.), силикагелевой

смолы, нефти, воды и механических примесей [114]. В зависимости от природы нефтяной системы, состава и свойств добываемой продукции и ряда других факторов (геологических, гидродинамических, термодинамических и т.д.), состав АСПО и доли их компонентов могут изменяться в широких пределах.

Парафины — углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют (ГОСТ 11851-85) [115] на:

- малопарафиновые — менее 1,5% мас.;
- парафиновые — от 1,5 до 6% мас.;
- высокопарафиновые — более 6% мас.

Парафины устойчивы к воздействию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе.

Церезины — это смесь парафиновых углеводородов (ПУ) нормального и изомерного строения с числом атомов углерода от 36 до 55. Имеют молекулярную массу 500—700 и мелкокристаллическую структуру с температурой плавления $57^{\circ}C$ и выше. В отличие от парафинов церезины имеют большую вязкость и способны загущать нефть за счет их мелкокристаллической структурой.

В состав АСВ входят азот, сера и кислород. АСВ обладают высокой молекулярной массой, не летучи, имеют существенную неоднородность структуры. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с испарением легких компонентов и ее окислением. Иногда к группе смолистых соединений относят асфальтены.

Смолы представляют собой высокомолекулярные гетероатомные компоненты нефти черного или бурого цвета, растворимые в низкокипящих насыщенных углеводородах. Они в основном состоят из таких соединений, которые содержат конденсированные нафтенные, ароматические и гетероциклические фрагменты. Самые характерные заместители в циклах есть

алкильные, алкенильные (C_7-C_{12}), гидроксильные, сульфидные, карбоксильные, карбонильные, меркаптановые и аминогруппы. При низких температурах на воздухе смолы легко окисляются, а при 260-300 °С в инертной атмосфере теряют способность растворяться в алканах.

Асфальтены — порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета, с плотностью более единицы, массовое содержание которых в нефти достигает 5,0 %. В асфальтенах содержится (% мас.): углерода от 80,0 до 86,0, водорода от 7,0 до 9,0, серы до 9,0, кислорода от 1,0 до 9,0 и азота до 1,5. Асфальтены могут растворяться в бензоле, сероуглероде (CS_2), трихлорметане ($CHCl_3$) и тетрахлорметане (CCl_4), не растворяются в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне. Они служат наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжелых компонентов нефти.

Физико-химические и технологические свойства нефти во многом зависят от межмолекулярного взаимодействия в системах «асфальтены-смолы» и «мальтены-смолы-асфальтены» [116].

1.4.1 Механизм образования асвальтосмолопарафиновых отложений

При добыче и транспортировке парафинистых и высокопарафинистых нефтяных систем (с содержанием парафина от 3,1 до 12,4 %) происходит образование АСПО как на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования (подземного и наземного), так и в призабойной зоне продуктивного пласта [118]. Наиболее интенсивно формирование АСПО происходит в нефтяных сборных коллекторах и промысловых нефтепроводах (рисунок 1.13), предназначенных для транспортировки нефтяных дисперсных систем (НДС) от скважины к центральному пункту сбора нефти. Также АСПО могут образовываться в межпромысловых трубопроводах, в установках комплексной подготовки нефтяных систем и в резервуарах товарных парков нефти [117].



Рисунок 1.13 – Отложения АСПО

Под механизмом образования АСПО понимают совокупность процессов, которые приводят к накоплению твердой фазы на поверхности нефтепромыслового оборудования при транспортировке нефти.

По мере движения нефтяной системы от забоя к устью скважины и далее снижается температура и давление нефтяного потока, что является определяющими факторами образования отложений органических соединений на внутренних стенках промыслового оборудования. Снижение давления при добыче нефти сопровождается выделением газа, соответственно проявляется эффект Джоуля-Томсона, и как следствие температура потока снижается. При снижении температуры ухудшается растворяющая способность нефти, в результате чего в системе появляются кристаллы парафиновых углеводородов.

В работе отмечено, что С.Е. Reistly (1927 г.) был одним из первых исследователей в области механизма образования АСПО. Он предполагал, что кристаллы парафиновых углеводородов, образовавшиеся в объеме нефти, будут оседать на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования, если скорость движения нефтяного потока незначительна (ламинарный режим движения жидкости), а толщина пленки нефти, стекающей по трубам мала. Причем образование парафиновых отложений будет происходить только в том

случае, если температура осадкообразующей поверхности будет ниже температуры потока.

Одной из наиболее значительных работ в области исследования процесса образования АСПО является работа Н.Н. Непримерова в 1957 – 1958г. [119]. Автор считает, что решающая роль в формировании парафиновых отложений принадлежит кристаллам ПУ, которые возникли на поверхности газовых пузырьков, находящихся непосредственно на внутренних стенках оборудования. При отрыве пузырька газа, имеющиеся на его поверхности кристаллы ПУ совместно со САК остаются на стенках оборудования, образуя АСПО. Согласно данной теории, кристаллы ПУ, находящиеся в объеме нефти, не участвуют в процессе образования нефтяных отложений.

Исследованиями Ф.Б. Джессена, И.Х. Хоувелла и В.П. Тронова [10, 23, 36] установлено, что формирование АСПО происходит либо в результате кристаллизации ПУ непосредственно на поверхности нефтепромыслового оборудования, либо за счет кристаллов ПУ, взвешенных в объеме нефти, которые образуют АСПО путем сокристаллизации друг с другом и поверхностью оборудования. Однако предпочтение отдавалось смешанному механизму, сочетающему особенности двух параллельно протекающих процессов.

Согласно современным представлениям, существуют различные теории, позволяющие описывать образование АСПО. Наиболее распространенная теория объясняет образование АСПО с точки зрения температуры кристаллизации твердых парафинонафтовых углеводородов [120]. Такая теория не учитывает таких определяющих факторов как адгезия, адсорбция и влияние САК нефтяной системы. На практике она применима в случаях, когда эксплуатация нефтепромысловых объектов происходит при пониженных температурах (зимний период) и фактор индивидуальной кристаллизации парафино-нафтовых углеводородов играет основную роль в процессах парафинизации нефтепромыслового оборудования.

1.4.2 Факторы, влияющие процесс на отложения асфальтенов и парафинов

Выпадение асфальтенов обусловлено рядом факторов, в том числе изменениями давления, температуры и состава. К двум преобладающим причинам выпадения асфальтенов в пласте относится снижение давления смешение нефти с растворителями, закачиваемыми по технологии повышения нефтеотдачи пластов. В прискважинной зоне к выпадению отложений может также привести бурение и заканчивание скважин, кислотная обработка и гидроразрыв пласта. При подъеме нефти по стволу скважины асфальтены могут также выпадать в результате изменения давления и температуры.

Выпадение асфальтенов в режиме естественного истощения пластов. При нормальном падении давления асфальтены обычно выпадают в пластах, которые обладают следующими характеристиками:

- пластовым флюидом является нефть от легкой до средней плотности с небольшим содержанием асфальтенов;
- начальное пластовое давление намного выше давления насыщения, следовательно, флюид сильно недонасыщен;
- максимальное выпадение асфальтенов происходит при давлении насыщения.

Болеетяжелые нефти, которые содержат больше асфальтенов, представляют намного меньше проблем с их выпадением, потому что они могут растворять больше асфальтенов.

Закачка углеводородных газов или для повышения нефтеотдачи усиливает выпадение асфальтенов. Хотя зачастую оно проявляется в призабойной зоне при прорыве растворителя, асфальтены могут выпадать в любой точке в пласте.

Асфальтены могут также выпадать при закачке растворителей в пласты с тяжелой нефтью. Для пластов с тяжелой нефтью и для битуминозных песчаников разработана технология экстракции растворителей в пластовых условиях,

названная VAPEX. Для применения данной технологии используются две горизонтальные скважины (одна нагнетательная и одна добывающая). В результате закачки растворителя (например, пропана) образуется камера растворителя, в которой нефть скапливается и стекает к добывающей скважине. Помимо повышения подвижности нефти, растворитель может вызвать выпадение асфальтенов в осадок и повредить таким образом качество нефти в пластовых условиях.

Изменение давления, температуры и состава могут нарушить начальное состояние равновесия и привести к выпадению асфальтенов. Область, в которой происходит выпадение, ограничена диаграммой выпадения асфальтенов (ДВА). На рисунке 1.14 приведена типовая ДВА при изменении давления и состава и ДВА при изменении давления и температуры. Такие ДВА называются также диаграммами отложения асфальтенов. Под выпадением понимается образование осадка асфальтенов в результате термодинамического равновесия, а под отложением понимается осаждение выпавших в осадок асфальтенов на поверхности породы в пористой среде. Начальные условия соответствуют определенным точкам на ДВА. На ДВА количество выпавших в осадок асфальтенов увеличивается с падением давления от верхнего начального давления до давления насыщения нефти. Выпадение асфальтенов достигает максимального значения при давлении насыщения и уменьшается со снижением давления ниже давления насыщения.

Внутри пласта асфальтены после выпадения в осадок могут оставаться во взвешенном состоянии в потоке нефти или откладываться на поверхности породы. Основными механизмами отложения являются адсорбция и механическое удержание. Отложения асфальтенов могут забивать пласт и изменять смачиваемость породы с гидрофильной на гидрофобную.

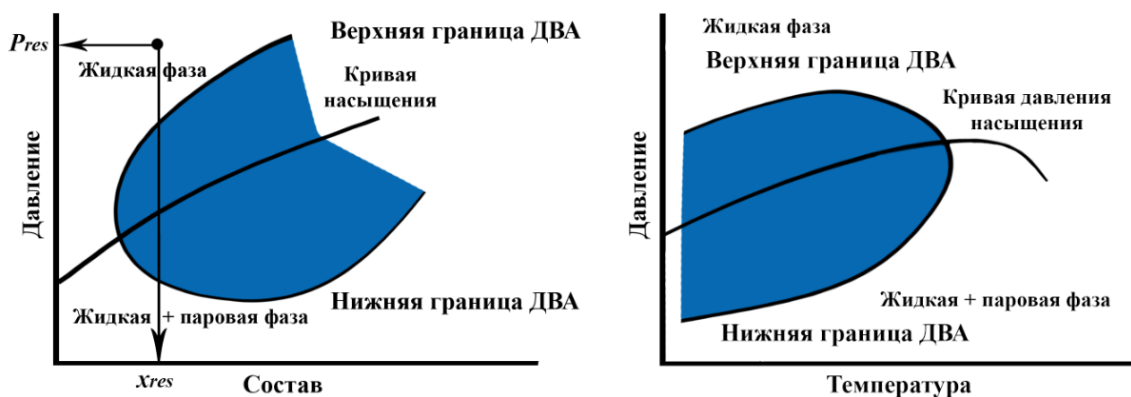


Рисунок 1.14 – Диаграмма выпадения асфальтенов при изменении давления и состава и при изменении давления и температуры [116]

Парафиновые компоненты могут выпадать в осадок из пластовых флюидов при изменении условий равновесия в пласте и снижении растворимости парафинов. Однако, иногда вместо того, чтобы откладываться на поверхности, отдельные кристаллы парафинов стремятся раствориться во флюиде. При образовании достаточно большого количества кристаллов парафина кристаллы могут слипаться и образовывать более крупные частицы. Затем укрупненные частицы могут выделяться из флюида и образовывать твердые отложения.

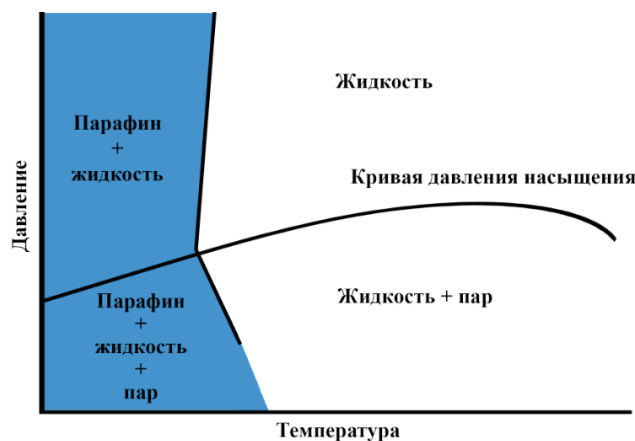


Рисунок 1.15 – Диаграммы выпадения парафинов при изменении давления и температуры [117]

На рисунке 1.15 на графике зависимости давления и температуры приведена типовая диаграмма выпадения парафинов в осадок. В отличие от ДВА, для парафинов граница между твердой и жидкой фазами проходит почти

вертикально, что свидетельствует о сильной зависимости выпадения парафинов от температуры и слабой зависимости от давления.

Наиболее распространенной причиной отложения парафинов является снижение температуры [117], потому что растворимость парафинов в углеводородных жидкостях уменьшается при понижении температуры. Охлаждение пластовых флюидов происходит на протяжении всего процесса их добычи. Охлаждение могут вызвать такие причины, как расширение нефти и газа в прискважинной зоне пласта, в перфорационных отверстиях обсадной колонны или при прохождении других отверстий или сужений, выделение газа из растворенного состояния, охлаждение пластового флюида при его подъеме по стволу скважины, прохождение пластового флюида по наземным сооружениям с низкой температурой и нагнетание воды или других флюидов, температура которых ниже пластовой.

Обычно изменение давления не оказывает большого влияния на температуру выпадения парафинов и их количество; однако изменение начального равновесного состава флюидов может привести к снижению растворимости парафинов. Отмечается довольно отчетливая закономерность, которая состоит в том, что самые легкие компоненты действуют как хорошие растворители парафинов. Доказано, что выделение растворенного газа из сырой нефти при снижении давления ниже давления насыщения флюида повышает температуру помутнения нефти.

Скорость движения нефтяного потока во многом определяет интенсивность формирования АСПО. Так в случае низких скоростей потока (ламинарный режим течения жидкости) формирование АСПО происходит медленно. При увеличении скорости (турбулизации нефтяного потока) интенсивность образования АСПО вначале возрастает из-за увеличения массопереноса, достигает максимума, а, затем, снижается, вследствие того, что при высоких скоростях движения потока микрокристаллы ПУ удерживаются во взвешенном состоянии в объеме системы. Максимум интенсивности

образования АСПО наблюдается при критических значениях числа Рейнольдса (переход из зоны гладкого трения в зону смешанного трения), когда толщина диффузионного подслоя становится сопоставимой с высотой выступов шероховатости стенки.

Микронеровности поверхности труб могут быть очагами вихреобразования и замедлителями скорости течения нефтяного потока у стенки трубы, в результате чего образуются новые центры кристаллизации ПУ, увеличивается адгезия кристаллов ПУ на внутренней поверхности стенок, блокируется движение образовавшихся кристаллов между выступами и впадинами поверхности. В случае если неровности поверхности труб соизмеримы с размером кристаллов ПУ, либо меньше, процесс осадкообразования затруднен. Интенсивность осадкообразования зависит от свойств материалов, из которых изготовлено нефтепромысловое оборудование: чем больше полярность материала, тем меньше интенсивность образования АСПО, вследствие низкой адгезии кристаллов ПУ [116]. Качество обработки внутренней поверхности труб влияет на процесс формирования АСПО только на начальном этапе, так как неровности поверхности интенсифицируют перемешивание. С течением времени интенсивность осадкообразования не зависит от качества обработки поверхности вследствие того, что первоначальный слой отложений уже образовался. Таким образом, с увеличением степени полярности материала и улучшением качества обработки поверхности труб адгезия кристаллов ПУ снижается, а, следовательно, процесс образования АСПО замедляется.

В работе Е.В. Кирбижековой [121] было исследовано влияние обводненности нефти на процесс образования АСПО высокопарафинистой смолистой нефти. Показано, что наличие воды в нефтяной системе не оказывает влияния на механизм осадкообразования при условии образования устойчивых обратных эмульсий. Однако [122], отмечено, что с ростом обводненности нефти увеличивается скорость осадкообразования и количество АСПО в обратных

водонефтяных эмульсиях, при этом доля органической составляющей в осадке снижается.

1.4.3 Методы удаления и предотвращения образования отложений асфальтосмолопарафинов

В практике добычи и транспортировки нефти широко применяются различные методы как для предотвращения образования АСПО, так и для удаления уже образовавшихся отложений на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования. При выборе метода предупреждения или профилактического удаления отложений АСПО следует учитывать, что эффективность метода зависит от способа добычи, а также от состава и свойства добываемой продукции [117]. Следует отметить и то, что при выборе способа обработки скважины необходимо учитывать такие основные параметры как: интервал возможного парафинообразования и интенсивность отложений на стенках оборудования.

Термические методы основаны на способности ПУ нефти плавиться при температуре выше 50 °С. Предотвращение процесса образования АСПО осуществляется за счет поддержания температуры нефтяной системы выше температуры начала кристаллизации твердых углеводородов с помощью электронагревателей (греющий кабель, электроподогрев), горения термита в призабойной зоне пласта. Удаление АСПО проводится промывкой горячим теплоносителем (нефтью или водой) или обработкой паром. Недостатки термических методов заключаются в высокой энергоемкости, электро- и пожароопасности, ненадежности и низкой эффективности. Для увеличения эффективности метода необходимо своевременно корректировать и соблюдать межочистной период скважин, а также планировать объем жидкости для прокачки индивидуально для каждой скважины.

Механические методы используются для периодической очистки внутренних поверхностей нефтепромыслового оборудования от образовавшихся АСПО. Для этого применяется широкий ряд различных очистных устройств: скребки различных конструкций, эластичные шары, перемешивающие устройства. Способ механической очистки является трудоемким и малоэффективным.

Физические методы борьбы с АСПО предусматривают воздействие ультразвуковых и вибрационных колебаний; электрических, магнитных и электромагнитных полей, а также покрытие твёрдых поверхностей эмалями, стеклом, бакелитовым лаком. Вибрационные и ультразвуковые воздействия позволяют создать колебания в области образования АСПО, которые при воздействии на кристаллы ПУ, способствуют их перемещению, и как следствие препятствуют осаждению образующихся кристаллов ПУ на внутренних поверхностях оборудования. Воздействие магнитных полей для предотвращения формирования АСПО широкого распространения не получило, вследствие низкой эффективности действия.

Совместное механическое и физико-химическое воздействие водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) на АСПО и очищаемую поверхность применяется для струйной, циркуляционной, пароводоструйной и погружной очистки трубопроводов, ёмкостей, резервуаров и деталей нефтепромыслового оборудования от образовавшихся АСПО.

Химические методы включают использование различных реагентов как для предотвращения образования АСПО (ингибиторы), так и для удаления уже существующих АСПО с внутренней поверхности нефтяного оборудования (растворители). В качестве химического способа борьбы с нефтяными осадками применяется промывка скважин растворителями (в частности, бензиновой фракцией). Наряду с высокой эффективностью данный способ имеет большие экономические затраты, поэтому обработка химическими реагентами

используется в основном на скважинах, где применение других способов борьбы с АСПО не предоставляется возможным.

На практике применяют методы, дополняющие друг друга [119]. Так, для применения ингибирующих присадок необходимо подготовить скважину и очистить от АСПО насосно-компрессорные трубы, арматуру и выкидные линии с помощью других дополнительных методов (термических, механических или химических).

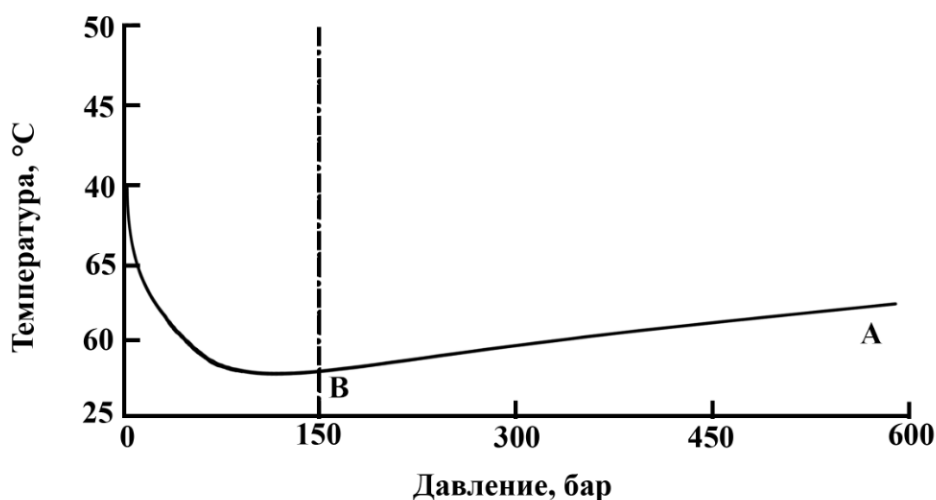


Рисунок 1.16 – Типичный фазовый график осаждения парафинов [117]

Типичные проблемы, вызванные парафиновыми отложениями:

– сокращение или закупорка трубопроводов, блокировка потока — данное явление может происходить в скважине, если температура в скважине является низкой;

– повышение вязкости жидкости, ведущее к увеличению давления закачки;

– проблемы перезапуска, вызванные высоким напряжением сдвига загущенной нефти;

– снижение эффективности эксплуатации и нарушение технологических параметров с перерывами в добыче или остановками оборудования;

– дорогостоящее и технически сложное удаление;

– угроза безопасности в связи с отложениями, мешающими работе клапанов и инструментов;

– проблемы утилизации, связанные с накоплением парафина.

Рисунок 1.16 иллюстрирует типичную фазовую диаграмму осаждения парафина [117]. Положение А представляет собой пластовое давление с недонасыщенной газом нефтью. По мере добычи флюидов давление падает, и легкие фракции расширяются в большей пропорции к растворенным парафинам, увеличивая их растворимость и получая более низкую температуру начала кристаллизации парафина. В точке начала кипения (В) объемное соотношение легких фракций к тяжелым фракциям является максимальным, поэтому температура начала кристаллизации парафина является самой низкой. Снижение давления еще больше (С) приводит к высвобождению растворенных газов и легких фракций в газовую фазу. Это снижает растворимость воска и поэтому температура начала кристаллизации парафина увеличивается. Данное влияние может изменить температуру начала кристаллизации парафина на целых 15 °С по сравнению с товарной нефтью при 1 бар.

Осаждение парафина имеет три последствия:

1) Постепенное сужение трубопровода вследствие отложений на стенах – в результате чего снижается скорость потока из-за сочетания уменьшенного диаметра трубы и увеличенной шероховатости стенок трубы за счет парафиновых отложений. Полная блокировка трубы происходит редко.

2) Увеличение вязкости флюида – данное обстоятельство приводит к последующей потере давления в линии. В худших случаях, загущение флюида может полностью остановить добычу.

3) Формирование нефтяного геля – данное обстоятельство может произойти, если трубопровод остановлен, флюиды охладятся ниже температуры застывания, и результатом будет появление геля при нулевой скорости сдвига. Если предел текучести геля выше, чем максимальное давление в трубопроводе, то линия не может быть перезапущена.

Для того, чтобы избежать проблем, связанных с отложением парафина в трубопроводах, иногда применяется смешивание высокопарафинистых сортов сырой нефти, особенно тяжелых, с разбавителем. Разбавитель может представлять собой газовый конденсат, сжиженный природный газ или легкую нефть с низкой температурой начала кристаллизации парафина или температурой застывания [120]. В результате этого смешивания содержание парафина в высокопарафинистой сырой нефти снижается, что уменьшает температуру начала кристаллизации или застывания до более низких температур.

В лабораторных испытаниях получены свидетельства [121] об ультразвуковых методах обработки скважин для удаления парафиновых отложений, и они предлагаются в качестве нового метода обработки скважин. Предложен метод, особенно эффективный при обработке длинных интервалов продуктивного пласта, где химические методы могут быть слишком дорогими. Лабораторные эксперименты по обработке акустической кавитацией и магнитным взаимодействием показали значительное снижение вязкости нефти с высокой температурой застывания. Полевые испытания, использующие данный метод, показали удлинение цикла осаждения парафинов в скважине. Данного метода мы еще коснемся в лабораторной части этой работы.

1.5 Понятие водонефтяных эмульсий

Скважинная продукция представляет собой смесь газа, нефти и воды. Вода и нефть при этом образуют эмульсии. Эмульсией называется дисперсная система, состоящая из 2-х (или нескольких) жидких фаз, т.е. одна жидкость содержится в другой во взвешенном состоянии в виде огромного количества микроскопических капель (глобул).

На рисунке 1.17 схематично показана структура водонефтяной эмульсии.

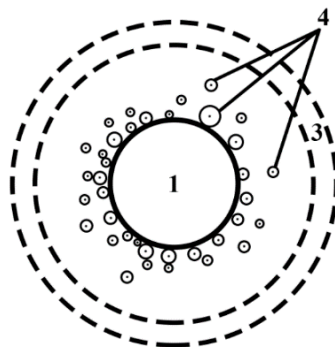


Рисунок 1.17 – Сложная структура водонефтяной эмульсии:

1 – глобула воды, 2 – бронирующий слой, 3 – дисперсионная среда – нефть, 4 – сложные структурные единицы – ассоциаты асфальтенов, твердых парафинов, механические примеси, окруженные сольватными оболочками

Жидкость, в которой распределены глобулы, называются дисперсионной средой или внешней фазой. Жидкость, которая распределена в дисперсионной среде, называется дисперсной или внутренней фазой.

Условием образования дисперсной системы является практически полная или частичная нерастворимость вещества дисперсной фазы в среде. Поэтому вещества, образующие различные фазы, должны сильно различаться по полярности. Наибольшее распространение получили эмульсии, в которых одной из фаз является вода. В этих случаях вторую фазу представляет неполярная (или малополярная) жидкость, называемая в общем случае маслом. В нашем случае – это нефть.

1.5.1 Классификация водонефтяных эмульсий: типы, группы и их физико-химические свойства

Добыча нефти происходит совместно с пластовой водой, в результате чего образуются устойчивые во времени водонефтяные эмульсии. Эффективность технологических процессов добычи, сбора и подготовки нефти тесно связана с

необходимостью постоянного исследования свойств, образующихся устойчивых водонефтяных эмульсий [5].

Необходимость удаления воды из нефти обусловлена рядом причин:

- с увеличением содержания воды в нефти снижается ее рыночная стоимость, а при нарушении ГОСТ Р 51858-2002 [3] (содержание воды более 1 % масс.) нефть не принимается на реализацию;

- растворенные в пластовой воде соли вызывают коррозию технологического оборудования;

- присутствие воды в нефти приводит к нарушению технологического режима работы ректификационных колонн при переработке нефти на нефтеперерабатывающих заводах;

- транспортировка воды в составе нефти экономически нецелесообразна в связи с сокращением пропускной способности нефтепроводов.

Большое число научных работ посвящено исследованиям водонефтяных эмульсий. Среди российских ученых наибольший вклад внесли работы Ребиндера П.А. с сотруд., Воюцкого С.С., Левченко Н.Д. с сотруд., Логинова В.И., Позднышева Г.Н., Тронова В.П., Аванисяна В.Г., Сахабутдинова Р.З. с сотруд., Хамидуллина Р.Ф. и других отечественных и зарубежных исследователей [8-14].

В нефтяной промышленности все технологические процессы добычи, сбора, подготовки нефти, газа и воды связаны с необходимостью проведения исследований свойств водонефтяных эмульсий, поступающих на УПН.

Водонефтяные эмульсии подразделяют на три группы:

I группа – это эмульсия обратного типа («вода в нефти»), в которой содержание воды (дисперсная фаза) в нефти (дисперсионная среда) изменяется от «следов» до 90-95 %. Свойства данных водонефтяных эмульсий определяют основные технологические параметры процессов добычи нефти, внутрипромыслового сбора, сепарации и влияют на выбор оборудования и технологические режимы обезвоживания нефти на УПН.

II группа – это эмульсия прямого типа («нефть в воде»), которая образуется в результате разрушения эмульсии обратного типа при обезвоживании нефти. При добыче и сборе продукции добывающих скважин на высокообводненных месторождениях в случае низкой минерализации пластовых вод и нефтей с высоким содержанием нафтеновых кислот происходит образование устойчивых эмульсий прямого типа [15-16]. Такие эмульсии могут образовываться в процессе теплового воздействия на нефтяной пласт, что отражено в трудах Позднышева Г.Н. [17].

III группа – это «множественная эмульсия», в которой частицы дисперсной фазы содержат в своем составе дисперсионную среду, что описано Петровым А.А. и Виноградовым В.М. [19-20]. Такие эмульсии трудно разрушаются известными методами и являются причиной срывов технологических процессов подготовки нефти, накапливаясь в отстойной аппаратуре на границе раздела фаз. Данные эмульсионные системы характеризуются повышенным содержанием механических примесей и органических стабилизаторов. Для удаления множественной эмульсии производят зачистку технологических аппаратов и далее данные эмульсии сбрасывают в амбары или нефтеловушки для их дальнейшей обработки или утилизации.

Как правило, с повышением обводненности нефтяных месторождений и применением химических методов интенсификации притока и добычи нефти (закачка кислот, щелочей, мицеллярных растворов, полимеров, обратных эмульсий и т.д.) в продукции добывающих скважин происходит повышение содержания в водонефтяных эмульсиях стабилизаторов и механических примесей, что описано в трудах Левченко Н.Д. [8]. Это является основной причиной формирования определенного объема устойчивых во времени множественных эмульсий и, как следствие, является основной причиной срывов технологического процесса подготовки нефти и воды на УПН, приводящих к увеличению затрат на подготовку 1 тонны товарной нефти [17].

Тип эмульсии устанавливается по свойствам ее дисперсионной среды.

Эмульсии типа Н/В (вода — внешняя фаза) смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают высокой электропроводностью. Эмульсии В/Н смешиваются только с углеводородной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью. Тип эмульсий в разбавленных эмульсиях определяется чаще всего объемным соотношением фаз — дисперсную фазу образует вещество, находящееся в системе в меньшем количестве [28].

На практике наиболее часто известны эмульсии обратного типа. Водонефтяные эмульсии относятся к полидисперсным системам, содержащим частицы разных размеров.

1.5.2 Причины образования устойчивых водонефтяных эмульсий

В пластовых условиях нефть и вода залегают в виде отдельных, несмешанных друг с другом фаз. На нефтяных месторождениях, эксплуатация которых происходит на поздней стадии, происходит прорыв пластовой воды в призабойную зону нефтяных скважин, что описывается в публикациях Сахабутдинова Р.З. [27, 29]. Нефтяные эмульсии в основном образуются в местах, где происходит интенсивный контакт, перемешивание нефти и пластовой воды:

– при подъеме от забоя до устья скважины, где нефть и пластовая вода из-за непрерывно изменяющихся термобарических условий претерпевают фазовые превращения с выделением из нефти растворенных газов и парафинов [30];

– в стволе скважины, где в результате выделения газа, понижается давление и увеличивается интенсивность перемешивания нефтяной и водной фаз, а также увеличивается скорость движения продукции пласта. Газ выделяется с такой энергией, что ее достаточно для диспергирования пластовой воды в нефти;

– на подвижных частях погружных насосов, штуцерах и запорной арматуре. Образование нефтяных эмульсий, что описывается в трудах Маркина

[21] интенсивно происходит при прохождении обводненной нефти через штуцера;

– в промышленном оборудовании при перепадах давления, пульсации газа, резкого изменения направления и диаметров технологических трубопроводов происходит турбулизация газожидкостного потока продукции эксплуатационных скважин, усиливающая диспергирование пластовой воды в нефти [21]. Кроме того, отложения парафина на внутренней поверхности технологического оборудования приводит к уменьшению поперечного сечения трубопроводов и, как следствие, к увеличению скорости движения потока продукции добывающих скважин.

Специалистами Репиным и Мирзаджанзаде [31, 32] было выявлено, что образование устойчивых водонефтяных эмульсий в призабойной зоне пласта (ПЗП) происходит в результате фильтрации жидкости при наличии в породе мелкозернистого песка и глинистых фракций.

Установлено образование устойчивых водонефтяных эмульсий механизированным способом добычи нефти. Наиболее устойчивые водонефтяные эмульсии образуются при использовании установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), при применении газлифта и эрлифта и при эксплуатации скважины фонтанным способом, а при использовании штанговых и винтовых насосов образуются менее устойчивые водонефтяные эмульсии. Таким образом, для добычи высоковязких асфальто-смолистых нефтей с повышенной склонностью к диспергированию пластовой воды рационально применять высокопроизводительные винтовые насосы.

Анализ литературы [8-10, 35] показал, что основополагающей является теория образования водонефтяных эмульсий, предложенная академиком Ребиндером П.А., согласно которой образование эмульсий происходит в три последовательные стадии.

На первой стадии капли дисперсной фазы растягиваются от первоначальной сферической формы до цилиндрической формы за счет

увеличения поверхности дисперсной фазы с затратой работы по преодолению молекулярных сил поверхностного натяжения.

На второй стадии, когда длина неустойчивых капель становится больше их диаметра, происходит их распад на более мелкие. В этом процессе происходит уменьшение поверхности и свободной поверхностной энергии.

На третьей стадии происходят одновременно процессы коалесценции и диспергирования образовавшихся при этом глобул воды [35].

В основе образования устойчивых эмульсионных систем лежат термодинамические (энергетические) силы, которые лежат в основе теории двойного электрического слоя, теории расклинивающего давления Дерягина В.Б. и Ландау Л.Д., а также надмолекулярных теорий, связанных с образованием структурно-механического барьера. Единство этих теорий заключается в том, что для образования эмульсий двух несмешивающихся жидкостей необходимо присутствие третьего компонента, выполняющего функции стабилизатора.

Присутствие в нефтяной фазе органических углеводородных и механических стабилизаторов, которые в результате химического воздействия на нефтяной пласт образуются и выносятся из пласта с продукцией скважин, приводит к повышению устойчивости водонефтяных эмульсий. В научных работах ученых [8, 17, 36] установлено, что в формировании устойчивых водонефтяных эмульсий участвуют:

- вещества с сильными поверхностно-активными свойствами, которые способны создавать неструктурированные молекулярные слои, адсорбируясь на границе раздела фаз. К этим веществам относятся нафтеновые и жирные кислоты, низшие смолы;

- вещества со слабыми поверхностно-активными свойствами, которые способны образовывать на границе раздела фаз структурированные слои – лиофильные коллоидные системы, обладающие упругостью и прочностью, обеспечивающие высокую стабилизацию водонефтяных эмульсий. К этим веществам относятся полярные компоненты – асфальтены, смолы,

асфальтогеновые кислоты и ангидриды, содержащиеся в нефти;

- механические примеси минерального и неорганического характера, которые образуют прочные бронирующие оболочки глобул воды благодаря избирательному смачиванию.

Исследования Позднышева Г.Н. по изучению состава и свойств межфазного адсорбционного слоя показали, что асфальтены, смолы и тугоплавкие парафины всегда входят в состав межфазного адсорбционного слоя на границе «нефть – вода», при этом эмульгирующие свойства нефтей определяются как количественным содержанием в них асфальтенов, так и их коллоидно-дисперсным состоянием. Выявлено, что максимальным эмульгирующим эффектом обладают асфальтены, которые находятся в нефти в коллоидно-дисперсном состоянии, приближающемся к точке их флокуляции – выпадению из растворов. Состояние асфальтенов определяет их углеводородный состав и наличие в них веществ дефлокулирующего действия, которые препятствуют слипанию и агрегированию асфальтенов.

В последнее время многие исследователи [38, 39] считают, что основными стабилизаторами водонефтяных эмульсий являются АСВ, находящиеся в нефти в мелкодиспергированном состоянии, мицеллярном состоянии. Коллоидные частицы АСВ, образующие мицеллы, накапливаются на поверхности раздела фаз «нефть – вода», образуя прочную межфазную адсорбционную пленку на поверхности глобул воды, диспергированных по всему объему дисперсной фазы.

В работах Небогиной [41] установлено, что для нефтей Фестивального, Арчинского и Верхнего месторождений основными компонентами стабилизации устойчивости водонефтяных эмульсий являются АСВ и парафины. Автором изучена зависимость состава межфазного адсорбционного слоя глобул воды от минерализации пластовых вод. При увеличении минерализации пластовых вод в межфазных бронирующих оболочках глобул воды увеличивается доля АСВ. Такой эффект объясняется взаимодействием солей пластовой воды с полярными молекулами асфальтенов. Для водонефтяных эмульсий с содержанием пластовой

воды до 30% происходит незначительное увеличение их устойчивости, а далее с увеличением обводненности устойчивость эмульсий резко увеличивается и достигает максимального значения [42]. При дальнейшем повышении в нефтяной эмульсии содержания пластовой воды ее устойчивость не повышается.

Появление в продукции скважин значительного количества механических примесей происходит в результате закачки с помощью системы поддержания пластового давления кислородсодержащих пресных вод. Кроме того, в результате присутствия в пресной воде кислорода происходит окисление некоторых компонентов нефти (нафтены, парафины) с образованием новых асфальтенов.

Влияние отдельных компонентов нефти на устойчивость водонефтяных эмульсий неодинаково, например, парафиновые компоненты нефти оказывают влияние на их устойчивость на порядок выше, чем асфальто-смолистые компоненты нефти.

С увеличением времени происходит утолщение и уплотнение, далее гелеобразование межфазного адсорбционного слоя на границе «нефть – вода», приводящее к повышению устойчивости водонефтяных эмульсий. Такое явление в работах [8, 37] называется синерезис (старение) эмульсий.

Процесс старения водонефтяных эмульсий, в составе стабилизаторов которых преобладают асфальто-смолистые компоненты нефти, происходит достаточно медленно, при этом адсорбция и состав стабилизаторов остаются на одном уровне. Старение нефтяных эмульсий, в составе стабилизаторов которых присутствуют парафиновые компоненты, происходит значительно быстро благодаря увеличению общей адсорбции стабилизатора.

Поэтому с учетом этого явления целесообразна обработка водонефтяных эмульсий деэмульгатором после/в процессе ее добычи при непрерывном дозировании реагента, поскольку время для адсорбции молекул эмульгаторов на поверхности раздела фаз при этом минимально.

1.5.3 Механизм и методы разрушения водонефтяных эмульсий

Для разрушения прочного межфазного адсорбционного слоя на поверхности глобул воды необходимо преодоление энергетического барьера активации процесса разрушения. Понижение энергии активации и уменьшение времени, необходимого для разрушения адсорбционного слоя, достигается путем воздействия на такие системы, которое нарушило бы равновесие между двумя фазами.

На сегодняшний день существует несколько основных методов разрушения водонефтяных эмульсий: физический, химический и комбинированный.

Под физическим методом разрушения водонефтяных эмульсий подразумевают воздействия в условиях интенсивного массообмена, когда создаются условия для появления дефектов в структуре защитных оболочек глобул воды. Это достигается, например, механическим воздействием на эмульсионные системы, воздействием электрического поля определенной силы, разгазированием системы, нагреванием.

Химический метод разрушения водонефтяных эмульсий подразумевает использование специальных химических реагентов – деэмульгаторов [53].

В промышленности наибольшее распространение получили комбинированные способы разрушения водонефтяных эмульсий, в них методы двух первых групп применяются в различном сочетании. Наиболее доступным и дешевым является термохимический метод.

Деэмульгаторы – это ПАВ, способные вытеснить природные стабилизаторы с поверхности глобул воды, диспергированной в нефти, и разрушить их защитную оболочку, состоящую из полярных компонентов, а также частиц парафина и механических примесей. Роль деэмульгатора сводится к превращению нефтяной эмульсии из мелкодисперсного состояния с высокой агрегативной устойчивостью в крупнодисперсную расслаивающуюся систему с

низкой кинетической устойчивостью [10].

Деэмульгаторы, как и эмульгаторы, относятся к классу ПАВ. Четких границ у этого класса веществ нет [9]. При увеличении оптимальной концентрации деэмульгаторов в водонефтяных эмульсиях они действуют как эмульгаторы – стабилизаторы.

Предположение о химической природе адсорбционных сил и роли ПАВ в процессах подготовки нефти было впервые высказано Гурвичем Л.Г. еще в 1912 – 1916 гг. и изложено в фундаментальном труде «Научные основы переработки нефти» [8]. Способ химического деэмульгирования нефтей запатентован в России в 1913 г. Беркганом Л.Ф. и в США в 1914 г. Барникелем.

Представление о расположении молекул ПАВ, адсорбированных на границе раздела фаз, в эмульсиях типа «вода в нефти», впервые выдвинуто Ленгмюром [54]. Согласно этому представлению полярная часть молекулы ПАВ, обладающая гидрофильными свойствами, погружена в воду, а неполярная гидрофобная часть – в нефть.

В эмульсиях типа «нефть в воде» ПАВ располагается на межфазной поверхности так, что гидрофобные части молекулы направлены внутрь диспергированной частицы, а гидрофильные части наружу.

Теория, разработанная академиком Ребиндером П.А. общепринята. В трудах Ребиндера П.А. [6, 35] наиболее полно разработаны основы механизма деэмульгирования с помощью деэмульгаторов. Еще в 1936 г. автор сделал вывод относительно стабилизации и разрушения концентрированных эмульсий типа «вода в нефти». Для осуществления процесса коалесценции эмульсии, необходимо устранение структурно-механического барьера на поверхности глобул воды со стороны дисперсионной среды, образуемый олеофильными коллоидными стабилизаторами. Разрушить такой барьер, препятствующий уменьшению толщины пленки при сближении капель и тем самым предотвращающий процесс их коалесценции, возможно только с введением в систему более поверхностно-активного вещества, по сравнению с коллоидными

стабилизаторами.

Деэмульгаторы, обладая большей поверхностной активностью, чем эмульгирующие вещества, вытесняют их из поверхностного слоя глобул воды. Адсорбируясь на межфазной поверхности глобулы воды, деэмульгатор способствует диспергированию, пептизации или коллоидному растворению механически прочного гелеобразного слоя. Адсорбция деэмульгатора на поверхности раздела фаз возможна в том случае, когда энергия межфазного натяжения межфазной пленки станет соизмеримой с соответствующей поверхностной характеристикой введенного реагента на границе жидкость-жидкость. Поэтому ввод деэмульгатора необходимо сопровождать внешними воздействиями, например, нагревом, перемешиванием, воздействием ультразвука. Деэмульгатор, вытеснив с поверхностного слоя глобул воды природные эмульгирующие вещества, образует на их поверхности гидрофильный адсорбционный слой, не обладающий структурно-механической прочностью испособствующий быстрой коалесценции в нефти глобул воды при их контакте друг с другом.

Таким образом, анализ научной литературы показал, что между природным ПАВ и деэмульгатором в процессе разрушения эмульсионных систем могут возникать как физические, так и химические взаимодействия.

Проявления того или иного механизма при разрушении эмульсионных систем в большей степени зависят от свойств деэмульгатора и в меньшей степени зависят от строения природных ПАВ. При всей сложности механизма разрушения эмульсии возникает необходимость получения высокоэффективных композиционных деэмульгаторов и других технологических воздействий, так как механизм взаимодействия компонентов деэмульгирующей смеси с веществами из состава адсорбционной оболочки носит многофакторный характер.

1.6 Выводы по разделу

По итогам литературного обзора сделан вывод о том, что между содержанием асфальтосмолопарафинов в нефти и образованием стойких эмульсий при ее добыче есть прямая связь. Асфальтены, смолы и тугоплавкие парафины всегда входят в состав межфазного адсорбционного слоя на границе «нефть – вода», при этом эмульгирующие свойства нефтей определяются как количественным содержанием в них асфальтенов, так и их коллоидно-дисперсным состоянием. Выявлено, что максимальным эмульгирующим эффектом обладают асфальтены, которые находятся в нефти в коллоидно-дисперсном состоянии, приближающемся к точке их флокуляции – выпадению из растворов.

2 Характеристика объекта исследования

██████████ нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено в Красноярском крае (Эвенкийский муниципальный район), местоположение представлено на рисунке 2.1.

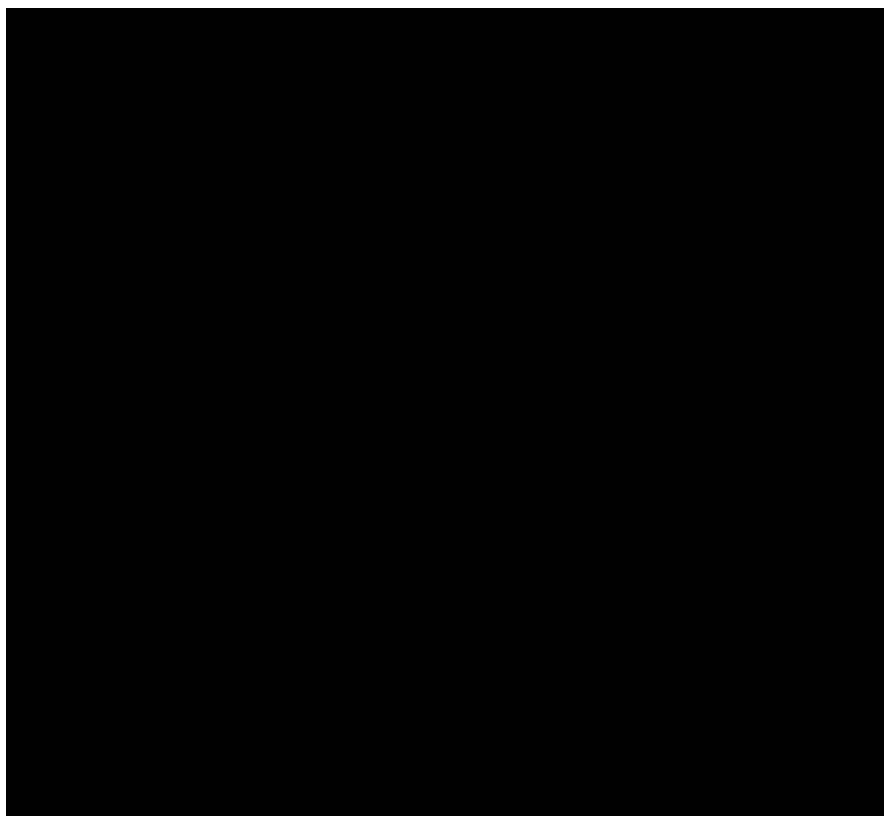


Рисунок 2.1. – Расположение ██████████ месторождения

Открыто в 1982 году. Введено в пробную эксплуатацию в 1987, а освоение началось с 2009 года. Лицензией на право пользования недрами владеет ██████████, дочернее предприятие ██████████. По системе геологического нефтегазового районирования ██████████ месторождение расположено в пределах Байкитской нефтегазоносной области в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В тектоническом расположении месторождение приурочено к центральной части Камовскоого свода Байкитской гемиантеклизы в юго-западной части Сибирской платформы.

Вместе с Оморинским, Куюмбинским, Шушукским и Камовским месторождениями [REDACTED] месторождение образует область огромного скопления углеводородов, которая входит в состав нефтегазонакопления общей площадью более 20 000 км² (рисунок 2.2).

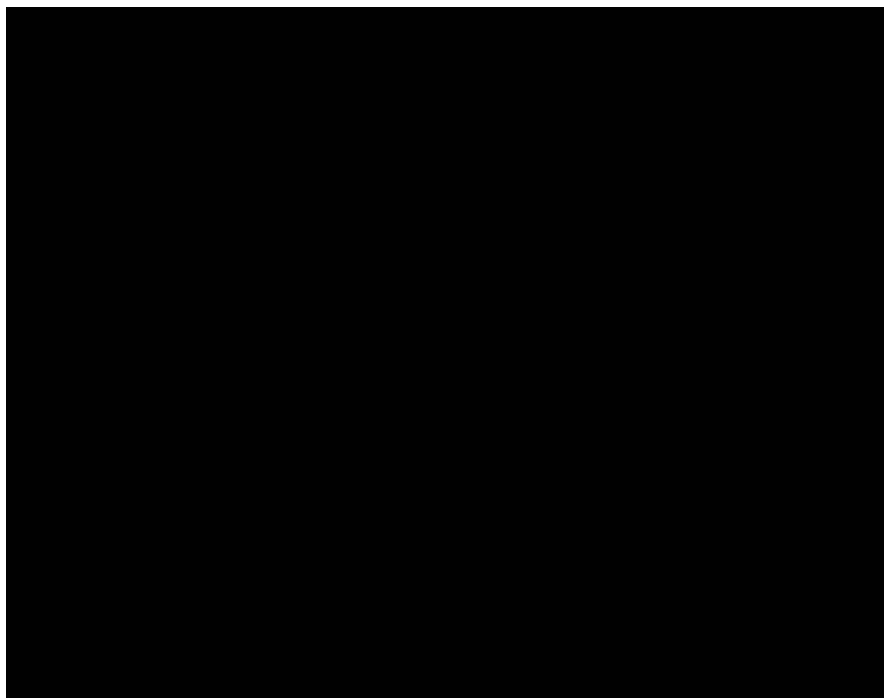


Рисунок 2.2. Область огромного скопления углеводородов Байкитской антиклизы

Именно здесь из отложений рифейского возраста впервые в России и в мире получены промышленные притоки нефти и газа.

С географической точки зрения [REDACTED] месторождение находится в пределах Заангаро-Тунгусского плато Среднесибирского плоскогорья [110].

Гидрогеологические условия месторождения характеризуются наличием поверхностных и подземных вод. Местность залесенная, пересеченная узкими долинами рек и ручьев, труднодоступная для всех видов механического транспорта. Рельеф низкогорный, склоны крутизной до 10-15°.

2.1 Геологическое строение месторождения

Геологическое строение [REDACTED] месторождения исследовано достаточно неплохо. Гетерогенный фундамент протерозойского возраста перекрывается осадочным чехлом, состоящий из пород рифея, венда и кембрия. Наибольшее любопытство возникает при изучении состава и строения рифейских отложений, так как в них содержатся главные скопления нефти и газа. Продуктивные отложения рифея [REDACTED] месторождения в стратиграфическом отношении представлена несколькими толщами, сходными по литологическому составу, в основном Юрубченской, Долгоктинской и Куюмбинской.

Кровля рифейских отложений представляет размытую поверхность, которую несогласно покрывают молодые наслоения. Перспективными месторождениями являются участки, которые выходят на эрозионную поверхность пород [REDACTED] толщи.

[REDACTED] толща рифея вскрыта немалым количеством скважин. Верхняя часть толщи состоит из микрозернистых доломитов с прослоями доломита слоистого слабо-кремнистого. В породе присутствует кремнезем, которой располагается в виде линз [111]. Имеются прослои, состоящие из тонкомелкозернистых доломитов, они образовались в результате заполнения начальных пустот вторичным доломитом. В породе хорошо развиты микротрещины, часть из них занята мелко-зернистым доломитом.

Верхушка толщи состоит из водорослевых и ступково-водорослевых доломитов. Доломиты чистые, средняя карбонатность [REDACTED]%, крайне редко понижается до [REDACTED]%. Главная часть породы (около [REDACTED]%) сложена округлоромбодрическими кристаллами доломита микро-тонко-зернистой размерности ([REDACTED] мм), которые слагают перекристаллизованные остатки водорослей. В разрезе скважины № 25 рисунок 2.3 прослоями встречаются

доломиты алевролитовые, они содержат зерна кварца алевролитовой размерности с малым количеством зерен песчаной величины.

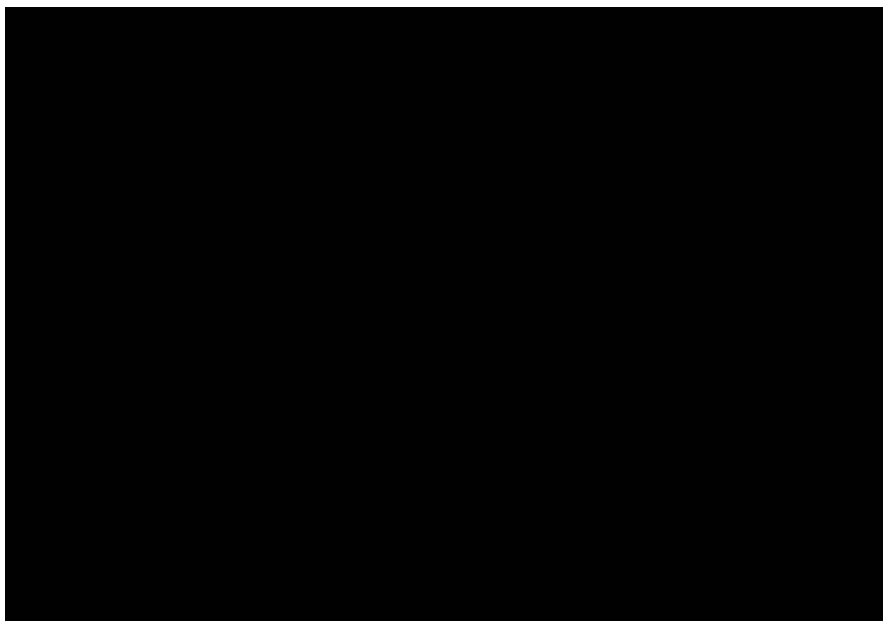


Рисунок 2.3 Литолого-физическая характеристика продуктивных отложений рифея и результаты исследований по скв. 25:

Типы пород: 1 – доломит; 2 – доломит стромалитовый, вторичные изменения; 3 – перекристаллизация; 4 – окремнение; типы пустот: 5 – каверны в плотной матрице; 6 – трещины; 7 – газонефтяной контакт; 8 – водонефтяной контакт

Нижняя часть [redacted] толщи довольно однородная и состоит из темно-серых доломитов микро-, тонко- и мелкозернистых, сильно трещиноватых и в кремнистых. Присутствие доломита в породах от [redacted] до [redacted]%, все они, как правило, имеют примесь кремнистого материала в виде формированного кварца, почти не содержит глинистого материала. Микростяжения пирита в породе содержатся повсеместно [6].

Главная часть породы микро-тонкозернистая (до [redacted] мм), присутствуют зерна размером менее [redacted] мм, редко попадаются средне и крупнозернистые кристаллы (до [redacted] мм). По разрезу скважины номер №25 можно сказать, что

отложения Рифея сильнотрециноваты. В породах, где хорошо развита система трещин представляют собой трещинный тип коллектора.

2.2 Основной объект разработки [REDACTED] залежи

Промышленно нефтегазоносными отложениями [REDACTED] залежи являются терригенные отложения вендского возраста (оскобинская свита – пласты БVIII¹ и БIX, ванаварская свита – пласт В₁) и доломитов рифея (толщи P1-2, P1, P2) [112].

Основным объектом разработки [REDACTED] залежи массивного типа является пласт P1-2 (рифей) (Рисунок 2.4-5), размеры [REDACTED] км, высота [REDACTED] м.

Юрубченская нефтегазоконденсатная залежь расположена в пределах Юрубченского участка, ограничена с севера и востока разломами. Залежь антиклинально-стратиграфическая под несогласием, дизъюнктивно экранированная, пластовая. Площадь залежи составляет [REDACTED] км², ее длина составляет [REDACTED] км, ширина [REDACTED] км, высота [REDACTED] м. Газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от [REDACTED] м до [REDACTED] м и в среднем по залежи составляет [REDACTED] м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от [REDACTED] м до [REDACTED] м и в среднем составляет [REDACTED] м. Положения ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках - [REDACTED] и - [REDACTED] м соответственно.

Пласт представлен окремненными, неравномерно перекристаллизованными, трещиноватыми, кавернозными доломитами. Каверны полностью или частично выполнены вторичным доломитом. Среди доломитов встречаются прослой алевролитов и песчаников. Залежь характеризуется наличием газовой шапки ([REDACTED] % площади) и отдельных субвертикальных макротрещин преимущественно юго-западного и северо-восточного простирания, обеспечивающих приток нефти.

В пределах залежи выделено две зоны: водонефтяная, занимающая ■ % отобщей площади; водонефтегазовая – ■ %.

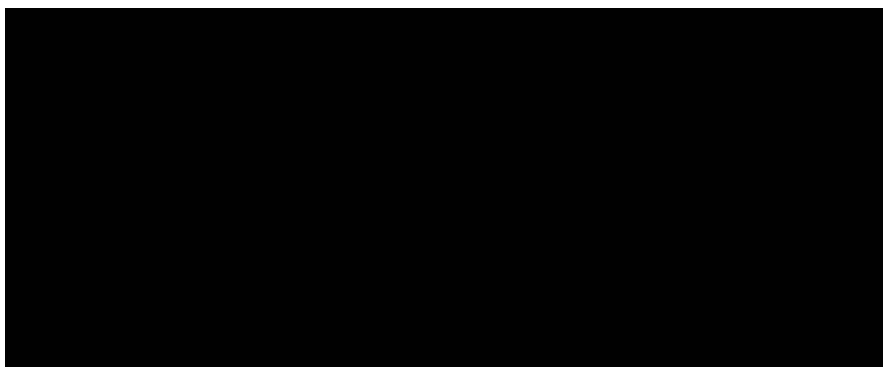


Рисунок 2.4 – Выделение продуктивных горизонтов в разрезе рифея

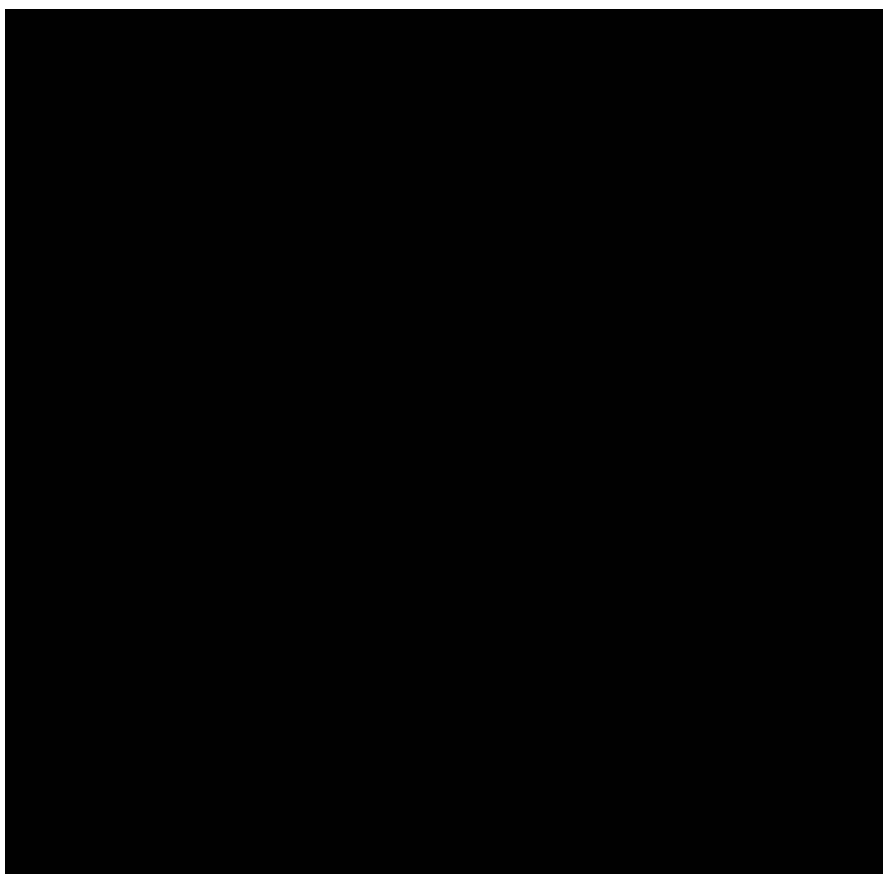


Рисунок 2.5 – Пласт P1-2

Статистические показатели характеристик неоднородности залежей по скважинам рифея представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика неоднородности залежей (скв. Рифея)

Пласт	Количество скважин	Коэффициент песчанистости, доли ед.		Расчлененность, ед.		Коэфф. макро неоднородности
		Среднее значение	Интервал изменения	Среднее значение	Интервал изменения	
■ залежь	■	■	■	■	■	■

2.3 Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и физико-химические свойства флюидов

Рифейский резервуар сложен плотными древними доломитами, разбитыми густой сетью микро- и макротрещин. Условно данный тип коллектора можно считать блоковым, где роль блока (матрицы) выполняет густая система микротрещин, обеспечивающих до ■ % всего объема залежи, и систему субвертикальных макротрещин, разделяющих блоки микротрещин и являющихся основными проводящими каналами.

Емкость рифейских коллекторов связана с полостями выщелачивания (кавернами), развитыми вдоль поверхности трещин и внутри блоков породы.

В единую гидродинамическую систему эти полости увязаны развитой системой микротрещин, имеющих преимущественно хаотическую или горизонтальную ориентировку.

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

№ п/п	Параметры	Пласт P1-2
-------	-----------	------------

1	Средняя глубина залегания, м	а.о. ██████████
2	Тип залежи	██████████
3	Тип коллектора	████████████████████
4	Площадь нефтеносности, С1/С2 тыс.м ²	██████████ / ██████████
5	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	██████████
6	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	██████████
7	Пустотность, доли ед.	██████████
8	Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	██████████
9	Средняя газонасыщенность, доли ед.	██████████
10	Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	██████████
11	Начальная пластовая температура (на ГНК), °С	██████████
12	Начальная пластовое давление (ГНК), МПа	██████████
13	Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	██████████
14	Вязкость нефть в поверхностных условиях, МПа*с	██████████
15	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	██████████
16	Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	██████████
17	Абсолютная отметка ГНК, м	██████████
18	Абсолютная отметка ВНК, м	██████████
19	Объемный коэффициент нефти, доли. ед	██████████
20	Содержание серы в нефти, %	██████████
21	Содержание парафина в нефти, %	██████████
22	Давление насыщения нефти газом, МПа	██████████
23	Газосодержание фактор, м ³ /т	██████████
24	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	██████████

Окончание таблицы 2.2

№ п/п	Параметры	Пласт P1-2
25	Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	■
26	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	■
27	Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа*с	■
28	Сжимаемость, 1/мПа*10 ⁻⁴	
	-нефти	■
	-воды	
29	Коэффициент вытеснения нефти, доли. ед	

Плотность нефти в пластовых условиях варьировалась между ■-■ кг/м³; в среднем, согласно опыту по дифференциальному разгазированию 699 кг/м³, вязкость нефти в пластовых условиях составила ■-■ мПа*с (в среднем ■ мПа*с согласно дифференциальному разгазированию), газосодержание варьировалось между значениями ■-■ м³/т (согласно опыту по дифференциальному разгазированию пробы пластовой нефти в среднем – ■ м³/т), объемный коэффициент составил ■, согласно опыту по дифференциальному разгазированию в среднем – ■.

По своим свойствам товарная нефть относится к типу особо легких (~ ■ кг/м³), по содержанию серы нефть относится к классу малосернистых (~ ■ %), по содержанию парафинов – к парафинистым (в среднем ■ %), по значению вязкости (в среднем ■ мПа*с) товарная нефть Юрубченской залежи относится к маловязким нефтям. По суммарному содержанию асфальто-смолистых веществ – к малосмолистым (~ ■ %: асфальтенов – ■ %, силикагелевых смол – ■ %). Шифр согласно классификации товарной нефти – 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002 [2]. Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти отображен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Наименование параметра	Пласт Р1-2				пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород	-	-	-	-	-
- двуокись углерода	■	-	■	-	■
- азот + редкие	■	-	■	-	■
в т.ч. гелий	■	-	■	-	■
- метан	■	■	■	■	■
- этан	■	■	■	■	■
- пропан	■	■	■	■	■
- изобутан	■	■	■	■	■
- норм, бутан	■	■	■	■	■
- изопентан	■	■	■	■	■
- норм. пентан	■	■	■	■	■
- гексаны	■	■	■	■	■
Плотность					
- газа, кг/м ³	■	■	■	■	■
- газа относительная	■	■	■	■	■

Газ газовой шапки по своему составу относится к жирным (содержание C₂₊ в среднем равно ■ %) с содержанием метана в среднем – ■%. Плотность свободного газа в среднем равна ■ кг/м³ (относительная плотность – ■). Коэффициент сухости газа в среднем составил ■.

Плотность конденсата в стандартных условиях по поверхностным пробам в среднем по Юрубченской залежи составила ■ г/см³. Вязкость в среднем составила ■ мПа*с. Содержание серы в среднем составило ■ %, содержание парафина – ■ %, содержание силикагелевых смол – ■ %, асфальтенов – ■ %.

Конденсатно-газовый фактор (КГФ) в скважине ■-25 составил ■

см³/м³ по сырому и █████ см³/м³ по стабильному конденсату. Давление начала конденсации составляет █████-████ МПа, давление максимальной конденсации █████ МПа. Потенциальное содержание конденсата █████ г/м³, коэффициент извлечения █████, плотность конденсата в стандартных условиях █████ г/см³.

Свойства конденсата представлены в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Свойства конденсата

Наименование параметра	Численные значения (средние)
1. Газ газовой шапки	
Давление пластовое, МПа	████
Температура пластовая, °К	████
Давление начала конденсации, МПа	████
Давление максимальной конденсации, МПа	████
Давление псевдокритическое, МПа	████
Давление приведенное	████
Температура псевдокритическая, °К	████
Температура приведенная	████
Коэффициент сверхсжимаемости (z)	████
Объемный коэффициент	████
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	████
Вязкость в условиях пласта, мПа.с	████
сырого (нестабильного), КГФ	████
стабильного (дебутанизированного)	████
2. Стабильный (дебутанизированный) конденсат	
Плотность (станд. условия), кг/м ³	████
Вязкость (станд. условия), мПа.с	████

Согласно пробам по степени минерализации пластовая вода относится к крепким рассолам (минерализация в среднем █████ г/дм³). Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в среднем █████ кг/м³ (в пластовых – █████ кг/м³). Генетическая классификация пластовых вод относит их к водам

хлоридно- кальциевого типа. Газосодержание в среднем █████ м³/м³.

Свойства и состав пластовых вод █████ залежи █████ месторождения по результатам анализа вод рифейского водоносного комплекса приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Свойства и состав пластовых вод █████ залежи █████ месторождения

Наименование параметра	Пласт (горизонт)	
	Диапазон изменения	Средние значения
Газосодержание, м ³ /м ³	█████	█████
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	█████	█████
- в условиях пласта		
Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10 ⁻⁴		
Объемный коэффициент, доли ед.		
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺		
Ca ⁺²	█████	█████
Mg ⁺²	█████	█████
Cl ⁻	█████	█████
HCO ₃ ⁻		
CO ₃ ⁻²		
SO ₄ ⁻²		
NH ₄ ⁺		
Br ⁻		
I ⁻		
B ⁺³		
Li ⁺		
Sr ⁺²		
Rb ⁺		
Cs ⁺		
Общая минерализация, г/л	█████	█████
Водородный показатель, pH	█████	█████
Жесткость общая, (мг-экв/л)		
Химический тип воды, преимущественный	Хлориднокальциевый	

2.4 Описание системы сбора и подготовки скважинной продукции на месторождении: технологическая схема установки подготовки нефти

Продукция добывающих скважин (нефтегазоводяная эмульсия) с кустовых площадок ■■■ под избыточным давлением от ■■■ до ■■■ МПа и температурой от ■■■ до ■■■°С поступает на узел подключения ■■■ (рисунок 2.8) через задвижки. (Информация данного раздела предоставлена компанией [123]).

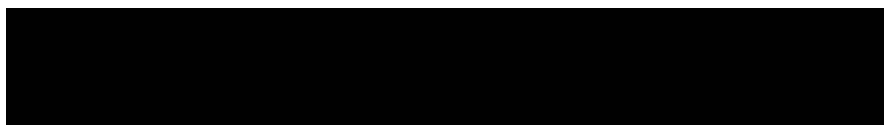


Рисунок 2.8 – схема узла подключения УПН

На узле подключения осуществляется:

- контроль рабочего давления в нефтесборных трубопроводах от площадок скважин и в коллекторе по месту;
- контроль давления в коллекторе узла подключения дистанционно с сигнализацией при достижении предельных параметров;
- контроль температуры в коллекторе узла подключения дистанционно и по месту;
- сигнализация загазованности на площадке узла подключения по месту, дистанционно: предупредительная ■■■ % от НКПР, аварийная ■■■ % от НКПР.

Далее, газо-водонефтяная эмульсия от узла подключения через электроприводную задвижку по успокоительному трубопроводу поступает на технологическую площадку ■■■. Для отделения свободного газа, выделившегося в успокоительном трубопроводе, а также для снижения нагрузки по газу на входные нефтегазовые сепараторы, эмульсия через задвижки поступает в трубные устройства предварительного отбора газа ■■■. Затем предварительно дегазированная эмульсия поступает во входные нефтегазовые

сепараторы [REDACTED]. Нефтегазовые сепараторы [REDACTED] оборудованы двухсторонними вводами для обеспечения равномерного поступления в них эмульсии. В сепараторах происходит основная сепарация газа из нефтегазоводяной эмульсии. Уровень жидкости в нефтегазовых сепараторах измеряется уровнемерами и поддерживается регулируемыми клапанами. Давление (изб.) в системе ([REDACTED] [REDACTED] – рисунок 2.9) поддерживается [REDACTED] МПа регулирующим затвором, установленным на трубопроводе выхода газа из [REDACTED] и сепараторов [REDACTED] в газовые сепараторы [REDACTED].

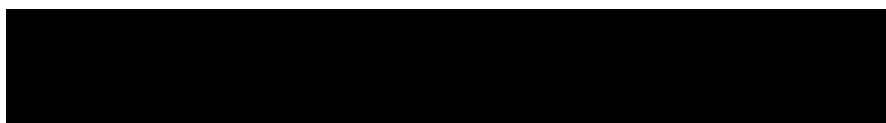


Рисунок 2.8 – схема устройства предварительного отбора газа и сепаратора

Для обеспечения процесса подготовки нефти до товарного качества организована подача деэмульгатора с дозировкой от [REDACTED] до [REDACTED] г/т подготавливаемой нефти в объединенный трубопровод линии выхода с нефтегазовых сепараторов [REDACTED].

Водонефтяная смесь с нефтегазовых сепараторов [REDACTED] поступает через задвижки на трехфазные сепараторы [REDACTED]. Предварительный нагрев поступающей с фонда эмульсии производится байпасированием части нагретой жидкости с [REDACTED] на вход [REDACTED].

Трехфазный сепаратор [REDACTED] (рисунок 2.9) предназначен для отделения от нефти основного количества свободной воды до ее содержания не более [REDACTED] %. Внутри каждого аппарата [REDACTED] находится переливная перегородка, разделяющая аппарат на 2 секции: отстойная секция и секцию сбора частично обезвоженной нефти (нефтесборная секция). Водонефтяная эмульсия, содержащая пластовую воду, поступает в отстойную секцию, где при давлении

■■■■-■■■■ МПа и температуре от ■■■■ до ■■■■ °С отделяется основное количество свободной воды.

Избыточное давление (■■■■-■■■■) МПа в аппаратах поддерживается регулирующим клапаном ■■■■ (расположен на линии выхода газа с газового сепаратора ■■■■). Межфазный уровень «нефть-вода» в отстойной секции измеряется уровнемером и поддерживается регулирующими клапанами. Текущий уровень нефти в камере сбора обезвоженной нефти измеряется уровнемером и поддерживается регулирующими клапанами.

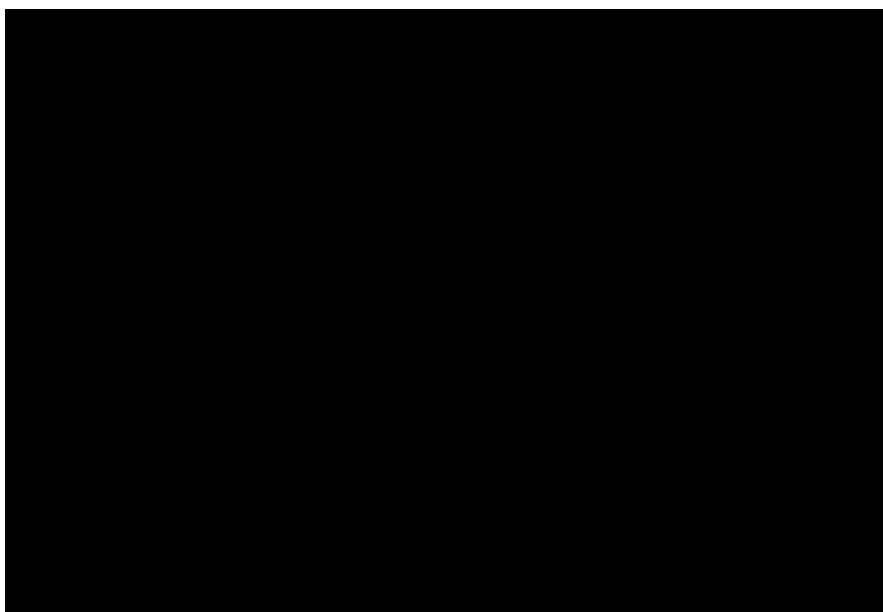


Рисунок 2.9 – схема трехфазного сепаратора

Нефтяной газ, отделившийся на второй ступени сепарации в ■■■■ направляется на очистку от капельной жидкости в газовый сепаратор сетчатый ■■■■ через задвижки и далее через задвижку на узел распределения.

В случае необходимости (недостатка газа для подачи потребителям) на вход ■■■■ осуществляется подача дополнительного количества газа высокого давления от узла распределения после ■■■■ через регулирующей.

Конденсат из ■■■■ и ■■■■ отводится автоматически по уровню через регулирующие отсечные затворы и двухпозиционный электромагнитный клапан соответственно в подземные дренажные емкости ■■■■.

Для предотвращения процессов гидратообразования насосами блока дозирования реагентов [REDACTED] осуществляется подача ингибитора гидратообразования (метанола) в линии газа.

Пластовая вода из [REDACTED] по общему трубопроводу под избыточным давлением ([REDACTED]) МПа отводится на установку по подготовке пластовых и сточных вод. Замер, суммирование количества воды, сбрасываемой на очистку, осуществляется расходомером.

После сепараторов [REDACTED] нефть по общему трубопроводу через узел смешения и задвижки поступает в концевые сепарационные установки [REDACTED] для дегазации при низком давлении на прием технологических насосов [REDACTED] [REDACTED] блока насосной технологической перекачки.

Для снижения уровня содержания хлористых солей в водонефтяной эмульсии предусмотрена возможность подачи пресной воды перед сепараторами [REDACTED] через узел смешения [REDACTED] с расходом от [REDACTED] до [REDACTED] м³ час.

Также, для контроля обводненности водонефтяной эмульсии, перед узлом смешения установлен стационарный поточный влагомер с пределом измерения от [REDACTED] до [REDACTED] % объемн.

Давление (изб.) в концевых сепарационных установках [REDACTED] (рисунок 2.10) зависит от режима эксплуатации и находится в пределах [REDACTED] МПа.

Водонефтяная эмульсия от [REDACTED] может подаваться через задвижки на прием насосов [REDACTED], [REDACTED] блока насосной технологической перекачки. Уровень жидкости в аппаратах измеряется уровнемером и поддерживается регулирующим клапаном, установленном на линии нагнетания насосов [REDACTED] [REDACTED].

При подаче нефти с [REDACTED] в резервуары уровень жидкости в аппарате поддерживается клапанами-регуляторами.

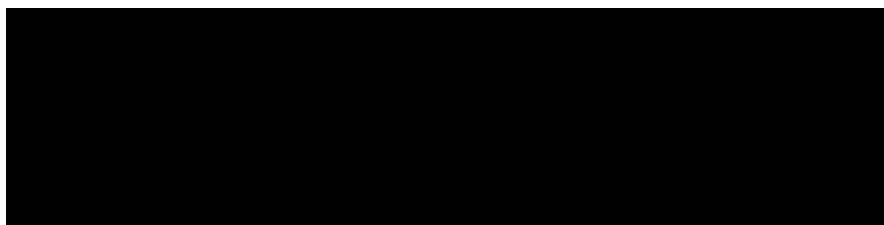


Рисунок 2.10 – схема концевой сепарационной установки

Для предотвращения переполнения сепараторов при поступлении жидкости с [REDACTED] на прием технологических насосов [REDACTED], запорная арматура на узлах регулирования уровня не перекрывается, секущая задвижка оставляется в открытом положении. При достижении максимального аварийного уровня в [REDACTED], клапаны приоткрываются и сбрасывают избыточную жидкость в [REDACTED], совместно с жидкостью, поступающей с концевых сепараторов [REDACTED].

После сепараторов [REDACTED] водонефтяная эмульсия может поступать для дальнейшей доподготовки в резервуарный парк [REDACTED] (рисунок 2.11).

По основной схеме водонефтяная эмульсия забирается из [REDACTED] и подается на печи [REDACTED] и в теплообменник [REDACTED] при помощи насосов технологической перекачки.

Насосами нефть подается с давлением [REDACTED] МПа через затвор и задвижки в теплообменный блок, для охлаждения товарной нефти до температуры от [REDACTED] до [REDACTED] °С).

Насосами нефть подается с давлением [REDACTED] - [REDACTED] МПа через затвор [REDACTED], задвижки после измерения расхода на вход в печь огневого подогрева [REDACTED] для нагрева до температуры от [REDACTED] до [REDACTED] (для обеспечения разрушения водонефтяной эмульсии, с одновременным воздействием реагента-деэмульгатора).

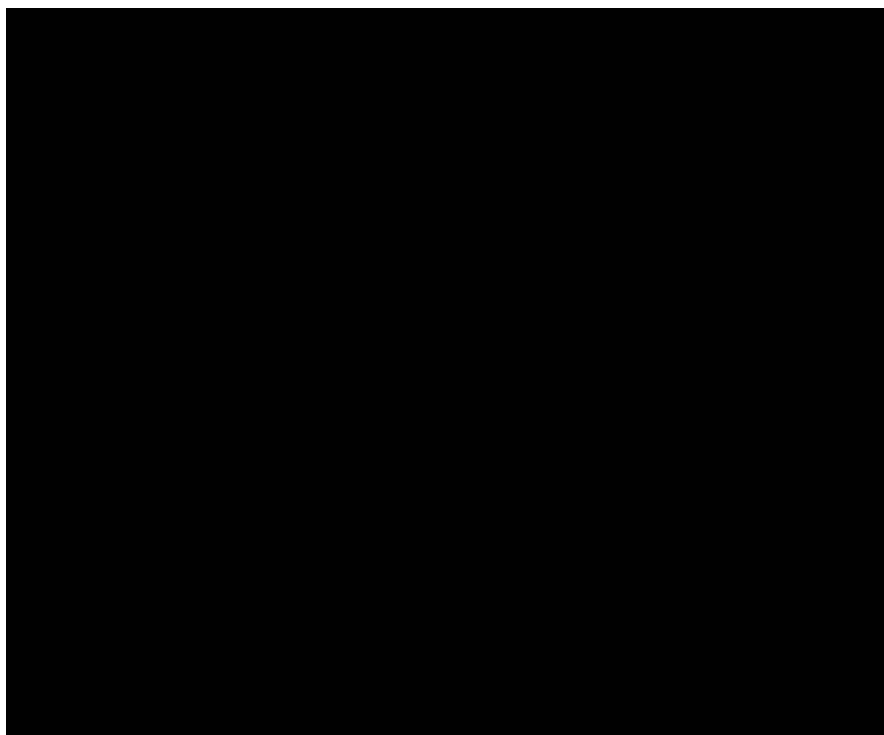


Рисунок 2.11 – схема резервуарного парка

Газ для питания горелок [REDACTED] отбирается из расходного коллектора узла учета и распределения газа и подается через задвижки с давлением [REDACTED] МПа в газорегуляторный пункт шкафной [REDACTED] и узел очистки газа [REDACTED]. После доочистки и редуцирования до давления не более [REDACTED] МПа газ поступает на запальные горелки и в камеры сгорания с принудительной подачей воздуха, сжигается в камерах сгорания нагревателей. Продукты сгорания газа через дымовые трубы выводятся в атмосферу.

Из печи [REDACTED] водонефтяная эмульсия с температурой [REDACTED] ... [REDACTED] °С через задвижки поступает на технологическую площадку [REDACTED] и подается через задвижки в отстойники нефти [REDACTED], работа которых осуществляется параллельно по полному сечению аппарата (без отвода газа).

В отстойниках [REDACTED] при давлении [REDACTED] МПа происходит сброс воды до остаточного содержания [REDACTED] % масс. Межфазный уровень в отстойниках «нефть-вода» измеряется уровнемером и регулируется затворами, регулирующими. Отделившаяся в отстойниках [REDACTED] вода с избыточным давлением [REDACTED] МПа

по объединённому трубопроводу подается на установку подготовки сточных вод через задвижку.

После отстойников нефть через задвижки, УПОН или узлы смешения с пресной водой [] подается в электродегидраторы [], в которых происходит обезвоживание нефти в электрическом поле до остаточного содержания [] % масс. Расход пресной воды, подаваемой на узлах смешения [], составляет от [] до [] м³/час (от [] до [] м³/час на каждый электродегидратор). Работа электродегидраторов осуществляется по полному сечению аппаратов. Межфазный уровень «нефть-вода» в аппаратах измеряется уровнемером и поддерживается затворами, регулирующими. Отделившаяся в [] вода с избыточным давлением [] МПа по объединённому трубопроводу подается на установку подготовки сточных вод через задвижку. Отделившаяся вода может отводиться в трубопровод на вход [] для рекуперации тепла через задвижку.

На УПН осуществляется замер и суммирование количества воды, сливаемой с отстойников [], [] и [], и направляемой на очистку на установку по подготовке пластовых и сточных вод.

Нефть по объединенному трубопроводу из [] через проточный влагомер поступает на вход сепараторов концевых [] с обводненностью до [] % масс. и температурой []...[]°С, где происходит дегазация горячей нефти. Уровень нефти в [] измеряется уровнемером.

Давление (изб.) в концевых сепараторах составляет не более [] МПа. Нефтяной газ с [] через задвижки направляется в блоки компрессорных установок [] на площадке компрессорной станции низкого давления [].

Насосами [], [] нефть подается через теплообменник [] для нагрева (обратным потоком товарной нефти) до температуры от +[] до +[]°С в резервуары [] ([] рабочих и [] резервный).

Обвязка сырьевых резервуаров [REDACTED] м³ [REDACTED] обеспечивает их взаимозаменяемость, возможность последовательной и параллельной работы. В [REDACTED] м³ [REDACTED] возможно вычисление объема нефти по уровню подтоварной воды и нефти.

При последовательной работе резервуары являются технологическими и предназначены для проведения процессов окончательного обезвоживания и обессоливания нефти и доведения ее до товарного качества.

Последовательная работа резервуаров (технологический резервуар – резервуар подготовленной нефти) осуществляется за счет подачи нефти из резервуара в резервуар с уровня [REDACTED] м через задвижки.

Аварийный резервуар [REDACTED] м³ [REDACTED] предназначен для накопления подтоварной воды, поступающей с установки подготовки пластовых и сточных вод, в случае остановки (плановой или аварийной) [REDACTED].

Товарная нефть после насоса внешней перекачки [REDACTED] через задвижку подается во входной коллектор [REDACTED] системы измерения количества и качества нефти ([REDACTED]) и разделяется на два потока. Основная часть нефти проходит через рабочую измерительную линию [REDACTED] (шаровые краны) и далее через задвижку подается в резервуары нефти [REDACTED].

Из выходного коллектора [REDACTED] (нефть на [REDACTED]) через щелевое пробозаборное устройство с лубрикаторм отбирается часть нефти в блок измерений показателей качества нефти ([REDACTED]) для определения качественных характеристик. Нефть после [REDACTED] через шаровой кран возвращается в нефтепровод на [REDACTED].

Подготовленная нефть с температурой от плюс [REDACTED] до плюс [REDACTED] °С через [REDACTED], задвижку проходя через теплообменники [REDACTED] через задвижки для охлаждения, подается в резервуары [REDACTED] м³ [REDACTED] расширения резервуарного парка [REDACTED].

Из резервуаров [REDACTED] м³ [REDACTED] нефть поступает на насос перекачки нефти [REDACTED] [REDACTED] через задвижки. Далее нефть насосом подается через задвижки

к насосам нефти [REDACTED] ([REDACTED] раб.+ [REDACTED] рез.) приемо-сдаточного пункта [REDACTED] [REDACTED] для подачи товарной нефти по магистральному нефтепроводу. Так же из резервуаров [REDACTED] м³ [REDACTED] через задвижки предусмотрена подача нефти самотеком к насосам нефти [REDACTED] ([REDACTED] раб.+ [REDACTED] рез.) приемо-сдаточного пункта [REDACTED] [REDACTED] для подачи товарной нефти по магистральному нефтепроводу.

2.5 Борьба с эмульсиями и асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождении

Для выбора наиболее эффективного метода предотвращения и устранения АСПО необходимо учитывать состав, структуру и свойства отложений каждого месторождения нефти в отдельности. В Западной Сибири для борьбы с отложениями в основном используются физические и термические методы.

Компания [REDACTED] [REDACTED] на месторождениях Западной Сибири в качестве способа борьбы с АСПО применяет промывку скважин горячей нефтью через затрубное пространство при помощи передвижного [REDACTED] [REDACTED]. Метод растворения парафинов горячей нефтью достаточно эффективен и применяется для скважин, как фонтанного фонда, так и механизированного. Технология является комплексной при промывке скважин от парафина и механических примесей. Недостатками являются возможность расплавления кабеля при высоких температурах, а также трудоёмкость и дороговизна технологии.

Способ является дорогостоящим, так как сырая нефть проходит через аппарат термообработки и деэмульгатор для удаления воды и твёрдых веществ. Промывка осуществляется с добавлением диспергатора парафинов (сульфонат), который способствует растворению парафинов в горячей нефти. Совершенствование метода может заключаться в снижении опасности возникновения избыточных температур при добыче нефти с низкой

температурой вспышки. Температура нагревающего реагента поднимается на 15-20 оС выше температуры плавления парафина.

Также компания применяет механическую очистку отложений скребками (рисунок 2.12). Технология является наиболее распространённой и отработанной. Скребок скважин осуществляется быстро и обладает низкой стоимостью, а также трудоёмкостью. Однако возникает необходимость привлечения дополнительного персонала. Недостатками также являются высокая вероятность подбросов и обрывов скребков, вывод скважины в ремонт и вероятность отложения парафина в коллекторах.

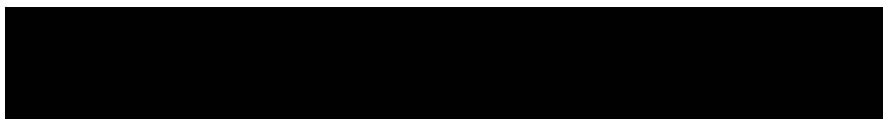


Рисунок 2.12 – пример скребка для очистки НКТ от АСПО

Для борьбы с образованием стойких эмульсий на промысле используют различные деэмульгаторы. Проводятся различные испытания в лабораторных условиях по работе деэмульгаторов на образцы нефти (рисунок 2.13).

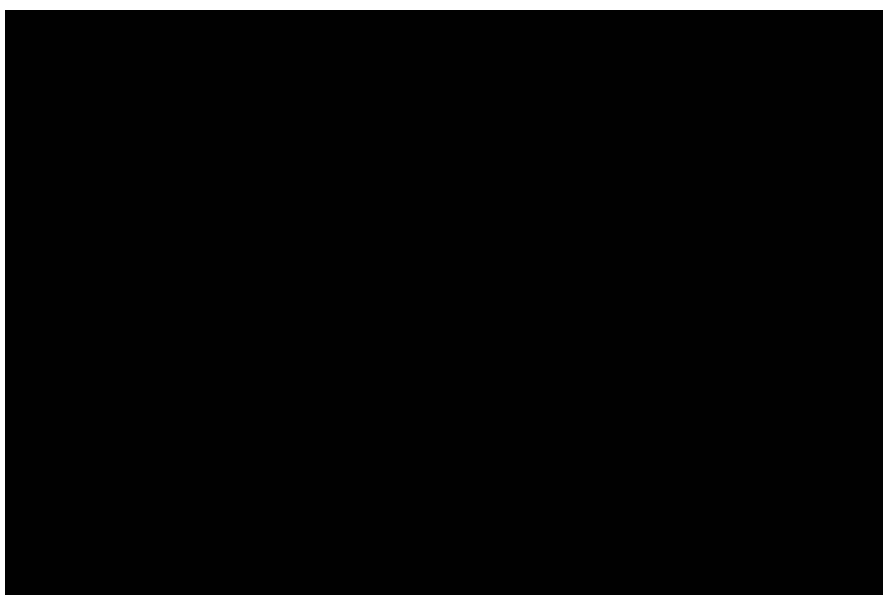


Рисунок 2.13 – применение деэмульгаторов на нефть ██████████ месторождения в лабораторных условиях

В настоящее время применяются деэмульгаторы [REDACTED] и [REDACTED] [REDACTED] с физико-химическими показателями, соответствующими нормам [REDACTED] и требованиям Положения Компании [REDACTED]. Дозировки реагентов определены опытным путем на месторождении, а их подача происходит по схеме на рисунке 2.14.

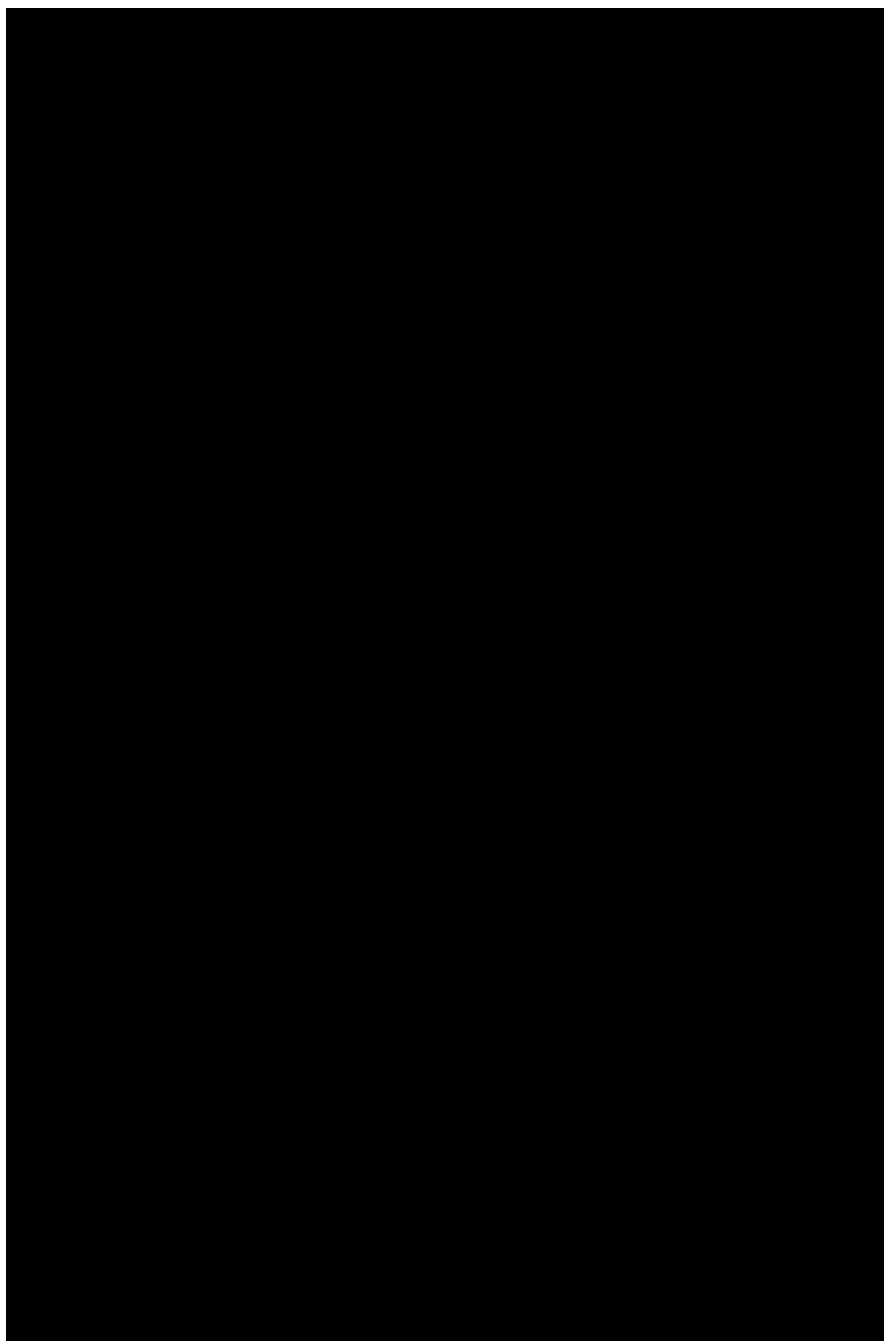


Рисунок 2.14 – технологическая схема УПН ЮТМ

2.6 Вывод по главе

Рассмотрев характеристики установки подготовки нефти, а также качество добываемого сырья, установлено, что проблема образования стойких эмульсий (а также выпадение асфальтосмолопарафинов) значима для [REDACTED] месторождения и его системы сбора, подготовки и транспорта скважинной продукции. Поиск альтернативных эффективных методов решения этой проблемы на данный момент становится все актуальнее, поэтому в следующем разделе будет рассмотрена довольно нераспространенный метод влияния на реологические свойства нефти, а именно – низкочастотную ультразвуковую (в комбинации также с тепловой) обработку на пробу скважинной продукции в лабораторных условиях. На выводах данного эксперимента будет построена расчетная часть выпускной работы.

3 Исследование влияний температурных и ультразвуковых параметров воздействия на изменение реологических свойств эмульсии

В данном разделе будут представлены результаты лабораторных исследований влияния физических методов воздействия на вязкость водонефтяной эмульсии, а также будет выбран оптимальный метод обработки.

3.1 Объект исследования

В качестве объекта исследования выбран образец сырой нефти с содержанием воды █████ % (далее водонефтяная эмульсия – ВНЭ), с исходным значением вязкости █████ мПа*с.

Образец ВНЭ (рисунок 3.1) отобран из нефтесборного коллектора нефтегазоконденсатного месторождения (оператор добычи – █████). Общие характеристики представлены в таблице 3.2, из которых следует, что образец относится к высоковязкой среде.



Рисунок 3.1 – Образец ВНЭ

В качестве исходной технологии подготовки выбрана типовая схема подготовки █████ месторождения (Приложение А).

3.1.1 Методики определения некоторых характеристик нефти

В таблице 3.1. представлены типовые методики определения состава и свойств ВНЭ, в соответствии с требованиями ГОСТов [125-131].

Таблица 3.1 – Методика определения некоторых характеристик нефти

№	Параметр	НТД	Сущность методики
1	Вязкость	ГОСТ 3900-85 [125]	Измерение стеклянным капиллярным вискозиметром времени истечения определенного объема испытуемого нефтепродукта под влиянием силы тяжести. Кинематическая вязкость вычисляется как произведение измеренного времени истечения нефтепродукта и постоянной вискозиметра. Динамическая вязкость вычисляется как произведение кин. вязкости и плотности нефтепродукта при одной и той же температуре;
2	Плотность	ГОСТ 3900-85 [126]	в исследуемую жидкость погружается ареометр, затем снимаются показания по его шкале;
3	Содержание парафинов	ГОСТ 11851-2018 [127]	1) предварительное удаление (экстракция, адсорбция) асфальто-смолистых веществ перед выделением парафина при -20°C с помощью ацетона и толуола; 2) предварительное удаление (вакуумная перегонка с отбором фракций при $(250-550)^{\circ}\text{C}$) асфальто-смолистых веществ перед выделением парафина при -20°C с помощью спирта и эфира;
4	Содержание воды	ГОСТ 2477-2014 [128]	1) жидкость нагревается и перегоняется с смеси с растворителем в колбе с холодильником; 2) сжиженный растворитель и вода разделяются в ловушке, растворитель циклически возвращается в колбу;
5	Содержание серы	ГОСТ 32139-2019 [129]	образец жидкости помещают в пучок излучения рентгеновской трубки, измеряют сигнал возбужденного излучения, сравнивают с калибровочными образцами.
6	Содержание асфальтенов и смол	ГОСТ 11858-66 [130]	выделение асфальтенов $n-C_7H_{16}$ / петролейным эфиром и дальнейшее отделение фильтрацией, в результате в фильтрате растворенные смолы адсорбируются на силикагеле и затем обратно десорбируются с помощью спирто-толуольной смеси.
7	Содержание хлористых солей	ГОСТ 21534-76 [131]	Извлечение солей водой и последующим их титрованием (индикаторным или потенциометрическим) в водной вытяжке.

3.1.2 Характеристика объекта исследования

Расширенная характеристика объекта исследования представлена в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Характеристика предмета исследования – образца нефти

№	Наименование показателя	Методика	Результат	Характеристика
1	Плотность нефти при 20°C, кг/м ³	[126]	■	Тяжелая [62]
2	Вязкость нефти при 20°C, мПа*с	[125]	■	Высоковязкая [63]
3	Массовая доля воды, %	[128]	■	Высокообводненная [62]
4	Массовое содержание, % масс.			
	смола силикагелевых	[130]	■	Смолистая [63]
	асфальтенов	[130]	■	
	парафинов	[127]	■	Высокопарафинистая [63]

Примечание – перед определением характеристик нефти было проведено ее обезвоживание сухим хлористым кальцием.

3.2 Лабораторный эксперимент

3.2.1 Характеристика оборудования для проведения лабораторного эксперимента

Для проведения лабораторного исследования использовалось следующее оборудование:

1. вискозиметр Штабингера SVM 3000;
2. ультразвуковая мойка Bradex;
3. термостат водяной серии.

Для фиксации измерения реологических параметров нефти использовался вискозиметр Штабингера SVM 3000 (рисунок 3.2), диапазон измерений которого приведен в таблице 3.3.



Рисунок 3.2 – вискозиметр Штабингера SVM 3000

Таблица 3.3 – Диапазон измерения Вискозиметра Штабингера SVM 3000

Реологическая характеристика	Ед. измерения	Диапазон
Динамическая вязкость	мПа*с	0,2...104
Кинематическая вязкость	мм ² /с	0,2...104
Плотность	кг/м ³	650...2000

Для инициализации физико-химических полей были использованы ультразвуковые генератор и излучатель – ультразвуковая мойка Bradex «Очиститель» (рисунок 3.3), технические характеристики которой представлены в таблице 3.4.

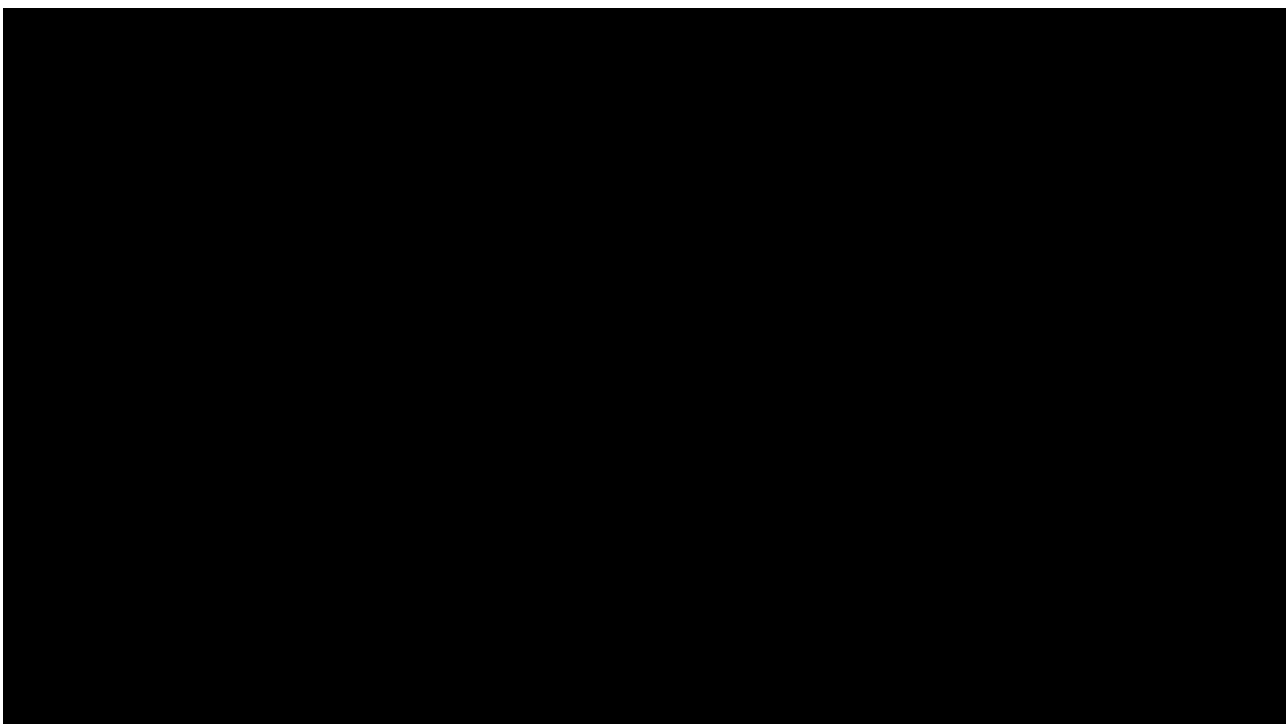


Рисунок 3.3 – ультразвуковая камера

Таблица 3.4 – Технические характеристики ультразвуковой мойки Bradex

Техническая характеристика	Ед. измерения	Диапазон
Частота	кГц	
Напряжение	Вт	
Материал – пластик, металл	-	
Питание от батареек типа АА	шт.	

Для температурного воздействия использовался подогрев с помощью термостата водяной серии (рисунок 3.2), в качестве растворителя был использован толуол.



1 – стакан с эмульсией; 2 – водяной термостат; 3 – блок управления

Рисунок 3.4 – Схема лабораторной установки для исследования эффективности теплового воздействия на ВНЭ

Далее в разделе будут представлены результаты исследований ультразвуковой обработки (УЗО) и комбинации термообработки с УЗО на реологические параметры ВНЭ.

3.2.2 Влияние температурной обработки

Целью эксперимента является определение влияния нагрева ВНЭ с определенным шагом на изменение ее вязкости. Методика заключалась в следующем: проба нефти в течение 7-10 минут интенсивно перемешивалась и термостатировалась при 20°C в течение 10 минут. Далее отбирался образец, объемом 50 мл, и помещался в термостат для осуществления нагрева до определенной температуры. При этом фиксация изменений реологических свойств проводилась с помощью вискозиметра Штабингера SVM 3000. Эксперимент повторялся трижды. Результаты были занесены в таблицу, на рисунке 3.5 отражено среднее изменение вязкости образца эмульсии.

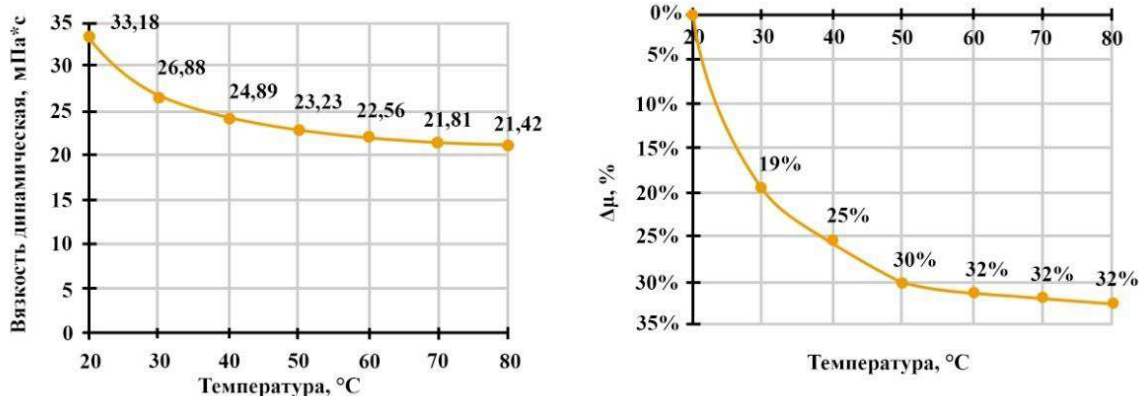


Рисунок 3.5 – Влияние температурной обработки на вязкость эмульсии образца нефти

Таким образом, в результате проведенного исследования получено положительное влияние термообработки на улучшение реологических характеристик: нагревание образца высоковязкой водонефтяной эмульсии до 80 °C при атмосферном давлении привело к снижению динамической вязкости на 32 %. Представленные результаты хорошо согласуются с ранее проведенными исследованиями [132] для высоковязкой нефти Западно-Салымского месторождения.

3.2.3 Влияние ультразвуковой обработки

Целью эксперимента является определение влияния УЗО ВНЭ с заданным интервалом времени на изменение ее вязкости. Методика ультразвуковой обработки ВНЭ заключалась в следующем: проба нефти в течение 7-10 минут интенсивно перемешивалась и термостатировалась при 20°C в течение 10 минут. Далее отбирался образец, объемом 5 мл, и помещался в УЗ-мойку для обработки частотой 20 кГц в течение заданного времени с интервалом обработки 2 минуты. При этом фиксация изменений реологических свойств проводилась с помощью вискозиметра Штабингера SVM 3000 (рисунок 3.7). Эксперимент повторялся

трижды. Результаты были занесены в таблицу, на рисунке 3.6 отражено среднее изменение вязкости образца эмульсии.

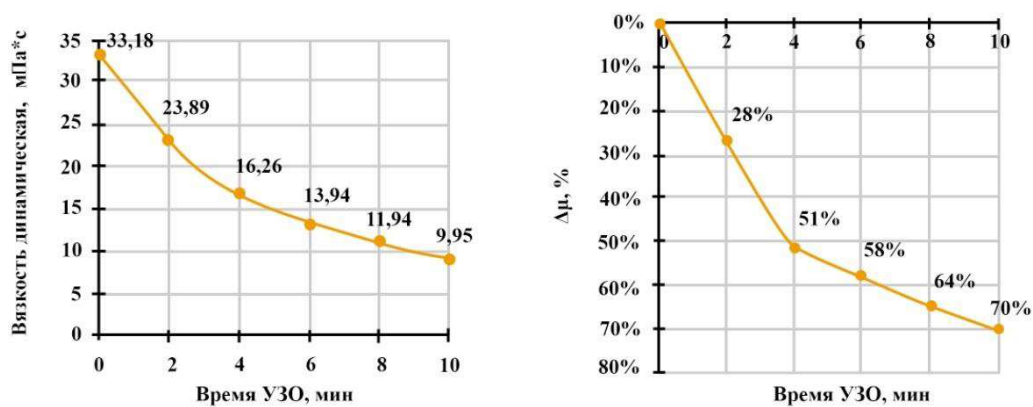


Рисунок 3.6 – Влияние УЗО на вязкость эмульсии образца нефти

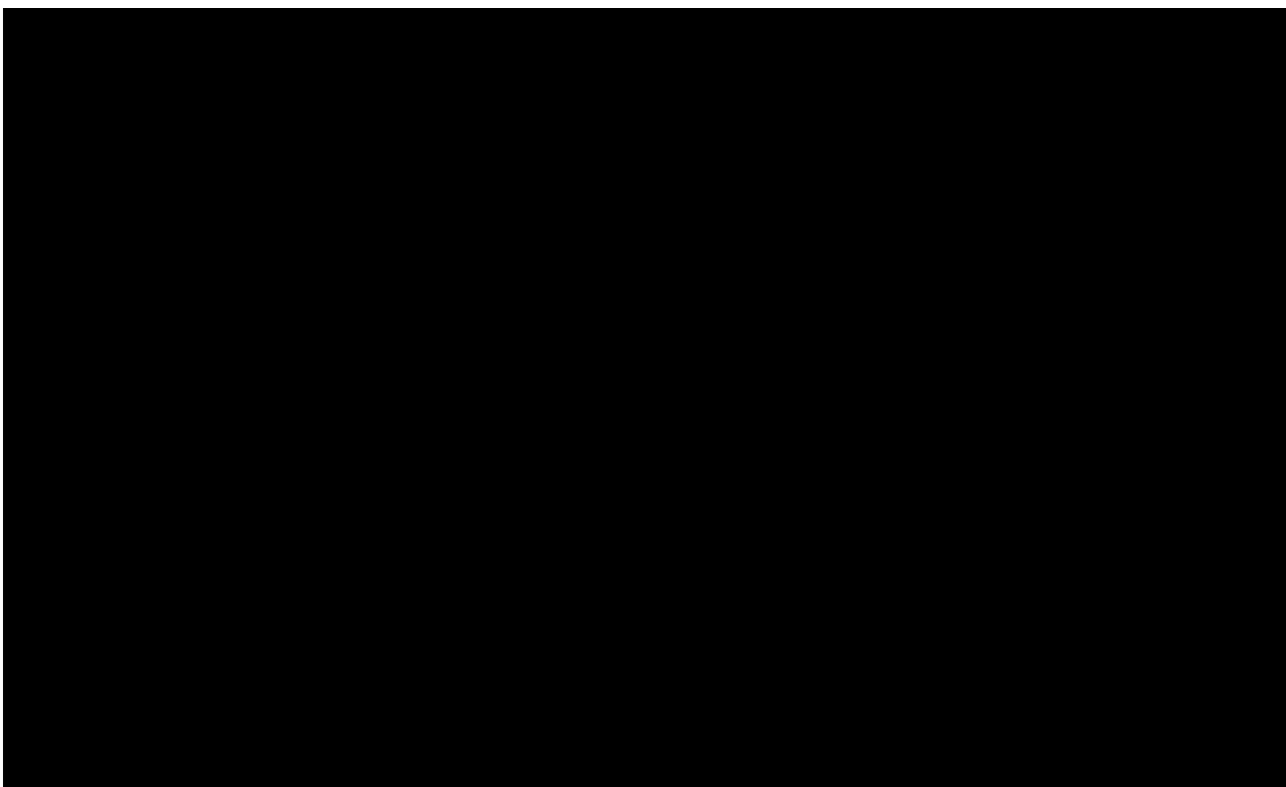


Рисунок 3.7 – Влияние УЗО на вязкость эмульсии образца нефти:

1 – ультразвуковой генератор; 2 – вискозиметр Штабингера SVM 3000; 3- образец эмульсии нефти

По итогам эксперимента зафиксированы положительные изменения динамической и кинематической вязкости образца: при 10-минутной низкочастотной УЗО максимальное снижение значения вязкости составило 72%. Это более, чем в 2 раза превышает результат тепловой обработки. Эффективность коагуляции воды в эмульсии высоковязкой нефти в результате УЗО согласуется с данными авторов работы [133] для высоковязкой нефти.

3.2.4 Комбинация тепловой и ультразвуковой обработки

Целью эксперимента является определение влияния комбинированного воздействия ТО и УЗО ВНЭ на изменение ее вязкости. Влияние комбинированных полей изучалось при постоянной температуре нагрева 40°C. Результат эксперимента по комбинации теплового и ультразвукового воздействия представлен на рисунке 3.6.

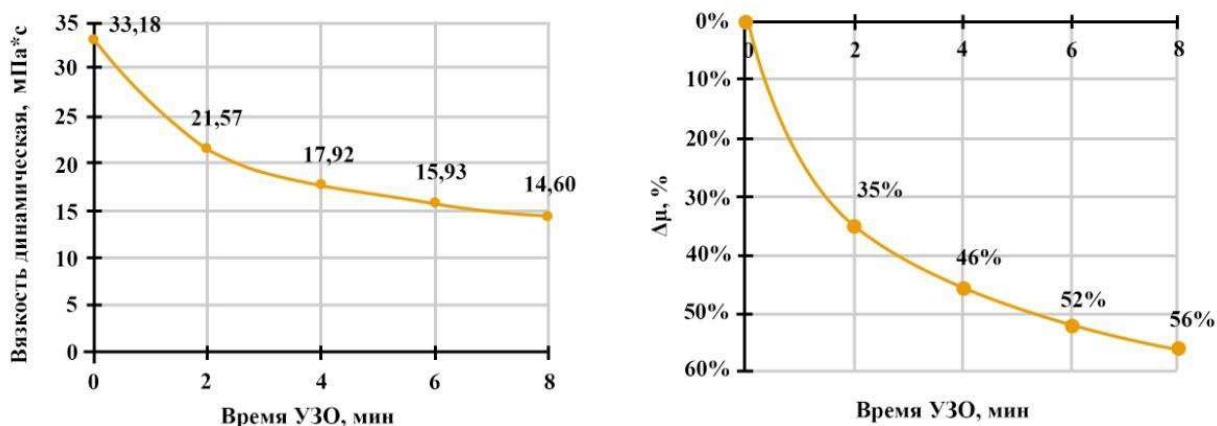


Рисунок 3.6 – Влияние ТО и УЗО на вязкость эмульсии образца нефти

В результате эксперимента был сделан следующий вывод: максимальное снижение вязкости при УЗО и ТО в течение 8 мин на 56% для образца эмульсии нефти. Данные согласуются с [134].

3.3 Выводы по итогам эксперимента

Рассмотрев 3 варианта воздействия (ТО, УЗО и их комбинацию) на ВНЭ, можно сделать следующий вывод: по лабораторным данным установлен наиболее эффективный способ уменьшения вязкости ВНЭ – УЗО, она способствует коагуляции частиц воды; максимальное снижение значения вязкости при данной обработке составило 72%.

Важна продолжительность эффекта сохранения полученных улучшенных реологических свойств в силу тиксотропных свойств нефти. Данные времени релаксации свидетельствуют, полученный эффект сохраняется до 7 суток.

Стоит отметить, что эффективность УЗО для улучшения реологических свойств ВНЭ нужно рассматривать для каждого конкретного случая, поскольку она напрямую зависит от специфики физико-химических свойств отдельно взятого образца.

4 Расчетно-технологическая часть, рассматривающая влияние изменения вязкости на процесс подготовки нефти

Целью данного раздела является расчет изменения потерь напора на трение, потерь давления по длине трубопровода при перекачке эмульсий разной вязкости. Также необходимо выполнить расчет скорости потока жидкости в трубопроводе, объемного и массового расхода; расчет материального баланса УПН. Методики будут отражены в каждом подразделе, данные для выполнения расчетов были предоставлены при прохождении преддипломной практики на производстве.

4.1 Расчет потери напора на трение

Цель расчета: рассчитать изменение потери напора на трение, потери давления по длине трубопровода при перекачке высоковязкой нефти по сравнению с перекачкой маловязкой нефти плотностью ρ_2 и дин. вязкостью μ_2 .

Методика расчета взята из методических материалов [135], алгоритм изложен в формулах 1-18. Данные для выполнения расчетов представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные

№	Показатель	Обозначение	Значение	Размерность
1	Динамич. вязкость исходной нефти	μ_1	■	Па·с
2	Динамич. вязкость обработанной нефти	μ_2	■	Па·с
3	Плотность высоковязкой нефти	ρ_1	■	кг/м ³
4	Плотность маловязкой нефти	ρ_2	■	кг/м ³
5	Массовый расход	G	■	кг/с
6	Разность геодезических отметок	h	■	м
7	Длина трубопровода	L	■	м
8	Диаметр трубопровода	d	■	мм
9	Абсолютная эквивалентная шероховатость	Δ	■	мм
10	Толщина слоя парафина	δ	■	мм

4.1.1 Расчет потери напора на трение для высоковязкой нефти

Расчет всех неизвестных величин при течении высоковязкой нефти:

1. Диаметр запарафиненного трубопровода:

$$\blacksquare \text{ м} \quad (1)$$

где d – внутренний диаметр трубопровода без отложений, м;

δ – толщина слоя парафина, м.

2. Значение кинематической вязкости нефти:

$$\blacksquare \text{ м}^2/\text{с} \quad (2)$$

где μ - динамическая вязкость высоковязкой нефти, Па·с;

ρ – плотность высоковязкой нефти, кг/м³.

3. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$\blacksquare \text{ м}^2 \quad (3)$$

где d_1 – внутренний диаметр запарафиненного трубопровода, м.

4. Расчет скорости потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$\blacksquare \text{ м/с} \quad (4)$$

где Q_1 – объемный расход, м³/с;

G – массовый расход, кг/с.

5. Параметр Рейнольдса:

$$\blacksquare \quad (5)$$

6. Режим течения:

Так как $Re_1 \leq 2300$, следовательно, режим течения – ламинарный.

7. Коэффициент гидравлического сопротивления:

Для ламинарного режима движения ($Re < Re_{кр} = \blacksquare$) коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от параметра Рейнольдса:

$$\blacksquare \quad (6)$$

8. Расчет значения величины потери напора на трение:

Потеря напора на преодоление трения h_t по длине наклонного трубопровода круглого сечения при любом режиме течения определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\blacksquare \text{ м} \quad (7)$$

где ΔZ - разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м.

9. Расчет значения величины потери давления по длине трубопровода:

$$\blacksquare \text{ МПа} \quad (8)$$

4.1.2 Расчет потери напора на трение для маловязкой нефти

Произведем расчет всех неизвестных величин:

1. Диаметр запарафиненного трубопровода:

$$\blacksquare \text{ м} \quad (9)$$

Трубопровод считается не покрытым отложениями.

2. Значение кинематической вязкости нефти:

$$\blacksquare \text{ м}^2/\text{с} \quad (10)$$

где μ - динамическая вязкость высоковязкой нефти, Па·с;

ρ – плотность высоковязкой нефти, кг/м³.

3. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$\blacksquare \text{ м}^2 \quad (11)$$

где d_1 – внутренний диаметр запарафиненного трубопровода, м.

4. Расчет скорости потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$\blacksquare \text{ м/с} \quad (12)$$

где Q_1 – объемный расход, $\text{м}^3/\text{с}$;

S_1 – площадь поперечного сечения, м^2 ;

G – массовый расход, кг/с .

5. Параметр Рейнольдса:

$$\blacksquare \quad (13)$$

6. Режим течения

Так как $Re_1 \leq 2300$, следовательно, режим течения – ламинарный.

7. Коэффициент гидравлического сопротивления:

Для ламинарного режима движения ($Re < Re_{кр} = \blacksquare$) коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от параметра Рейнольдса:

$$\blacksquare \quad (14)$$

8. Расчет значения величины потери напора на трение:

Потеря напора на преодоление трения h_t по длине наклонного трубопровода круглого сечения при любом режиме течения определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\blacksquare \text{ м} \quad (15)$$

где ΔZ - разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м.

9. Расчет значения величины потери давления по длине трубопровода:

$$\blacksquare \text{ МПа} \quad (16)$$

10. Определение отношения h_{T1}/h_{T2} и $\Delta P_1/\Delta P_2$ с целью увидеть, во сколько раз изменились значения величин потери напора на трение и потери давления:

■ (17)

■ (18)

4.1.3 Вывод по результатам расчетов потерь напора на трение и потерь давления

Таким образом, расчеты показали эффективность перекачки менее вязкой нефти: потери напора на трение для маловязкой нефти оказались в 3,5 раза меньше, чем для высоковязкой (рисунок 4.1); потери давления для маловязкой нефти также оказались меньше в 1,7 раз по сравнению с высоковязкой (рисунок 4.2).



Рисунок 4.1 – Сравнение потерь напора на трение при перекачки высоковязкой нефти (слева) и маловязкой нефти (справа)

Потери давления при перекачке скважинной продукции, МПа

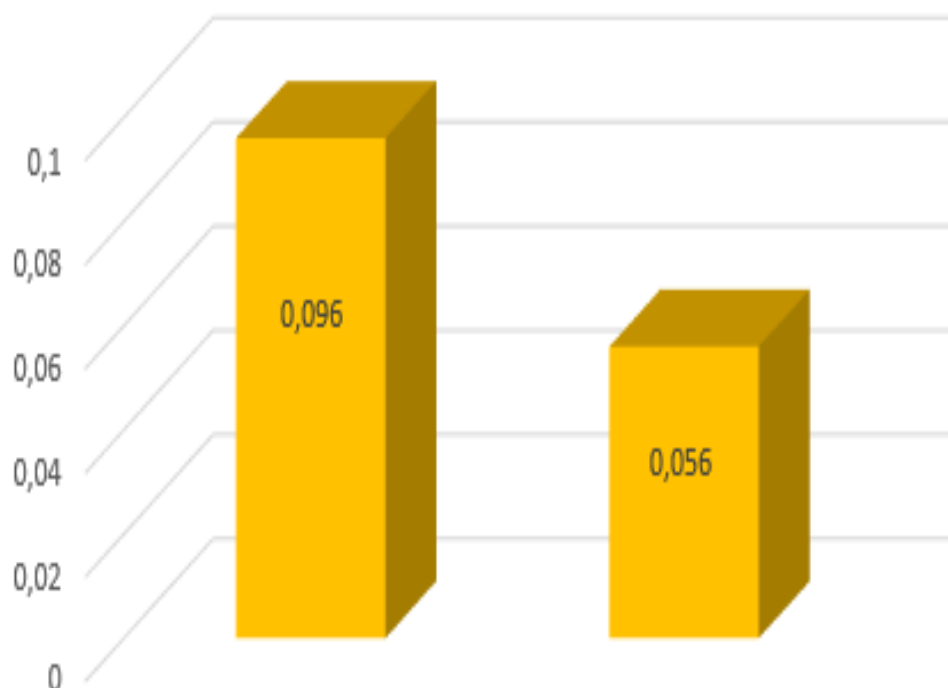


Рисунок 4.2 – Сравнение потерь давления при перекачке высоковязкой нефти (слева) и маловязкой нефти (справа)

По итогам расчетов, можно сделать следующий вывод: при перекачке высоковязкой нефти показатели потери напора на трение и потери давления по длине трубопровода увеличиваются, что приводит к ухудшению результатов перекачки и будет крайне нецелесообразно с экономической точки зрения. Все это указывает на важность совершенствования применения различных методов борьбы с парафиновыми отложениями, а также с образованием эмульсий в скважинной продукции, что еще раз подтверждает актуальность выбранной темы исследования.

4.2 Расчет изменения годовой мощности установки по сырью

Рассмотрим влияние уменьшения вязкости на скорость течения жидкости в трубе. Цель заключается в выполнении расчета скорости течения флюида в трубопроводе и его расхода, а также в представлении влияния этих параметров на мощность установки по подготовке нефти.

Используя уравнение Бернулли для реальной жидкости (19), будет выполнен расчет скорости маловязкой жидкости (20):

$$\blacksquare \quad (19)$$

$$\blacksquare \quad (20)$$

Таким образом, значение скорости течения жидкости $v = \blacksquare$ м/с

Далее с помощью уравнения Пуазейля (21) будет выполнен расчет объемного расхода флюида в единицу времени (22):

$$\blacksquare \quad (21)$$

$$\blacksquare \quad (22)$$

Далее объемный расход будет переведен в массовый (23), а последний позволит узнать новую годовую мощность установки подготовки нефти по сырью (24):

$$\blacksquare \quad (23)$$

$$\blacksquare \quad (24)$$

В результате, годовая мощность установки по сырью по подготовке нефти с меньшей вязкостью составила █████ тыс. т/год, что на 9,5% больше мощности установки при подаче в нее более вязкой нефти (█████ тыс. т/год).

4.3 Расчет материального баланса установки подготовки высоковязкой нефти

Целью данного расчета является определение влияния вязкости нефтяной эмульсии на скорость и объемы подготовки нефти. Расчеты данного подраздела будут основаны на усредненных данных, полученных при прохождении преддипломной практики на месторождении. Методика используется в соответствии с учебным пособием [135]. Алгоритм представлен в формулах 26-102.

4.3.1 Расчет первой ступени сепарации

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета

Параметр	Значение
Годовая мощность установки по сырью	█████ тыс. т/год
Годовая продолжительность работы установки	█████ ч
Обводненность сырой нефти	█████ % масс
Содержание воды в товарной нефти	█████ % масс.
Содержание нефти в подтоварной воде	█████ % масс
Термодинамические параметры работы блока первой ступени сепарации	█████ МПа
	█████ °С

Таблица 4.3 – Состав компонентов исходной нефтяной эмульсии

Компонент эмульсии	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	Остаток	Итого
Мольная концентрация, % мол.	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Расчеты разгазирования нефти произведем по формуле, согласно закону Рауля-Дальтона, для небольших давлений в сепараторах (0,4-0,9 МПа):

$$y_i' = K_i \cdot x_i' \quad (26)$$

где y_i' - мольная доля i -го компонента в образовавшейся газовой фазе;

x_i' - мольная доля i -го компонента в жидком остатке;

K_i - константа фазового равновесия i -го компонента при условиях сепарации.

Для определения покомпонентного состава газовой фазы:

$$y_i' = \frac{z_i' \cdot K_i}{1 + (K_i - 1) \cdot N'}, \quad (27)$$

где z_i' - мольная доля i -го компонента в исходной эмульсии;

N' - мольная доля отгона.

С учетом того, что суммарное содержание мольных долей всех компонентов в образовавшейся газовой фазе равно единице, имеем:

$$\sum_{i=1}^n y_i' = 1 \quad (28)$$

Выразим y_i' в уравнении (28) через значение в формуле (27), получим:

$$\sum_{i=1}^n y_i' = \sum_{i=1}^n \frac{z_i' \cdot K_i}{1 + (K_i - 1) \cdot N'} \quad (29)$$

Тогда уравнение (28) имеет вид:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i' \cdot K_i}{1 + (K_i - 1) \cdot N'} = 1 \quad (30)$$

Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчёт приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Исходные данные для расчета

Компонент эмульсии	Концентрация индивидуального компонента в нефтяной эмульсии z' , %	Молекулярная масса компонента (M), кг/кмоль	K с учетом условий сепарации
CO ₂			
N ₂			
CH ₄			
C ₂ H ₆			
C ₃ H ₈			
i-C ₄ H ₁₀			
n-C ₄ H ₁₀			
i-C ₅ H ₁₂			
n-C ₅ H ₁₂			
Остаток			
Σ		-	-

Уравнения для определения всех концентраций индивидуальных газообразных компонентов (по мольной концентрации) в расчете на 100 молей нефти будут иметь следующий вид, в соответствии с (27):

$$\blacksquare \quad (31)$$

$$\blacksquare \quad (32)$$

$$\blacksquare \quad (33)$$

$$\blacksquare \quad (34)$$

$$\blacksquare \quad (35)$$

$$\blacksquare \quad (36)$$

$$\blacksquare \quad (37)$$

$$\blacksquare \quad (38)$$

$$\blacksquare \quad (39)$$

$$\blacksquare \quad (40)$$

Мольную долю отгона (N') вычисляем с помощью команды «подбор параметра» в MS Excel, при которой выполнится уравнение (30).

Расчеты показали, что из \blacksquare молей эмульсии в процессе сепарации выделяется \blacksquare молей газа.

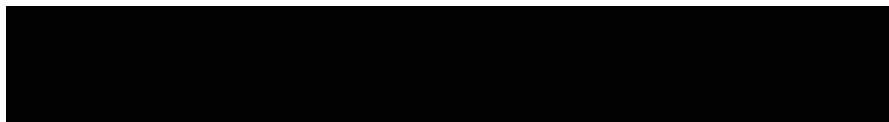


Рисунок 4.3 – схема трехфазного сепаратора

Баланс по массе на 100 молей сырой нефти приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Мольный баланс процесса сепарации первой ступени

На входе в сепаратор		На выходе из сепаратора			
Состав эмульсии	Концентрация индивидуального компонента в нефтяной эмульсии z_i' , %	газ		нефть	
		Молярная доля y_i' , % мол	Количество молей на 100 молей эмульсии, $N_{0i}^F = N'^* y_i'$	Количество молей на 100 молей эмульсии, $(z_i' - N_{0i}^F)$	Молярная концентрация $x_i' = \frac{(z_i' - N_{0i}^F) \cdot 100}{\sum (z_i' - N_{0i}^F)}$
CO ₂	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
N ₂	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
CH ₄	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
C ₂ H ₆	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
C ₃ H ₈	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
i-C ₄ H ₁₀	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
n-C ₄ H ₁₀	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare

i-C ₅ H ₁₂									
n-C ₅ H ₁₂									
Остаток									
Σ									

Таблица 4.6 – Массовый баланс процесса сепарации первой ступени

Состав эмульсии	На входе в сепаратор		На выходе из сепаратора		
	Концентрация индивидуального компонента в нефтяной эмульсии z_i' , %	Массовый состав флюида, кг $M_i^C = z_i' \cdot M_i$	Массовый состав газа, кг $M_i^G = N_{0i}^G \cdot M_i$	Массовый состав нефти, кг $M_i^H = M_i^C - M_i^G$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти, % $R_{CM}^G = 100 \cdot M_i^G / M_i^C$
CO ₂					
N ₂					
CH ₄					
C ₂ H ₆					
C ₃ H ₈					
i-C ₄ H ₁₀					
n-C ₄ H ₁₀					
i-C ₅ H ₁₂					
n-C ₅ H ₁₂					
Остаток					
Итого					

Средняя молекулярная масса газа:

$$M_{cp}^G = \frac{\sum M_i^G}{\sum N_{0i}^G} \quad (41)$$

$$\blacksquare \quad (42)$$

Плотность газа:

$$\rho_{\Gamma}^{Hy} = \frac{M_{cp}^G}{22,4} \cdot \frac{T_0 \cdot P}{T \cdot P_0} \quad (43)$$

$$\blacksquare \quad (44)$$

Таблица 4.7 – Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Состав эмульсии	Молярная концентрация $\frac{N_{0i}^r}{N_{0i}^g}$	Молекулярная масса (M), кг/кмоль	Массовый состав $\frac{\left[\frac{N_{0i}^r}{N_{0i}^g} \right] \cdot M_i \cdot 100}{M_{cp}^r}$,	Содержание тяжелых углеводородов $\frac{\left[\frac{N_{0i}^r}{N_{0i}^g} \right] \cdot M_i \cdot \rho_{cp} \cdot 10^3}{M_{cp}^r}$, г/м ³
CO ₂				
N ₂				
CH ₄				
C ₂ H ₆				
C ₃ H ₈				
i-C ₄ H ₁₀				
n-C ₄ H ₁₀				
i-C ₅ H ₁₂				
n-C ₅ H ₁₂				
Остаток				
Итого				

В блоке сепарации первой ступени от сырой нефти отделяется газ, материальный баланс с учётом обводненности нефти.

Часовая производительность установки с учетом расхода нефтяной эмульсии:

$$\blacksquare \quad (45)$$

Количество безводной нефти в этом потоке составляет:

$$\blacksquare \quad (46)$$

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:

$$Q_{\Gamma} = R_{CM}^r \cdot Q_H, \quad (47)$$

\blacksquare

Из сепаратора будет выходить поток жидкого продукта, с производительностью Q_H^{cen} по нефти и общей производительностью Q^{cen} , получаем:

$$\blacksquare \quad (48)$$

$$\blacksquare \quad (49)$$

Правильность расчёта материального баланса определится выполнением условия:

$$\sum Q^{\text{до сеп}} = \sum Q^{\text{после сеп}} \quad (50)$$

\blacksquare

$$\sum Q^{\text{после сеп}} = Q^{\text{сеп}} + Q_{\text{Г}}; \quad (51)$$

\blacksquare

$$(52)$$

Условие выполняется.

Данные по расчету блока первой ступени сводим в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Материальный баланс сепарации первой ступени

Приход			Расход				
	% масс	т/ч	т/г		% масс	т/ч	т/г
Эмульсия				Эмульсия	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
нефть	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	Нефть	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
вода	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	Вода	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
				Всего	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
				Газ			
Итого	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	Итого	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare

4.3.2 Расчет блока отстоя

Отстой используется в случае обводненной эмульсии и в целях упрощения последующих процессов подготовки нефти.

Поток сырой нефти производительностью $Q^{\text{сеп}}$ входит в блок отстоя с содержанием нефти и воды по массе, соответственно (из таблицы 4.8):

$$R_{\text{Н}}^{\text{сеп}} = 100 \cdot \frac{Q_{\text{Н}}^{\text{сеп}}}{Q^{\text{сеп}}}, \quad (53)$$

\blacksquare

$$(54)$$

$$\blacksquare \quad (55)$$

На выходе из блока отстоя первичный поток разделяется на два, в частности:

– некондиционная нефть: вода – \blacksquare %; нефть – \blacksquare % (по условиям работы электродегидратора);

– пластовая вода: нефть – \blacksquare %; вода – \blacksquare %.

Обозначим: $Q_H^{OT} = H$ – количество некондиционной нефти из блока отстоя, т/ч; $Q_B^{OT} = B$ – количество подтоварной воды из блока отстоя, т/ч.

Тогда составим систему уравнений:

$$\begin{cases} Q^{сеп} \cdot R_H^{сеп} = 0,95 \cdot H + 0,001 \cdot B \\ Q^{сеп} \cdot R_B^{сеп} = 0,05 \cdot H + 0,999 \cdot B \end{cases} \quad (56)$$

Решая эту систему, выражаем одно неизвестное в одном уравнении и подставляем его в другое получаем:

$$H = \frac{Q^{сеп} \cdot R_B^{сеп} - 0,001 \cdot B}{0,95}, \quad (57)$$

$$Q^{сеп} \cdot R_B^{сеп} = 0,05 \cdot \left(\frac{Q^{сеп} \cdot R_B^{сеп} - 0,001 \cdot B}{0,95} \right) + 0,999 \cdot B, \quad (58)$$

$$B = \frac{Q^{сеп} \cdot R_B^{сеп} - \frac{0,05}{0,95} \cdot Q^{сеп} \cdot R_H^{сеп}}{0,999 - \frac{0,05 \cdot 0,001}{0,95}}, \quad (59)$$

$$\blacksquare \quad (60)$$

$$H = \frac{Q^{сеп} \cdot R_H^{сеп} - 0,001 \cdot B}{0,95} \quad (61)$$

$$\blacksquare \quad (62)$$

Таким образом, количество некондиционной нефти и количество пластовой воды после блока отстоя, соответственно равны:

$$Q_H^{OT} = \blacksquare, \text{ в том числе:}$$

$$- \text{нефть} - 0,95 \cdot Q_{\text{H}}^{\text{от}} = \blacksquare \quad (63)$$

$$- \text{вода} - 0,05 \cdot Q_{\text{H}}^{\text{от}} = \blacksquare \quad (64)$$

$$Q_{\text{B}}^{\text{от}} = \blacksquare \text{ т/ч, в том числе:}$$

$$- \text{нефть} - 0,001 \cdot Q_{\text{H}}^{\text{от}} = \blacksquare \quad (65)$$

$$- \text{вода} - 0,999 \cdot Q_{\text{H}}^{\text{от}} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (66)$$

Правильность расчёта материального баланса блока отстоя определяется выполнением условия:

$$\sum Q^{\text{сеп}} = \sum Q_i^{\text{от}} \quad (67)$$

$$\sum Q^{\text{сеп}} = Q^{\text{сеп}} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (68)$$

$$\sum Q_i^{\text{от}} = Q_{\text{H}}^{\text{от}} + Q_{\text{B}}^{\text{от}}, \quad (69)$$

$$Q_{\text{H}}^{\text{от}} + Q_{\text{B}}^{\text{от}} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (70)$$

Условие выполняется.

Данные по расчету блока отстоя заносим в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Материальный баланс блока отстоя

Приход				Расход			
	% масс	т/ч	т/г		% масс	т/ч	т/г
Эмульсия	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	неконцентрированная нефть	\blacksquare		
Нефть	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	нефть	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
Вода	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	вода		\blacksquare	\blacksquare
				всего		\blacksquare	\blacksquare
Итого	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	Подтоварная вода			
				вода		\blacksquare	\blacksquare
				нефть			
				всего		\blacksquare	\blacksquare
				Итого		\blacksquare	\blacksquare

4.3.3 Расчет блока электродегидраторов

В блок электродегидраторов поступает некондиционная нефть из блока отстоя в количестве:

$$Q_H^{OT} = \blacksquare \text{ т/ч, в том числе:}$$

$$- \text{ нефть} - 0,95 \cdot Q_H^{OT} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (71)$$

$$- \text{ вода} - 0,05 \cdot Q_H^{OT} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (72)$$

После процесса обессоливания и окончательного обезвоживания состав потока на выходе из блока электродегидраторов должен соответствовать согласно требованиям ГОСТ Р 51858-2002:

- товарная нефть: вода - 0,2 %; нефть - 99,8 %;

- пластовая вода: нефть - 0,1 %; вода - 99,9 %.

Обозначим: $Q_H^{дег} = H$ - количество товарной нефти из блока электродегидраторов, т/ч; $Q_B^{дег} = B$ - количество подтоварной воды из блока электродегидраторов, т/ч.

Составим систему уравнений:

$$\begin{cases} 0,95 \cdot Q_H^{OT} = 0,998 \cdot H + 0,001 \cdot B \\ 0,05 \cdot Q_H^{OT} = 0,999 \cdot B + 0,002 \cdot H \end{cases} \quad (73)$$

Решая эту систему, получаем:

$$H = \frac{0,95 \cdot Q_H^{OT} - 0,001 \cdot B}{0,998}, \quad (74)$$

$$0,05 \cdot Q_H^{OT} = 0,02 \cdot \left(\frac{0,95 \cdot Q_H^{OT} - 0,001 \cdot B}{0,998} \right) + 0,999 \cdot B, \quad (75)$$

$$B = \frac{\left(0,05 - \frac{0,002}{0,998} \cdot 0,95 \right) \cdot Q_H^{OT}}{0,999 - \frac{0,002 \cdot 0,001}{0,998}}, \quad (76)$$

$$B = \frac{\left(0,05 - \frac{0,002}{0,998} \cdot 0,95 \right) \cdot Q_H^{OT}}{0,999 - \frac{0,002 \cdot 0,001}{0,998}} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (77)$$

$$H = \frac{0,95 \cdot Q_N^{от} - 0,001 \cdot B}{0,998} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (78)$$

Таким образом, получили следующее массовое распределение потоков на выходе из блока электродегидраторов:

товарная нефть: $Q_N^{дег} = \blacksquare \text{ т/ч}$, в том числе:

$$- \text{нефть} - 0,998 \cdot Q_N^{дег} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (79)$$

$$- \text{вода} - 0,002 \cdot Q_N^{дег} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (80)$$

пластовая вода, $Q_B^{дег} = \blacksquare \text{ т/ч}$, в том числе

$$- \text{нефть} - 0,001 \cdot Q_N^{дег} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (81)$$

$$- \text{вода} - 0,999 \cdot Q_N^{дег} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (82)$$

Расчёт материального баланса электродегидраторов выполнен правильно при соблюдении равенства:

$$\sum Q_i^{\text{до дег}} = \sum Q_i^{\text{после дег}} \quad (83)$$

$$\sum Q^{\text{до дег}} = Q_N^{\text{от}} = \blacksquare \text{ т/ч}; \quad (84)$$

$$\sum Q^{\text{после дег}} = Q_N^{\text{дег}} + Q_B^{\text{дег}}; \quad (85)$$

$$Q_N^{\text{дег}} + Q_B^{\text{дег}} = \blacksquare \text{ т/ч} \quad (86)$$

Равенство соблюдается, данные заносим в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Материальный баланс блока электродегидраторов

Приход				Расход			
	%, масс	т/ч	т/год		%, масс	т/ч	т/год
Эмульсия	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	Товарная нефть	\blacksquare		
Нефть	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	Нефть	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
Вода	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	Вода	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
Итого	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	Всего	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
				Пластовая вода	\blacksquare		
				Вода	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
				Нефть	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare

	Всего	■	■	■
	Итого	■	■	■

4.3.4 Расчет второй ступени сепарации

Термодинамические параметры работы рассматриваемого блока равны: $P = 1$ МПа; $t = 40$ °С.

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия (K_i) с учетом условий сепарации приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Исходные данные для расчета

Компонент эмульсии	Концентрация индивидуального компонента в нефтяной эмульсии x' , %	Молекулярная масса компонента (M), кг/кмоль	K с учетом условий сепарации
CO ₂	■	■	■
N ₂	■	■	■
CH ₄	■	■	■
C ₂ H ₆	■	■	■
C ₃ H ₈	■	■	■
i-C ₄ H ₁₀	■	■	■
n-C ₄ H ₁₀	■	■	■
i-C ₅ H ₁₂	■	■	■
n-C ₅ H ₁₂	■	■	■
Остаток	■	■	■
Σ	■	-	-

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти аналогично первой ступени.

$$\text{■} \quad (86)$$

$$\text{■} \quad (87)$$

$$\text{■} \quad (88)$$

$$\text{■} \quad (89)$$

$$\text{■} \quad (90)$$

$$\text{■} \quad (91)$$

$$\blacksquare \quad (92)$$

$$\blacksquare \quad (93)$$

$$\blacksquare \quad (94)$$

$$\blacksquare \quad (95)$$

Путём подбора определим величину N' , при которой выполнится условие:

$$\sum_{i=1}^n y_i' = 1 \quad (96)$$

Методом «подбора параметра» определили:

$$N' = \blacksquare \text{ моль.}$$

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется \blacksquare молей газа. Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчёт приведён в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Мольный баланс процесса сепарации второй ступени

Компонент смеси	Концентрация индивидуального компонента в нефтяной эмульсии z' , %	Газ из сепаратора		Нефть из сепаратора, моли $z_i' - N_{0i}^{\Gamma}$	Мольный состав нефти из блока сепараторов, % мол $x_i' = \frac{(z_i' - N_{0i}^{\Gamma}) \cdot 100}{\sum (z_i' - N_{0i}^{\Gamma})}$
		Молярная концентрация, % мол y_i'	Моли N_{0i}^{Γ}		
CO ₂	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
N ₂	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
CH ₄	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
C ₂ H ₆	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
C ₃ H ₈	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
i-C ₄ H ₁₀	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
n-C ₄ H ₁₀	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
i-C ₅ H ₁₂	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
n-C ₅ H ₁₂	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
Остаток	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare

Σ					
---	--	--	--	--	--

Баланс по массе, в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Массовый баланс процесса сепарации второй ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти, моли (x_i')	Массовый состав сырой нефти, % мол $M_i^C = z_{i0}' \cdot M_i$	Массовый состав газа из сепаратора $M_i^G = N_{0i}^G \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^H = M_i^C \cdot M_i^G$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти $R_{CM}^G = 100 \cdot M_i^G / M_i^C$
CO ₂					
N ₂					
CH ₄					
C ₂ H ₆					
C ₃ H ₈					
i-C ₄ H ₁₀					
n-C ₄ H ₁₀					
i-C ₅ H ₁₂					
n-C ₅ H ₁₂					
Остаток					
Σ					

$R_{CM}^G = \blacksquare$ – массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:

$$M_{cp}^G = \frac{\sum M_i^G}{\sum N_{0i}^G} \quad (97)$$

$$M_{cp}^G = \blacksquare \text{ г/моль}$$

Плотность газа при н.у.:

$$\blacksquare \quad (98)$$

Таблица 4.14 – Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Компонент смеси	Молярная концентрация $N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r$	Молекулярная масса (M_i), кг/кмоль	Массовый состав $\frac{N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r \cdot M_i \cdot 100}{M_{cp}^r}$,	Содержание тяжелых углеводородов $\frac{N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r \cdot M_i \cdot \rho_{cp} \cdot 10^3}{M_{cp}^r}$, г/м ³
CO ₂	■	■	■	■
N ₂	■	■	■	■
CH ₄	■	■	■	■
C ₂ H ₆	■	■	■	■
C ₃ H ₈	■	■	■	■
i-C ₄ H ₁₀	■	■	■	■
n-C ₄ H ₁₀	■	■	■	■
i-C ₅ H ₁₂	■	■	■	■
n-C ₅ H ₁₂	■	■	■	■
Остаток	■	■	■	■
Σ	■	■	■	■

В блоке второй ступени сепарации от обезвоженной нефти отделяется остаточный газ низкого давления:

$$Q_H = \text{■} \text{ т/ч}$$

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:

$$Q_G = R_{CM}^r \cdot Q_H, \quad (99)$$

$$\text{■} \quad (100)$$

$$\text{■} \quad (101)$$

$$\text{■} \quad (102)$$

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Материальный баланс сепарации второй ступени

Приход	Расход
--------	--------

	% масс	т/ч	т/г		% масс	т/ч	т/г
Товарная нефть	■	■	■	товарная нефть	■	■	■
Нефть	■	■	■	нефть	■	■	■
Вода	■	■	■	вода	■	■	■
				всего			
Итого	■	■	■	газ			
				Итого	■	■	■

4.3.5 Расчет общего материального баланса установки

На основе материальных балансов отдельных стадий составляем общий материальный баланс установки подготовки нефти, представленный в т. 4.16

Таблица 4.16 – Общий материальный баланс установки

Приход				Расход			
	% масс	т/ч	т/г		% масс	т/ч	т/г
Товарная нефть	■	■	■	Нефть подготовл	■	■	■
нефть	■	■	■	нефть	■	■	■
вода	■	■	■	вода	■	■	■
Итого	■	■	■	всего			
				газ			
				Вода подтоварная	■	■	■
				Вода	■	■	■
				Нефть	■	■	■
				всего			
				Итого	■	■	■

4.4 Расчет материального баланса установки подготовки маловязкой нефти

Аналогично предыдущему подразделу будет выполнен расчет материального баланса для установки с большей годовой мощностью по сырью. Ее увеличение основано на данных эксперимента раздела 3 и расчетов данного подраздела. Результаты расчетов представлены в таблицах 4-17 – 4.31.

4.4.1 Расчет первой ступени сепарации

Таблица 4.17 – Исходные данные

Параметр	Значение
Годовая мощность установки по сырью	██ тыс. т/год
Годовая продолжительность работы установки	██ ч
Обводненность сырой нефти	██ % масс
Содержание воды в товарной нефти	██ % масс.
Термодинамические параметры работы блока первой ступени сепарации	██ МПа
	██ °С

Таблица 4.18 – Состав компонентов исходной нефтяной эмульсии

Компонент эмульсии	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	н-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	н-C ₅ H ₁₂	Остаток	Итого
Мольная концентрация, % мол.	██	██	██	██	██	██	██	██	██	██	██

Таблица 4.19 – Исходные данные для расчета

Компонент эмульсии	Концентрация индивидуального компонента в нефтяной эмульсии z', %	Молекулярная масса компонента (M), кг/кмоль	K с учетом условий сепарации
CO ₂	██	██	██
N ₂	██	██	██
CH ₄	██	██	██
C ₂ H ₆	██	██	██
C ₃ H ₈	██	██	██
i-C ₄ H ₁₀	██	██	██
i-C ₅ H ₁₂	██	██	██
н-C ₅ H ₁₂	██	██	██
Остаток	██	██	██
Σ		-	-

Таблица 4.20 – Мольный баланс процесса сепарации первой ступени

На входе в сепаратор		На выходе из сепаратора			
Состав эмульсии	Концентрация индивидуального компонента в нефтяной эмульсии z _i ', %	газ		нефть	
		Молярная доля y _i ', % мол	Количество молей на 100 молей эмульсии, N _{0i} ^г =N* y _i '	Количество молей на 100 молей эмульсии, (z _i '- N _{0i} ^г)	Молярная концентрация $x_i' = \frac{(z_i' - N_{0i}^g) \cdot 100}{\sum (z_i' - N_{0i}^g)}$
CO ₂	██	██	██	██	██
N ₂	██	██	██	██	██
CH ₄	██	██	██	██	██
C ₂ H ₆	██	██	██	██	██
C ₃ H ₈	██	██	██	██	██
i-C ₄ H ₁₀	██	██	██	██	██
н-C ₄ H ₁₀	██	██	██	██	██

i-C ₅ H ₁₂						
n-C ₅ H ₁₂						
Остаток						
Σ						

Таблица 4.21 – Массовый баланс процесса сепарации первой ступени

Состав эмульсии	На входе в сепаратор		На выходе из сепаратора		
	Концентрация индивидуального компонента в нефтяной эмульсии z_i' , %	Массовый состав флюида, кг $M_i^C = z_i' \cdot M_i$	Массовый состав газа, кг $M_i^G = N_{0i}^G \cdot M_i$	Массовый состав нефти, кг $M_i^H = M_i^C - M_i^G$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти, % $R_{CM}^G = 100 \cdot \frac{M_i^G}{M_i^C}$
CO ₂					
N ₂					
CH ₄					
C ₂ H ₆					
C ₃ H ₈					
i-C ₄ H ₁₀					
n-C ₄ H ₁₀					
i-C ₅ H ₁₂					
n-C ₅ H ₁₂					
Остаток					
Итого					

Таблица 4.22 – Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Состав эмульсии	Молярная концентрация $\frac{N_{0i}^G}{N_{0i}^G}$	Молекулярная масса (M), кг/кмоль	Массовый состав $\frac{\left[\frac{N_{0i}^G}{N_{0i}^G} \right] \cdot M_i \cdot 100}{M_{cp}^G}$,	Содержание тяжелых углеводородов $\frac{\left[\frac{N_{0i}^G}{N_{0i}^G} \right] \cdot M_i \cdot \rho_{cp} \cdot 10^3}{M_{cp}^G}$, г/м ³
CO ₂				
N ₂				
CH ₄				
C ₂ H ₆				

C ₃ H ₈	■	■	■	■
i-C ₄ H ₁₀	■	■	■	■
n-C ₄ H ₁₀	■	■	■	■
i-C ₅ H ₁₂	■	■	■	■
n-C ₅ H ₁₂	■	■	■	■
Остаток	■	■	■	■
Итого	■	■	■	■

Таблица 4.23 – Материальный баланс сепарации первой ступени

Приход				Расход			
	% масс	т/ч	т/г		% масс	т/ч	т/г
Эмульсия				Эмульсия	■	■	■
нефть	■	■	■	Нефть	■	■	■
вода	■	■	■	Вода	■	■	■
				Всего	■	■	■
Итого	■	■	■	Газ	■	■	■
				Итого	■	■	■

4.4.2 Расчет блока отстоя

Таблица 4.24 – Материальный баланс блока отстоя

Приход				Расход			
	% масс	т/ч	т/г		% масс	т/ч	т/г
Эмульсия	■	-	-	неконцентрированная нефть	■		
Нефть	■	■	■	нефть	■	■	■
Вода	■	■	■	вода	■	■	■
				всего	■	■	■
Итого				Подтоварная вода	■		

				вода	■	■	■
	■	■	■	нефть	■	■	■
				всего	■	■	■
				Итого	■	■	■

4.4.3 Расчет блока электродегидраторов

Таблица 4.25 – Материальный баланс блока электродегидраторов

Приход				Расход			
	%, масс	т/ч	т/год		%, масс	т/ч	т/год
Эмульсия	■	-	-	Товарная нефть	■		
Нефть	■	■	■	Нефть	■	■	■
Вода	■	■	■	Вода	■	■	■
Итого	■	■	■	Всего	■	■	■
				Пластовая вода	■		
				Вода	■	■	■
				Нефть	■	■	■
				Всего	■	■	■
				Итого	■	■	■

4.4.4 Расчет второй ступени сепарации

Таблица 4.26 – Исходные данные для расчета

Компонент эмульсии	Концентрация индивидуального компонента в нефтяной эмульсии x' , %	Молекулярная масса компонента (M), кг/кмоль	K с учетом условий сепарации
CO ₂	■	■	■
N ₂			
CH ₄			
C ₂ H ₆			
C ₃ H ₈			
i-C ₄ H ₁₀			

н-C ₄ H ₁₀				
i-C ₅ H ₁₂				
н-C ₅ H ₁₂				
Остаток				
Σ				

Таблица 4.27 – Мольный баланс процесса сепарации второй ступени

Компонент смеси	Концентрация индивидуального компонента в нефтяной эмульсии z' , %	Газ из сепаратора		Нефть из сепаратора, моли $z'_i - N_{0i}^G$	Мольный состав нефти из блока сепараторов, % мол $x'_i = \frac{(z'_i - N_{0i}^G) \cdot 100}{\sum (z'_i - N_{0i}^G)}$
		Молярная концентрация, % мол y'_i	Моли N_{0i}^G		
CO ₂					
N ₂					
CH ₄					
C ₂ H ₆					
C ₃ H ₈					
i-C ₄ H ₁₀					
н-C ₄ H ₁₀					
i-C ₅ H ₁₂					
н-C ₅ H ₁₂					
Остаток					
Σ					

Таблица 4.28 – Массовый баланс процесса сепарации второй ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти, моли (x'_i)	Массовый состав сырой нефти, % мол $M_i^C = z'_{i0} \cdot M_i$	Массовый состав газа из сепаратора $M_i^G = N_{0i}^G \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^H = M_i^C \cdot M_i^G$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти $R_{CM}^G = 100 \cdot M_i^G / M_i^C$
CO ₂					
N ₂					
CH ₄					
C ₂ H ₆					
C ₃ H ₈					
i-C ₄ H ₁₀					
н-C ₄ H ₁₀					

i-C ₅ H ₁₂							
n-C ₅ H ₁₂							
Остаток							
Σ							

Таблица 4.29 – Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Компонент смеси	Молярная концентрация $\frac{N_{0i}^r}{\sum N_{0i}^r}$	Молекулярная масса (M_i), кг/кмоль	Массовый состав	Содержание тяжелых углеводородов
			$\frac{N_{0i}^r}{\sum N_{0i}^r} \cdot M_i \cdot 100$ M_{cp}^r ,	$\frac{N_{0i}^r}{\sum N_{0i}^r} \cdot M_i \cdot \rho_{cp} \cdot 10^3$ M_{cp}^r , г/м ³
CO ₂				
N ₂				
CH ₄				
C ₂ H ₆				
C ₃ H ₈				
i-C ₄ H ₁₀				
n-C ₄ H ₁₀				
i-C ₅ H ₁₂				
n-C ₅ H ₁₂				
Остаток				
Σ				

Таблица 4.30 – Материальный баланс сепарации второй ступени

	Приход			Расход			
	% масс	т/ч	т/Г	товарная нефть	% масс	т/ч	т/Г
Товарная нефть		-	-	товарная нефть		-	-
Нефть				нефть			
Вода				вода			
				всего			
Итого				газ			
				Итого			

4.4.5 Расчет общего материального баланса установки

Таблица 4.31 – Общий материальный баланс установки

	Приход			Расход			
	% масс	т/ч	т/Г		% масс	т/ч	т/Г
Товарная нефть	■	-	-	Нефть подготовл	■	-	-
нефть	■	■	■	нефть	■	■	■
вода	■	■	■	вода	■	■	■
Итого	■	■	■	всего	■	■	■
				газ	■	■	■
				Вода подтоварная	■	-	-
				Вода	■	■	■
				Нефть	■	■	■
				всего	■	■	■
				Итого	■	■	■

4.5 Выводы

В результате проделанных расчетов, удалось определить следующие закономерности. При низкочастотном ультразвуковом воздействии на неподготовленную нефть происходит снижение ее вязкости, по данным лабораторного эксперимента – это снижение равно 70% относительно первоначального значения. Снижение вязкости влияет на потери напора на трение и потери давления – в нашем случае потери напора на трение для маловязкой нефти оказались в 3,5 раза меньше, чем для высоковязкой. Потери давления для маловязкой нефти также оказались меньше в 1,7 раз по сравнению с высоковязкой.

Установлено, что снижение вязкости влияет на скорость потока жидкости – увеличивается расход. По данным, полученным на месторождении, известно, что весь комплекс оборудования установки подготовки нефти работает не на максимальной производительности – ее нагрузка примерно равна 50% от предельной. Из этого были сделаны выводы о том, что мы можем повлиять на годовую мощность установки без негативного воздействия на оборудование. Рассчитана годовая мощность установки по сырью по подготовке маловязкого

флюида – █████ тыс. т/год, что на 9,5% больше мощности установки при подаче в нее более вязкой нефти (█████ тыс. т/год).



Рисунок 4.4 – разница общего материального баланса установки подготовки нефти для более вязкой нефти (слева) и менее вязкой нефти (справа)

Таким образом, в результате проделанных расчетов, установлено, что УЗО эффективна: при перекачке менее вязкой нефти годовой материальный баланс установки увеличивается на 9,5% (рисунок 4.4), количество подготовленного нефтепродукта в год также становится больше, значит, из этого следует экономическая выгода.

5 Анализ необходимых требований по обеспечению безопасности проводимых работ и экологичности проекта

Целью данного раздела является рассмотрение нормативно-правовой документации, регламентирующей безопасное ведение работ на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, направленных на минимизацию воздействия вредного эффекта на мировую экосистему с учетом особенностей природной и геологической среды.

Одной из основных причин, отрицательно воздействующих на окружающую среду, является добыча, подготовка и транспортировка углеводородов, которые представляют собой серьезную угрозу для жизни человека, флоры и фауны. Одной из актуальных проблем при подготовке и транспортировке нефти и газа является своевременное, достоверное прогнозирование, предупреждение и ликвидация последствий ЧС.

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов выполнен в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [136]. При выполнении указанных видов работ возможно возникновение опасных и вредных факторов, представленных в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Классификация опасных и вредных факторов

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Высоковольтные линии электропередач, движущиеся машины и механизмы; повышенный уровень вибрации, тесный контакт с механизмами под высоким давлением, температура материалов (повышенная/пониженная); повышенная/пониженная влажность воздуха
Химические	Токсические
Биологические	Микроорганизмы (растения и животные) вдоль трассы
Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Психофизиологические	Физические перегрузки: статические; динамические.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [19].

Потенциальная опасность для населения, персонала, промышленных и гражданских сооружений, флоры и фауны, находящихся в зоне трубопроводов, определяется разрушениями конструктивных элементов трубопровода и утечками клеевой основы. В результате этого происходят следующие процессы:

- испарение клеевой основы, его мгновенное или постепенное испарение;
- пожары (пожары луж, пожары пластмассовых труб и их элементов);
- пожары (токсичные облака вследствие горения пластмассы в свободном пространстве, ограниченные, физические, пылевые, конденсированные фазы).

Причинами аварийных ситуаций чаще всего являются:

- несоблюдение правил пожарной безопасности при эксплуатации технологического оборудования;
- неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования и электросетей;
- разряды статического электричества и грозовые разряды;
- нарушения правил ведения газоопасных и огневых работ;
- неисправность технологического оборудования [137].

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Оборудование работает в круглосуточном режиме, кроме плановых остановок для ТО и ремонта. Агрегаты располагаются в специальных индивидуальных помещениях. Объем выполняемых работ требует значительных энергозатрат, часть энергии тратится на обогрев жилых и производственных помещений.

При проведении работ возможно выпадение атмосферных осадков. Так как работы будут выполняться в весенне-летний период, температурный режим среднесуточной температуры соответствует 12 – 18 °С. Все работы осуществляются только в дневное время согласно табельному расписанию рабочего времени, а именно с восьми часов утра и до восьми часов вечера.

██████████ месторождение находится в умеренном климатическом поясе – одном из самых широких и охватывающих нашей планеты [112]. На всей территории пояса распространена умеренная воздушная масса, которая характеризуется повышенной влажностью и низким атмосферным давлением. Температура воздуха меняется в зависимости от сезона. Пояс имеет резко-континентальный климат, характеризующийся морозной зимой и непродолжительным и нежарким летом.

Температура воздуха существенно влияет на состояние организма человека. При температуре наружного воздуха +30 °С и более работоспособность человека значительно падает. Установлено, что у человека существует зависимость комфортных температур окружающей среды от категории тяжести выполняемых работ (легкая, средняя, тяжелая), от периода года и некоторых других параметров микроклимата. Так, для человека, выполняющего легкую работу, комфортная температура летом составляет 23-25 °С, зимой — 22-24 °С; для человека, занимающегося тяжелым физическим трудом, — соответственно, 18-20 °С, и 16-18 °С.

В летнее время температура воздуха в умеренных широтах с резко-континентальным климатом может достигать 35-40 °С. В связи с этим, применяют следующие действия:

- рядом с рабочей зоной располагаются проветриваемые помещения для персонала с питьевой водой и комнатой отдыха и приема пищи с температурой воздуха до 25 °С;
- на месте проведения работ устанавливаются местные навесы, защищающие от прямых солнечных лучей и атмосферных осадков.

На период проведения мероприятий по установке системы, работающий персонал для проживания располагают в административно-бытовом комплексе, в отапливаемом жилом здании с горячей и холодной водой.

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

По санитарной характеристике технологический процесс относится к I и II группе, т.е. процессы, вызывающие загрязнения 3 и 4 классов опасности; процессы, протекающие при избытках явного тепла или неблагоприятных метеорологических условиях [138].

При выполнении работ средней тяжести с категорией энергозатрат IIa – IIб объем производственных помещений на одного работающего должен составлять не менее 25 м³. Площадь операторной составляет 40 м², высота – 3 м. Ширина основных проходов внутри цехов и участков 1,8 м, ширина проездов – 3 м. Ширина выходов из помещения 1,5 м, высота – 2,5 м.

Оборудование станции размещается в блок-контейнерах, которые защищают от воздействия солнечной радиации, атмосферных осадков и несанкционированного доступа. Внутреннее расположение оборудования в блок-контейнерах позволяет беспрепятственный доступ ко всем узлам и деталям.

Конструкция блок-контейнеров обеспечивает снижение уровня шума до допустимых 80 дБА на расстоянии 1 м от стен и на высоте 1,5 м.

Характеристика санитарно-гигиенических условий труда в операторной:

– температура воздуха в холодный период года 21 – 23 °С, в теплый период года 22 – 24 °С;

– относительная влажность воздуха 40 – 60 %;

– скорость движения воздуха 0,1 м/с;

– подача воздуха с встроенных вентиляционных систем 30 м³/чел;

– уровень вибрации на рабочем месте соответствует 40 дБ (предельно допустимый уровень 70 дБ);

– уровень шума на рабочем месте составляет 50 дБА (предельно допустимый уровень 65 дБА) [139].

Для освещения внутри блоков с категорией В1-а применяются взрывозащищенные светильники мощностью 36 Вт, а для уличного освещения – ВЗГ-200. Напряжение сети освещения – 220 В, напряжение ламп – 220 В, напряжение переносных светильников – 12 В.

Управление освещением – местное с отдельными выключателями. Заземление электрооборудования выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ.

Для нормальной работы персонала в производственных помещениях освещенность должна быть не менее 30 лк. Общее освещение территории осуществляется прожекторами с газоразрядными лампами высокого давления, установленных на прожекторных матчах. Различные переходы, задвижки, краны должны иметь освещение не менее 2 лк [140].

Для переносного освещения во взрывопожароопасных зонах должны применяться взрывобезопасные аккумуляторные фонари (мощностью 12 В).

Для защиты от вибрации применяем средства коллективной защиты и средства индивидуальной защиты [142].

Методы коллективной защиты: виброгашение, виброизоляция и вибродемпфирование. Методы СИЗ предусматривают применение виброизолирующих подкладок для рук, ног и тела.

Для оператора предусмотрены санитарно-бытовые помещения: для приема пищи, для оказания медицинской помощи, комнаты для отдыха. А также ему выдается комплект спецодежды, спецобуви, средств индивидуальной защиты: костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий; белье нательное; ботинки кожаные; сапоги резиновые с жестким подноском; перчатки; перчатки с полимерным покрытием; каска защитная; подшлемник под каску; очки защитные; наушники противозумные. Зимой дополнительно выдаются: куртка и брюки утепленные; теплая обувь; теплые перчатки; шапка-ушанка; термобелье [141].

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

В таблице 5.2 представлены ПДК и классы опасности веществ, входящих в состав природного газа, участвующих в технологических процессах [144].

Таблица 5.2 – Характеристика веществ по их опасности

Наименование	Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³	Класс опасности
Метан	300	4
Пропан	300	4
Бутан	300	4
Метанол	5	3
Окислы азота	5	2
Серная кислота	1	2
Этан	10	3
Пентан	300	4
Азот	200	3

Человек, находящийся в среде с небольшим содержанием природного газа в воздухе, чувствует слабость, перерастающую в кислородное голодание, а в некоторых случаях отмечается удушье.

Для оценки степени содержания вредных веществ необходимо использовать экспрессные методы химического анализа с помощью переносного универсального газоанализатора.

На проектируемом объекте предусмотрена автоматическая система контроля загазованности, обеспечивающая включение внешнего сигнального маяка, выдачу аварийного сигнала на пульт управления в операторную и включение аварийной вытяжной вентиляции.

У каждого работника, подверженного воздействию опасных компонентов газовой смеси, должен быть исправный личный противогаз. Средства защиты от химического фактора приведены на рисунке 5.1.

Отбор проб проводится через специальные люки с помощью пробоотборников. В холодное время года необходимо постоянно следить за работой электрообогрева.

Все нетоковедущие части электрооборудования, технологического оборудования и строительных металлоконструкций должны быть заземлены.

Все пусковые установки должны быть оборудованы кожухами, а места их расположения ограждены. Металлические части машин и механизмов с электроприводами должны быть заземлены.



Рисунок 5.1 – Применяемые средства защиты от химического фактора

Для того, чтобы исключить возможность образования электрической цепи через тело человека, выполняются требования электробезопасности [140].

Одним из необходимых условий безопасности является заземление оборудования, являющееся средством защиты персонала в помещении от возникновения искры и от напряжения, появление которого возможно на металлических частях оборудования.

Для безопасной и бесперебойной работы заземляющего устройства необходима его своевременная проверка и контроль сопротивления [143].

Для выполнения замеров чаще всего применяются следующие специальные виды приборов: МС-08; М-416 на полупроводниках и питанием от батареи; тестер СА-6415, оснащенный токовыми клещами.

При сооружении установки не редким атмосферным явлением являются грозы, так же повышенное электростатическое напряжение, поэтому должны быть установлены молниеотводы, объединенные в общую систему молниезащиты. Контроль заземляющих устройств проводится лаборантом методом амперметра – вольтметра в конце рабочей смены.

Для защиты персонала от производственных травм и профессиональных заболеваний необходимо использовать организационно-технические средства. Средства защиты делятся на индивидуальные (средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД), специальная одежда, средства защиты рук и ног, средства защиты глаз, лица и головы, средства защиты органов слуха), и коллективные (знаки безопасности, предупредительные плакаты для электроустановок, предупреждающая окраска, знаки опасности для грузов) [141].

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Производственные помещения на установке относятся к категории «Б» – взрывопожароопасные и к категории «А» – обладающие повышенной взрывопожароопасностью [148].

Пожары на объектах являются, как правило, следствием аварий, которые могут произойти по различным причинам:

- коррозионные повреждения,
- дефекты труб и сварных швов,
- нарушение правил эксплуатации,
- внешние воздействия и др.

Так же причинами пожаров могут являться несоблюдение правил пожарной безопасности, курение в неполюженном месте.

Нефтепродукты относятся к ЛВЖ категории пожаровзрывоопасных веществ, температура самовоспламенения перекачиваемого дизельного топлива от 242°C [150]. В таблице 5.3 приведены значения нижнего и верхнего концентрационного предела (НКПР и ВКПР) и предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК) [150].

Таблица 5.3 – Характеристика огне- и взрывоопасных свойств ДТ

Вещество	Температура, °С		Пределы воспламенения (взрываемости) с воздухом			
	вспышки в закрытом тигле	самовоспламенения	температурные, °С		Концентрационные, об.%	
			нижний	верхний	нижний	верхний
Дизтопливо летнее	71	310	62	100	-	-
Дизтопливо зимнее	48	240	69	119	-	-

Взрывозащищенное электрооборудование, используемое на установке, относится ко 2 группе [149].

Для сигнализации о пожаре в пожарную службу необходимо установить телефонную линию связи [145].

На рабочих местах не допускается использование открытого пламени, так же должны быть первичные средства пожаротушения:

- песок и земля;
- огнетушитель ОП-5 и ОП-50;
- лопата (штыковая и совковая);

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В таблице 5.4 представлены возможные аварийные ситуации и решения по их устранению.

Таблица 5.4 – Возможные аварийные ситуации и решения по их устранению

Группы аварийных ситуаций	Решения по устранению аварийных ситуаций
Отказы (неполадки) оборудования;	- выполнение плана технического обслуживания технологического оборудования; - бесперебойное снабжение энергоресурсами (электроэнергия, топливо и т.д).
Ошибочные действия персонала;	- наем квалифицированного персонала.
Внешние воздействия природного и техногенного характера	- круглосуточная охрана объекта; - установка системы молниезащиты и заземления; - поддержание территории в соответствии с корпоративным стандартом (уборка снега, строительного мусора, бытовых отходов).

К основным поражающим факторам относятся пожары. При возникновении пожара в атмосферу выбрасывается большое количество продуктов горения, вследствие чего работники могут получить острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Пожар может привести к ожогам различных степеней или летальному исходу. Также большие выбросы продуктов горения негативно сказываются на экологии.

Для предупреждения аварийных и чрезвычайных ситуаций проводят:

- диагностика состояния трубопроводов, их элементов и деталей;
- гидравлическое испытание на прочность и герметичность;

- ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей газопровода;
- контроль сварных швов.

При возникновении пожара производственный персонал обязан:

- незамедлительно сообщить в пожарную часть о произошедшем возгорании;
- незамедлительно прекратить подачу газа к месту возгорания путем закручивания задвижек;
- по возможности приступить к тушению пожара;
- сообщить руководству;
- прекратить вытяжную вентиляцию до прекращения огня.

При невозможности ликвидации аварийной ситуации собственными силами оператор должен немедленно сообщить диспетчеру ЛПУ МГ о случившемся, и приняты меры по отключению и стравливанию газа из системы, оборудования и газопроводов.

Непрерывным технологическим процессом на предприятии является обработка флюида в отведенной для процесса установке. Работники находятся на территории только во время обхода или ремонта оборудования.

Всего на территории трудится 54 человека, а численность наибольшей смены составляет 27 человек. Весь персонал полностью обеспечен индивидуальными и медицинскими средствами защиты, т.е. на все 100%.

Конструкция зданий предполагается в блок-комплектном исполнении, как правило, в один этаж. Производственные здания относятся к V степени огнестойкости [146].

Во время поддержания технологического процесса на территории и вблизи нее находятся внешние источники образования вторичных факторов, таких как стоянка машин и механизмов, площадки для оборудования, склады горючесмазочных материалов, горючие отходы и горючий мусор.

На территории проводятся следующие противопожарные мероприятия: устанавливается охранная зона по 25 м с каждой стороны; периодическая вырубка кустарников на территории и в пределах 3 м от нее. Также весь рабочий персонал должен пройти противопожарные инструктажи и уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

5.7 Экологичность проекта

Источником загрязнения атмосферного воздуха являются пары клеевого раствора для соединения трубопроводов, а источником загрязнения почвы и воды является пролитый клеевой раствор.

На месте проведения работ по соединению труб располагаются специальные впитывающие тенты для сбора пролитого клеевого раствора, что уменьшает выбросы в атмосферу, локализуя пролив, исключается загрязнение почвы и воды. После использования, тенты собирают и отправляют на перерабатывающее предприятие.

Загрязнение подземных вод на площадке может произойти в результате:

- утечки из резервуаров, через неплотности запорной арматуры;
- разливов нефтепродукта на узле учета, при чистке (промывке) резервуарного парка;
- разливы нефти на нефтеналивной эстакаде.

На площадке сформированы производственные ливневые, а также хозяйственно-бытовые стоки.

В хозяйственно бытовые стоки вода поступает после использования ее персоналом, в результате которого питьевая вода приобретает ряд загрязнений. Затем хозяйственно-бытовые стоки по системе водоотведения направляются на очистные сооружения биологической очистки, где содержание загрязняющих веществ уменьшается до предельно-допустимых концентраций [147].

Производственные стоки сформированы в здании насосной, основным видом которых являются подтоварные воды (с резервуаров). Загрязняются производственные стоки нефтепродуктами и взвешенными веществами, после чего отправляются на очистные сооружения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы удалось изучить влияние низкочастотного ультразвукового воздействия на реологические параметры флюида нефтегазоконденсатного месторождения для предупреждения выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений и образования эмульсий.

Литературный обзор установил, что асфальтены, смолы и тугоплавкие парафины всегда входят в состав межфазного адсорбционного слоя на границе «нефть – вода», при этом эмульгирующие свойства нефтей определяются как количественным содержанием в них асфальтенов, так и их коллоидно-дисперсным состоянием.

Анализ объекта исследования и методов борьбы с выпадением асфальтосмолопарафинов и образованием стойких эмульсий на промысле установил, что проблема образования стойких эмульсий (а также выпадение асфальтосмолопарафинов) значима для Юрубчено-Тохомского месторождения и его системы сбора, подготовки и транспорта скважинной продукции.

Лабораторный эксперимент показал, что наиболее эффективный способ уменьшения вязкости ВНЭ – УЗО, она способствует коагуляции частиц воды; максимальное снижение значения вязкости при данной обработке составило 72%.

В результате расчетов эффективность перекачки менее вязкой нефти следующая: потери напора на трение для маловязкой нефти оказались в 3,5 раза меньше, чем для высоковязкой; потери давления для маловязкой нефти также оказались меньше в 1,7 раз по сравнению с высоковязкой. Установлено, что снижение вязкости влияет на скорость потока жидкости – увеличивается расход. Рассчитана годовая мощность установки по сырью по подготовке маловязкого

флюида – ████████ тыс. т/год, что на 9,5% больше мощности установки при подаче в нее более вязкой нефти (██████ тыс. т/год).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АДПМ – агрегат для депарафинизации передвижной модернизированный;
АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
БИК – блок измерений показателей качества нефти;
БКНС – блочная кустовая насосная станция;
ВНЭ – водонефтяная эмульсия;
ГС – газовый сепаратор;
ГРП – газорегуляторный пункт шкафной;
ДВА – диаграмма выпадения асфальтенов;
КСУ – конечная сепарационная установка;
МС – масс-спектрометрии;
Н – насос;
НДС – нефтяная дисперсная система;
НКПР – нижний концентрационный предел распространения;
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
ОПР – опытно-промышленная разработка;
ПАУ – полициклические ароматические углеводороды;
ПБ – природные битумы;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ПЗС – призабойная зона скважин;
ПСП – приемо-сдаточный пункт;
ПТБ – печь трубчатая блочная;
ПУ – природные углеводороды;
РВС – резервуар вертикальный стальной;
РСА – рентгеноструктурный анализ;

С – сепаратор;
САВ – смолисто-асфальтеновые вещества;
САК – смолисто-асфальтеновые компоненты;
СВН – сверхвязкая нефть;
СЕ – структурные единицы;
СИКН – системы измерения количества и качества нефти;
СМ – узел смешения;
ССБ – спиртобензольные смолы;
ССЕ – сложные структурные единицы;
ТНО – тяжелые нефтяные остатки;
ТФС – трехфазный сепаратор;
УВ – углеводороды;
УПН – установка подготовки нефти;
УПОГ – устройства предварительного отбора газа;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
САК – смолисто-асфальтеновые компоненты;
API – American petroleum institute;
GTL – gas-to-liquid;
CTL – coal-to-liquid;
EIA – Energy information administration;
SAGD – steam-assisted gravity drainage.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Е.И. Черкасова, И.И. Сафиуллин Особенности добычи высоковязкой нефти // Вестник технологического университета. 2015. Т.18, №6
- 2 Гуссамов И.И., Петров С.М., Ибрагимова Д.А., Каюкова Г.П. Башкирцева Н.Ю. Компонентный и углеводородный состав битуминозной нефти Ашальчинского месторождения // Вестник Казанского технологического университета. 2017. Т. 17. № 10. С. 207-211.
- 3 Государственный стандарт РФ ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».
- 4 Мировой нефтяной совет: история мировых нефтяных конгрессов // Электронный ресурс [режим доступа]: <https://neftegaz.ru/news/politics/337250-mirovoy-neftyanyy-совет-istoriya-mirovykh-neftyanykh-kongressov/#:~:text=12%20Мировой%20нефтяной%20конгресс%20проходил,стабилизировалась%20в%20районе%2018%20дол%2Fбар> Дата обращения: 04.02.2021
- 5 Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков [и др.] - Уфа: Монография, 2012. - 302 с.
- 6 Ребиндер А.П. Современные представления об устойчивости, образовании и разрушении эмульсий и методы их исследования / А.П. Ребиндер. - М.: Изд-во иностранной литературы, 1950. - 323 с.
- 7 Сахабутдинов Р.З. Влияние химических реагентов, применяемых при добыче, транспорте и подготовке нефти, на качество очистки нефтепромысловых сточных вод / Р.З. Сахабутдинов, Л.В. Кудряшова, Ф.Р. Губайдуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2016. - №7. - С.58-60.
- 8 Левченко Н.Д. Эмульсии с водой и методы их разрушения / Н.Д. Левченко, Н.В. Бергштейн [и др.] - М.: Химия, 1967. - 200 с.
- 9 Логинов В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти / В.И. Логинов. - М.: Химия, 1979. - 216 с.
- 10 Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти / В.П. Тронов. - М.: Химия, 1977. - 271 с.
- 11 Андриасов Р.С. Движение газодонефтяных смесей в промысловых трубопроводах / Р.С. Андриасов, А.Н. Бочаров, Л.А. Пелевин [и др.] - М.: ВНИИОЭНГ, 1976. - 77 с.
- 12 Медведев В.Ф. Оптимизация нефтесборных систем при внутритрубопроводной деэмульсации нефти / В.Ф. Медведев. - М.: ВНИИОЭНГ,

1977. - 32 с.

13 Тонкошуров Б.П. Основы химического деэмульгирования нефтей / Б.П. Тонкошуров, Н.Н. Серб-Сербина, А.М. Смирнова. - М.: под ред. П.А. Ребиндера.- М.: Гостоптехиздат, 1946. - 67 с.

14 Becher, P. Emulsions: Theory and Practice / P. Becher //New York.-1965. -P.117 –154.

15 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г.С. Лутошкин.- М.: ТИД Альянс, 2016. - 319 с.

16 Бурдынь Т.А. Химия нефти, газа и пластовых вод / Т.А. Бурдынь, Ю.Б.Закс. - М.: Недра, 1978. - 277 с.

17 Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий / Г.Н.Позднышев. - М.: Недра, 1982. - 218 с.

18 Пелевин Л.А. О классификации и оценке эффективности методов подготовки нефти / Л.А. Пелевин, Г.Н. Позднышев, Р.И. Мансуров [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 1977. -№3. - С. 40.

19 Петров А.А. Химическое деэмульгирование как основной процесс промысловой подготовки нефти / А.А. Петров, Ю.С. Смиронов // Нефтепромысловое дело. - 1977. -№1. - С.29-31.

20 Виноградов В.М. Образование, свойства и методы разрушения нефтяных эмульсий: метод. указания по теме «Нефтяные эмульсии» / В.М. Виноградов. - М.: 2017. - 31 с.

21 Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н.Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. - Владивосток: Дальнаука, 2015. - 288 с.

22 Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений / И.И. Дунюшкин. - М.: Изд-во Нефть и газ РГУ им. И.М. Губкина, 2016. - 320 с.

23 Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти / В.П. Тронов. - Казань: Изд-во «Фэн», 2000. - 416 с.

24 Афанасьев Е.С. Факторы стабилизации и эффективность разрушения водонефтяных эмульсий: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.17.07 / Афанасьев Евгений Сергеевич. - Астрахань, 2018. - 25 с.

25 Аксарин А.В. Сбор и подготовка скважинной продукции: курс лекций /А.В. Аксарин. - Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2012. - 216 с.

26 Сахабутдинов Р.З. Контроль качества сырья, поступающей на подготовку: методические указания / Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайдуллин, Р.Ф. Хамидуллин. - Казань: Изд-во Казанского гос. техн. ун-та, 2009. - 24 с.

27 Сахабутдинов Р.З. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайдуллин, И.Х. Исмагилов, Т.Ф. Космачева. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011. – 324 с.

28 Молодой учёный. Международный научный журнал. Том 2 ISSN 2072-0297 2017г.

29 Сахабутдинов Р.З. Формирование и разрушение устойчивых водонефтяных эмульсий в промежуточных слоях: метод. указания / Р.З. Сахабутдинов, Р.Ф. Хамидуллин. - Казань: Изд-во Казанского гос. техн. ун-та, 2014. - 60 с.

30 Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений / И.И. Дунюшкин. - М.: Изд-во Нефть и газ РГУ им. И.М. Губкина, 2016. - 320 с.

31 Мирзаджанзаде А.Х. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Ковалев, Ю.В. Зайцев. - М.: Недра, 1972. - 200 с.

32 Репин Н.Н. Предупреждение образования эмульсий при добыче и сборе нефти / Н.Н. Репин, О.М. Юсупов, М.Д. Валеев [и др.] // Тематич. научн. техн. обзор: Сер. Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - 59 с.

33 Галимов Р.М. Оценка энергоэффективности системы промышленного сбора скважинной продукции ЦДНГ №7 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» / Р.М. Галимов, Г.Н. Чумаков, С.Е. Буртасов // Вестник Пермского нац. политехн. ун-та. - 2018.- №7. - С. 35-46.

34 Фаттахов Р.Б. Сравнительные промышленные исследования центробежного и мультифазного насосов / Р.Б. Фаттахов, Р.З. Сахабутдинов, Л.П. Пергушев // Нефтепромысловое дело. - 2014. -№3. - С. 22-24.

35 Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных явлениях / П.А. Ребиндер // Коллоидная химия. Избранные труды. - М.: Наука, 1978. - 177 с.

36 Тронов В.П. Разрушение эмульсии при добыче нефти / В.П. Тронов. - М.: Недра, 1974. - 271 с.

37 Левченко Д.Н. Выделение и исследование эмульгаторов нефтяных эмульсий / Д.Н. Левченко // Химия и технология топлив и масел. - 1970. -№10. - С.21-25.

38 Шевляков М.В. Физико-химические основы процесса формирования и стабилизации водонефтяных эмульсий высокопарафинистых нефтей / М.В.Шевляков // Новый университет. - 2016. -№3. - С. 30-35.

39 Ермаков С.А. О влиянии асфальтенов на устойчивость водонефтяных эмульсий / С.А. Ермаков, А.А. Мордвинов // Нефтегазовое дело. - 2011. - №1. - С. 1-9.

40 Гани, Х.Ф. Физико-химические факторы образования и разрушения водонефтяных эмульсий: дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13/ Гани Хаттал Фазал. - М.,1976. - 316 с.

41 Небогина Н.А. Влияние состава нефти и степени ее обводненности на структурно-механические свойства эмульсий: автореф. дис.... канд. хим. наук: 02.00.13 / Небогина Надежда Александровна. - Томск, 2009. - 22 с.

42 Крикунов В.В. Реологические свойства водонефтяных эмульсий, образованных высокоминерализованными пластовыми рассолами / В.В. Крикунов, Е.В. Бобров, В.И. Шилов [и др.] // Вестник Тюменского гос. ун-та. - 2013. - №3. - С.10-20.

43 Кирбижекова Е.В. Зависимость реологических свойств водонефтяных эмульсий от содержания и минерализации водной фазы / Е.В. Кирбижекова, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина, Н.Ю. Марголис // Нефтяное хозяйство. - 2013. - №10. - С. 112-115.

44 Moradi M. Effect of salinity on water-in-crude emulsion: evaluation through drop-size distribution proxy / M. Moradi // Energy and Fuels. - 2014.-№ 24 (1).-P. 260- 268.

45 Ахмадиева А.Ш. Оценка структурно-механической прочности межфазных слоев нефть-вода / А.Ш. Ахмадиева, Р.Р. Мингазов, Р.Р. Рахматуллин [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. - 2013. Т. 16. -№11. -С. 242-244.

46 Хамидуллин Р.Ф. Оценка количественного содержания дисперсных частиц – как стабилизаторов нефтяной эмульсии (суспензии) / Р.Ф. Хамидуллин, Р.Х. Мингазов, М.Р. Хамиди [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. - 2014. - Т. 16. -№11. - С. 281-286.

47 Шарифуллин А.В Особенности структурно-группового состава асфальто-смоло-парафиновых отложений / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Р.Ф. Хамидуллин, Л.Ф. Фаррахова // Вестник Казанского технологического университета. - 2016. -№1. - С. 190-198.

48 Smith D.F. Petroleomics. Applications of Fourier Transform Ion Cyclotron Resonance Mass Spectrometry Crude Oil and Bitumen Analysis: Thesis / D.F. Smith. – Tallahassee: Florida State University, 2017.

49 Smith D.F. Self-Association of Organic Acids in Petroleum and Canadian Bitumen Characterized by Low- and High-Resolution Mass Spectrometry /

- D.F. Smith, T.M. Schaub, P. Rahimi// Energy and Fuels.- 2017.-№21(3).-P.1309-1316.
- 50 Auflem I. H. Near-IR study on the dispersive effects of amphiphiles and naphthenic acids on asphaltenes in model heptane-toluene mixtures/ I.H. Auflem, T.E. Havre, J. Sjöblom// Colloid and Polymer Science. - 2012.- № 280(8). - P. 695-700.
- 51 Havre T.E. Formation of Calcium Naphthenate in Water/Oil Systems, Naphthenic Acid Chemistry and Emulsion Stability: Dr. Ing. Thesis / T.E. Havre. - Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2012. - 71 p.
- 52 Varadaraj R. Molecular Origins of Heavy Oil Interfacial Activity Part 1: Fundamental Interfacial Properties of Asphaltenes Derived from Heavy Crude Oils and Their Correlation to Chemical Composition / R. Varadaraj, C. Brons// Energy and Fuels. - 2017. - № 21. - P. 195-198.
- 53 Гречухина А.А. Разрушение водонефтяных эмульсий с применением реагентов-деэмульгаторов: метод. указания / А.А. Гречухина, Л.А. Кабирова, А.А. Елпидинский. - Казань: КГТУ, 2014. - 36 с.
- 54 Langmur J. Self-Assembly of Regioregular, Amphiphilic Polythiophenes into Highly Ordered π -Stacked Conjugated Polymer Thin Films and Nanocircuits / J. Langmur // Am. Chem. Soc. - 1997. - №39. - P.1848
- 55 Копылева Б.Б. Влияние ПАВ на свойства дисперсных систем и процессы их разделения / Б.Б. Копылева, В.Н. Белов, М.С. Бабурина.- М.: НИИТЭХИМ, 1983. - 38 с.
- 56 Клейтон В. Эмульсии, их теории и технические применения / В. Клейтон. - М.: Иностранная лит-ра, 1950. - 674 с.
- 57 Позднышев Г.Н., Современные достижения в области подготовки нефти (Реагенты-деэмульгаторы для подготовки нефти) / Г.Н. Позднышев, А.А. Емков. -М.: 1979. - 52 с.
- 58 Чарльз М. Межфазный катализ. Химия, катализаторы, применение / М.Чарльз. - М.: Химия, - 1987. - 158 с.
- 59 Шенфельд Н. Поверхностно-активные вещества на основе оксида этилена / Н. Шенфельд. - М.: Иностр. Лит-ра, 1982. - 752 с.
- 60 Chevalie V. Acknowledgmentis made to the donors of the Petroleum / V. Chevalie // American Chem Soc. - 1985. - V.107. - №5. - P.1102-1109.
- 61 Кабирова Л.А. К вопросу о механизме действия реагентов-деэмульгаторов нефтяных эмульсий / Л.А. Кабирова, А.А. Гречухина // Тр. Всерос.научн. техн. конфер. «Большая нефть, реалии, проблемы, перспективы», Альметьевск, - 2011, - Т.1. - С.300-312.
- 62 Кабирова Л.А. О механизме деэмульгирования водонефтяных эмульсий композиционным реагентом полинол-дипроксамин-157 / Л.А.

Кабилова, А.А. Гречухина, И.Н. Дияров // Нефть и газ. - 1999. - №6. - С.83-86.

63 Макаревич В. Н. Ресурсный потенциал месторождений тяжелых нефтей европейской части Российской Федерации [Электронный ресурс] / В. Н. Макаревич, Н. И. Искрицкая, С. А. Богословский // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. Т.7.– № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/43_2012.pdf.

64 Тяжелая нефть. Фильм Сергея Брилева. 2013 [Электронный ресурс] / Все о нефти. – Режим доступа: <http://vseonefti.ru/neft/tyazhelaya-neft.html>, свободный

65 Муслимов Р. Х. Стратегия развития нефтебитумного комплекса Татарстана в направлении воспроизводства ресурсной базы углеводородов / Р. Х. Муслимов, Г. В. Романов, Г. П. Каюкова, Т. Н. Юсупова, Н. И. Искрицкая, С. М. Петров // Нефть. Газ. Новации. – 2014. –№ 2. – С. 21-29.

66 Николаев М. В. Инновации в обеспечении конкурентоспособности региона / М. В. Николаев, Ю.Э. Халабуда. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2014. – 173 с.

67 Успенский В. А. Основы генетической классификации битумов / В. А. Успенский, О. А. Радченко, Е. А. Глебовская. – Л. : Недра, 1964. – 266 с.

68 Муратов В.Н. Геология каустобиолитов/ В.Н. Муратов. – М. : Высш. Шк., 1970. –359 с.

69 Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (утв. приказом МПР РФ от 1 ноября 2005 г. N 298) [Электронный ресурс] // Российская газета. – 2006. – 9 января. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2006/01/09/nefteresursy-site-dok.html>

70 Дияшев Р. Н. Об оценках ресурсов запасов тяжелых нефтей и битумов на землях Татарстана / Р. Н. Дияшев // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: материалы Междунар. научно-практич. конф., 04-06 сентября, 2012. – Казань: ФЭН АН РТ, 2012. – С. 211-219.

71 Бахтизина Н. В. Состояние и перспективы развития добычи и производства нетрадиционных нефтей / Н. В. Бахтизина // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». – 2011. – № 3 (24). – С. 30-35

72 Петров Ал. А. Углеводороды нефти / Ал. А. Петров. – М.: Наука, 1984. – 264 с.

73 Каюкова Г.П. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений в природных и техногенных процессах / Г.П. Каюкова, С.М. Петров, Б.В. Успенский. – М.: ГЕОС, 2014. – 342 с.

74 Durand E. Effect of chemical composition on asphaltenes aggregation / E. Durand, M. Clemancey, J.-M. Lancelin, J. Verstraete, D. Espinat, A.-A. Quoineaud // *Energy & Fuels*. – 2013. – Vol. 24. – No. 2. – P. 1051-1062.

75 Ганеева Ю. М. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем Ю. М. Ганеева, Т. Н. Юсупова, Г. В. Романов // *Успехи химии*. – 2011. – № 80. – С. 1034-1050.

76 Хохлова И. В. Исследование возможностей использования рентгенофлуоресцентного метода для определения химического состава сульфидных руд / И. В. Хохлова, Т. Г. Кузьмина, И. А. Рощина, Н. Н. Кононкова, И. В. Викентьев // *Аналитика и контроль*. – 2012. – Т 16. – № 4. – С. 425-431.

77 Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. – Уфа : Гилем, 2012. – 627 с.

78 Лаптев А. Б. Методы и агрегаты для магнитогидродинамической обработки водонефтяных сред : автореф. дисс. ... доктора тех. Наук : 05.02.13 / Лаптев Анатолий Борисович. – Уфа, 2007. – 48 с.

79 Mullins O. C. The modified Yen model / O. C. Mullins // *Energy Fuels*. – 2015. – Vol. 24. – No. 4. – P. 2179-2207.

80 Trejo F. Thermogravimetric determination of coke from asphaltenes, resins and sediments and coking kinetics of heavy crude asphaltenes / F. Trejo, M. S. Rana, J. Ancheyta // *Catalysis today*. – 2015. – Vol. 150. – No. 3-4. – P. 272-278.

81 Wang J. A study of thermal-cracking behavior of asphaltenes / J. Wang, E.J. Anthony // *Chemical Engineering Science*. – 2013. – Vol. 58. – No. 1. – P. 157–162.

82 Евдокимов И. Н. Применение УФ-видимой абсорбционной спектроскопии для описания природных нефтей [Электронный ресурс] / И. Н. Евдокимов, А. П. Лосев // *Нефтегазовое дело*. – режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Evdokimov/Evdokimov_1.pdf

83 Можайская М.В. Изменение структурных параметров молекул асфальтенов в зависимости от состава и химического типа нефтяной дисперсионной среды / М.В. Можайская, Г.С. Певнева, А.К. Головки // *Нефть. Газ. Новации* – 2016. – №6. – С. 59-61

84 Пивоварова Н. А. О свойствах и строении нефтяных дисперсных систем // Н.А. Пивоварова, Л. Б. Кириллова, М. А. Такаева, М. А. Мусаева, З. А. Мухамбетова, В. Д. Щугорев // *Вестник АГТУ*. – 2018. – Т. 47. – № 6. – С. 138-

144.

85 Сафиева Д. О. Анализ нефтяных асфальтенов методами атомно-силовой микроскопии / Д. О. Сафиева, В. М. Филатов // Нефтепереработка: материалы Междунар. науч.-практич. конференции. 20-23 мая, 2018. – Уфа: ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ», 2018. – С. 98-99.

86 Reynolds J. G. Understanding metals in fossil fuels: a perspective of contributions by T. F. Yen / J. G. Reynolds // *Asphaltenes and asphalts*, Vol. 2. – Amsterdam, the Netherlands: Elsevier Scientific Publishing, 2010. – P. 29-57.

87 Акбарзаде К. Асфальтены: проблемы и перспективы / К. Акбарзаде, А. Хамами, А. Харат, Д. Чжан, С. Алленсон, Дж. Крик, Ш. Кабир, А. Дж. Джамалуддин, А. Дж. Маршалл, Р. П. Роджерс, О. К. Маллинс, Т. Солбаккен // *Нефтегазовое обозрение*. – Лето, 2013. – С. 28-53.

88 Groenzin H. Asphaltene molecular size and weight by time-resolved fluorescence depolarization // H. Groenzin, O. C. Mullins // *Asphaltenes, heavy oils and petroleomics*. – O. C. Mullins, E. Y. Sheu, A. Hammami, A. G. Marshall. – Eds.; Springer: New York, 2007. – Chapter 2.

89 Sabbah H. Evidence for island structures as the dominant architecture of asphaltenes / H. Sabbah, A. L. Morrow, A. E. Pomerantz, R. N. Zare // *Energy Fuels*. – 2014. – Vol. 25. – No. 4. – P. 1597-1604.

90 Ruiz-Morales Y. Polycyclic aromatic hydrocarbons of asphaltenes analyzed by molecular orbital calculations with optical spectroscopy / Y. Ruiz-Morales, O. C. Mullins // *Energy Fuels*. – 2017. – Vol. 21. – No. 1. – P. 256-265.

91 Абдрафикова И.М. Влияние структурного состава асфальтенов на эксплуатационные свойства пластических смазок / И.М. Абдрафикова, Г.П. Каюкова, С.М. Петров, В.И. Морозов, Г.В. Романов // *Нефтепереработка и нефтехимия*. – 2013. – № 7. – С. 27-34.

92 Петрова Л.М. Фракционирование асфальтенов из тяжелой нефти полярным растворителем и их характеристика / Л. М. Петрова, Н. А. Аббакумова, И. М. Зайдуллин, Д. Н. Борисов // *Нефтехимия*. – 2013. – Т. 53. – № 2. – С. 94–100

93 Perez-Hernandez R. Microstructural study of asphaltene precipitated with methylene chloride and n-hexane / R. Perez-Hernandez, D. Mendoza-Anaya, G. Mondragon-Galicia, M. E. Espinosa, V. Rodriguez-Lugo, M. Lozada, J. Arenas-Alatorre. // *Fuel*. – 2011. – Vol. 82. – No. 8. – P. 977–982.

94 Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья: учебно-методическое пособие / Нижегородский гос. ун-т: сост. А. А. Щепалов. – Нижний Новгород, 2012. – 93 с.

95 In-situ techniques for recovery of oil sands using Teledyne Isco syringe pumps // Syringe Pump Application Note AN12. – 2012. – 28 September.

96 Koci P. F. Peace River Carmon Creek project – optimization of cyclic steam stimulation through experimental design / P. F. Koci, J. G. Mohiddin // SPE 109826. – The 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 11–14 November. – 2017.

97 Патент 2447276 РФ, МПК E21B 43/24 Способ термического воздействия на нефтесодержащие и/или керогенсодержащие пласты с высоковязкой и тяжелой нефтью и устройство для его осуществления: / Клинков Н. Н., Коломийченко О. В., Чернов А. А.- № 2010144358/03; заявл. 21.10.2010; опубл. 10.04.2012 Бюл. № 10.

98 Малофеев В. В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана: автореф. дисс. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Малофеев Владимир Вячиславович. – М., 2014. – 24 с.

99 Хисамов Р. С. Этапы освоения залежей битума в Республике Татарстан / Р. С. Хисамов, Р. Р. Ибатуллин, Р. Г. Абдулмазитов, А. Т. Зарипов, С. И. Ибатуллина // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 43-45

100 Глубина переработки нефти в России, Европе и США [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru – электронный журнал. – 22 августа 2020 г. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/analysis/view/8485-Glubina-pererabotki-nefti-v-Rossii-Evrope-i-SShA>.

101 Глубокая переработка тяжелой нефти и нефтяных остатков [Электронный ресурс] // Техническая библиотека Neftegaz.ru. – 28 мая 2018 г. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/view/839-Glubokaya-pererabotka-tyazheloy-nefti-i-neftyanyh-ostatkov>.

102 Петров С.М. Масла и смазочные композиции на основе тяжелой нефти Ашальчинского месторождения / С.М. Петров, Г.П. Каюкова, И.М. Абдрафикова, Г.В. Романов // Химия и технология топлив и масел. – 2015. – № 4. – С. 36-40.

103 Курочкин А. К. Синтетическая нефть. Безостаточная технология переработки тяжелых российских нефтей на промыслах / А. К. Курочкин, С. П. Топтыгин // Сфера. Нефтегаз. – 2014. – № 1. – С. 92-105.

104 Везиров Р. Р. Групповой химический состав остатка переработки мазута на железооксидном катализаторе / Р. Р. Везиров, И. Р. Явгильдин, И. О. Туктарова, Э. Г. Теляшев, И. Р. Хайрудинов, У. Б. Имашев // Химия и технология топлив и масел. – 1995. – № 6. – С. 23-25

- 105 Свириденко Н.Н. Закономерности термических превращений компонентов природных битумов: дисс. ... канд. хим. наук: 02.00.13 / Свириденко Никита Николаевич. – Томск, 2016. – 134 с.
- 106 Sheng Q. Kinetic model for liquid-phase liquefaction of asphaltene by hydrogenation with industrial distillate narrow fraction as hydrogen donor / Q. Sheng, G. Wang, Q. Zhang, Ch. Gao, M. Duan, J. Gao // Fuel. – 2017. – № 209. – P. 54–61.
- 107 Зайцева О. В. Исследование структурных превращений молекул асфальтенов в процессе гидроконверсии гудрона при различных температурах в присутствии наноразмерных частиц дисульфида молибдена / О. В. Зайцева, Э. Э. Магомадов, Х. М. Кадиев, Е. А. Чернышева, В.М. Капустин, С. Н. Хаджиев // Нефтехимия. – 2013. – Т. 53. – № 5. – С. 349-356.
- 108 Воронцовская Н.Г. Влияние структуры асфальтенов на термические превращения компонентов природных битумов / Н.Г. Воронцовская, Г.С. Певнева, А.К. Головкин, А.Р. Дон // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – №6. – С. 69-71.
- 109 Хаджиев С. Н. Каталитический крекинг в составе современных комплексов глубокой переработки нефти / С. Н. Хаджиев, И. М. Герзелиев, В. М. Капустин, Х. М. Кадиев, К. И. Дементьев, О. А. Пахманова // Нефтехимия. – 2014. – Т. 51. – № 1. – 33-39.
- 110 Киркинская В. Н., Смехов В. М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. 255 с.
- 111 Рябченко В.Н., Зоценко Н. А. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куломбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазоаккумуляции. ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», Красноярск, Россия, 2015. 31 с.
- 112 Багринцева К. И., Дмитриевский А., Бочко Р. Атлас коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской платформы. – М. 2003. 264
- 113 Багринцева К. И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М. 1999. РГГУ (И). 285 с.
- 114 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
- 115 ГОСТ 11851-85 Нефть. Метод определения парафина. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200024284>
- 116 Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р. и др. Осложнения в нефтедобыче. Уфа: Монография, 2013 -302 с.
- 117 Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов // Практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
- 118 Шарифуллин А.В. Композиционные составы для процессов

удаления и ингибирования асфальтено-смоло-парафиновых отложений/ А.В. Шарифуллин В.Н. Шарифуллин // Монография. – Изд-во: КГТУ. Казань, 2014. – 304 с.

119 Непримеров Н.Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистых нефтей / Н.Н. Непримеров. – Казань: Изд-во КГУ, 1958. – 48 с.

120 Иванова Л.В. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы / Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – № 2. – С. 257 – 270.

121 Бешагина Е.В. Кристаллизация нефтяных парафинов в присутствии поверхностно-активных веществ / Е.В. Бешагина, Н.В. Юдина, Е.В. Лоскутова // Нефтегазовое дело. – 2017. – № 1. – 8 с.

122 Кирбижекова Е.В. Особенности образования асфальтосмолопарафиновых отложений в эмульсиях высокопарафинистой нефти / Е.В. Кирбижекова, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – №1. – С. 80 – 86.

123 Технологический регламент АО «Востсибнефтегаз» Участок предварительной подготовки нефти рег. №А66-01899-0023 № П1-01.05 ТР-3619 ЮЛ-107. 2020 – 304с.

124 Овчаренко, А.М. Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов // Сборник тезисов 73-й Международной молодежной научной конференция Нефть и газ - 2019.

125 ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200145229>

126 ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности (с изменением N 1, с поправкой). [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200145226>

127 ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с поправкой). [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1800145527>

128 ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды (с Изменением N 1, с Поправками). [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/72034564435>

129 ГОСТ 32139-2019 Нефть и нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной

спектрометрии. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/52034379837>

130 ГОСТ 11858-66 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания асфальто-смолистых веществ. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/45034369865>

131 ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/874379887>

132 Л.П. Семихина, А.М. Пашнина, И.В. Ковалева Влияние температуры и напряжения сдвига на реологические свойства нефтяных дисперсных систем // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018 – №1. – С. 80 – 86.

133 Лисовский Н.Н. О классификации трудноизвлекаемых запасов / Н.Н. Лисовский, Э.М. Халимов // Вестник ЦКР Роснедра. –2009. –№6. –С. 33–35.

134 Интенсификация добычи нефти комбинированным методом на основе ультразвукового воздействия / Прачкин В.Г.//Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. –№6. – С. 17–23.

135 Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 296 с.

136 ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» 01.01.2017. – Москва: Стандартинформ, 2017. – 49 с.

137 РД 153-39.4-114-01. Руководящий документ. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

138 Строительные нормы и правила СНиП 2.09.04-87 «Административные и бытовые здания» (с изменениями и дополнениями). 01.01.1987. – Москва: Госстрой СССР, 1987. – 45 с.

139 ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». 01.01.1988. – Москва: Госстрой СССР, 1988. – 64 с.

140 СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. Строительные нормы и правила естественного, искусственного и совмещенного освещения зданий и сооружений Введ. 01.01.1995. – Москва: Госстандарт, 2001. – 46 с.

141 Мусяченко, Е. В. Безопасность жизнедеятельности: учеб. -метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной

квалификационной работы / Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. – 47 с.

142 ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация». Введ. 01.01.1985. – Москва: Госстрой СССР, 1986. – 56 с.

143 ГОСТ 12.1.013-78 «Строительство. Электробезопасность. Общие требования». – Введ. 01.01.1980. – Москва: Госстандарт СССР, 1980. – 40 с

144 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. 01.01.1976. – Москва: Госстрой СССР, 1977. – 91 с.

145 ППБ 01 – 03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – Введ. 18.06.2003. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. – 86с.

146 СНиП 31-03-2001. Здания или оборудования и предназначенное для установки, обслуживания или ремонта оборудования. – Введ. 01.01.2001. – Москва: Госстандарт, 2001. – 46 с.

147 СНиП 2.04.03-85 «Канализация. Наружные сети и сооружения». – Введ. 01.01.1986. – Москва : Госстрой СССР, 1987. – 91 с.

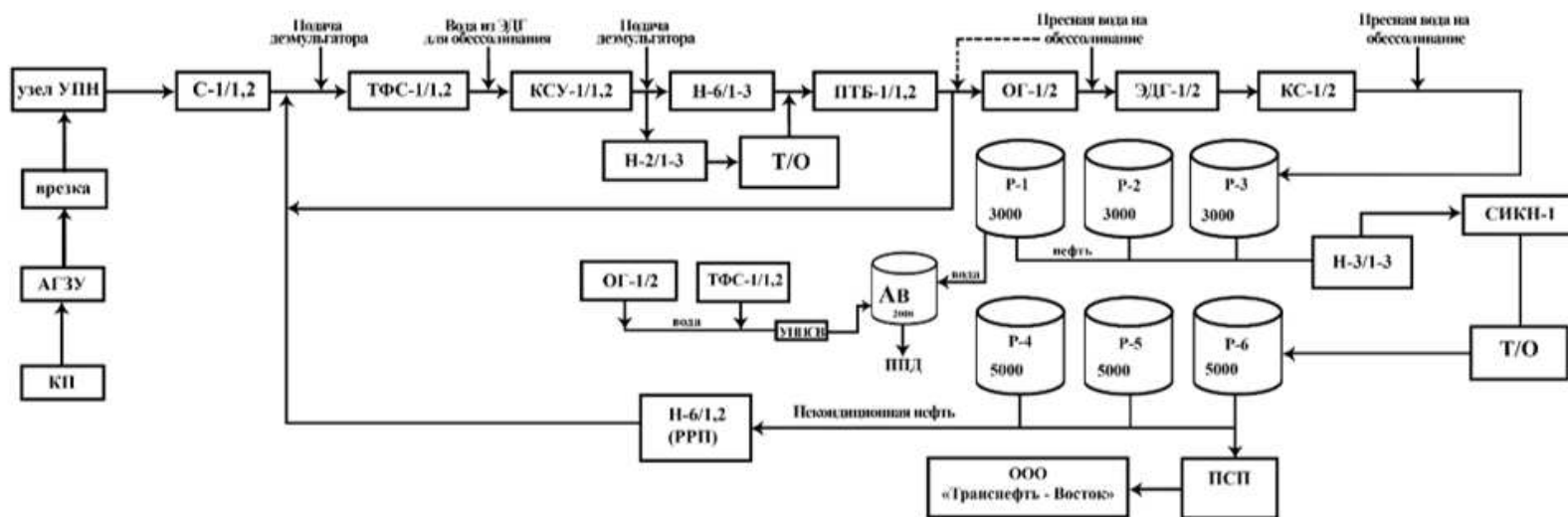
148 СП 12.13.130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Актуализированная редакция СП 12.13130.2009». – Введ. 25.03.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31с.

149 ГОСТ Р 51330.0-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Общие требования». – Введ. 01.01.2001. – Москва : Госстандарт, 2001. – 46 с.

150 ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» – Введ. 01.01.2015. – Москва : Стандартиформ, 2015. – 9 с.

Приложение А

Технологическая схема установки подготовки нефти УПН



КП – кустовая площадка;
 АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;
 УПН – установка подготовки нефти;
 С – сепаратор;
 ТФС – трехфазный сепаратор;
 КСУ – конечная сепарационная установка;
 Н – насос;
 СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

ПТБ – печь трубчатая блочная;
 ОГ – отстойник горизонтальный;
 ЭДГ – электродегидратор;
 КС – конечный сепаратор;
 Р – резервуар;
 Т/О – теплообменник;
 ПСП – приемо-сдаточный пункт;
 РРП – расширение резервуарного парка.

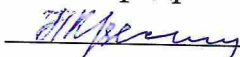
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой РЭНГМ

 Н. Г. Квеско

« 23 » 06 2021 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Влияние низкочастотного ультразвукового воздействия на реологические
параметры флюида нефтегазоконденсатного месторождения

Руководитель  23.06.2021 доцент, канд. хим. наук Н. В. Чухарева
подпись, дата

Выпускник  23.06.2021 Ю. А. Демлер
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность  23.06.21 Е. В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер  23 06 2021 С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021