

Федеральное государственное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

ФАТЫХОВ ЛЕНАРТ МИННЕХАНОВИЧ

**РАЗРАБОТКА ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО
МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ
ОТЛОЖЕНИЯ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ**

Специальность 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор геолого-минералогических наук,
профессор Галкин Сергей Владиславович

Пермь – 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ В СКВАЖИНЕ.....	10
1.1. Анализ механизмов формирования асфальтосмолопарафиновых отложений и методы борьбы с ними.....	10
1.1.1. Факторы, влияющие образованию асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине.....	11
1.1.2. Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений.....	15
1.2. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями....	18
1.3. Электромагнитное воздействие на асфальтосмолопарафиновые отложения.....	24
1.3.1. Физические основы и технико-технологические особенности воздействия высокочастотных электромагнитных полей на асфальтосмолопарафиновые отложения в скважине.....	24
1.3.2. Диэлектрические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений.....	31
1.3.3. Экспериментальное исследование разрушения водонефтяных эмульсий электромагнитным воздействием методом оптической микроскопии.....	36
1.3.4. Экспериментальные исследования микроструктуры парафина с использованием метода атомно-силовой микроскопии.....	41
Выводы по главе 1.....	47
2. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВОЛН В СКВАЖИНЕ.....	48
2.1. Способы возбуждения электромагнитных волн в скважинах.....	48
2.2. Основные электрические параметры скважины как коаксиальной линии.....	53

2.3. Электромагнитные процессы в скважине	56
2.4. Особенности распространения электромагнитных волн в сква- жине.....	61
2.5. Вторичные электрические параметры скважины.....	63
2.6. Режимы работы скважины без электрических потерь.....	64
2.7. Исследование коэффициента стоячей волны в скважине с электри- ческими потерями.....	68
Выводы по главе 2.....	78
3. ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАВЛЕНИЯ ПАРАФИНА В СКВАЖИНЕ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ СВЕРХВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГ- НИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ.....	80
3.1. Экспериментальное исследование удельной теплоты плавления и температуры и температуры кристаллизации парафина в электромагнитном поле.....	80
3.2. Экспериментальное исследование плавления парафина на модели скважины электромагнитным воздействием.....	84
3.2.1. Описание экспериментальной установки.....	84
3.2. 2. Методика и результаты экспериментальных исследований.....	88
3.3. Исследования коэффициента стоячей волны применительно к мо- дели скважины.....	96
3.4. Особенности изменения коэффициента стоячей волны в коаксиаль- ной линии, заполненной нефтяным парафином.....	100
Выводы по главе 3.....	104
4. ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ПЛАВЛЕНИЯ И УДА- ЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕ- НИЙ.....	106
4. 1. Энергетическая эффективность высокочастотной установки для плавления и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.....	106

4.2. Мониторинг изменения температуры асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине под воздействием движущегося электромагнитного излучения.....	108
4.3. Определение частоты электромагнитного воздействия на отложения парафина в оборудовании нефтяных скважин.....	122
Выводы по главе 4.....	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	128
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	130
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	149

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности наблюдается тенденция к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов нефти. К ним относятся, в частности, месторождения с нефтями, характеризующимися высокими вязкостью и содержанием асфальтосмолопарафинистых веществ (АСПВ), месторождения с низкопроницаемыми терригенными и карбонатными коллекторами и т.п.

В процессе нефтеизвлечения изменяются естественные термобарические условия залежей, что приводит к отложению АСПВ на стенках скважин и подъёмных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях. Без проведения работ по предупреждению и удалению АСПВ в этих системах нельзя оптимизировать вопросы добычи, транспорта и сбора нефти. Для предотвращения отложений АСПВ применяются обработки химическими реагентами (ингибиторами, деэмульгаторами и др.), магнитными и акустическими полями. Широкое применение находят тепловые методы удаления АСПВ, в частности, закачка горячей нефти или реагенто-растворителей, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции.

Результаты исследований, проведённых как в нашей стране, так и за рубежом, свидетельствуют о том, что одним из эффективных методом борьбы с АСПВ, принципиально отличающимся от традиционных, является использование энергии высокочастотных (ВЧ) и сверхвысокочастотных (СВЧ) электромагнитных полей (ЭМП). При этом наиболее значимым эффектом является нагрев, происходящий в результате перехода энергии электромагнитного излучения (ЭМ) во внутреннюю энергию среды в процессах её поляризации.

Технология борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в нефтедобывающих скважинах с помощью энергии ВЧ и СВЧ ЭМП

отличается тем, что скважина служит не только трубой, через которую извлекается на поверхность нефть, но и волноводом или коаксиальной линией, по которой транспортируется энергия ЭМП. Эффективность данного технологического процесса зависит от электромагнитной мощности в скважине. Максимальная мощность в скважину передается при равенстве выходных волновых сопротивлений генератора и скважины. Значения волнового сопротивления скважины зависят от значений диэлектрических параметров сред, заполняющих скважину, характера изменения этих величин в зависимости от температуры, фазовых переходов, структуры газожидкостной смеси и др.

Таким образом, актуальность темы диссертации обусловлена её направленностью на повышение эффективности эксплуатации фонда скважин с применением ВЧ и СВЧ ЭМ метода для предупреждения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.

Соответствие паспорту специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют формуле специальности 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых – «Технические средства», «Измерительная техника, средства, технологии; геофизические излучающие и измерительные системы»

Цель диссертационной работы

Разработка теплофизических основ высокочастотного электромагнитного метода борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтяных скважинах.

Основные задачи исследований

1. Экспериментальные исследования влияния электромагнитного поля на интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений.
2. Создание физических основ и методики определения коэффициента стоячей ЭМ волны в нефтедобывающих скважинах с учётом взаимодействия источника ЭМ энергии и скважины.

3. Обоснование условий эффективного применения электромагнитного метода для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений из скважин.

Научная новизна

1. Разработана математическая модель, описывающая процессы электро- и теплопереноса в парафиновой пробке, образующейся в нефтедобывающих скважинах, обрабатываемых ЭМ излучением.

2. Разработана методика расчёта коэффициента стоячей электромагнитной волны для осложнённых выпадением асфальтосмолопарафиновыми отложениями зон в нефтедобывающих скважинах с электрическими потерями.

3. Выявлены основные параметры электромагнитного воздействия, позволяющие предупредить образование асфальтосмолопарафиновых отложений и влияющие на эффективность плавления пробки парафина перемещающимся источником излучения.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в разработке математической модели, описывающей процессы электро- и теплопереноса в парафиновой пробке, образующейся в нефтедобывающих скважинах, методики расчёта коэффициента стоячей электромагнитной волны для осложнённых выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений зон нефтедобывающих скважин.

Практическая значимость работы

1. Предложен способ повышения эффективности работы нефтедобывающих скважин методом анализа эффектов многократного отражения электромагнитных волн от границ разделов, образующихся в нефтедобывающих скважинах вследствие плавления (разрушения) многофазных сред, и оценки коэффициента стоячей электромагнитной волны в скважинах.

2. Разработана программа расчёта температурных полей в парафиновой пробке, заполняющей насосно-компрессорные трубы (НКТ) и взаимодействующей с движущимся СВЧ излучением.

3. Результаты исследований использованы в учебном процессе при выполнении практических работ по дисциплине «Термодинамика сред в электромагнитном поле» магистрантами ФГБОУ ВО «БГПУ им. М. Акмуллы» по направлению подготовки 44.04.01 Педагогическое образование по программе «Физическое образование».

Методология и методы исследований

Поставленные в диссертационной работе задачи решались путём экспериментальных и аналитических исследований с использованием апробированных методик. Обработка результатов проводилась с применением современных математических методов и вычислительной техники.

Положения, выносимые на защиту:

1. Результаты исследований влияния электрофизических свойств скважины и пласта на энергетическую эффективность электромагнитного метода плавления асфальтосмолопарафиновых отложений;

2. Методика определения коэффициента стоячей ЭМ волны в нефтедобывающих скважинах с учётом взаимодействия источника электромагнитной энергии и скважины;

3. Тепло- и электрофизические параметры, влияющие на особенности плавления пробки парафина в электромагнитном поле, созданным перемещающимся источником.

Апробация работы и публикации

Достоверность и обоснованность подходов подтверждается сравнением фактических значений температуры вдоль скважины, полученных при добыче битумных и высокопарафинистых нефтей ВЧ электромагнитным методом, и на моделях скважины, заполненной парафином, а также в основу математических моделей положены фундаментальные законы сохранения вещества, движения и энергии, корректностью использования математического аппарата.

Основные положения и результаты работы доложены и обсуждены на: IV научно-технической конференции молодых специалистов ООО РН-

УфаНИПИнефть (г. Уфа, 2010); международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук» (г. Уфа, 2010); VI Всероссийской конференции «Необратимые процессы в природе и технике» (г. Москва, 2011); III Международной научно-практической конференции молодых учёных, посвящённой году химии «Актуальные проблемы науки и техники» (г. Уфа, 2011); XIV Минском международном форуме по тепломассообмену (г. Минск, 2012); Международной научно-технической конференции «Синергетика – III» (г. Уфа, 2012); Международной школе-конференции, для студентов, аспирантов и молодых учёных «Фундаментальная математика и её приложения в естествознании» (г. Уфа, 2012); Всероссийской научной конференции «Инновационный потенциал молодёжной науки» (г. Уфа, 2012); II Международной научно-практической конференции «Приоритетные направления развития науки и образования» (г. Чебоксары, 2014); Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе» (г. Уфа, 2014); Международной научно-практической конференции «Фундаментальные проблемы науки» (г. Тюмень, 2016); Международной научно-практической конференции «Роль инновации в трансформации современной науки» (г. Уфа, 2017).

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 25 работах, в том числе 9 – в научных журналах, включенных в перечень изданий ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка использованной литературы, включающего 154 наименования, и одного приложения. Работа изложена на 148 страницах машинописного текста, содержит 56 рисунков и 8 таблиц.

1. ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АСФАЛЬТОСМОЛО- ПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

Основная часть нефтяных месторождений в стране вступила в позднюю стадию разработки, увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов нефти [22]. К ним относятся, в частности, месторождения с нефтью, характеризующейся высокими вязкостью и содержанием асфальтосмолопарафинистых (АСПО) веществ, месторождения с низкопроницаемыми терригенными и карбонатными коллекторами и т.п. [24, 35, 52, 141 и др.]

При добыче и транспорте таких нефтей возникают проблемы, связанные с накоплением АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования. Эта проблема приводит к уменьшению продуктивности скважин и, как следствие, эффективности разработки месторождения. Вязкие отложения покрывают толстым слоем седла клапанов, околощелевое пространство скважинных фильтров, полость плунжера и т.д.

В трудах отечественных и зарубежных исследователей [2 – 4, 7-9, 11 – 13, 39, 60, 83, 85 – 92, 103 – 108, 110 – 113, 121, 138] изложены физические основы и особенности предполагаемого применения сильного высокочастотного электромагнитного воздействия (ВЧ ЭМВ) для борьбы с АСПО в нефтяных скважинах. Основу его применения составляют особенности термодинамических процессов в диэлектрике, взаимодействующем с ВЧ электромагнитным полем [91, 92, 105, 133].

1.1. Анализ механизмов формирования асфальтосмолопарафиновых отложений

АСПО содержатся в составе нефтей почти всех нефтедобывающих районов РФ. Химический состав АСПО зависит от свойств добываемой

нефти, термо- и гидродинамических условий продуктивных пластов, геологических и физических особенностей, способа разработки и эксплуатации месторождений. В настоящее время существует достаточное количество работ, посвященных описанию процесса выпадения твердых компонентов из нефти.

1.1.1. Факторы, влияющие образованию асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине

Существенное влияние на образования АСПО при добыче нефти влияет ряд факторов [38, 99, 100]:

- понижение давления на забое и связанное с этим изменение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное выделение газа;
- снижение температуры в нефтяном пласте и трубах скважины;
- изменение скорости течения смеси «жидкость – газ» и отдельных её составляющих;
- состав углеводородов в каждой фазе газожидкостной системы;
- соотношения нефть и воды.

АСПО выделяется на различных глубинах, и место выделения зависит от режима работы нефтяной скважины. Основными термодинамическими причинами, приводящими к образованию отложений, являются уменьшение давления и температуры. Разгазирование нефти также существенно влияет на скорость протекания этого процесса. Интенсивному формированию АСПО способствуют или препятствуют следующие условия:

- наличие в нефти углеводородных высокомолекулярных соединений, а, именно, парафинов;
- понижение давления в пласте до давления насыщения;
- уменьшение температуры потока до значений, при которых выделяется твердая фаза из нефти;

- наличие подложки с низкой температурой, на которой образуются кристаллы высокомолекулярных углеводородов с достаточно сильным сцеплением их с поверхностью, исключающим срыв твердых отложений течением газожидкостной смеси или нефти при заданном режиме технологии.

Можно отметить и другие факторы, которые способствуют или препятствуют интенсивному выпадению АСПО в нефтяных скважинах [42] .

По данным работы [28], температурный фактор в образовании АСПО преобладает. С понижением температуры и выделением газа из нефти растворяющая способность ее по отношению к парафинам уменьшается. Закономерности изменения температуры по глубине скважины зависят от передачи тепловой энергии окружающим скважину породам, жидкостью, текущей по трубам скважины. Этот эффект зависит также от расширения газожидкостной смеси. Разница температур жидкости и окружающих пород на определенной глубине скважины увеличивает интенсивность теплоотдачи. Увеличению скорости теплоотдачи существенно влияет и теплопроводность среды, заполняющей межтрубное пространство, образованное между подъемными трубами и эксплуатационной колонной [35]. По экспериментальным данным [74], температура вдоль скважины определяется главным образом условиями теплоотдачи, а, следовательно, и дебитом скважины.

Экспериментальными исследованиями [53], проведенными длительное время при добыче нефти на промыслах, установлено, что основными зонами накопления АСПО являются подъемные насосы, насосно-компрессорные трубы, выкидные линии от скважин, емкости сборных пунктов на промыслах. Наибольшее количество АСПО образуется на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб скважин. По данным исследователей [74] в зимнее время, когда температура окружающей среды становится существенно ниже температуры газонефтяного потока, в выкидных линиях их образование ускоряется.

Наиболее существенным фактором, приводящим к откладыванию

АСПО в скважинах, является скорость движения нефти. В частности, по исследованиям [46] с увеличением скорости потока нефти интенсивность отложений вначале возрастает. Это объясняется увеличением скорости турбулентного течения потока и, следовательно, повышением частоты возникновения и отрыва пузырьков от поверхности трубы, плаванию взвешенных частиц парафина и асфальтосмолистых веществ. При малых скоростях потока интенсивность отложения в насосно-компрессорных и подъемных трубах растёт, так как с увеличением скорости потока повышается массоперенос. Между тем, далее снижается, поскольку увеличивается касательное напряжение, которое существенно превышает прочность сцепления парафина с поверхностью нефтяного оборудования. Кроме того, при больших скоростях движения поток охлаждается слабее, чем при низких скоростях. Данный термодинамический эффект также замедляет процесс образования парафина.

Наличие в составе нефти частиц песка, глины и других механических примесей приводит к упрочнению АСПО. Указанные неоднородности в нефтях и на поверхностях труб служат центрами кристаллизации парафина. Из-за шероховатости стенок и наличия в составе нефти твердых примесей также выделяется из нефти парафин в твердую фазу [45, 48]. Кроме указанных существенных факторов, по данным [35, 37] на интенсивность образования АСПО в нефтепроводах при транспортировке продукции нефтяных скважин могут оказывать влияние содержание воды в добытой нефти и величина рН вод, извлеченных из пласта.

Асфальтосмолопарафиновые отложения, образовавшиеся в разных нефтяных скважинах, отличаются друг от друга по химическому составу, так как последний зависит от группового углеводородного состава добываемых на этих скважинах нефтей. Следовательно, зависят от химического состава нефтей. Исследованиями авторов [139, 140] установлено, что чем больше в АСПО доля асфальтенов и смол, тем меньше будет содержаться парафинов. Следовательно, содержание в них асфальтов, смол и парафинов обратное, что, в свою очередь, определяется их пропорцией в нефти. Причем, на соот-

ношение асфальтосмолистой и парафиновой компоненты взаимно влияют парафины, смолы и асфальтены, находящиеся в нефти до момента их выделения в отложения.

Между тем, известно, как показали экспериментальные исследования, до выделения парафина на поверхности оборудования скважины, его кристаллы структурируются, а именно, соединяются между собой и образуют сплошную решётку подобно широкой ленте. Такое структурное образование усиливает адгезионные свойства парафина во много раз. Следовательно, при этом значительно ускоряется способность «прилипнуть» парафина к твёрдым поверхностям металлических труб.

Однако на образование АСПО влияет и содержание асфальтенов. Этот эффект наиболее сильно проявляется при достаточно большом количестве асфальтенов (4-5 % и выше) и оказывают депрессорное действие. Асфальтены становятся центрами зародыша. Молекулы парафина принимают участие в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов. При этом сплошная решетка не образуется. Совместно с асфальтенами парафины образуют точечную структуру. В результате такого синергетического эффекта парафин перераспределяется между бесчисленными мелкими центрами кристаллизации. Поэтому скорость выделения парафинов на поверхности металлических труб существенно понижается.

Строение смол отличается от строений парафинов и асфальтенов. Такое специфическое строение смол, напротив, создает условия для образования комплексов кристалла парафина в форме ленты и их прилипанию к твердой поверхности. Кроме того, смолы своим присутствием оказывают обратное действие: а именно, препятствуют воздействию асфальтенов на парафин и, тем самым, нейтрализуют их. Также асфальтеносмолистые компоненты влияют на значение температуры насыщения парафином нефти. С увеличением содержания их по массе в нефти температура насыщения повышается (при увеличении количества смол в 2,5 раза температура насыщения повы-

шается в два раза) [29, 35]. Следовательно, асфальтены и смолы на температуру насыщения парафином нефти оказывают обратное влияние.

Температура насыщения нефти парафином прямо пропорционально зависит от концентрации смол по массе и обратно пропорционально - от содержания асфальтенов. Поэтому следует ожидать, что процесс образования парафина зависит от соотношения асфальтенов (А) и смол (С) в нефти. С увеличением параметра A/C температура насыщения будет уменьшаться. Это связано с тем, что соединения асфальтенов в нефти менее устойчивы, так как не хватает компонентов (смол), обеспечивающих устойчивость. Такая неустойчивость образовавшейся системы приводит к уменьшению температуры насыщения. Более того, парафин не откладывается, так как процесс кристаллизации парафинов подобных нефтей разрушается ассоциатами. Между тем, следует отметить данные [28], указывающим, что при небольших значениях A/C , наоборот, температура насыщения нефти увеличивается. В этом случае асфальтены не воздействуют на образование парафина, что способствует свободному выделению парафина из нефти.

1.1.2. Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений

Химический состав АСПО отложений весьма разнообразен, что определяется зависимостью от происхождения, свойств, состава и возраста добываемой нефти и ряда других факторов.

АСПО состоят из парафинов, смол, асфальтенов, масел, серы, различных металлов и минеральных веществ в виде растворов солей. Так же в состав входит небольшое количество воды и механических примесей из привнесенного материала в виде глинистых частиц, кварцевых зерен и т.д. [139, 140]. В составе АСПО, кроме нефти и ее производных, содержится от 40 до 70 различных загрязняющих веществ.

Молекул смол и асфальтенов образует углеводородный скелет, что составляет около 90 % от общего веса молекул. Смолы и асфальтены различа-

ются по содержанию водорода, углерода, азота и кислорода. В смолах в основном концентрируется кислород, а в асфальтенах - азот.

В зависимости от содержания органических составляющих АСПО делятся на три группы [1, 34]:

1. асфальтеновая - $P/(A+C) < 1$;
2. парафиновая - $P/(A+C) > 1$;
3. смешанная - $P/(A+C) \sim 1$, где P , A и C - содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Парафины, входящие в состав АСПО, представляют собой углеводороды метанового ряда C_nH_{2n+2} с длинной цепью, которая содержит 18 - 35 атомов углерода. В основном средняя молекулярная масса парафинов АСПО изменяется в пределах от 400 до 450. Они характеризуются температурой плавления в пределах от 40 °С до 65°С. Содержание парафинов в АСПО изменяется в диапазоне от 5 до 70 масс.%.

Церезины, являющиеся высокомолекулярными парафинами от $C_{36}H_{74}$ до $C_{55}H_{112}$, выделяются по своим характеристикам от обычных тем, что имеют повышенную температуру плавления. Также обладают большей плотностью и имеют разветвлённую структуру молекул.

В литературе термин «парафины» означает всю часть углеводородов отложений. В ней преобладают также n -парафины (углеводороды группы метана или алканы с линейной цепью). Количество нафтеновых (циклоалкановых) и ароматических углеводородов с длинными алкильными цепями в малом количестве. Парафиновые углеводороды образуют микрокристаллическую структуру, а нафтенy с длинными радикалами алкилов - макрокристаллическую структуру [34, 94].

Смолы в составе нефти – это сложная смесь гетероатомных соединений с высоким значением молекулярных масс, которые пространственно распределены в нефтях и АСПО [94]. Эти соединения обладают свойством не объединяться в ассоциированные комплексы молекул, и не образовывать коллоидные системы. Смолы - это вещества чёрного или бурого цвета, среднечис-

ленная молекулярная масса их равна 400 – 1500. Эти вещества размягчаются в инертной атмосфере при температурах в интервале от 35 °С до 90°С. Их плотность близка к плотности воды, т.е. около 1000 кг/м³.

Асфальтены не подвергаются кристаллизации и не разделяются на отдельные компоненты или мелкие фракции. При температурах выше 300 – 400 °С они не плавятся, а разлагаются и образуют углерод и летучие продукты. Асфальтены - это тяжелые и полярные компоненты нефти, образуют ассоциации [33], их частицы полидисперсны. Поэтому молекулярная масса асфальтенов колеблется от 2000 до 4000 а.е.м. [94]. Асфальтены представляют как продукты уплотнения смол. Частица асфальтенов подобна «мицелле». Ядро ее состоит из высокомолекулярных полициклических конденсированных соединений преимущественно ароматического характера, а адсорбционный слой образуют низкомолекулярные поверхностно-активные соединения. Эти соединения включают в себя смолы и нафтеновые кислоты. Последние, вместе с алифатическими компонентами нефти, образуют сольватную оболочку мицеллы [140].

Средняя температура плавления нефтяных парафинов на многих залежах нефтей находится в пределах 47 – 61°С. Средняя температура плавления их изменяется незначительно и составляет 52°С. Отклонение от среднего значения сравнительно небольшое ($\pm 1,3 \dots 2,8^\circ \text{C}$). Это указывает на то, что состав нефтяных парафинов залежей нефти практически одинаков и слабо определяется содержанием парафинов в нефти [54].

Количество растворённого парафина в нефти бывает различно. В зависимости от содержания парафина нефти разделяются на парафинистые (более 2% парафина), слабопарафинистые (от 1 до 2% парафина) и беспарафинистые (менее 1% парафина). АСПО растворяются в нефти при температуре выше температуры их плавления, а при низкой температуре выпадают из нефти. При температуре ниже 10 °С парафин из нефти полностью выпадает.

Температура плавления парафина, теплота растворения и температура сред влияют на растворимость парафина. Первые два фактора практически постоянные оказывают влияние. Основной переменной, определяющей растворимость парафина величиной, является температура нефти. Например, уменьшение температуры нефти при движении её вверх по лифту скважины зависит от теплоотдачи через стенки металлических труб. Температурный фактор, образующийся на стенках труб, является важным фактором в механизме формирования центров выпадения парафина, так как на их поверхности происходит переохлаждение нефти. Так как теплоизоляция лифтовых труб практически не осуществляется, понижение температуры нефти при её подъёме и образование твёрдой фазы неизбежны. Известно [34 – 36], что при незначительном понижении температуры относительно температуры плавления резко снижается её растворимость.

1.2. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Борьба с АСПО предполагает проведение работ по двум направлениям [23, 99]:

1. Предупреждение (замедление) образования отложений, предполагающее проведение следующих мероприятий:

- применение гладких (защитных) покрытий;
- химические методы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы);
- физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей).

2. Ликвидация АСПО, предполагающая применение следующих методов воздействия:

- тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции);

- механические методы (скребки, скребки-центраторы);
- химические (растворители и удалители).

Подбор перспективных способов борьбы с АСПО и экономичность различных методов воздействия зависит от таких факторов как способ добычи нефти, термобарический режим течения, состав и свойства добываемой нефти.

Перечисленные методы достаточно хорошо известны и активно применяются в нефтедобывающей промышленности при борьбе с АСПО. Однако проблема борьбы и удаления АСПО из оборудования скважины не решена полностью и требует отношения к ней как одна из острых проблем в отечественной и в зарубежной нефтедобывающей отрасли. Огромное внимание в изучение теоретических и практических вопросов, связанных с воздействием на АСПО, уделили авторы трудов [1, 7, 8, 10, 11, 16, 19, 21, 25, 27 – 29, 34, 37, 42, 45 - 49, 51, 55 – 57, 65 – 71, 75, 77- 81, 91, 100, 104, 136, 138, 140, 141 и др.]. В них описаны различные способы, которые могут быть применены для предупреждения и ликвидации парафиновых отложений на различные поверхности оборудования скважин, особенности и формы отложения на НКТ и нефтепроводы. Спектр условий разработки месторождений и различие свойств добываемой продукции требует индивидуального подхода и разработки новых способов и техники. Подбор эффективных методов предупреждения и ликвидации отложений парафина позволяет увеличить продолжительный межремонтный период эксплуатации скважин, повышает нефтеотдачу и понижает материальные затраты.

При применении тепловых методов прогревают ствол скважины и призабойную зону пласта, тем самым расплавляют и удаляют АСПО, нагнетают в скважину и пласт теплоносителей (горячую нефть или воду, перегретый водяной пар и т.д.). Используют также электронагреватели, тепловую энергию экзотермической реакции агентов, введённых в скважину.

Тепловые методы на протяжении многих лет и до настоящего времени являются наиболее распространённым способом борьбы с АСПО [23]. С этой

целью в межтрубное пространство агрегатом подаётся нагретый теплоноситель, который нагревает насосно-компрессорную трубу (НКТ), а восходящий по НКТ поток газожидкостной смеси растворяет и выносит АСПО. В связи с тем, что интенсивно взаимодействуют нисходящие и восходящие тепловые потоки, большое количество тепловой энергии идет на нагрев труб и сред, окружающих скважину, прогревается только верхняя часть скважины, следовательно, длинные пробки АСПО не ликвидируются. Электронагреватель используется для постоянной электротепловой обработки скважин, действует непрерывно или автоматически при добыче нефти.

В последние годы применяются также на нефтяных месторождениях греющие кабели. Кабель крепится либо непосредственно в НКТ фонтанных, газлифтных скважин или скважин, оснащённых электроцентробежными насосами, либо навязывается к наружной поверхности НКТ [49, 50].

Возможно также использование в качестве нагревательного элемента НКТ и обсадную колонну [19], соединенные между собой крепким контактом. Основным условием применения этого способа является обеспечение надёжной электрической изоляции металлических частей станка - качалки и НКТ.

Для ликвидации отложений в узлах нефтепромыслового оборудования используют также тепло, выделяемое при химических реакциях, в частности, при взаимодействии аммония нитрита и соляной кислоты, щелочных или щелочноземельных металлов с водой [52].

Для механического удаления АСПО за последние десятилетия разработана целая набор скребков, различающихся конструкциями [45, 49, 59, 68 – 71].

Первые скребки постоянного сечения использовались для удаления отложений АСПО со стенок НКТ. Основным недостатком их являлось то, что они застревали в трубах при незначительной толщине парафина. В связи с этим их усовершенствовали, а, именно, создали раздвижной скребок. Данная конструкция состоит из двух фигурных ножей, которые укреплены на

плоских металлических пластинах. К одной из них подвешивается утяжелитель.

Механический способ удаления АСПО с поверхности НКТ и глубинно-насосного оборудования включает в себя применение различных скребков, укрепляемых на колонне насосных штанг, а также применение шагающего скребка, движущегося автоматически по колонне насосных штанг.

Скребки изготавливаются из стали, они, как правило, имеют форму пластин. Колонны штанг со скребками вращаются штанговращателем, представляющим собой диск с зубьями, выполненными на его поверхности. Диск закреплен на полированном штоке, вращается за счет крутящего момента от двигателя. Рычаг его находится в контакте с упором, установленным на устье скважины. При ходе штанг, а, следовательно, и пластин, снизу вверх поворота не происходит, поэтому скребки срезают АСПО лишь по узкой линии, соответствующей толщине скребка. При движении колонны штанг вниз, которое сопровождается их вращением, скребки срезают парафиновые отложения с поверхности трубы по винтовой линии.

Используются также пластиковые скребки в форме конуса.

К недостаткам метода относятся затруднения, возникающие при спуске штанг со скребками, случаи аварий при заклинивании колонны штанг в результате отрыва скребков от штанг, неудовлетворительная очистка труб от АСПО вследствие сдвига скребков по штанге. По указанным причинам приходится через определённый период времени поднимать трубы и штанги на поверхность для их очистки и замены скребков.

К физическим методам воздействия на АСПО относятся магнитные, электромагнитные и ультразвуковые методы воздействия [32, 91, 98, 131, 132, 138].

Применяются постоянные магниты. При этом магнитное поле воздействует на процесс формирования АСПО в объёме потока с последующим выносом на устье скважины [74, 75, 56, 79].

В нашей стране магнитные депарафинизаторы различных конструкций выпускает НПК «Новые технологии» (г. Нижневартовск) и ряд других научно-производственных фирм. В ОАО «ПермНИПИнефть» были созданы новые скважинные и наземные магнитные аппараты на основе современных высокоэнергетических магнитных материалов [16].

Перспективным методом обработки призабойной зоны пласта с точки зрения эффективности является метод электроразрядного воздействия [97]. Недостатком этого метода представляется необходимость остановки работы скважины, заполнение ее до устья жидкостью глушения и освобождение от НКТ и насоса.

Среди методов борьбы с АСПО следует отметить вибрационный, который уже достаточно давно известен, но не нашёл широкого промышленного применения. Метод заключается в вибрировании стенок труб, при этом выделяющийся из нефти парафин не оседает на поверхности трубы. Поэтому уносится жидким потоком. Наряду с достоинствами, метод имеет определённые недостатки, связанные с влиянием вибрации на прочность резьбовых соединений НКТ, способствующей их разрушению и самоотвинчиванию. В насосных скважинах работа насосов также вызывает вибрацию труб, что может, при использовании вибраторов, привести к резонансным колебаниям и авариям.

О широком применении химических методов удаления и предупреждения образования АСПО свидетельствует большой набор специальной литературы [10, 21, 25, 27, 29, 34, 47, 48, 51, 58, 59, 62, 65, 66, 81, 95, 96, 98, 132 и др.].

Химические методы основываются на воздействии в добываемую продукцию химических веществ, которые уменьшают, а иногда и полностью предотвращают образование АСПО [27]. Химические вещества оказывают воздействие на границе раздела фаз: нефть – поверхность металла трубы, нефть – дисперсная фаза и ускоряют адсорбционные процессы.

Реагенты и их композиции, используемые в этих процессах, делятся на две группы - растворители (удалители) и ингибиторы. Назначение первых состоит в удалении АСПО в растворённом состоянии с поверхности металлических труб и узлов нефтяного оборудования. Ингибиторы воздействуют на адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью. По этому признаку ингибиторы подразделяются на смачивающие (гидрофилизирующие), модифицирующие, моющие (детергентного действия), депрессаторы и диспергаторы [62, 96].

Однако химреагенты стоят очень дорого. В связи с этим в настоящее время возникла проблема в их экономном использовании [21,29, 35, 51]. В частности, разработка наиболее эффективных способов доставки реагентов в скважину стала основной задачей. На практике применяются три способа подачи реагента:

- залповый – это разовая закачка большого объема химреагентов в пласт, через определенные интервалы времени;
- затрубный – дозирование в межтрубное пространство устьевыми дозаторами;
- скважинный – дозирование к приему насоса скважинными дозаторами.

Залповый способ неэкономичен, так как реагент выносится вместе с жидкостью и используется, по результатам исследований, на 20 – 30%. Учитывая высокую стоимость химических реагентов, особенно импортных, не представляется оправданным повсеместное применение этого способа. При дозировании в межтрубное пространство реагент, проходя слой эмульсионной нефти, к приему насосов или башмаку труб поступает лишенным активности. Экономичность дозатора снижается из-за необходимости увеличения дозы реагента. Многие реагенты при снижении температуры окружающей среды увеличивают вязкость, а в зимнее время – замерзают. Это затрудняет операции с ними.

Скважинные дозаторы монтируют на приеме насосов и подают реагент непосредственно в область приема. Таким образом, реагент имеет высокую температуру, что усиливает его активность и немедленную реакцию.

В последнее время разрабатываются присадки комплексного действия.

Технологическая схема подачи ингибитора определяется способом эксплуатации скважин. Закачка ингибиторов производится непрерывно (наземным или глубинным дозирочным устройством) или периодически (устройством гидростатического действия или насосным агрегатом).

1.3. Электромагнитное воздействие на асфальтосмолопарафиновые отложения

1.3.1. Физические основы и технико-технологические особенности воздействия высокочастотных электромагнитных полей на асфальтосмолопарафиновые отложения в скважине

С точки зрения радиофизики насосно-компрессорные трубы и обсадные колонны нефтяных скважин являются волн линиями передачи (коаксиальные линии, цилиндрические волноводы) для распространения электромагнитных волн. Скорости распространения электромагнитных волн и их затухание зависят от типа волн, свойствами материалов труб и диэлектрическими свойствами нефти. Направив электромагнитные волны от высокочастотного генератора на пробку АСПО, ее можно нагреть до температуры плавления парафина и ликвидировать [39, 83, 87, 91, 105, 114, 115, 118, 131]. Существенным достоинством ВЧ или СВЧ метода воздействия на пробку является объемный характер, так как электромагнитные волны в ВЧ диапазоне могут проникать в материал пробки на десятки и более метров. Кроме этого, данный метод воздействия управляется путем изменения мощности

ВЧ генератора и частоты, а также электрических свойств пробки АСПО [131, 105].

Физической основой метода является выделение тепла в среде, заполняющей межтрубное пространство, и в стенках труб скважины при распространении вдоль нее электромагнитных волн (ЭМВ) от наземного генератора [85, 87, 105, 118, 119, 122, 131, 146]. Используется то обстоятельство, что система из насосно-компрессорных труб (НКТ) и обсадной колонны скважины является в электротехническом отношении коаксиальной линией передачи с неидеально проводящими стенками, а межтрубное пространство заполнено диэлектриком, хорошо поглощающим энергию: электромагнитного поля (ЭМП). В результате часть электромагнитной энергии переходит в тепловую. Далее твердые отложения нагреваются и расплавляются одновременно во всем объеме.

АСПО представляют собой диэлектрики, которые характеризуются комплексной относительной диэлектрической проницаемостью:

$$\dot{\varepsilon}_d(\omega, T, p) = \varepsilon'_d(\omega, T, p) - j\varepsilon''_d(\omega, T, p), \quad j = \sqrt{-1}, \quad (1.1)$$

где ε'_d , ε''_d - действительная и мнимая части диэлектрической проницаемости среды; $\omega = 2\pi f$ - циклическая частота; f - линейная частота электромагнитной волны; T и p - температура и давление [105].

Мнимая часть диэлектрической проницаемости определяет плотность источников тепла, возникающих в материале при его взаимодействии с высокочастотным электромагнитным полем (ВЧ ЭМП) вида:

$$\dot{E} = \dot{E}_0 \exp(j\omega t), \quad \dot{H} = \dot{H}_0 \exp(j\omega t). \quad (1.2)$$

Плотность источников тепла описывается формулой [44]:

$$q = 0,5\omega\varepsilon'_d\varepsilon_0\operatorname{tg}\delta\dot{E}_0\dot{E}_0^*, \quad \operatorname{tg}\delta \approx \frac{\varepsilon''_d}{\varepsilon'_d}, \quad (1.3)$$

Пространственно-временное изменение температуры в АСПО, заполняющее скважину, находится из решения уравнения теплопроводности:

$$c\rho \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \Delta T + q. \quad (1.4)$$

В формулах (1.2) - (1.4) ε_0 - диэлектрическая проницаемость вакуума; $\vec{E}, \vec{H}$ - напряженности электрического и магнитного полей соответственно; $\vec{E}_0, \vec{H}_0$ - их амплитуды, зависящие от пространственных координат и времени, c, ρ, λ - удельная теплоемкость, плотность и коэффициент теплопроводности среды соответственно. Таким образом, возникновение внутренних источников тепла в АСПО при его взаимодействии с ВЧ ЭМП и, как следствие, изменение температуры и давления в нем позволяют применить энергию электромагнитного излучения для ликвидации АСПО, образующихся в различных узлах оборудования.

Одним из преимуществ данного метода является также выделение дополнительного тепла в материале узлов оборудования вследствие конечной проводимости.

Особенности воздействия ВЧ И СВЧ ЭМП на АСПО или на его составляющие изучены рядом авторов. Так, в работе [39] исследованы процессы нагрева и расплавления парафиновых пробок в стволах нефтяных скважин и нефтепроводах мощным электромагнитным излучением в режиме непрерывной генерации электромагнитных волн. Для выбранных мощностей и частот ВЧ источника определены времена проплавления сквозного канала в пробке и времена ее полной ликвидации с учетом неоднородности распределения ВЧ мощности по сечению ствола скважины и омического поглощения ВЧ мощности в металлических стенках труб скважины. Поскольку металлические стенки находятся в тепловом контакте с парафиновой пробкой, то появляется дополнительный фактор разогрева парафиновой пробки. В ряде случаев, в

частности в случае оборудования ствола нефтяной скважины, учет нагрева пробки стальными стенками существенно сокращает время проплавления парафиновой пробки. Процесс расплавления идет постепенно от центральной области ствола скважины к периферии так, что расплавленная зона парафина имеет коническую форму. В рассмотренных численных примерах [39] в коаксиальном стволе оборудования нефтяной скважины за 34 часа полностью устраняется парафиновая пробка длиной 100 м при мощности ВЧ генератора 10 кВт и значении рабочей частоты 10 МГц. При увеличении мощности до 20 кВт время устранения пробки сократилось до 12 часов.

Проведен также анализ процесса ликвидации парафиновых пробок в стволе нефтескважины ВЧ источником, работающем в режиме периодического включения и выключения (периодический режим работы). Показано, что в этом режиме полное время ликвидации пробки в основном зависит от мощности электромагнитного источника и повторяемости цикла его работы. При фиксированной мощности ВЧ источника полное время расплавления пробки нелинейно возрастает с увеличением скважности. Полное (суммарное) время работы самого ВЧ источника при увеличении скважности цикла работы ВЧ генератора также возрастает. Эти закономерности объясняются ростом тепловых потерь с увеличением скважности (времени отключения ВЧ источника). Установлено, что полное время работы источника (или затраченная энергия при фиксированной мощности) слабо зависит от его времени работы в рамках одного цикла. Существует пороговое значение повторяемости, при котором пробка парафина никогда полностью не расплавляется.

Нефтескважина в электродинамическом смысле является коаксиальной линией передачи. В силу особенности дисперсии ТЕМ волн в коаксиальной линии всегда может быть выбрано оптимальное значение рабочей частоты, которое соответствует значению коэффициента поглощения ВЧ мощности в пробке, равному обратной длине пробки. Нефтепровод можно рассматривать как цилиндрический волновод, способный пропускать электромагнитные волны с частотой выше частоты отсечки. На этих частотах происходит силь-

ное поглощение ВЧ мощности и нагрев только узкой области пробки, прилегающей к ВЧ генератору. Для устранения парафиновых пробок в этих условиях в работе предложено использовать перемещающийся источник электромагнитных колебаний. Скорость движения границы раздела жидкой и твердой фаз в процессе плавления парафиновой пробки под воздействием ВЧ электромагнитного излучения и показывает эффективность метода, а, именно, скорость перемещения электромагнитного источника. Определена скорость движения источника ВЧ мощности, времена полной ликвидации пробки. Показано, что для выбранных параметров ВЧ источника и парафиновой пробки эффективность работы движущегося ВЧ источника доля энергии, затраченной на плавление парафиновой пробки, достигает почти 70 %.

Исследован процесс ВЧ очистки парафиновых отложений в нефтепроводе на ранней стадии их формирования, когда отложения еще не закупоривают нефтепровод. Очистка осуществляется движущимся ВЧ источником. Показано, что время ВЧ очистки существенно зависит от величины и положения максимума плотности мощности тепловыделения. С увеличением частоты максимум плотности мощности тепловыделения смещается от центра к стенке нефтепровода, где локализован парафиновый слой. Растет также величина максимального значения плотности мощности тепловыделения. Соответственно, время очистки уменьшается. Зависимость времени очистки нефтепровода от толщины парафиновых отложений существенна только для малых уровней мощности ВЧ излучения. Начальная температура нефти оказывает слабое влияние на время ВЧ очистки.

Ранее процессы разогрева и плавления парафиновых пробок в нефтескважине были рассмотрены в работе [91]. При этом использовалась модель однородного распределения ВЧ поля по сечению ствола. Кроме этого не учитывалось омическое поглощение ВЧ мощности в стенках скважин, которое будет приводить к дополнительному затуханию электромагнитного излучения при его распространении и, соответственно, к нагреву стенок. В действительности в скважине для рассматриваемых электромагнитных волн ТЕМ

типа (кабельные волны) распределение ВЧ мощности в поперечном сечении сильно неоднородно. Учет неоднородного радиального распределения ВЧ мощности приводит к качественным и количественным особенностям разогрева и плавления пробки в стволе скважины [105]. Диссипация ВЧ мощности в стальных стенках труб приводит к нагреву стенок. А поскольку стальные стенки находятся в тепловом контакте с парафиновой пробкой, то появляется дополнительный канал разогрева пробки.

В работе [103] разработана лабораторная установка, и проведены исследования нагрева и плавления парафина под воздействием энергии электромагнитных колебаний в короткозамкнутой коаксиальной системе. Показано, что в зависимости от заполнения межтрубного пространства парафином или воздухом плавление парафина может происходить как вследствие его нагрева посредством теплопроводности, так и вследствие возникновения распределенных источников тепла в системе под воздействием электромагнитного поля. В последнем случае скорость нагрева и плавления парафина в коаксиальной системе значительно больше, чем в первом случае. На эти закономерности существенное влияние оказывают диэлектрические свойства парафина и электромагнитные свойства материалов труб. При прочих одинаковых условиях процесс нагрева и плавления парафина происходит в поле стоячей электромагнитной волны, образовавшейся из-за ее отражения от неоднородностей поверхностей труб коаксиальной линии.

Таким образом, полученные в этих работах результаты подтверждают перспективность метода электромагнитной обработки скважин с целью удаления отложений и увеличения их пропускной способности.

Вопрос в том, как передать ЭМ энергию в предназначенную для этого среду. Не всякая линия передачи может передавать ЭМ волны любой частоты. Например, по коаксиальной линии передачи ЭМ энергия передаётся посредством ТЕМ волн, в которых не существует ограничений на частоту. А в волноводах типа насосно-компрессорная труба имеются критические частоты

ты, ниже которой в них электромагнитные волны не вводятся и не распространяются. [93].

В скважине внутренним и внешним электрическим проводом служат насосно-компрессорная труба (НКТ) и обсадная колонна, если, конечно, они не касаются между собой. Если они короткозамкнуты, ЭМ энергия может быть передана по внутренней поверхности НКТ. В данном случае НКТ является круглым волноводом.

В круглом волноводе могут распространяться только волны электрического типа E или магнитного типа H [93]. Если НКТ имеет малый радиус, в ней могут распространяться ЭМ волны лишь большой частоты. Однако такие волны, из-за сильного поглощения ЭМ энергии средой, быстро затухают. Поэтому среда нагреется очень неравномерно: в одних зонах может быть сильный перегрев и большие потери тепла в окружающую волновод среду. В других точках наоборот, не достаточный для плавления АСПО нагрев. Вследствие этого расплавление пробки АСПО может быть только на малую глубину. Одним из путей решения этой задачи представляется использование перемещающегося или движущегося источника СВЧ ЭМ волн – «СВЧ ЭМ крота». В этом способе источник СВЧ ЭМ излучения перемещается по мере плавления среды и появления возможности перемещения. Ликвидация диэлектрической пробки, каковой является АСПО, получается более эффективным. Особенности такого метода частично исследованы в работах [2 – 4, 11 – 13].

По волноводу могут быть переданы нескольких типов волн, но не все из них легко могут возбуждаться [93]. Особенно, если это касается источника ЭМ волн, проталкиваемого вглубь НКТ в нагретую и расплавленную среду.

В последние годы исследования применения электромагнитных полей для решения задач нефтегазодобычи развиваются в направлениях, освещенных в работах [144, 147 -154].

Возможности технологического применения ВЧ электромагнитного воздействия основаны не только на возникновении в рабочих средах, взаимодействующих с внешним ВЧ электромагнитным полем, распределенных источников тепла q , а также влиянием ВЧ ЭМП на такие физико-химические явления, как поверхностное натяжение, на химические превращения, фазовые переходы, диффузию, адсорбцию, на реофизические характеристики и т.д. Воздействие внешнего СВЧ ЭМП на АСПО может привести к объемному нагреву с большой скоростью роста температуры, что может способствовать к возникновению термоупругих напряжений, сепарации различных компонентов и составляющих дисперсных систем [91].

Таким образом, технологический эффект при расплавлении пробок АСПО достигается за счет следующих физических механизмов:

- возникновения в рабочей среде распределенных источников тепла за счет их взаимодействия с ВЧ ЭМП;
- неравномерного нагрева составляющих неоднородного материала и возникновения в нем термоупругих напряжений, что обуславливает разрушение отложений;
- повышения температуры до температуры расплавления пробок в большом объеме.

1.3.2. Диэлектрические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений

АСПО по своему составу и физико-химическим свойствам являются чрезвычайно сложными и разнообразными [36, 78, 92, 95, 105, 139, 140]. Между тем, следует отметить следующее свойство их: при достижении определенных термодинамических условий в АСПО может происходить фазовый переход - разрушается кристаллическая структура парафина, следовательно, плавится.

Как показывает физический анализ и теоретические исследования [91,92, 104], энергетическое взаимодействие ВЧ ЭМП вида (1.2) с АСПО, характеризуемым электрофизическими свойствами вида (1.1), количественно и качественно характеризуется возникновением в нем распределенных источников тепла. Из решения системы уравнений Максвелла находится комплексная амплитуда напряженности электрического поля $\vec{E}_0$, входящая в выражение (1.2), в зависимости от пространственных координат:

$$\operatorname{div} \vec{D}_0 = 0; \quad \operatorname{div} \vec{B}_0 = 0; \quad \vec{D}_0 = \epsilon \vec{E}_0; \quad \vec{B}_0 = \mu_0 \vec{H}_0; \quad (1.5)$$

$$\operatorname{rot} \vec{H}_0 = j\omega\epsilon \left[1 - j \frac{\partial \epsilon / \partial T}{\omega \epsilon} \frac{\partial T}{\partial t} - j \frac{\partial \epsilon / \partial p}{\omega \epsilon} \frac{\partial p}{\partial t} \right] \vec{E}_0; \quad (1.6)$$

$$\operatorname{rot} \vec{E}_0 = -j\omega\mu_0 \vec{H}_0. \quad (1.7)$$

Из решения системы уравнений (1.5) – (1.7) можно найти зависимости $\vec{E}_0$. Действительно, эту систему уравнения можно привести к виду волнового уравнения Гельмгольца:

$$\Delta \vec{E}_0 + \dot{\Gamma}^2 \vec{E}_0 = 0; \quad \vec{H}_0 = \frac{j}{\omega\mu_0} \operatorname{rot} \vec{E}_0, \quad (1.8)$$

где комплексная постоянная распространения $\dot{\Gamma}$ определяется выражением

$$\dot{\Gamma}^2 = -\omega^2 \mu_0 \epsilon \left[1 - j \frac{\partial \epsilon / \partial T}{\omega \epsilon} \frac{\partial T}{\partial t} - j \frac{\partial \epsilon / \partial p}{\omega \epsilon} \frac{\partial p}{\partial t} \right]. \quad (1.9)$$

Необходимо отметить следующие особенности полученного уравнения Гельмгольца (1.8) и выражения для $\dot{\Gamma}$. Из выражения (1.9) следует, что, постоянная распространения волны - комплексная величина, что связано с затуханием ЭМВ в рабочей среде, каковой является АСПО. Более того, динамика изменения постоянной распространения $\dot{\Gamma}$ определяется уравнением

электродинамического состояния АСПО, т.е. зависимостью $\dot{\epsilon} = \dot{\epsilon}(\omega, T, P)$ или зависимостями $\epsilon' = \epsilon'(\omega, T, P)$, $\epsilon'' = \epsilon''(\omega, T, P)$, $\text{tg}\delta = \text{tg}\delta(\omega, T, P)$. Следовательно, пространственно-временное распределение ВЧ ЭМВ зависит от термодинамического состояния среды. А оно с течением времени изменяется из-за взаимодействия ВЧ ЭМВ со средой и преобразования части ее энергии в тепло. Сильные качественные изменения в особенностях распространения ВЧ ЭМВ будут проявляться в средах с фазовыми переходами. В случае воздействия СВЧ и ВЧ ЭМП на вещество АСПО такой процесс возможен. Действительно, в результате возникновения внутренних источников тепла АСПО нагревается до температуры фазового перехода T_f и начинается расплавление АСПО. Это явление характеризуется резкими изменениями диэлектрических свойств среды в области температуры фазового перехода, где возможны большие скачки $\partial\epsilon / \partial T$. Резкое изменение диэлектрической проницаемости в зависимости от температуры приводит к скачкообразному изменению волнового сопротивления среды на поверхности фазового перехода. Таким образом, в области расплавления АСПО образуется стоячая ВЧ ЭМВ, а за границей фазового перехода – бегущая волна. С течением времени граница фазового перехода будет двигаться. Это обстоятельство приводит к необходимости экспериментального исследования диэлектрических свойств вещества АСПО в зависимости от частоты, температуры и давления.

В таблице 1.1 представлены свойства исследованных образцов АСПО. Как видно из таблицы 1.1, АСПО содержит также механические примеси, в частности, песок.

Анализ показывает, что диэлькометрический метод, основанный на особенностях взаимодействия ВЧ ЭМП малой мощности с неоднородными средами, является информативным методом определения условий выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ в нефтях. С этой целью были проведены экспериментальные исследования тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ нефти с добавлением песка и парафина в зависимости от частоты

электромагнитных колебаний в диапазоне 30 – 300 МГц и температуры в диапазоне 25 – 80 °С методом куметра.

Результаты исследований приведены на рис. 1.1 – 1.3. Зависимость $\text{tg}\delta$ исследованных сред от частоты электромагнитных колебаний подчиняется закономерностям, характерным для полярных жидкостей. Так как в измерительной ячейке поддерживалась одинаковая масса, для нефти с песком $\text{tg}\delta$ зависит от количества песка – чем больше масса песка, тем меньше $\text{tg}\delta$ смеси.

Таблица 1.1

Свойства образцов АСПО

Параметры	Объект	
	Восточно-Перевальное месторождение, Когалымнефтегаз, пласт А23	Як 3-7, скв 540 Сузун - Ванкор межпромыслового трубопровода
Асфальтены, %	4	0,6
Смолы, %	9	12
Парафины, %	27	41
Мехпримеси, %	1,4	5
Нефтяной остаток, %	59	41
Температура плавления АСПО, °С	53, 6	61
Температура плавления парафина, °С	54	63

Следует заметить, что в работе [90] представлены результаты исследований диэлектрической проницаемости и тангенса угла диэлектрических потерь нефтяного парафина и установлены нелинейные зависимости их от частоты электромагнитных колебаний.

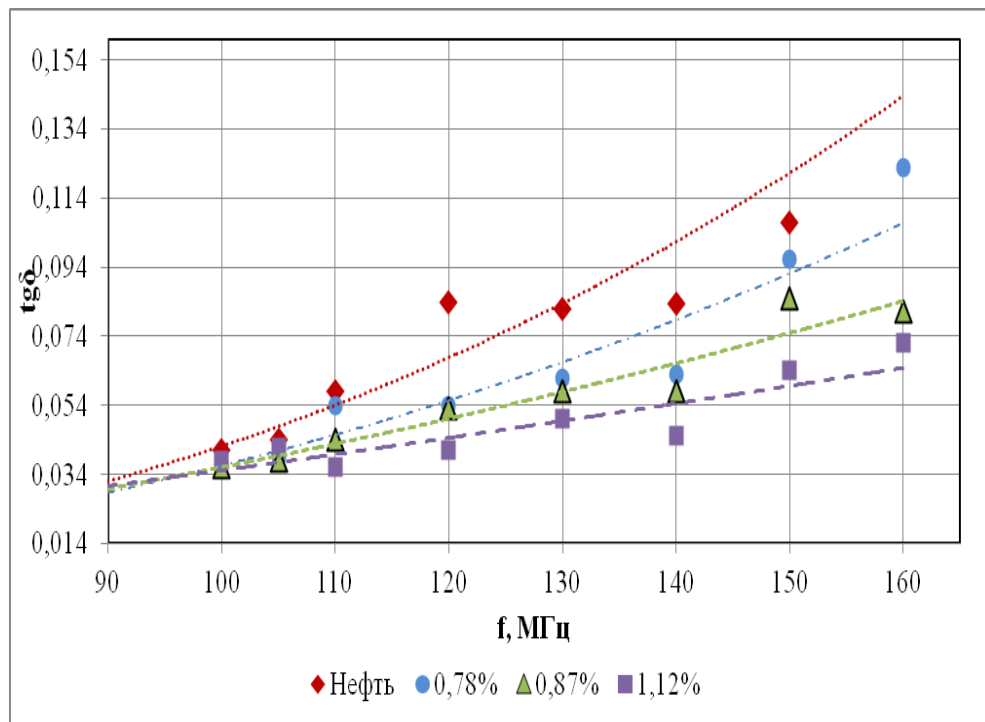


Рис. 1.1. Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь смесей нефти с песком

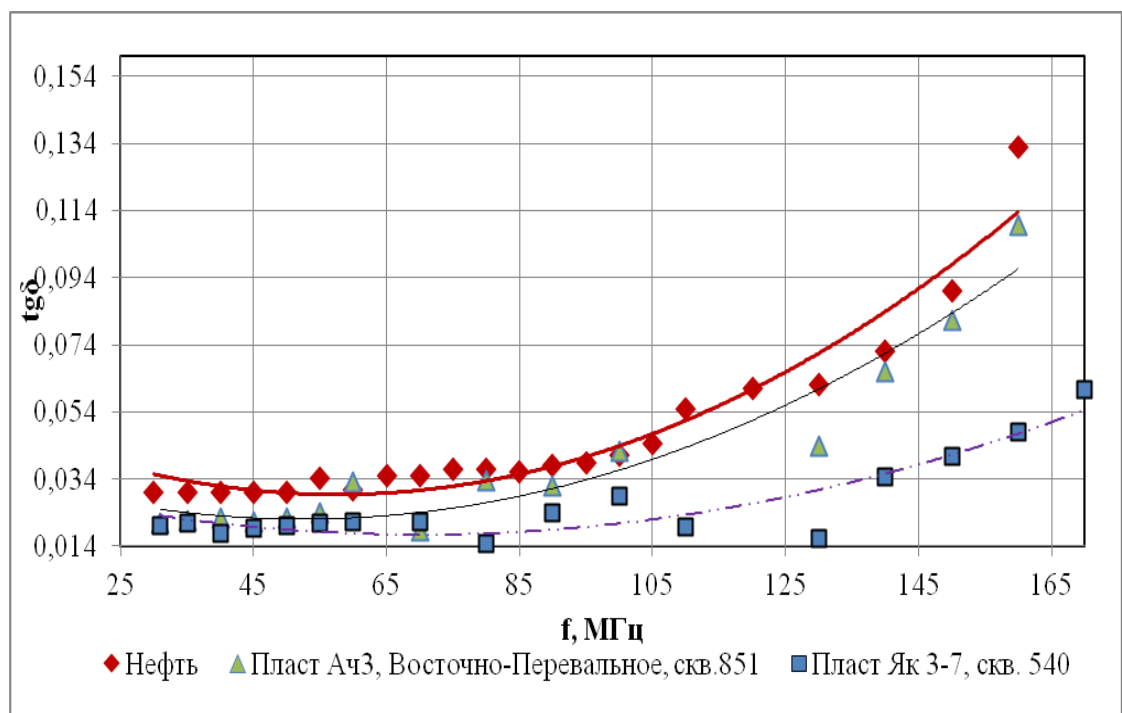


Рис. 1.2. Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь нефти и образцов АСПО от частоты электромагнитных колебаний

Аппроксимируя данные, представленные на рисунке 1.3, можно установить температуру кристаллизации парафина по значению экстремума $tg\delta$. Например, для нефти с добавлением парафина, равна 53 ± 1 °С, пласта Як 3-7 - 58 ± 1 °С, пласта Ач3 - 56 ± 1 °С. Более того, с ростом температуры увеличивается $tg\delta$ сред. Эту закономерность можно использовать для контроля роста кристаллов парафина (АСПО), а, следовательно, для контроля за образованием АСПО и предотвращения их образования.

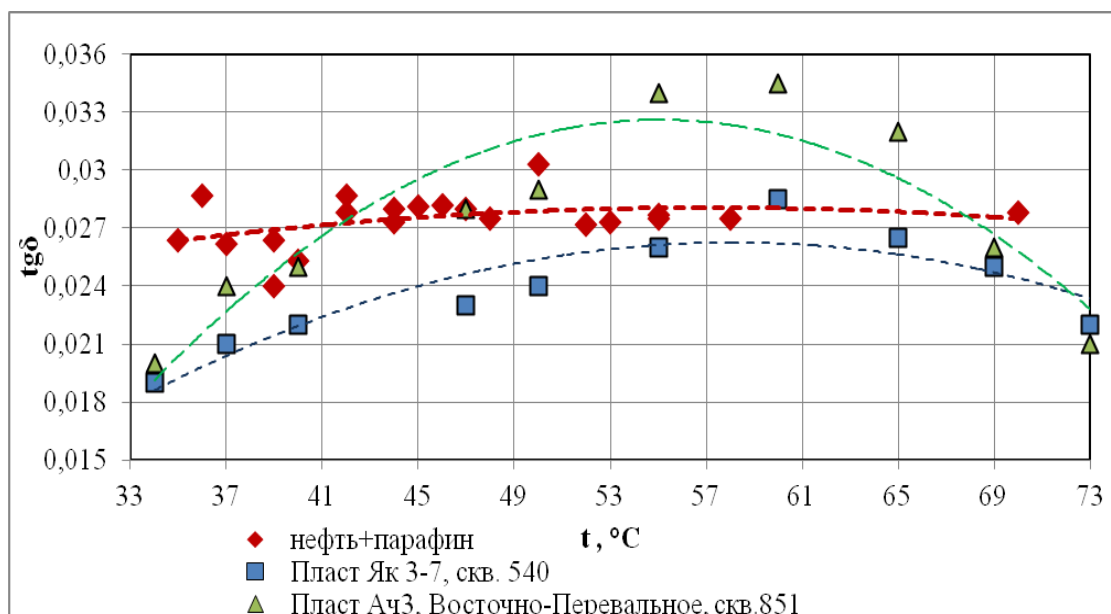


Рис. 1.3. Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь нефти с дополнительным содержанием парафина (АСПО) на частоте 35 МГц

1.3.3. Экспериментальное исследование разрушения водонефтяных эмульсий электромагнитным воздействием методом оптической микроскопии

Образование в скважинах водонефтяных эмульсий является одной из причин, способствующей отложению асфальтеносмолопарафиновых веществ.

Эмульсия типа «вода + нефть» - многофазная система, состоящая из очень мелких (от 0,1 до 250 мкм в промысловых эмульсиях [100]) капель во-

ды, диспергированных в нефти. Глобула капли окружена бронирующей оболочкой толщиной 50 – 100 нм, состоящей из полярных компонентов нефти. Следовательно, эмульсия представляет собой устойчивый нанотехнологический объект. Образование ее препятствует слиянию (коалесценции) капель воды.

Одним из способов интенсификации коалесценции капель воды является использованием электромагнитных полей СВЧ диапазонов. Динамика изменения температуры и конвективных течений в эмульсиях, рассмотрены в работе [154]. Такая среда характеризуется тем, что сама нефть практически не поглощает электромагнитную энергию СВЧ диапазона и обладает слабой теплопроводностью, а вода, содержащаяся в каплях, поглощает сильно. Поэтому при СВЧ электромагнитном воздействии на водонефтяную эмульсию в глобулах воды возникают объемные тепловые источники, происходит интенсивное и дельтаобразное нарастание температуры в капле воды и ее бронирующей оболочке. Этот эффект приводит к разрушению последних, причем основная масса нефти нагревается незначительно. Также при воздействии СВЧ электромагнитного поля возникают колебательные процессы, значительная периодическая деформация капель воды и разрушение их оболочек.

Воздействие СВЧ электромагнитного поля качественно и количественно характеризуется рядом параметров: диаметром капли, содержанием и составом солей в ней, структурой и составом бронирующей оболочки, наличием механических примесей и т.д. В работе [41] установлены особенности воздействия электромагнитных полей на микроструктуру водонефтяных эмульсий. Описывается лабораторный стенд. Приводятся результаты экспериментальных исследований, показывающие эволюцию микроструктуры водонефтяных эмульсий в зависимости от параметров электромагнитного поля и диэлектрических свойств эмульсий. Предполагается, что этот процесс преимущественно зависит от собственной частоты колебания полярных компонентов нефти. Под воздействием СВЧ ЭМП в структуре эмульсии образу-

ются агрегаты капель в виде цепочек, вытянутых вдоль направления силовых линий напряженности электрического поля. Целью настоящей части работы является экспериментальное изучение влияния СВЧ электромагнитного поля на диаметры капель воды..

Для исследования эволюции микроструктуры водонефтяной эмульсии 15% - ной концентрации производился анализ по фотографиям, сделанным при помощи оптического микроскопа. Для приготовления водонефтяной эмульсии использовалась товарная нефть Тюменской области и дистиллированная вода.

Были подготовлены для исследований четыре образца эмульсий в СВЧ поле с интервалами времени: 1 мин, 4 мин и 7 мин.

Для СВЧ излучения использовалась микроволновая печь DAEWOO KOR-4175 с частотой 2450 МГц. Режим печи - 500 Вт. Размещение образца в печи было выбрано с целью максимального влияния микроволн, таким образом, образец расположили в центре печи против излучателя.

На рис. 1.4 представлена эволюция температуры образцов водонефтяной эмульсии, обработанных в СВЧ поле при СВЧ поле.

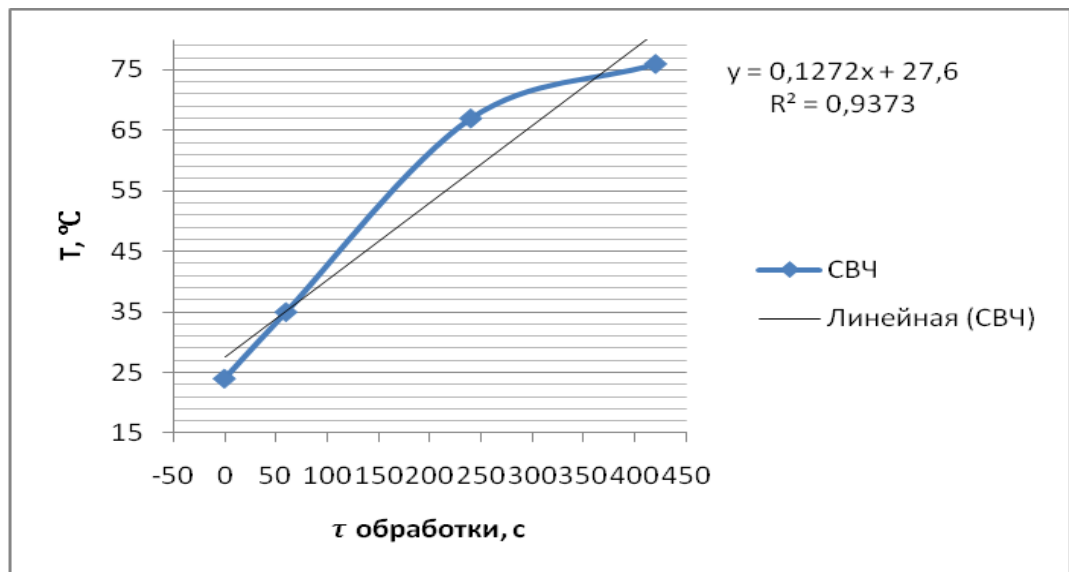
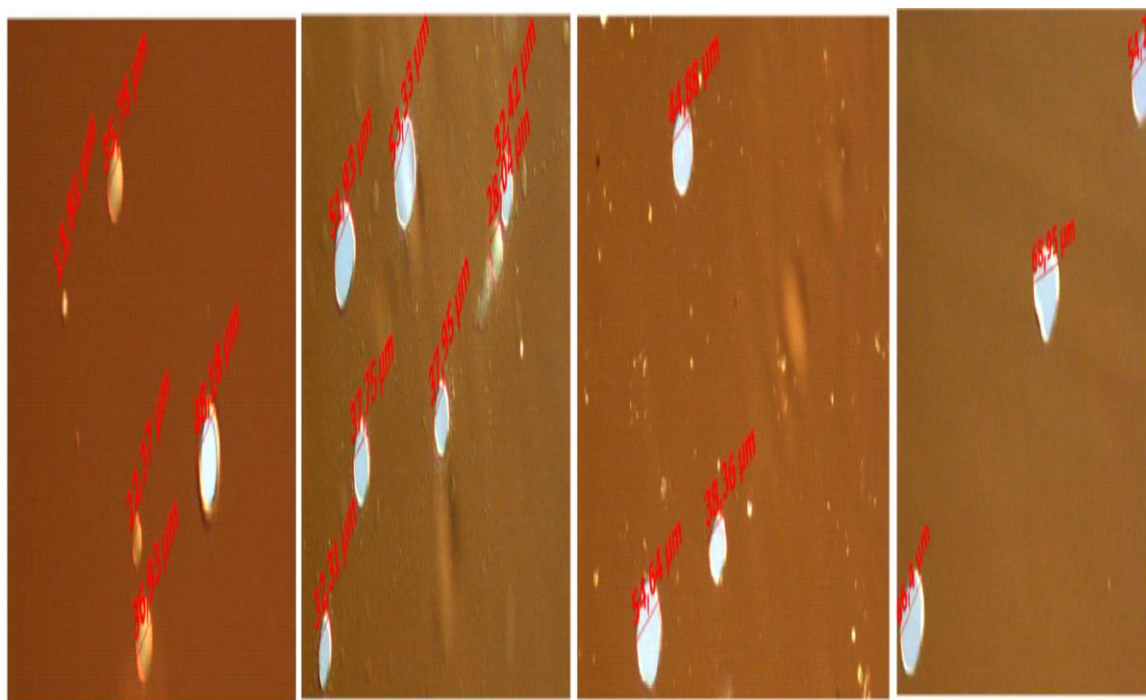


Рис. 1.4. Зависимость средней температуры образцов эмульсий от времени обработки

Микроструктуры эмульсий были просмотрены через микроскоп фирмы Carl Zeiss (Карл Цейс) модель Axio Imager A2 с выполнением дифференцированных интерференционных контрастов камерой Axio Cam MRC. По визуальному наблюдению фотоснимков можно прийти к выводу об изменении размеров глобул воды (рис. 1.5).



Размеры глобул:

13–48 нм	28–53 нм	38–54 нм	54–69 нм
до СВЧ обработки	1 мин	4 мин	7 мин

Рис. 1.5. Эволюция микроструктуры водонефтяной эмульсии 15%-ной концентрации при воздействии сверхвысокочастотного излучения

При СВЧ воздействии на водонефтяные эмульсии глобулы воды увеличиваются и слипаются. Эффективность разделения фаз зависит от времени воздействия и от температуры.

Процесс разрушения бронирующей оболочки происходит за счет объемного источника тепла, возникающего в глобулах. При этом для разрушения тонких слоев оболочек достаточны небольшие температуры. При боль-

ших прочностях оболочек и соответственно давлению в глобулах происходит разрыв в виде «впрыска» глобул воды в дисперсионную фазу, образуя мелкодисперсную среду.

По микрофотографиям эмульсий с помощью программы Axio Vision были просчитаны диаметры наиболее крупных глобул в каждом образце и средний размер капли для каждого образца по формуле:

$$\bar{d} = \frac{\sum N \cdot d}{\sum N}.$$

Таблица 1.2

Динамика изменения среднего диаметра глобул воды во времени

Время обработки, с		0	60	240	420
$\bar{d}$, мкм	СВЧ	30,7	33,6	37,9	48,7

Из рис.1.6 видно, что с увеличением времени обработки в СВЧ поле глобулы воды увеличиваются в размерах, сливаются и разрушаются.

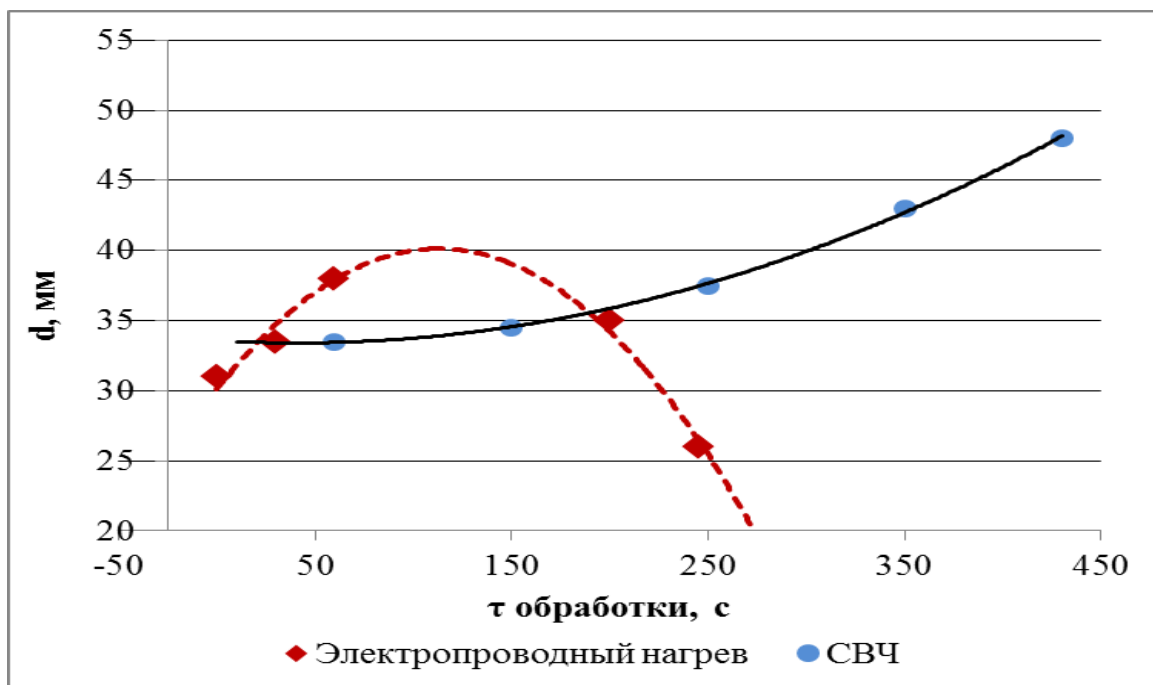


Рис. 1.6. Зависимость среднего диаметра от времени обработки при СВЧ излучении и электропроводном нагреве

Анализ данных, представленных на рис. 1.5 и рис. 1.6, показывает, что дисперсность эмульсий в зависимости от среднего диаметра глобул воды уменьшается в электромагнитном поле по гиперболическому закону, а дисперсность и удельная поверхность дисперсной системы с повышением температуры эмульсии падает линейно.

1.3.4. Экспериментальные исследования микроструктуры парафина с использованием метода атомно-силовой микроскопии

Представляет научный интерес исследование СВЧ ЭМ воздействия на процесс управления структурообразованием асфальтосмолопарафиновых веществ в добываемой жидкости. Одним из приёмов, позволяющих воздействовать на них, является использование энергии ВЧ и СВЧ ЭМ излучения. С целью установления реализации этого приема были проведены экспериментальные исследования микроструктуры парафина с использованием метода атомно-силовой микроскопии.

Для эксперимента взяли пробу парафина, разделили ее на четыре части (1– без воздействия; 2 – под действием СВЧ электромагнитных полей; 3 – под действием электронагрева). Далее небольшой кусок образца парафина помещали на стеклянную подложку и подвергали электронагреву (мощность 500 Вт) и воздействию СВЧ электромагнитных полей различных мощностей: 1 – 350 Вт, 2 – 450 Вт, 3 – 600 Вт.

Результаты исследований представлены на рис. 1.7 – 1.16.

[5.317 mkm x 5.317 mkm x 18.68 nm] (364 x 364 pt) | 1.000 mkm

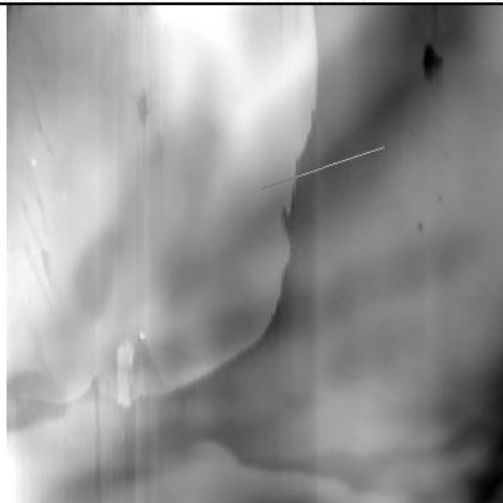


Рис. 1.7. Атомно-силовое изображение поверхности образца №1 при СВЧ мощности 350 Вт

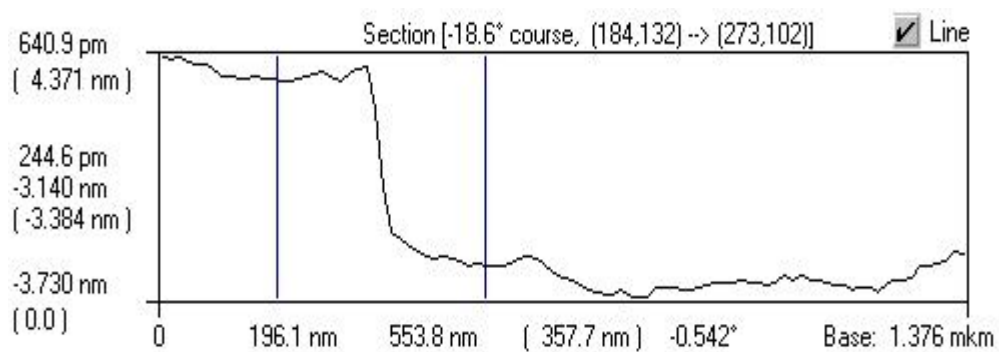


Рис. 1.8. Профиль сечения поверхности по выбранной линии

[2.234 mkm x 2.234 mkm x 9.827 nm] (306 x 306 pt) | 500.0 nm

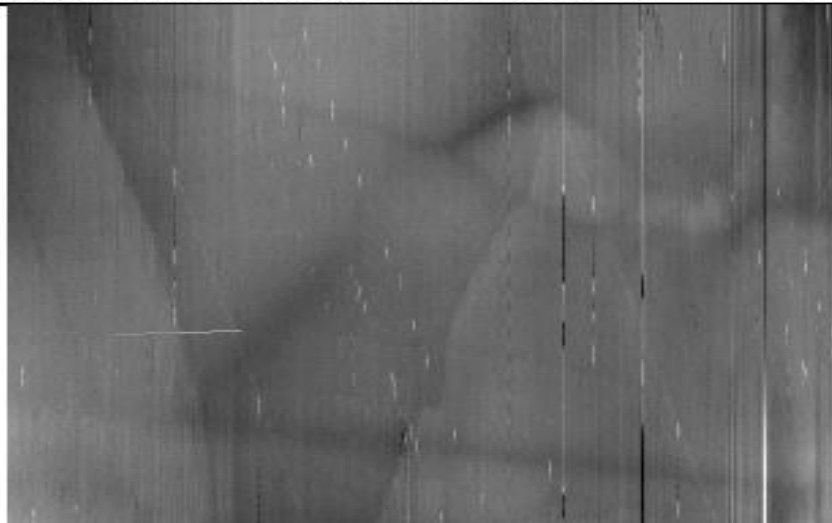


Рис. 1.9. АСМ-изображение в режиме повышенного контраста (образец №2). СВЧ мощность 450Вт

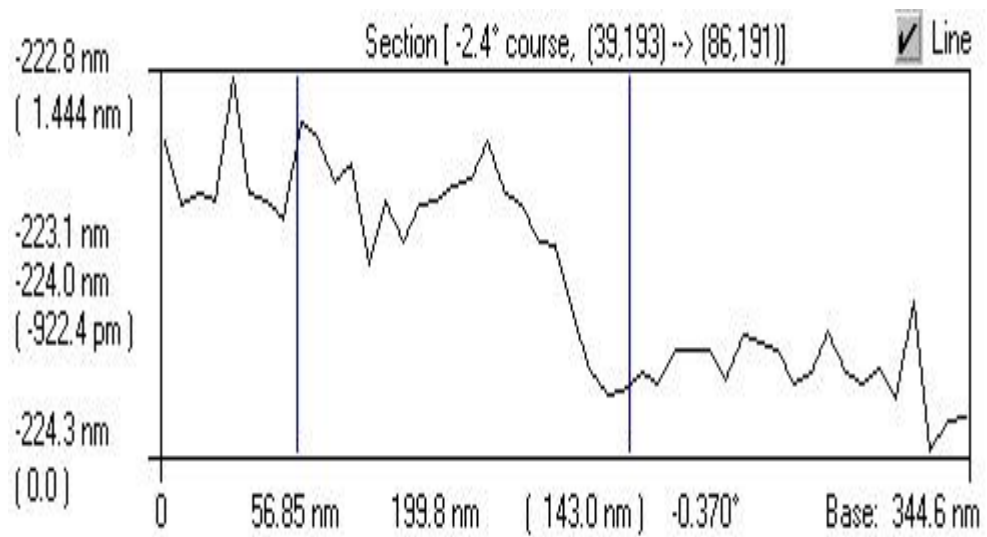


Рис. 1.10. Профиль сечения поверхности по выбранной линии

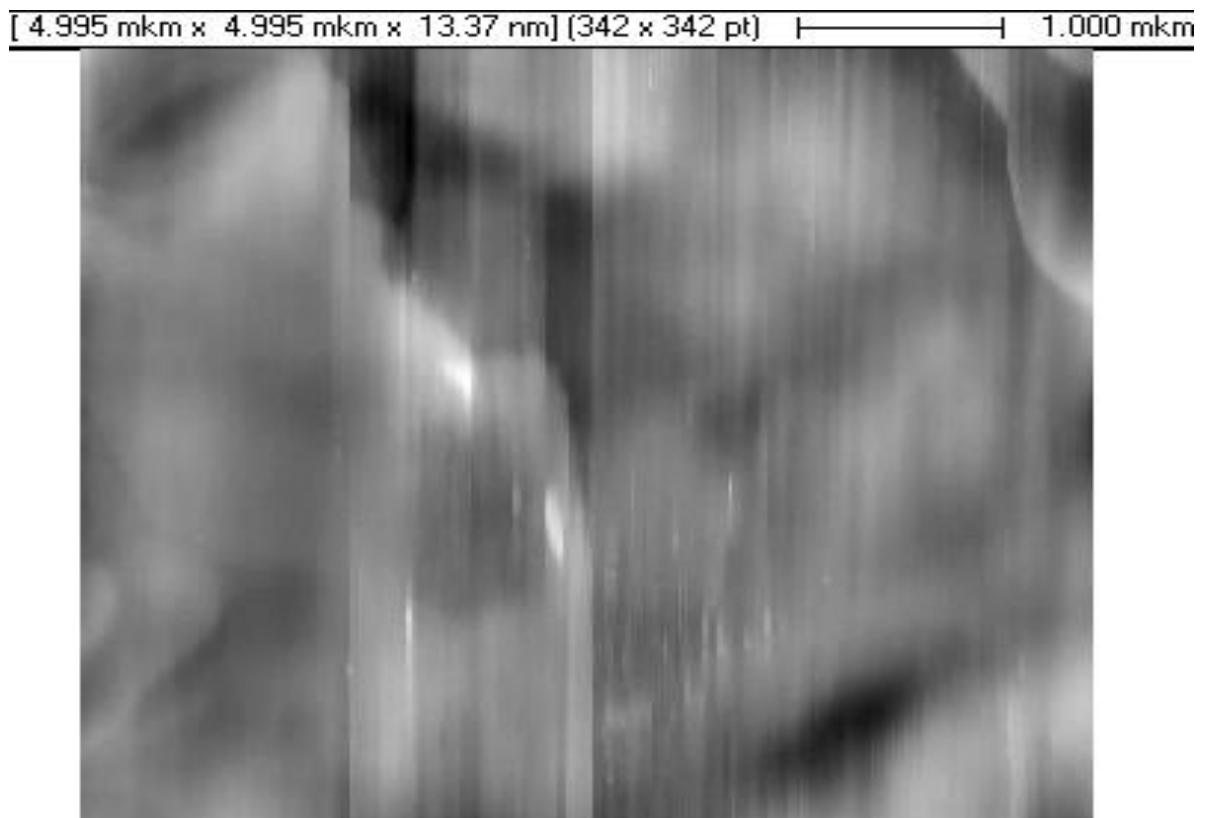


Рис. 1.11. АСМ-изображение в режиме повышенного контраста. Образец №3- СВЧ мощностью 600Вт

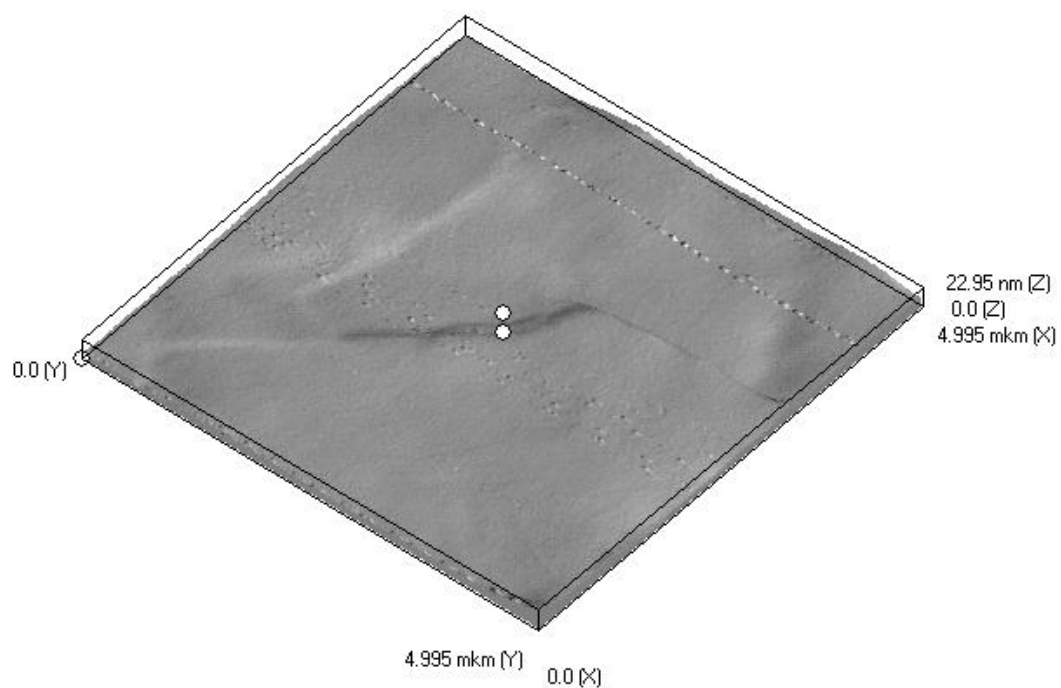


Рис. 1.12. Трехмерное АСМ-изображение поверхности

Образец №4 - электронагрев

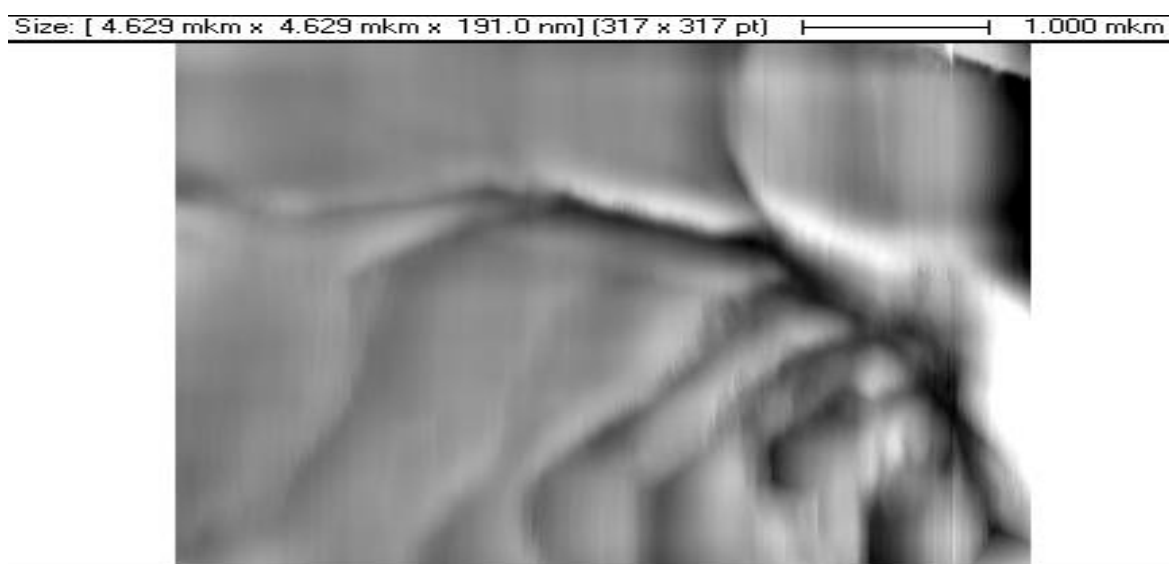


Рис. 1. 13. Атомно-силовое изображение поверхности образца



Рис. 1.14. Атомно-силовое изображение поверхности образца

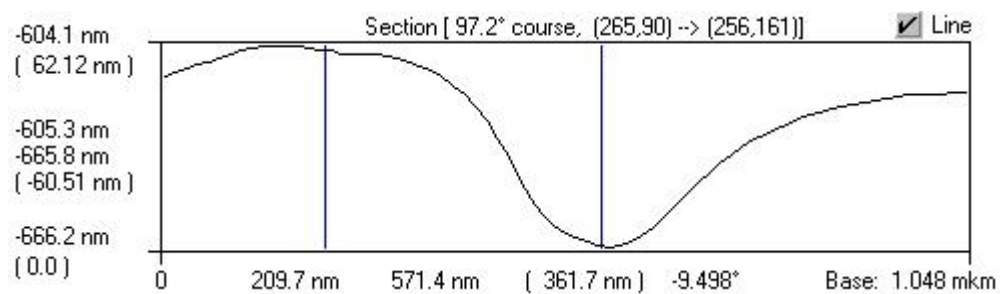


Рис. 1.15. Профиль сечения поверхности по выбранной линии

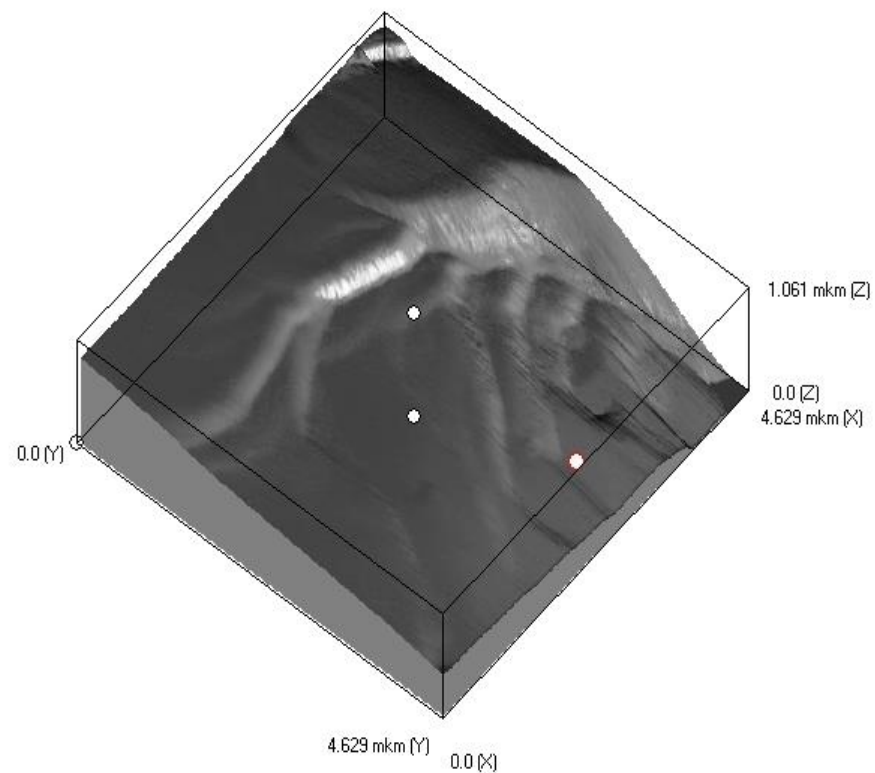


Рис. 1.16. Трехмерное АСМ-изображение поверхности

Для образцов, подвергнутых электронагреву, характерно наличие структурных неоднородностей эллипсоидного вида диаметром 1–3 мкм. Наблюдаемые неоднородности имеют сложное строение и состоят из частиц диаметром в интервале от 40 до 400 нм. По всей видимости, наблюдаемые частицы представляют собой агломераты молекул парафина.

Структура образцов подвергнутых плавлению в СВЧ поле, несколько отличается от структуры образцов, подвергнутых электронагреву. Для них характерно наличие двух видов структурных неоднородностей: тороидальных образований и ярко выраженных слоев толщиной в несколько нм. Тороидальные образования имеют диаметр порядка 500 нм с диаметром углубления 100 – 150 нм. Подобные структуры могут возникнуть в результате выброса расплавленной массы из объемных слоев образца.

Выводы по первой главе

1. Показано, что проблема образования АСПО приобретает серьезную масштабность, так как в связи многие нефтяные месторождения перешли в поздний этап разработки.

2. Процесс образования АСПО определяется широким рядом факторов: условиями эксплуатации нефтяного оборудования (термодинамические условия, скорости течения и обводнённость добываемой продукции и др.), свойствами добываемой нефти.

3. Существующие способы недостаточно полно решают проблему удаления и предотвращения образования отложений АСПВ в нефтяных скважинах.

4. Анализ показывает, что диэлькометрический метод, основанный на особенностях взаимодействия ВЧ ЭМП малой мощности с неоднородными средами, является информативным методом определения условий выпадения асфальтеносмолопарафиновых веществ в нефтях. Экспериментально

установлена возможность определения температуры кристаллизации парафина по значению экстремума тангенса угла диэлектрических потерь нефти.

5. Экспериментально с использованием метода оптической микроскопии исследована эволюция разрушения водонефтяных эмульсий в сверхвысокочастотном электромагнитном поле.

6. Методом атомно-силовой микроскопии установлен эффект выброса расплавленной массы из объемных слоев парафина, подвергнутый сверхвысокочастотному электромагнитному воздействию.

2. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВОЛН В СКВАЖИНЕ

Электромагнитное воздействие на рабочие среды осуществляется следующим образом Рабочим средам от ВЧ или СВЧ источника с помощью проводников подводится электромагнитная энергия. Таким образом, структурная схема может быть представлена в виде трех взаимосвязанных частей: нагрузка (призабойная зона, пласт), передающая линия (скважина, радиочастотный кабель), источник энергии или генерирующее устройство. Их взаимобусловленность характеризуется соотношением основных параметров, основополагающие из которых – технологические, которые, в свою очередь, определяют электрические параметры генерирующего устройства и передающей линии.

Технология электромагнитного воздействия характеризуется величиной сопротивления нагрузки и коэффициентом стоячей волны в линии передачи электромагнитной энергии, характером изменения их во времени, определяемыми ростом температуры, фазовыми переходами, изменением степени влажности, содержанием полезного компонента. Конечной целью технологии является определение мощности, вводимой в рабочую среду через коаксиальную линию, скважину от источника электромагнитной энергии, т.е. от генератора. Целью настоящей главы является изучение коэффициента стоячей волны в коаксиальной линии передачи, связывающей генератор и нагрузку.

2.1. Способы возбуждения электромагнитных волн в скважинах

Впервые способ добычи нефти путем передачи электромагнитной энергии через скважину был предложен в работе [72]. Скважины и трубы, оборудованные для добычи и транспортировки нефти и газа, многообразны

[104, 119]. Поэтому возможны различные способы и устройства, предназначенные для возбуждения ВЧ электромагнитных полей в скважинах.

Для интенсификации технологических процессов необходимо выбрать конкретную схему электромагнитного воздействия. На рис. 2.1 представлены некоторые варианты применения СВЧ и ВЧ оборудования для решения задач нефтедобычи.

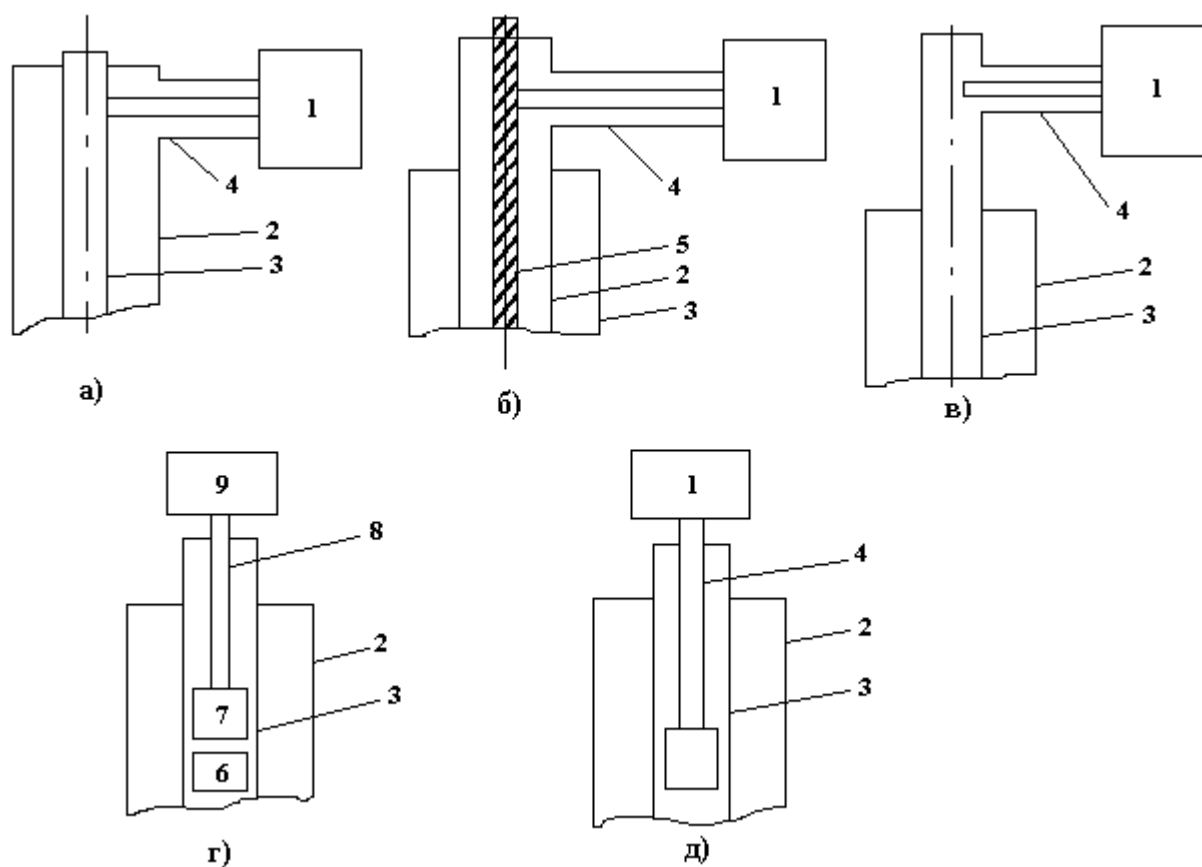


Рис.2.1. Схемы технологического применения электромагнитного воздействия в скважинах. 1 – ВЧ генератор, 2 – обсадная колонна, 3 – насосно-компрессорная труба, 4 – фидер (радиочастотный кабель), 5 – штанга, 6 – излучатель, 7 – преобразователь частоты, 8 – грузонесущий геофизический кабель, 9 – блок питания.

Способ, представленный на рис. 2.1а, предполагает подвод от ВЧ и СВЧ генератора установленного на поверхности земли, ВЧ напряжения к обсадной колонне 2 и насосно-компрессорной трубе 3 с помощью гибкого радиофизического кабеля (или жесткой коаксиальной системы) 4. При этом часть электромагнитной энергии в межтрубном пространстве преобразуется в тепло. Вследствие этого среда, заключенная в межтрубном пространстве, нагревается под непосредственным воздействием электромагнитного поля, а среда, находящаяся внутри насосно-компрессорной трубы нагревается из-за переноса тепла посредством теплопроводности труб. Данный способ был впервые предложен в работе [85], в дальнейшем в изобретении [83], испытывали на ряде скважин [5, 6, 84, 86, 104].

На рис. 2.2 представлена схема установки, оборудованная для воздействия ВЧ ЭМП на пласт и одновременной добычи нефти через скважину. При этом электромагнитная энергия от ВЧ генератора передается в пласт через межтрубное пространство, образованное НКТ и обсадной колонной. Часть электромагнитной энергии поглощается в материалах труб, а остальная часть проходит в пласт. Извлекаемая нефть нагревается как при фильтрации в пласте, так и при течении по вертикальной трубе [104, 105].

В варианте, показанном на рис. 2.1б, ВЧ напряжение от ВЧ генератора 1, установленного на поверхности земли, с помощью радиочастотного кабеля 4 подводится к насосно-компрессорной трубе 3 и штанге 5 и, таким образом ВЧ ЭМП создается между штангой и насосно-компрессорной трубой. Физический механизм воздействия на среду соответствует предыдущему случаю. Данный вариант был испытан в Сибири. В работе [105] описаны результаты этих испытаний и показана принципиальная возможность ввода электромагнитной энергии в насосно-компрессорную трубу простаивающей скважины, где образовалась парафиновая пробка.

Эффективность электромагнитного метода нагрева среды в скважине по схемам, представленным на рис. 2.1а и 2.1б, зависит, прежде всего, от

способа центрирования труб диэлектрическими шайбами и целенаправленного создания режима стоячей электромагнитной волны.

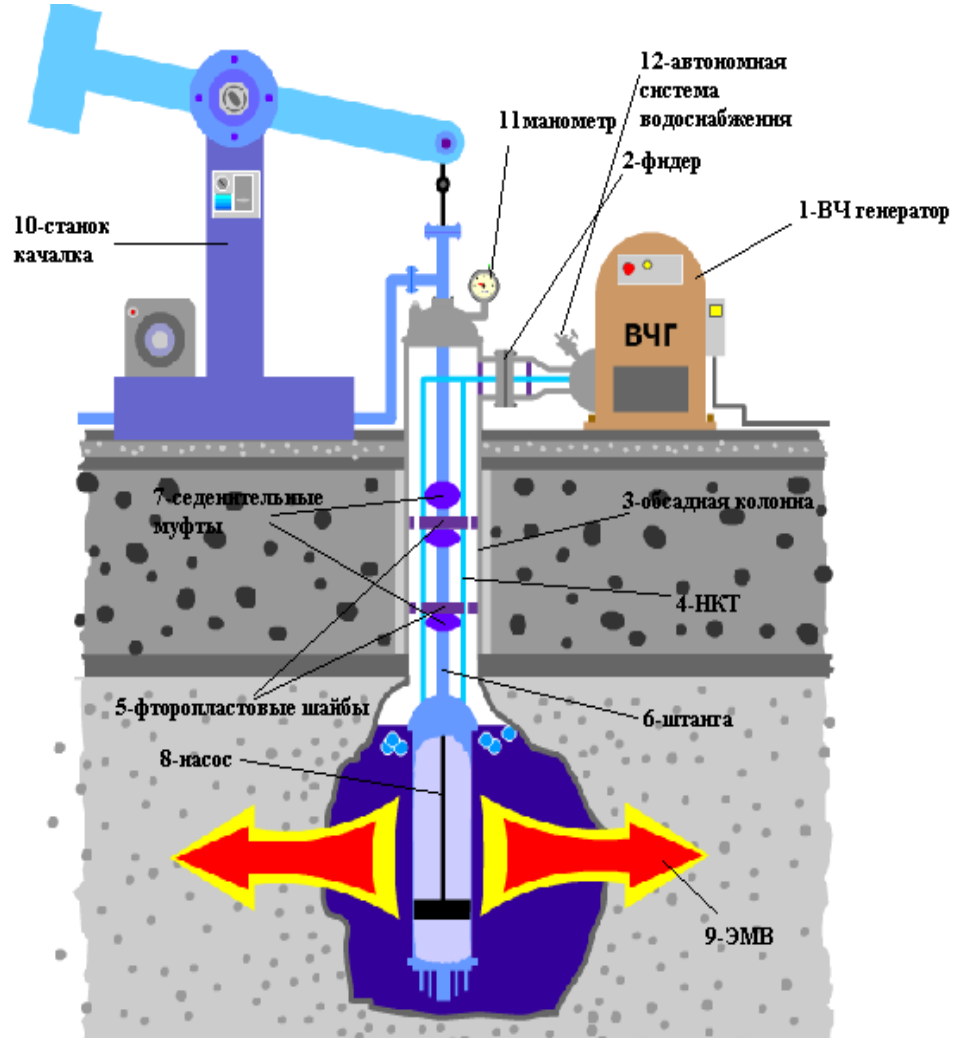


Рис. 2.2. Схема установки, оборудованная для воздействия ВЧ ЭМП на пласт и одновременной добычи нефти через скважину

В варианте, представленном на рис.2.1в, канализация энергии электромагнитного поля осуществляется внутри НКТ 2. Электромагнитное поле в ней возникает при действии излучателя 6 петлей или штырем внутри трубы 2. Данный способ реализуем в СВЧ области. На излучатель электромагнитное напряжение подается от СВЧ генератора 1, установленного на поверхности с помощью коаксиальной системы (системы труб или коаксиального кабеля). Другая разновидность данного варианта -

непосредственное подсоединение магнетрона к НКТ, а блок питания располагается на поверхности земли. В этом способе в трубе создается СВЧ электромагнитное поле и его мощность определяется размерами внутренней поверхности НКТ. Очевидно, что эффективная глубина радиуса влияния электромагнитного воздействия на среду равна длине волны в трубе.

Вариант, приведенный на рис. 2.1 г, включает в себя ВЧ снаряд (излучатель) 6, тиристорный преобразователь частоты 7, грузонесущий кабель 8, расположенные внутри НКТ, и наземный блок питания 9. В основе данного способа лежит схема ВЧ термобурового снаряда типа ТБС-112, используемого для бурения скважин плавлением [43]. При этом обеспечивается направленное воздействие на диэлектрическую среду, заключенную внутри НКТ. Существенный недостаток этой схемы – трудно регулировать систему удаления воды из скважины, а вода существенно снижает глубину проникновения электромагнитных волн в СВЧ области.

Этот вариант может быть реализован в принципе и в СВЧ диапазоне [73] (рис.2.1д). Для этого в трубе помещается магнетрон с излучателем, питаемый от наземного блока питания. В данном случае отсутствует линия передачи. Существенный недостаток данного варианта – необходимость создания магнетрона, помещаемого в трубах скважин. При этом внешний диаметр магнетрона должен быть меньше внутреннего диаметра НКТ.

Вариант, представленный на рис. 2.1д, позволяет ввести большие мощности электромагнитного поля. Излучатель помещается внутри НКТ 3. По мере разложения пробки излучатель 6 двигается вниз. ВЧ или СВЧ генератор находится на поверхности. В последние годы были проделаны теоретические расчеты эффективности данного способа [2, 3, 11, 12].

Для реализации данного варианта требуется мощный гибкий радиочастотный кабель, обеспечивающий перемещение излучателя по стволу скважины.

2.2. Основные электрические параметры скважины как коаксиальной линии

Скважина в радиофизическом отношении представляет собой коаксиальную линию передачи (рис. 2.3). Электромагнитные волновые процессы, происходящие в ней, составляют физические основы передачи электромагнитной энергии в нефтяной пласт. Работа коаксиальной линии основана на закономерностях теории электромагнитного поля. Для раскрытия этой теории применительно к скважине, прежде всего, необходимо исследовать ее основные электрические параметры [117, 125].

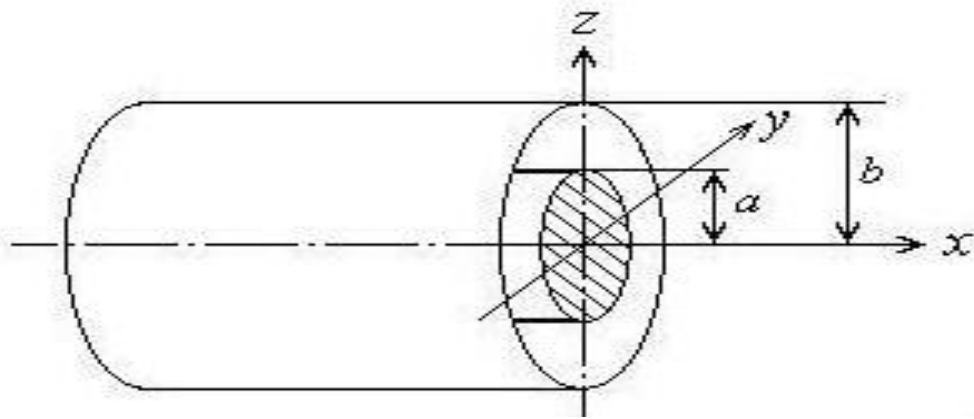


Рис. 2.3. Коаксиальная линия передачи

При передаче электрических сигналов на расстояния, соизмеримые с длиной электромагнитной волны, необходимо учитывать распределение электрических и магнитных полей по длине линии передачи. При этом необходимо установить соотношения длин скважин, пробок, образующихся в них, и длин электромагнитных волн, передаваемых по коаксиальной линии.

В нефтегазовых районах Западной Сибири и Крайнего Севера глубина твердых отложений в скважинах достигает до 600 м в зависимости от условий эксплуатации их [91]. Для нагрева сред, встречающихся в технологиях нефтегазодобычи, в высокочастотных и сверхвысокочастотных электромагнитных полях возможно применение спектра волн, охватывающего частоты 10 МГц до 3 ГГц [104], что соответствует длинам волн от 0,10 м до 30 м в

воздухе. Если учитывать, что межтрубное пространство скважины заполнено твердым отложением, эти значения многократно уменьшаются. Как показывают эти данные, длины электромагнитных волн существенно меньше, чем глубины скважин и высоты пробок. Если хотя бы один из геометрических параметров направляющих систем соизмерим или больше длины волны, например, на половину и более, то, в соответствии с теорией распространения электромагнитных волн в направляющих системах [93], линию передачи можно считать длинной. Таким образом, скважина в радиофизическом смысле является длинной линией передачи, что существенно упрощает изучение электромагнитных процессов, происходящих в скважине.

Скважина как коаксиальная система характеризуется следующими первичными электрическими параметрами, отнесенными к единице длины l . Их называют также погонными параметрами: суммарное сопротивление обоих r_0 проводников (обсадной колонны и насосно-компрессорной трубы), суммарная индуктивность L_0 , ёмкость C_0 , проводимость среды между проводниками g_0 . Все эти параметры зависят от конструкции скважины, геометрических размеров и материалов конструкции, частоты электромагнитных колебаний. Могут быть рассчитаны по нижеприведённым формулам [93].

$$r_0 = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{1}{a} + \frac{1}{b} \right) \sqrt{\pi f \mu_r \mu_0 \rho_m}, \quad L_0 = \frac{\mu_r \mu_0}{2\pi} \ln \frac{b}{a}, \quad C_0 = \frac{2\pi \varepsilon_r \varepsilon_0}{\ln \frac{b}{a}}, \quad g_0 = 2\pi f C_0 \operatorname{tg} \delta. \quad (2.1)$$

Здесь ε_0 – электрическая постоянная, ε_r – относительная диэлектрическая проницаемость среды (диэлектрика) между проводниками, μ_0 – магнитная постоянная, μ_r – относительная магнитная проницаемость проводников, $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь диэлектрика, f – частота входного сигнала, ρ_m – удельное сопротивление проводника, a и b – внутренний и внешний радиусы проводников.

Весьма часто в литературе вместо удельного сопротивления проводника используют обратную величину – удельную проводимость $\sigma = 1/\rho_m$. В

таблице 2.1 представлены характерные значения электрических и магнитных параметров материалов проводников [31, 93].

Таблица 2.1

Электрические и магнитные свойства проводников

Металл	$\rho_m, \text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$	$\sigma = 1/\rho_m, \text{См} \cdot \text{м}/\text{мм}^2$	μ_r
Серебро	0,0161	62,111	1
Медь	0,017241	58,001	1
Алюминий	0,028264	35,3807	1
Сталь	0,139	7,194	100
Свинец	0,221	4,525	1

При плавлении отложений в скважинах свойства их изменяются по длине линии. Поэтому погонные параметры становятся функциями координаты x , т.е. $r_0 = r_0(x)$, $g_0 = g_0(x)$, $C_0 = C_0(x)$, $L_0 = L_0(x)$, и, следовательно, коаксиальная линия – неоднородна.

Погонное сопротивление и погонная проводимость определяют потери в цепи с распределёнными параметрами.

Из формул следует, что погонное сопротивление r_0 коаксиальной линии пропорционально квадратному корню из частоты, погонные ёмкости C_0 и индуктивности L_0 от частоты не зависят. Зависимость погонной проводимости g_0 от частоты выражена в неявной форме через тангенс угла диэлектрических потерь.

Зависимости погонных параметров r_0 и g_0 сопротивления, погонной индуктивности L_0 и погонной проводимости C_0 от частоты гармонического сигнала (с частотой 13,56 МГц) в однородной стальной коаксиальной линии, учитывающей линейные параметры реальной нефтяной и газовой скважины и заполненной парафином, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Значения первичных электрических параметров скважины как коаксиальной линии ($a=153,7$ мм, $b=56$ мм, $\varepsilon_r = 3,7$ [104, 105], $\mu_r = 100$)

f	1 Гц	1 кГц	1 МГц	1 ГГц
$r_0, \text{Ом/м}$	$5,7 \cdot 10^{-5}$	$1,8 \cdot 10^{-3}$	$5,7 \cdot 10^{-2}$	1,8
$L_0 = 20,16 \text{ мкГн/м},$ $X_{0L} = \omega L_0, \text{Ом/м}$	$1,26 \cdot 10^{-4}$	$1,26 \cdot 10^{-1}$	126	126000
$C_0 = 204 \text{ пФ/м},$ $G_{0C} = \omega C_0, 1/(\text{Ом} \cdot \text{м})$	$1,3 \cdot 10^{-9}$	$1,3 \cdot 10^{-6}$	$1,3 \cdot 10^{-3}$	1,3
$g_0, 1/(\text{Ом} \cdot \text{м})$	$5,6 \cdot 10^{-11}$	$5,6 \cdot 10^{-8}$	$5,6 \cdot 10^{-5}$	0,056

В реальной длинной линии, каковой является скважина, выполняются условия $r_0 > 0$ и $g_0 > 0$. Поэтому рассматриваемая коаксиальная линия относится к линиям с потерями.

Вместе с тем, анализ формул (2.1) и данных таблицы 2.2 показывает, что во всей области частот для скважины выполняются условия $r_0 \ll \omega L_0$ и $g_0 \ll \omega C_0$. Значения r_0 и g_0 малы и близки к нулю. Поэтому длинная линия по своим свойствам приближается к идеальной линии без потерь [93].

2.3. Электромагнитные процессы в скважине

Электромагнитные процессы, протекающие в скважине, как во всяком электротехническом устройстве, достаточно сложны. Однако во многих случаях, их основные характеристики можно описать с помощью таких интегральных понятий как: напряжение, ток, электродвижущая сила (ЭДС) [20]

Рассмотрим коаксиальную линию, на вход которой приложено напряжение u . (рис.2.4). В электрическом отношении её можно представить как электрическая цепь. Она состоит из активного и индуктивного сопротивле-

ний проводников, активного и емкостного сопротивлений между проводниками.

Разделим линию передачи на отрезки длиной Δx и заменим каждый из них эквивалентной схемой с сосредоточенными параметрами..

Напишем дифференциальные уравнения такого отрезка, используя законы Ома и Кирхгофа [82].

Для входного контура по второму закону Кирхгофа имеем выражение (для падения напряжения)

$$u = \left(\frac{r_0}{2} i + \frac{L_0}{2} \frac{\partial i}{\partial t} \right) \Delta x + (u + \Delta u) + \left(\frac{r_0}{2} i + \frac{L_0}{2} \frac{\partial i}{\partial t} \right) \Delta x \quad (2.2)$$

Для узла для сил тока i по первому закону Кирхгофа имеем выражение

$$i = i_1 + i + \Delta i, \quad (2.3)$$

причём
$$i_1 = \left[g_0 (u + \Delta u) + C_0 \frac{\partial (u + \Delta u)}{\partial t} \right] \Delta x. \quad (2.4)$$

Преобразуем уравнение (2.2) и объединим уравнения (2.3) и (2.4). Получаем систему линейных уравнений

$$-\Delta u = (r_0 i + L_0 \frac{di}{dt}) \Delta x, \quad (2.5a)$$

$$-\Delta i = [g_0 (u + \Delta u) + C_0 \frac{d(u + \Delta u)}{dt}] \Delta x \quad (2.5b)$$

Из выражения (2.5 a) следует, что оно позволяет обобщить и упростить эквивалентную электрическую схему замещения отрезков длинной линии (рис. 2.4 б). Следовательно, можно привести её к виду, показанному на рис. 2.5.

В пределе Δx , стремящемся к нулю, из уравнений (2.5) получаем дифференциальные уравнения, называемые как телеграфные [93^]

$$-\frac{\partial u(x,t)}{\partial x} = r_0 i(x,t) + L_0 \frac{\partial i(x,t)}{\partial t}, \quad (2.6.1)$$

$$-\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} = g_0 u(x,t) + C_0 \frac{\partial u(x,t)}{\partial t}. \quad (2.6.2)$$

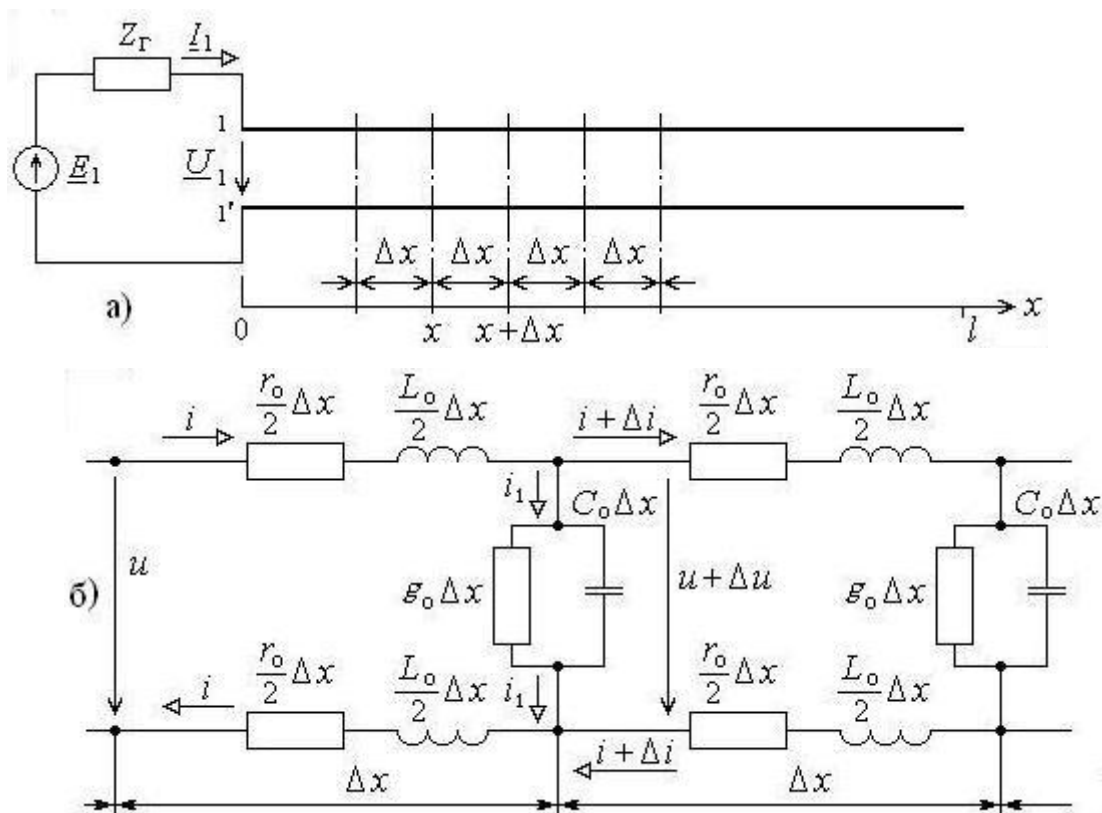


Рис. 2.4. Принципиальная электрическая схема длинной линии с отображением пространственной координаты (а) и эквивалентная схема замещения отрезков длинной линии (б)

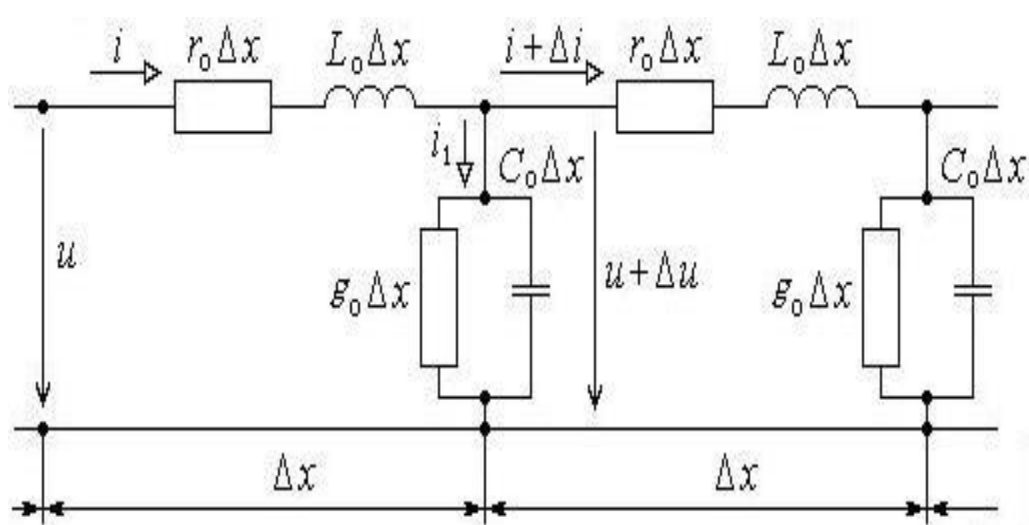


Рис. 2.5. Обобщённая эквивалентная схема замещения отрезков длинной линии

Данная система описывает особенности изменения напряжения между проводами и тока в проводах. Уравнения для напряжения и тока в линии можно найти и как следствие уравнений Максвелла для ее электромагнитного поля.

Для изучения особенностей распространения электромагнитных волн в коаксиальной линии необходимо решить уравнения (2.6). Для решения их используем операторный метод. [76].

Граничные условия определяются связью между напряжением и током в начале или на конце линии. Они зависят от выбранного режима работы линии (вида и величины сопротивлений нагрузки и внутреннего сопротивления генератора), а также от свойств линии.

Пусть на вход длинной линии включён источник гармонического напряжения

$$\dot{u}(x, t) = \dot{u}_0 e^{j\omega t},$$

имеющий внутреннее сопротивление $\dot{Z}_Г = R_Г + jX_Г$, а на выход длинной линии включено сопротивление нагрузки $\dot{Z}_Н = R_Н + jX_Н$ (R, X - активная и реактивная составляющие сопротивлений, индексы «Г» и «Н» относятся к генератору и нагрузке соответственно (рис. 2.6).

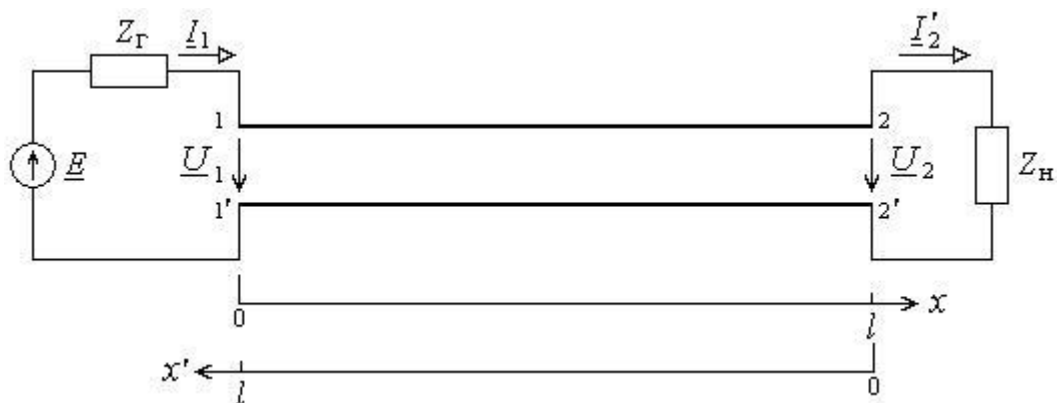


Рис. 2.6. Схема длинной линии с отображением пространственной координаты

На рис.2.6 I_1 - сила тока на входе линии, I_2' - сила тока на выходе линии, U_1 - напряжение между проводами линии на входе, U_2 - то же на выходе.

Необходимо найти распределение напряжения и тока вдоль линии. Для этого необходимо решить систему уравнений (2.6). Из него легко получить волновые уравнения вида

$$\frac{d^2 \dot{U}_0(x)}{dx^2} = \dot{\gamma}^2 \dot{U}_0(x), \quad \frac{d^2 \dot{I}_0(x)}{dx^2} = \dot{\gamma}^2 \dot{I}_0(x) \quad (2.7)$$

где $\dot{\gamma}^2(\omega) = (r_0 + j\omega L_0)(g_0 + j\omega C_0)$.

Коэффициент распространения γ в формулах (2.7) имеет вид

$$\dot{\gamma} = \sqrt{(r_0 + j\omega L_0)(g_0 + j\omega C_0)} = \alpha + j\beta \quad (2.8)$$

Коэффициент распространения волны γ одинаков, записывается ли уравнение для векторов напряженностей $\vec{E}, \vec{H}$, напряжения U или тока I .

Решения уравнений (2.7) могут быть записаны как

$$\dot{U}_0(x) = \dot{A}_1 e^{j\dot{\gamma}x} + \dot{A}_2 e^{-j\dot{\gamma}x}, \quad \dot{I}_0(x) = \frac{\dot{A}_1}{\dot{Z}_B} e^{j\dot{\gamma}x} - \frac{\dot{A}_2}{\dot{Z}_B} e^{-j\dot{\gamma}x}, \quad (2.9)$$

$$\dot{Z}_B = \sqrt{\frac{r_0 + j\omega L_0}{g_0 + j\omega C_0}} = |\dot{Z}_B| e^{j\varphi_B}, \quad (2.10)$$

$$\text{где постоянные интегрирования } \dot{A}_1 = |A_1| e^{j\psi_1(\omega)}, \dot{A}_2 = |A_2| e^{j\psi_2(\omega)}, \quad (2.11)$$

и характеристическое сопротивление $\dot{Z}_B$ являются комплексными величинами.

В формуле (2.10)

$$|\dot{Z}_B| = \sqrt{\frac{r_0^2 + (\omega L_0)^2}{g_0^2 + (\omega C_0)^2}}, \quad (2.12)$$

$$\varphi_B(\omega) = \frac{1}{2}(\varphi_{\text{числитель}} - \varphi_{\text{знаменатель}}) = \frac{1}{2}(\arctg \frac{\omega L_0}{r_0} - \arctg \frac{\omega C_0}{g_0}). \quad (2.13)$$

Постоянные интегрирования $\dot{A}_1$ и $\dot{A}_2$ определяются значениями напряжения в начале ($x=0$) или в конце ($x=l$) линии.

2.4. Особенности распространения электромагнитных волн в скважине

Переходя в (2.9) к мгновенным значениям напряжения и тока, имеем

$$u(x, t) = \sqrt{2}|A_1|e^{-\alpha x} \cos(\omega t - \beta x + \varphi_0 + \psi_1) + \sqrt{2}|A_2|e^{\alpha x} \cos(\omega t + \beta x + \varphi_0 + \psi_2), \quad (2.14.1)$$

$$i(x, t) = \sqrt{2} \frac{|A_1|}{|\dot{Z}_B|} e^{-\alpha x} \cos(\omega t - \beta x + \varphi_0 + \psi_1 - \varphi_B) - \sqrt{2} \frac{|A_2|}{|\dot{Z}_B|} e^{\alpha x} \cos(\omega t + \beta x + \varphi_0 + \psi_2 - \varphi_B) \quad (2.14.2)$$

где φ_0 – начальная фаза, $\psi_1 = \psi_1(\omega)$, $\psi_2 = \psi_2(\omega)$.

Первые слагаемые в этих уравнениях описывают падающие волны напряжения и тока соответственно, т.е. волны, двигающиеся от начала линии к её концу. Падающие волны убывают с увеличением x , что объясняется потерями при распространении волны по линии. Вторые слагаемые описывают обратные или отражённые волны напряжения и тока, которые движутся от конца линии к её началу и при этом убывают тоже из-за потерь в линии (рис. 2.7).

Из уравнений (2.14) следует, что напряжение и ток в длинной линии зависят не только от волновых параметров линии $\dot{Z}_B$ и $\gamma = \alpha + j\beta$ в явной форме, но и от внешних параметров (сопротивления нагрузки или внутреннего сопротивления источника эдс) через коэффициенты $A_1(j\omega)$ и $A_2(j\omega)$ в неявной форме.

Величина α – коэффициент затухания – характеризует убывание амплитуды на единице длины линии как падающей, так и отражённой волн. Коэффициент фазы связан с длиной волны λ по формуле

$$\beta = \frac{2\pi}{\lambda}. \quad (2.15)$$

Скорость перемещения падающей волны в теории колебаний и волн [93] соответствует фазовой скорости, определяемая как скорость перемещения точки, фаза колебаний в которой остаётся постоянной:

$$\omega t + \varphi_0 + \psi_1 - \beta x = \text{const} \quad (2.16)$$

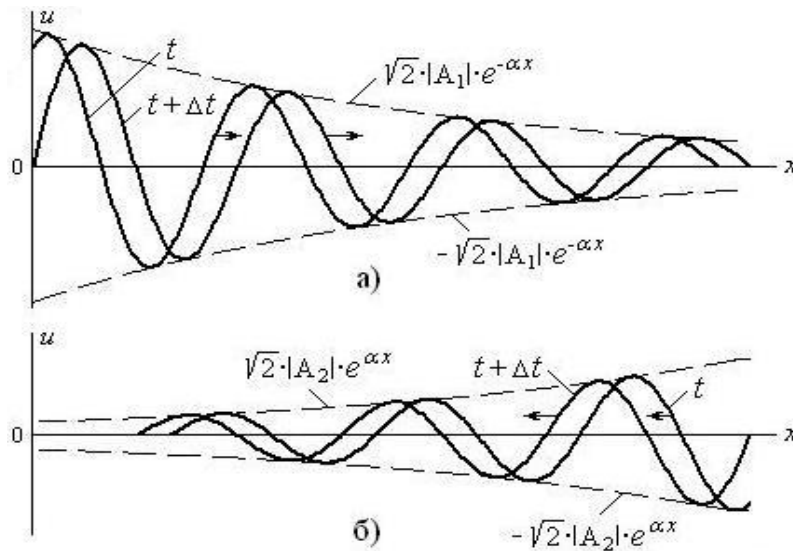


Рис. 2.7. Падающая (а) и отражённая (б) волны напряжения в межтрубном пространстве скважины

Одним из основных физических параметров, характеризующих отраженные волны, является коэффициент отражения волн. Согласно теории [76], коэффициент отражения волны в длинной линии есть комплексная величина. Она равна отношению комплексных (действующих или амплитудных) значений напряжений или токов отражённой и падающей волн в коаксиальной линии передачи

$$\dot{n}(x) = \frac{\dot{U}_{\text{отр}}(x)}{\dot{U}_{\text{пад}}(x)} = \frac{\dot{I}_{\text{отр}}(x)}{\dot{I}_{\text{пад}}(x)} = \frac{\dot{A}_2}{\dot{A}_1} e^{2\gamma x} \quad (2.17)$$

Коэффициент отражения волны на конце линии согласно выражениям (2.17) и (2.10) будет равен

$$\dot{n}_2 = \frac{\dot{U}_{\text{отр}}(l)}{\dot{U}_{\text{пад}}(l)} = \frac{\dot{I}_{\text{отр}}(l)}{\dot{I}_{\text{пад}}(l)} = \frac{\dot{A}_2}{\dot{A}_1} e^{2\gamma l} = \frac{\dot{U}_2 - \dot{Z}_B \dot{I}_2'}{\dot{U}_2 + \dot{Z}_B \dot{I}_2'} = \frac{\dot{Z}_H - \dot{Z}_B}{\dot{Z}_H + \dot{Z}_B} \quad (2.18)$$

Как следует из этой формулы, отражения на конце линии имеют место, так как сопротивление нагрузки (например, нефтяного пласта) $\dot{Z}_H$ не равно волновому сопротивлению коаксиальной линии $\dot{Z}_B$. Очевидно, что при отражениях в линии не вся энергия передаётся в нагрузку.

2.5. Вторичные электрические параметры скважины

Вторичные электрические параметры скважины как длинной коаксиальной линии передачи – это её коэффициенты затухания α , фазы β и волновое сопротивление Z_B .

Вторичные параметры длинной линии связаны с первичными:

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{r_0 g_0 - \omega^2 L_0 C_0 + \sqrt{(r_0^2 + \omega^2 L_0^2)(g_0^2 + \omega^2 C_0^2)}}, \quad (2.19)$$

$$\beta = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{-r_0 g_0 + \omega^2 L_0 C_0 + \sqrt{(r_0^2 + \omega^2 L_0^2)(g_0^2 + \omega^2 C_0^2)}}. \quad (2.20)$$

Если частота равна нулю, из формул (2.19) и (2.20) имеем значения коэффициентов затухания и фазы

$$\alpha(0) = \sqrt{r_0 g_0} \text{ и } \beta(0) = 0. \quad (2.21)$$

В области частот выше 1 МГц для большинства конструкций длинных линий выполняются условия $r_0 \ll \omega L_0$ и $g_0 \ll \omega C_0$ [93, 31]. Поэтому на бесконечно большой частоте из тех же формул имеем $\alpha(\infty) = 0$ и $\beta = \omega \sqrt{L_0 C_0}$.

С ростом частоты потери должны возрастать, а по формуле получается обратная зависимость. Поэтому значение $\alpha(\infty) = 0$ маловероятно. Действительно, пренебрегая малыми величинами r_0 и g_0 в формуле (2.19) на высоких частотах, а затем, вычитая большие величины друг из друга, мы получаем нулевую разность. А в таком случае малыми величинами пренебрегать нельзя, так как это приводит к ошибке.

На высоких частотах при $\omega \rightarrow \infty$ имеют место соотношения

$$\alpha(\omega) \approx \frac{r_0}{2} \sqrt{\frac{C_0}{L_0}} + \frac{g_0}{2} \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} = \frac{1}{2} \left(\frac{r_0}{\rho} + g_0 \rho \right), \quad (2.22)$$

$$\beta(\omega) \approx \omega \sqrt{L_0 C_0}, \quad (2.23)$$

то есть $\alpha(\infty) = \text{const} > \alpha(0)$. с увеличением частоты коэффициент затухания возрастает и стремится к постоянному значению.

Коэффициент затухания минимален и равен

$$\alpha_{\min} = \sqrt{r_0 g_0} . \quad (2.24)$$

$$\text{Если } r_0 = g_0 = 0, \text{ то имеем } \alpha = 0 \quad \beta(\omega) \approx \omega \sqrt{L_0 C_0} = \frac{2\pi}{\lambda}, \quad \gamma = j\beta \quad (2.25)$$

то есть потери отсутствуют, а коэффициент фазы пропорционален частоте. Такую длинную линию называют линией без потерь.

В этом случае длинной линии без потерь волновое сопротивление линии становится чисто активным, без большой погрешности r_0 и g_0 можно считать равными нулю. Тогда формула (2.12) совпадает с формулой волнового сопротивления последовательного колебательного контура:

$$Z_B = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} = R_B = \rho . \quad (2.26)$$

2.6. Режимы работы скважины без электрических потерь

Рассмотрим особенности распространения электромагнитных волн в линии без потерь. Пусть длинная линия без потерь согласована на входе ($Z_{\Gamma} = R_B = \rho$) и нагружена на чисто активное сопротивление $Z_H = R_B$, равное характеристическому, т.е. выполняется соотношение $\dot{U}_2 = R_B \dot{I}'_2$ (рис. 2.8).

Отражение падающей волны от конца линии отсутствует, так как коэффициент отражения $\dot{n}_2 = 0$ (в силу формулы (2.18))

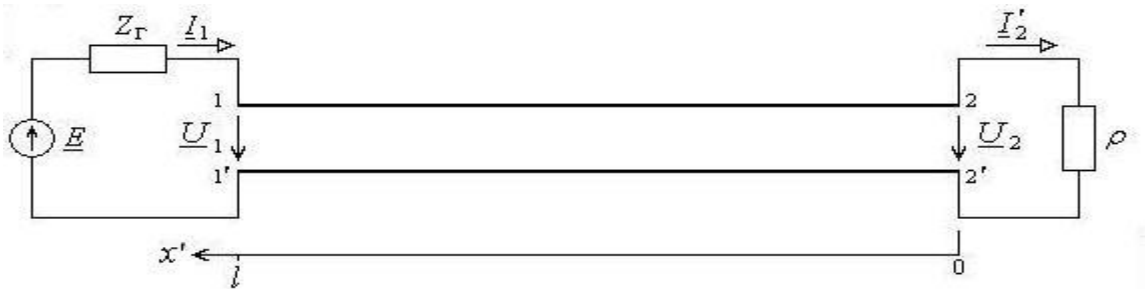


Рис. 2.8. Схема длинной линии, нагруженной на волновое сопротивление

При этом можно записать как

$$\dot{U}_0(x') = \dot{U}_{\text{пад}}(x') = \frac{\dot{U}_2 + \rho \dot{I}'_2}{2} e^{\beta x'}, \quad \dot{I}_0(x') = \dot{I}_{\text{пад}}(x') = \frac{\dot{U}_2 + \rho \dot{I}'_2}{2\rho} e^{\beta x'} = \dot{I}'_2 e^{j\beta x'} = \frac{\dot{U}_2}{\rho} e^{j\beta x'},$$

$$Z_{\text{вх}} = \frac{\rho + j\rho \operatorname{tg} \beta x'}{\rho + j\rho \operatorname{tg} \beta x'} \rho = \rho. \quad (2.27)$$

Переходя к функциям времени, получаем формулы

$$u(x', t) = U_{2m} \cos(\omega t + \varphi_0 + 2\pi \frac{x'}{\lambda}), \quad i(x', t) = I_{2m} \cos(\omega t + \varphi_0 + 2\pi \frac{x'}{\lambda}) \quad (2.28)$$

Из этих формул следует, что ток и напряжение совпадают по фазе. Это объясняется тем, что входное сопротивление линии в любом сечении чисто активное. Поэтому фазы комплексных амплитуд напряжения и тока совпадают. В формулах (2.28) φ_0 – начальная фаза напряжения $\dot{U}_2$. Распределение напряжения вдоль линии для разных моментов времени приведено на рис. 2.9.

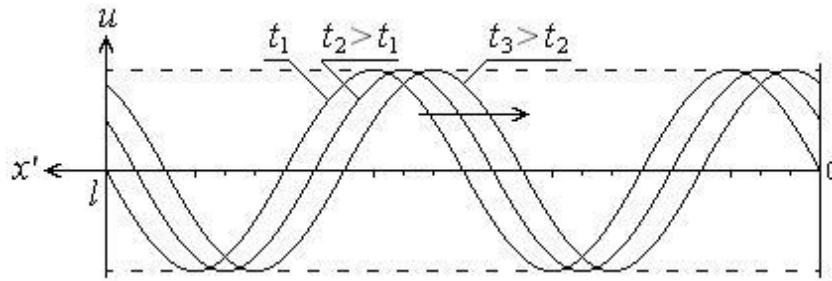


Рис. 2.9. Падающая волна напряжения в линии

Из формул (2.28) и рис.2.9 видно, что в линии существуют только падающие, т.е. движущиеся от начала линии к её концу волны напряжения и тока. Такой режим работы длинной линии соответствует режиму бегущей волны.

Распределения амплитуд напряжения и тока и входного сопротивления по длине согласованной длинной линии представлены на рис. 2.10.

В режиме бегущей волны мгновенная мощность

$$p(t, x') = u(t, x')i(t, x') = U_2 I_2' [1 + \cos(2\omega t + 2\varphi_0 + 4\pi \frac{x'}{\lambda})] \quad (2.29)$$

имеет частоту в два раза больше частоты входного сигнала и движется от начала к концу линии. Мощность, переносимая волной, является активной и полностью выделяется в нагрузке.

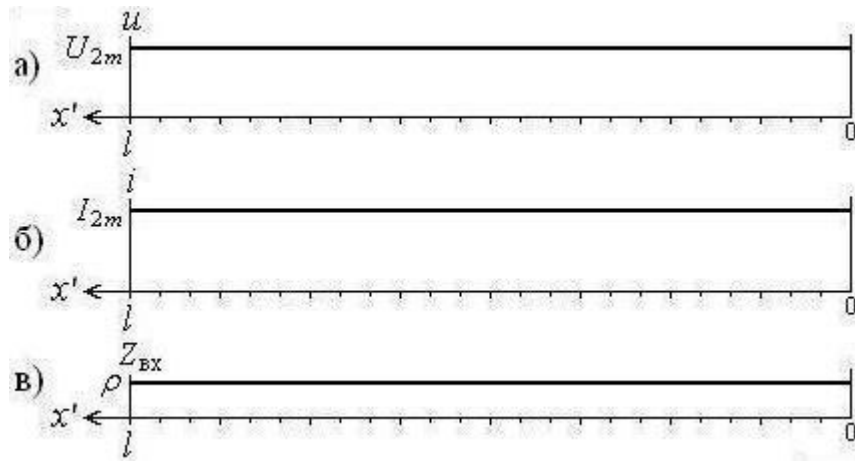


Рис. 2.10. Распределение амплитуд напряжения (а) и тока (б) и входного сопротивления (в) вдоль согласованной длинной линии

Если длинная линия согласована не только на конце, но и в начале со стороны входа, когда выполняется условие $\dot{Z}_Г = \rho$, то такое согласование является полным. В этом случае среднее значение мощности, выделяемой в нагрузке, равно

$$P = \frac{E_m^2}{2\rho}. \quad (2.30)$$

Рассмотрим длинную линию без потерь, согласованную на входе ($\dot{Z}_Г = \rho$) и нагруженную на чисто активное сопротивление $\dot{Z}_Н = R_H \neq \rho$, не равное вторичному (рис. 2.11).

Из формулы (2.18) следует, что в этом случае коэффициент отражения от конца линии будет равен $n_2 = \frac{R_H - \rho}{R_H + \rho}$.

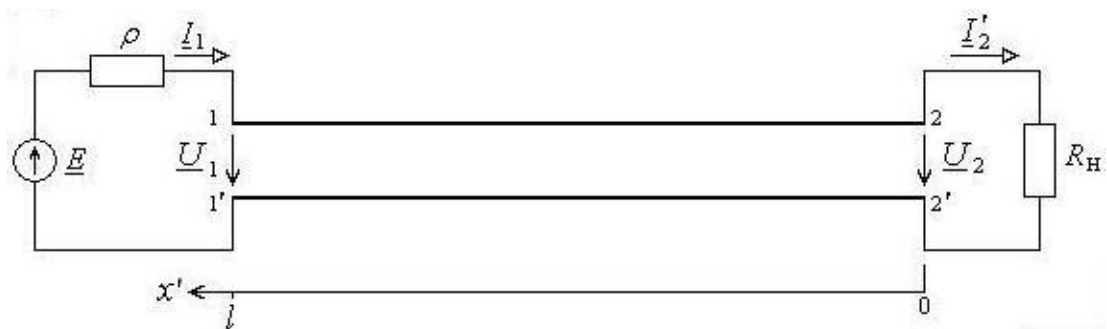


Рис. 2.11. Длинная линия, нагруженная на активное сопротивление

Коэффициент n_2 является действительным числом n_2 . Если $R_H > \rho$, то n_2 - положительный, и удовлетворяет условию $0 < n_2 < 1$, если $R_H < \rho$, то - отрицательный и удовлетворяет условию $-1 < n_2 < 0$.

Из формулы (2.14) найдем зависимости напряжения и тока от времени и координаты:

$$u(x', t) = \frac{1}{2} E \{ (1 - n_2) \cos(\omega t - \beta x + \varphi_0) + 2n_2 \cos[\beta(l - x)] \cos(\omega t + \varphi_0 - \beta l) \}, \quad (2.31)$$

$$i(x', t) = \frac{1}{2\rho} E \{ (1 + n_2) \cos(\omega t - \beta x + \varphi_0) - 2n_2 \cos[\beta(l - x)] \cos(\omega t + \varphi_0 - \beta l) \}. \quad (2.32)$$

В формулах (2.31) и (2.32) первые слагаемые описывают падающие или бегущие волны напряжения и тока, движущиеся от начала линии к концу, вторые слагаемые - стоячие волны напряжения и тока.

В случае, когда в длинной линии одновременно существуют бегущая и стоячая волны, в ней устанавливается режим смешанных волн [93].

Амплитуды стоячих и бегущих волн напряжения и тока связаны соотношениями

$$\frac{U_{\text{ст}}}{U_{\text{бег}}} = \frac{2|n_2|}{1 - n_2}, \quad \frac{I_{\text{ст}}}{I_{\text{бег}}} = \frac{2|n_2|}{1 + n_2}. \quad (2.33)$$

Следовательно, когда $\frac{U_{\text{ст}}}{U_{\text{бег}}} > 1$, то $\frac{I_{\text{ст}}}{I_{\text{бег}}} < 1$ и наоборот.

Зависимость напряжения в длинной линии, когда сопротивление нагрузки меньше вторичного, приведена на рис. 2.12 для нескольких значений времени в пределах полупериода.

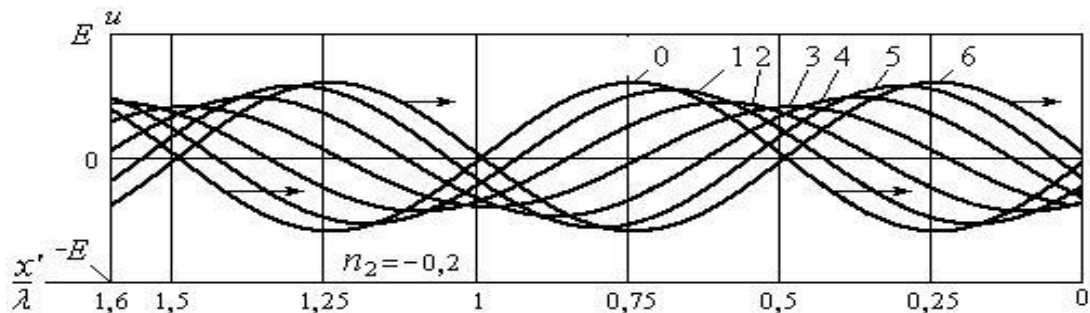


Рис. 2.12. Смешанная волна напряжения в длинной линии (номеру кривой k соответствует время $t = t_0 + k \frac{T}{12}$, где $t_0 > \frac{2l}{\lambda} T$, T период)

Из рисунка видно, что имеет место движение волны напряжения по линии от генератора к нагрузке. Однако в отличие от режима согласования амплитуда волны вдоль линии не остаётся постоянной. Кроме того, отсутствуют точки, в которых постоянно существуют нули напряжения. Через каждые полдлины волны напряжение изменяется от минимальной до максимальной величины и наоборот.

Таким образом, стоячие электромагнитные волны образуются и в линиях без электрических потерь.

2.7. Исследование коэффициента стоячей волны в скважине с электрическими потерями

В силу данных, представленных в таблице 2.2, имеем $Z_B = R_B \approx 314 \text{ Ом}$. Типовые величины волновых сопротивлений длинных линий равны 50 и 75 Ом. Эти значения сильно различаются. Поэтому часть электромагнитной энергии отражается уже на входе в коаксиальную линию. Кроме того, волновое сопротивление линии сильно отличается от волнового сопротивления нагрузки (например, пласта). Поэтому в коаксиальной линии устанавливается режим смешанных волн. Поведение таких волн характеризуется коэффициентом стоячей волны (КСВ).

КСВ, кроме коэффициента отражения, используется в радиотехнике для количественной оценки степени согласования длинной линии с нагрузкой [93], который равен отношению максимума амплитуды (действующего значения) напряжения U или тока I в линии к минимуму амплитуды (действующего значения) соответствующей функции:

$$КСВ = \frac{U_{\max}}{U_{\min}} = \frac{I_{\min}}{I_{\max}}. \quad (2.34)$$

Так как измерять напряжение в длинной линии проще, чем ток, то на практике, как правило, используют первое отношение величин формулы (2.34).

Учитывая, что $U_{\min} = U_{\text{нао}} - U_{\text{опр}}$ и $U_{\max} = U_{\text{нао}} + U_{\text{опр}}$, получаем

$$КСВ = \frac{U_{\text{пад}} + U_{\text{отр}}}{U_{\text{пад}} - U_{\text{отр}}} = \frac{1 + \frac{U_{\text{отр}}}{U_{\text{пад}}}}{1 - \frac{U_{\text{отр}}}{U_{\text{пад}}}} = \frac{1 + |n_2|}{1 - |n_2|} \geq 1. \quad (2.35)$$

В этих формулах $U_{\text{пад}}, U_{\text{отр}}$ - напряжения падающей и отраженной волн, $n_2 = \frac{U_{\text{отр}}}{U_{\text{пад}}}$ - коэффициент отражения электромагнитной волны от нагрузки.

Как видно из формул (2.34) и (2.35), коэффициенты отражения и стоячей волны взаимосвязаны. Для определения их необходимо изучить распределение напряжения в коаксиальной линии передачи.

Рассмотрим скважину с потерями, подключенную на активные сопротивления $Z_{\Gamma} = R_{\Gamma} \neq \rho$ и $Z_{\text{Н}} = R_{\text{Н}} \neq \rho$ (рис. 2.13). На вход ее вначале $t_0 = 0$ включается гармонический сигнал $\dot{E} = E e^{j\varphi_0}$ (E - амплитуда электро- движущей силы источника (эдс), φ_0 - начальная фаза эдс, индексами «Г» и «Н» обозначены генератор и нагрузка соответственно..

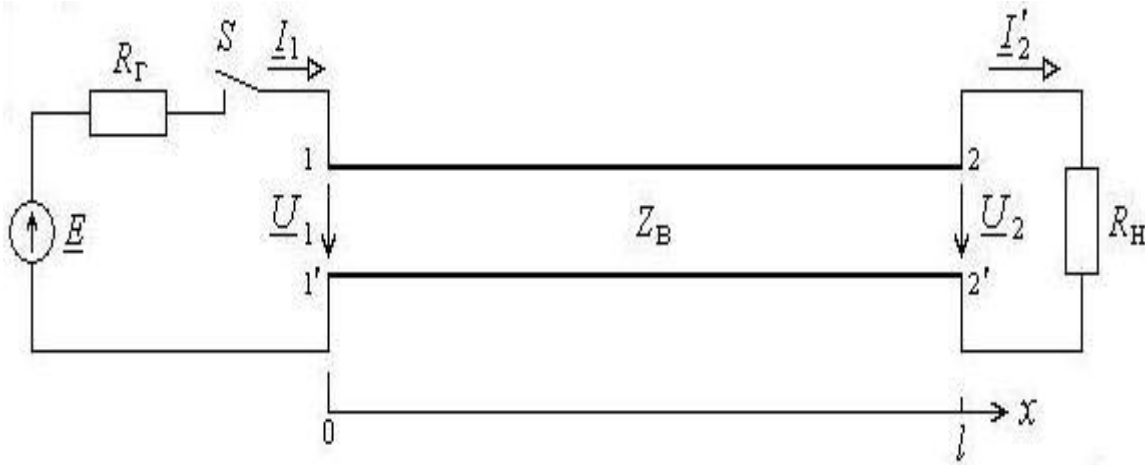


Рис. 2.13. Коаксиальная линия с потерями, подключенная на активные сопротивления

Начальные падающие напряжение и ток равны

$$\dot{U}_{\text{пл}}(0) = \dot{U}_1 = \frac{1-n_1}{2} \dot{E}, \quad \dot{I}_1(0) = \dot{I}_1 = \frac{1-n_1}{2\rho} \dot{E} \quad (2.36)$$

Рассмотрим процесс распространения напряжения, первую падающую волну которого можно описать уравнением

$$\dot{U}_{1П}(x) = \dot{U}_1 e^{-\alpha x} e^{-j\beta x}. \quad (2.37)$$

Падающая волна движется к концу коаксиальной линии, отражается от нагрузки, и в линии появляется отражённая волна

$$\dot{U}_{1О}(x) = n_2 \dot{U}_{1П}(l) e^{-\alpha(x-l)} e^{-j\beta(x-l)} = n_2 \dot{U}_1 e^{-\alpha l} e^{-j\beta l} e^{\alpha(x-l)} e^{j\beta(x-l)}, \quad (2.38)$$

Эта волна движется к началу линии. Она является падающей волной для входных точек линии.

Через время τ данная волна достигает начала коаксиальной линии, отражается от входа и в линии появляется вторая падающая волна, которая движется к концу коаксиальной линии:

$$\dot{U}_{2П}(x) = n_1 \dot{U}_{1О}(0) e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} = n_1 n_2 \dot{U}_1 e^{-2\alpha l} e^{-j2\beta l} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x}. \quad (2.39)$$

В формуле (2.39) n_1 - коэффициент отражения электромагнитной волны от коаксиальной линии.

Процесс отражения от нагрузки и входа длинной линии многократно и последовательно повторяется. Поэтому будем иметь выражения

$$\dot{U}_{2О}(x) = n_2 \dot{U}_{2П}(l) e^{\alpha(x-l)} e^{j\beta(x-l)} = n_1 n_2^2 \dot{U}_1 e^{-3\alpha l} e^{-j3\beta l} e^{\alpha(x-l)} e^{j\beta(x-l)}, \quad (2.40)$$

$$\dot{U}_{3П}(x) = n_1 \dot{U}_{2О}(0) e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} = n_1^2 n_2^2 \dot{U}_1 e^{-4\alpha l} e^{-j4\beta l} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x}, \quad (2.41)$$

$$\dot{U}_{3О}(x) = n_2 \dot{U}_{3П}(l) e^{\alpha(x-l)} e^{j\beta(x-l)} = n_1^2 n_2^3 \dot{U}_1 e^{-5\alpha l} e^{-j5\beta l} e^{\alpha(x-l)} e^{j\beta(x-l)}, \quad (2.42)$$

.....

$$\dot{U}_{kП}(x) = (n_1 n_2)^{kП-1} \dot{U}_1 e^{-2(kП-1)\alpha l} e^{-j2(kП-1)\beta l} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x}, \quad (2.43)$$

$$\dot{U}_{kО}(x) = n_2 (n_1 n_2)^{kО-1} \dot{U}_1 e^{-(2kО-1)\alpha l} e^{-j(2kО-1)\beta l} e^{\alpha(x-l)} e^{j\beta(x-l)}, \quad (2.44)$$

.....

По сравнению с длинной линией без потерь здесь имеет место дополнительное уменьшение амплитуд волн из-за ослабления, определяемого множителями вида $e^{-\kappa \alpha l}$ ($\kappa = 1, 2, 3, \dots$).

Рассмотрим напряжение как функцию времени, сгруппировав по отдельности падающие и отражённые волны и заменив $\omega t = 2\pi f t$ на $2\pi \frac{t}{T}$:

$$\begin{aligned}
 u(t, x) = & U_1 \{ e^{-\alpha x} [\cos(2\pi \frac{t}{T} + \varphi_0 - 2\pi \frac{x}{\lambda}) + n_1 n_2 e^{-2\alpha l} \cos[(2\pi(\frac{t}{T} - \frac{2l}{\lambda}) + \varphi_0 - 2\pi \frac{x}{\lambda})] + \\
 & + (n_1 n_2)^2 e^{-4\alpha l} \cos[(2\pi(\frac{t}{T} - \frac{4l}{\lambda}) + \varphi_0 - 2\pi \frac{x}{\lambda}) + \\
 & + (n_1 n_2)^3 e^{-6\alpha l} \cos[(2\pi(\frac{t}{T} - \frac{6l}{\lambda}) + \varphi_0 - 2\pi \frac{x}{\lambda}) + \\
 & + \dots + (n_1 n_2)^{k_{II}-1} e^{-2(k_{II}-1)\alpha l} \cos[(2\pi(\frac{t}{T} - \frac{2(k_{II}-1)l}{\lambda}) + \varphi_0 - 2\pi \frac{x}{\lambda})] + \dots] + \\
 & n_2 e^{-\alpha l} e^{\alpha(x-l)} [\cos[(2\pi(\frac{t}{T} - \frac{l}{\lambda}) + \varphi_0 + 2\pi \frac{x-l}{\lambda})] + \\
 & + (n_1 n_2) e^{-2\alpha l} \cos[(2\pi(\frac{t}{T} - \frac{3l}{\lambda}) + \varphi_0 + 2\pi \frac{x-l}{\lambda})] + \\
 & + (n_1 n_2)^2 e^{-4\alpha l} \cos[(2\pi(\frac{t}{T} - \frac{5l}{\lambda}) + \varphi_0 + 2\pi \frac{x-l}{\lambda})] + \\
 & + (n_1 n_2)^3 e^{-6\alpha l} \cos[(2\pi(\frac{t}{T} - \frac{7l}{\lambda}) + \varphi_0 + 2\pi \frac{x-l}{\lambda})] + \\
 & + \dots + (n_1 n_2)^{k_O-1} e^{-2(k_O-1)\alpha l} \cos[(2\pi(\frac{t}{T} - \frac{(2k_O-1)l}{\lambda}) + \varphi_0 + 2\pi \frac{x-l}{\lambda})] + \dots \},
 \end{aligned}
 \tag{2.45}$$

где t - текущее время, T - период волны.

Формула позволяет исследовать распределение напряжения по линии в текущий момент времени t после включения эдс. Чтобы добиться этого, предварительно выполним ряд вычислений.

Вначале определим длину пути, пройденного волной за это время

$$S = vt = \frac{\omega}{\beta} t = \lambda \frac{t}{T}. \tag{2.46}$$

Далее определим количество отражений волны от концов линии, что совпадает с числом полных проходов волны по линии в обе стороны и равно целой части величины, определяемой по формуле

$$N = \text{int}\left(\frac{S}{l}\right) = \text{int}\left(\frac{\lambda}{l} \frac{t}{T}\right). \quad (2.47)$$

Нечётному N соответствует последнее отражение от нагрузки. Это означает, что в линии существует $M_{\Pi} = \frac{N+1}{2}$ падающих волн и столько же отражённых, т.е. $M_{\Pi} = M_O$. А последняя отражённая волна M_O проходит путь S_O , отмеряемый от конца линии, причём $0 \leq S_O < l$ (рис. 2.14 а).

Если N чётное, то ясно, что последнее отражение имело от входа длинной линии. Поэтому в линии существует $M_{\Pi} = \frac{N+1}{2}$ падающих волн и $M_O = \frac{N}{2}$ отражённых. Последней является падающая волна, которая проходит измеряемый от начала линии путь S_{Π} длиной $0 \leq S_{\Pi} < l$ (рис. 2.14 б).

Сумма двух величин M_{Π} и M_O определяет количество слагаемых, которые следует использовать при расчёте распределения мгновенных значений напряжения вдоль линии.

После нахождения N отражений следует рассчитать расстояния S_{Π} или S_O . Это можно сделать по формуле

$$S_{\Pi} = S_O = S - Nl. \quad (2.48)$$

Затем нужно найти координаты конечных точек волны

$$x_{\Pi\text{кон}} = S_{\Pi} \quad \text{и} \quad x_{O\text{кко}} = l - S_O. \quad (2.49)$$

для падающей и отражённой волны соответственно.

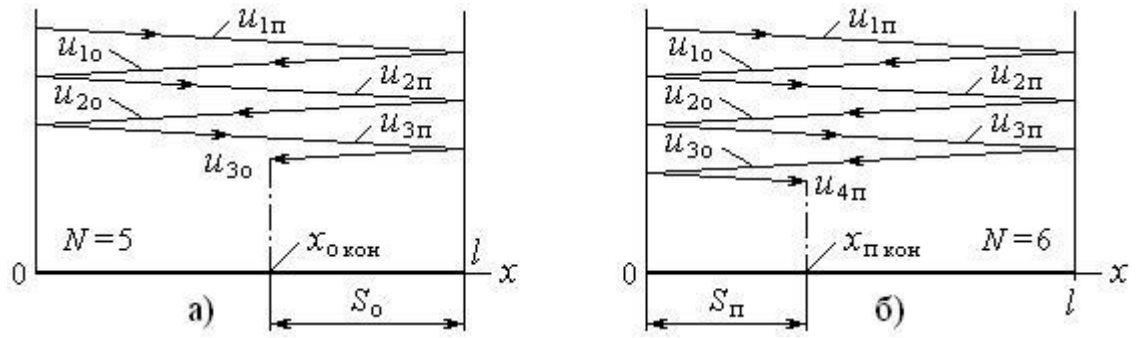


Рис. 2.14. Схема отражения волны от концов длинной линии

Далее, с целью получения плавной кривой, надо выбрать малый шаг Δx изменения аргумента функции (2.45) и рассчитать значения напряжения $u(t = \text{const}, x)$

Однако, на отрезке от 0 до $x_{\text{Окон}}$ при нечётном N следует складывать $M_{\text{п}}$ падающих волн и $M_{\text{о}} - 1$ отражённых, а на отрезке от $x_{\text{Окон}}$ до $l - M_{\text{п}}$ падающих и $M_{\text{о}}$ отражённых волн (см. рис 2.14а).

Если N чётное, то на отрезке от 0 до $x_{\text{пкон}}$ следует складывать $M_{\text{п}}$ падающих волн и $M_{\text{о}}$ отражённых, а на отрезке от $x_{\text{пкон}}$ до $l - M_{\text{п}} - 1$ падающих и $M_{\text{о}}$ отражённых волн (см. рис 2.14 б).

Задавая некоторый шаг Δt по времени, можно построить последовательность изменения мгновенных значений напряжения $u(t, x)$ вдоль линии как во времени, так и по длине.

В точках, где значения косинусов максимальны, выражение (2.45) преобразуется

$$\begin{aligned}
 u(t_m, x) &= U_m = \frac{1-n_1}{2} E \{ e^{-\alpha x} [1 + n_1 n_2 e^{-2\alpha l} + (n_1 n_2)^2 e^{-4\alpha l} + (n_1 n_2)^3 e^{-6\alpha l} + \dots] + \\
 &+ |n_2| e^{\alpha x} e^{-2\alpha l} [1 + n_1 n_2 e^{-2\alpha l} + (n_1 n_2)^2 e^{-4\alpha l} + (n_1 n_2)^3 e^{-6\alpha l} + \dots] \} = \\
 &= \frac{(1-n_1)(e^{-\alpha x} + |n_2| e^{\alpha x} e^{-2\alpha l})}{2} E [1 + n_1 n_2 e^{-2\alpha l} + (n_1 n_2)^2 e^{-4\alpha l} + (n_1 n_2)^3 e^{-6\alpha l} + \dots]
 \end{aligned}
 \tag{2.50}$$

Если n_1 и n_2 одинаковых знаков, следует $0 < n_1 n_2 < 1$. Следовательно, выражения для падающих и отражённых волны убывают по геометрической прогрессии со знаменателем $q = n_1 n_2 e^{-2\alpha l}$. При стремлении к бесконечности числа членов прогрессии касательная к максимумам амплитуды напряжения рассчитывается по формуле

$$U_m = \frac{(1 - n_1)(e^{-\alpha x} + |n_2| e^{\alpha x} e^{-2\alpha l})}{2(1 - n_1 n_2 e^{-2\alpha l})} E. \quad (2.51)$$

В некоторые моменты времени t_k фазы отраженных и падающих волн будут отличаться в свою очередь на значения $\pi + 2\pi m$.

В этом случае имеет значения напряжений отражённых и падающих волн вычитаются. Поэтому минимальное значение амплитуды суммарных волн равно

$$U_{\min} = \frac{(1 - n_1)(e^{-\alpha x} - |n_2| e^{\alpha x} e^{-2\alpha l})}{2(1 - n_1 n_2 e^{-2\alpha l})} E \quad (2.52)$$

Найдем выражение для вычисления коэффициента стоячей волны по формуле (2.34).

Максимальное значение напряжения имеет место при $x = 0$ и равно (в силу формулы (2.51))

$$U_{\max} = \frac{(1 - n_1)(1 + |n_2| e^{-2\alpha l})}{2(1 - n_1 n_2 e^{-2\alpha l})} E. \quad (2.53)$$

Минимальное значение напряжения при $x = 0$ равно (в силу формулы (2.52))

$$U_{\min} = \frac{(1 - n_1)(1 - |n_2| e^{-2\alpha l})}{2(1 - n_1 n_2 e^{-2\alpha l})} E. \quad (2.54)$$

Подставив выражения (2.53) и (2.54) в формулу (2.34), получим

$$K_{cmU} = \frac{U_{\max}}{U_{\min}} = \frac{e^{2\alpha l} + |n_2|}{e^{2\alpha l} - |n_2|}. \quad (2.55)$$

Как видно из данной формулы, значение коэффициента стоячей волны в коаксиальной линии определяется двумя безразмерными параметрами: безразмерным коэффициентом затухания электромагнитных волн в линии $a = \alpha l$ и коэффициентом отражения их от нагрузки n_2 . В таблице 2.3 представлены результаты расчета коэффициента стоячей волны в коаксиальной линии от этих безразмерных параметров.

Таблица 2.3

Зависимости коэффициента стоячей волны в коаксиальной линии от безразмерных коэффициентов отражения на границе «линия-нагрузка» и затухания

$\frac{a = \alpha l}{n_2}$	0	0,01	0,03	0,05	0,08	0,1	0,3	0,5	0,8	1	2
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,1	1,22	1,21	1,21	1,21	1,18	1,178	1,12	1,08	1,04	1,01	1
0,2	1,5	1,49	1,47	1,44	1,41	1,39	1,25	1,16	1,08	1,06	1
0,4	2,3	2,29	2,21	2,13	2,03	1,97	1,56	1,35	1,18	1,11	1
0,6	4	3,86	3,61	3,38	3,09	2,93	1,98	1,57	1,28	1,18	1
0,8	9	8,27	7,15	6,25	5,28	4,8	2,57	1,77	1,39	1,24	1
1	∞	101	34,3	20,04	12,5	10,04	3,43	2,16	1,51	1,31	1

В этой таблице значения n_2 изменяются в пределах от 0 до 1, а $a = \alpha l$ - от 0 до 2. КСВ изменяется в пределах от 1 (режим бегущей волны в линии) до бесконечности (режим стоячих волн).

Стоячая электромагнитная волна образуется и в линиях без электрических потерь. Значения КСВ при $a = \alpha l = 0$ характеризуют линию без потерь, для которой справедлива формула

$$K_{cmU} = \frac{U_{\max}}{U_{\min}} = \frac{1 + |n_2|}{1 - |n_2|}. \quad (2.56)$$

Первый столбец таблицы 2.3 показывает, что КСВ линии без потерь с увеличением коэффициента отражения волн увеличивается закону, характерному экспоненциальному.

При $n_2 = 0$ КСВ = 1, что соответствует режиму бегущей волны, при всех значениях безразмерного коэффициента затухания электромагнитных волн в коаксиальной линии.

На рис.2.15 показаны значения КСВ в коаксиальной линии в зависимости от коэффициента отражения волны на границе линия – нагрузка. При заданном значении n_2 КСВ увеличивается с уменьшением безразмерного коэффициента затухания. При малых значениях $a = \alpha l$ это увеличение соответствует экспоненциальному закону, при больших значениях $a = \alpha l$ - линейному закону.

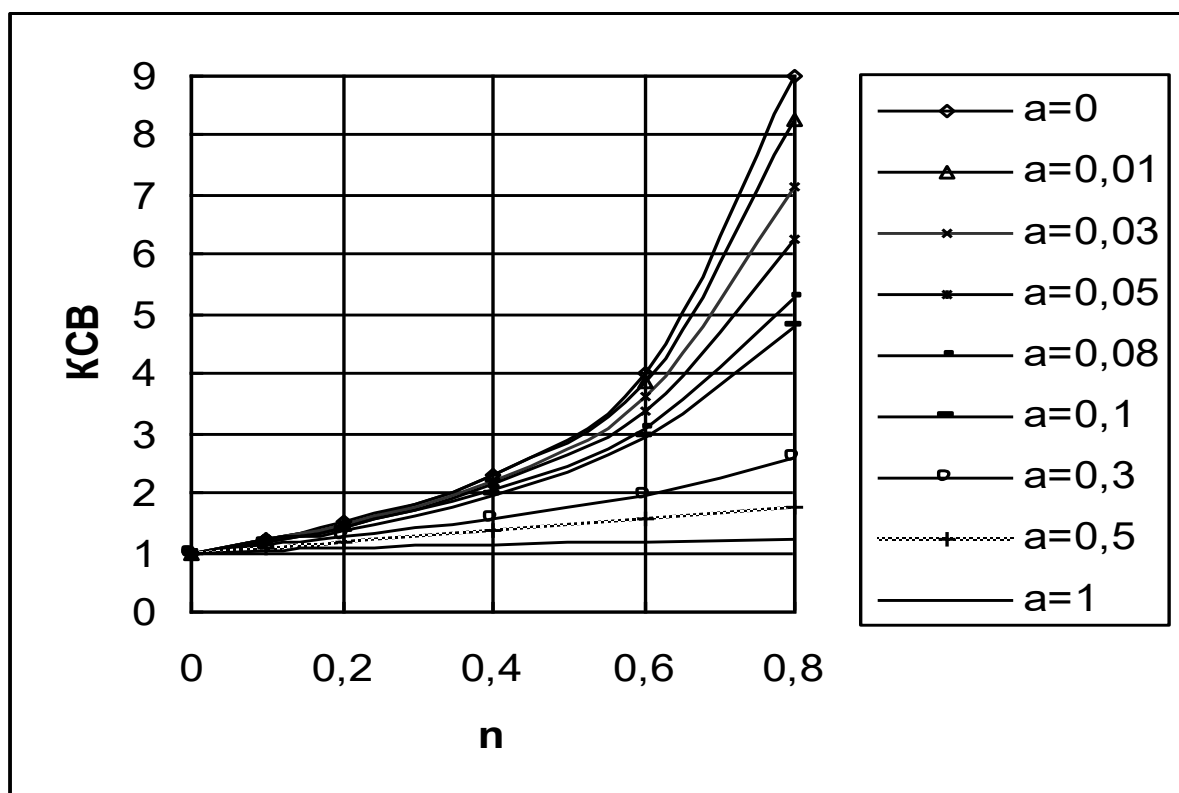


Рис. 2.15. Зависимость коэффициента стоячей волны от коэффициента отражения на границе коаксиальная линия – нагрузка

На рис. 2.16 приведены зависимости КСВ от безразмерного коэффициента затухания электромагнитных волн в линии при различных значениях коэффициента отражения их от нагрузки.

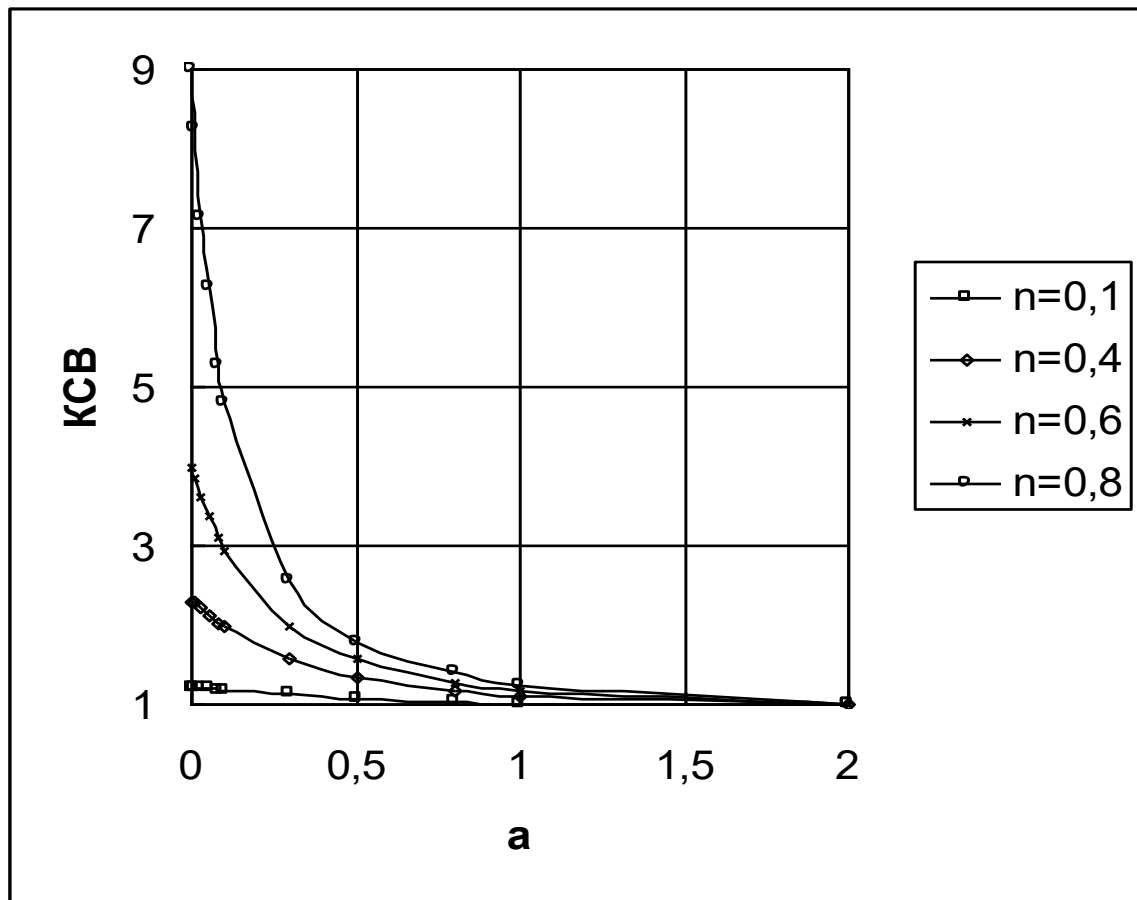


Рис. 2.16 . Зависимость коэффициента стоячей волны от безразмерного коэффициента затухания электромагнитных волн в коаксиальной линии

При заданном значении $a = \alpha l$ значения КСВ увеличиваются с возрастанием значений коэффициента отражения электромагнитных волн от нагрузки, причем это наиболее существенно при малых коэффициентах затухания электромагнитных волн.

Аналогично с увеличением глубины скважины l КСВ строго также уменьшается. Действительно, первая производная от функции (2.55) по l

$$\frac{\partial \text{КСВ}}{\partial l} = -\frac{4|n_2|\alpha}{(e^{2\alpha d} - |n_2|)^2} < 0,$$

так как знаменатель и числитель положительны ($\alpha > 0, |n_2| > 0$).

Выводы по главе 2

1. Описаны способы возбуждения электромагнитных волн в скважинах, в узлах которых могут образоваться твердые диэлектрические пробки.

2. Показана, что скважина в радиофизическом отношении представляет собой длинную коаксиальную линию передачи с электрическими потерями. Вместе с тем, оценки первичных электрических параметров скважины (электрическое сопротивление обсадной колонны и насосно-компрессорной трубы, индуктивности их, емкости и проводимости между ними) показывают, что скважина по своим свойствам приближается к идеальной линии без потерь.

3. Электромагнитные процессы в скважинах и нагрузках (нефтяных пластах) тесно связаны. Эта связь характеризуется коэффициентом отражения электромагнитных волн от нагрузки. Исследованы особенности изменения коэффициентов затухания электромагнитных волн вдоль скважины и фазы от первичных электрических параметров и частоты электромагнитных волн.

4. Показано, что стоячие электромагнитные волны образуются и в скважинах без электрических потерь. Следовательно, в скважинах устанавливается режим смешанных волн.

5. Получено выражение для оценки значения КСВ в скважине с электрическими потерями. Установлена её сильная зависимость от двух безразмерных параметров: безразмерного коэффициента затухания электромагнитных волн вдоль скважины и коэффициента отражения их от нагрузки. При заданном значении коэффициента отражения электромагнитных волн от нагрузки КСВ увеличивается с уменьшением безразмерного коэффициента затухания. При малых значениях последнего это увеличение соответствует

экспоненциальному закону, а при больших значениях – линейному закону. При заданном значении безразмерного коэффициента затухания электромагнитных волн вдоль скважины значения КСВ увеличиваются с возрастанием коэффициента отражения электромагнитных волн от нагрузки. Причем это наиболее существенно при малых коэффициентах затухания. С увеличением коэффициента затухания электромагнитных волн вдоль скважины и длины скважины КСВ уменьшается.

3. ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАВЛЕНИЯ ПАРАФИНА В СКВАЖИНЕ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ СВЕРХВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРО- МАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

3.1. Экспериментальное исследование удельной теплоты плавления и температуры и температуры кристаллизации парафина в электромагнитном поле

Плавление (кристаллизация) парафина при воздействии СВЧ и ВЧ электромагнитного поля характеризуется двумя параметрами: температурой и удельной теплотой плавления (кристаллизации). [104, 108] Действительно, при плавлении поглощается, а при кристаллизации выделяется количество теплоты, равное

$$Q = \lambda m, \quad (3.1)$$

m – масса парафина, кг; λ – удельная теплота плавления парафина, Дж/кг.

Экспериментальными исследованиями в главе 1 было установлено изменение структуры парафина. Следовательно, этот эффект подтверждает, что фазовый переход жидкость – кристалл связан изменением упорядоченности в расположении атомов, которые в кристалле образуют регулярную решетку. Степень беспорядка подобной системы характеризуется энтропией S . В соответствии с формулой Больцмана:

$$S = k \ln \Omega, \quad (3.2)$$

где k – постоянная Больцмана, Дж/К; Ω – термодинамическая вероятность.

Изменение энтропии системы обусловлено сообщением ей количества теплоты $d'Q$, будет определяться соотношением:

$$dS = \frac{d'Q}{T}. \quad (3.3)$$

При обратимом процессе перехода системы из одного состояния в другое, изменение энтропии определяется выражением:

$$S_2 - S_1 = \int_1^2 \frac{d'Q}{T}. \quad (3.4)$$

Так как при кристаллизации температура T не меняется, $T = T_k = const$, в выражении (3.4) ее можно вынести за знак интеграла, тогда имеем:

$$\Delta S = \int_1^2 \frac{d'Q}{T} = \frac{1}{T_k} \int_1^2 d'Q = \frac{Q}{T_k}, \quad (3.5)$$

где $Q = \lambda m$ – количество теплоты в процессе кристаллизации. В силу формулы (3,5)

$$\Delta S = \frac{\lambda m}{T_k}, \quad (3.6)$$

$$\lambda = \frac{T_k}{m} \Delta S. \quad (3.7)$$

Термодинамическими исследованиями [88] установлено, что в сверхвысокочастотном электромагнитном поле вида

$$\dot{\vec{E}} = \dot{\vec{E}}_0 \exp(i\omega t)$$

энтальпия изменяется в соответствии с выражением

$$S = S_m + \frac{1}{4\rho} \frac{\partial}{\partial T} \left[\varepsilon_0 \left(\varepsilon - \omega \frac{\partial \varepsilon}{\partial \omega} \right) (\dot{\vec{E}} \cdot \dot{\vec{E}}^*) \right]. \quad (3.8)$$

В этих формулах ω – циклическая частота, рад/с; $\dot{\vec{E}}$ – комплексная напряженность электрического поля, В/м; $\dot{\vec{E}}_0$ – амплитуда напряженности электрического поля, В/м; i – мнимая единица; t – время, ρ – плотность вещества, кг/м³с; знак * означает комплексно-сопряженность параметра.

На основании формулы (3.8) можно заключить, что изменение удельной теплоты плавления будет определяться плотностью, частотно-температурной зависимостью диэлектрических проницаемостей жидкости и твердого парафина, амплитудой напряженности электрического поля и температурой плавления (кристаллизации) парафина.

Для экспериментального определения температуры и теплоты плавления парафина использовался метод, заключающийся в построении графика зави-

симости температуры жидкого парафина от времени при неизменной температуре окружающей среды .[111, 113, 115, 124, 130].

Используя закон сохранения энергии, можно получить расчетную формулу для определения удельной теплоты плавления парафина:

$$\lambda = \Delta \pi \left(\frac{dT}{d\tau} \right)_{T \leq T_k}, \quad (3.9)$$

где $\Delta \tau = \tau_2 - \tau_1$ – время фазового перехода, с; τ_1 и τ_2 – время начала и конца фазового перехода, с; c – удельная теплоемкость парафина, Дж/(кг·К).

Для определения λ необходимо измерить температуру плавления (кристаллизации) вещества T_k , время кристаллизации $\Delta \tau$, а также определить по графику производную $\left(\frac{dT}{d\tau} \right)_{T \leq T_k}$ на участке падения температуры после конца фазового перехода.

Проводились исследования двух образцов парафина одного того же сорта и одинаковой массы. Один из образцов был нагрет посредством теплопроводности, а другой – в СВЧ печи (мощность 800 Вт), приблизительно до 70-75 °С. Затем расплавленный парафин был вылит в тонкостенный алюминиевый стаканчик, в который был опущен термометр, закреплённый в лапке штатива. Измерялась начальная температура парафина. Исследовалась зависимость температуры парафина от времени охлаждения. Показания температуры снимались с интервалом 1 мин.

По результатам опыта были построены графики зависимости температуры парафина от времени охлаждения (рис.3.1). Из этих графиков была определена температура плавления (кристаллизации) парафина.

На данном рисунке имеется область неизменной во времени температуры, из которой определяется значение температуры кристаллизации. Видно, что электромагнитное поле не влияет на температуру кристаллизации парафина. Для исследованного парафина она составляет 55 ± 1 °С. Согласно формуле (3.9), удельная теплота плавления парафина, нагретого посредством теплопроводности, составляет 3450 ± 12 Дж/кг, а для второго образца – 2460

± 10 Дж/кг. Следовательно, в СВЧ поле удельная теплота плавления уменьшается (в настоящем эксперименте на 29%).

Полученный результат показывает, что на плавление парафина СВЧ воздействием требуется значительно меньшее количество энергии, чем при электропроводном нагреве.

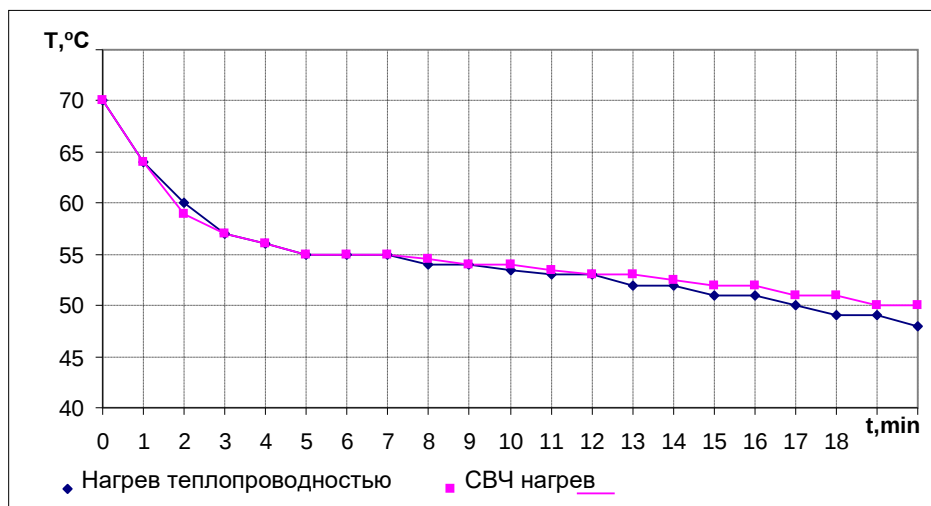


Рис.3.1. Зависимости температуры парафина от времени остывания

Вместе с тем, удельная теплота плавления парафина увеличивается линейно с повышением массового содержания в нем песка (рис. 3.2.).

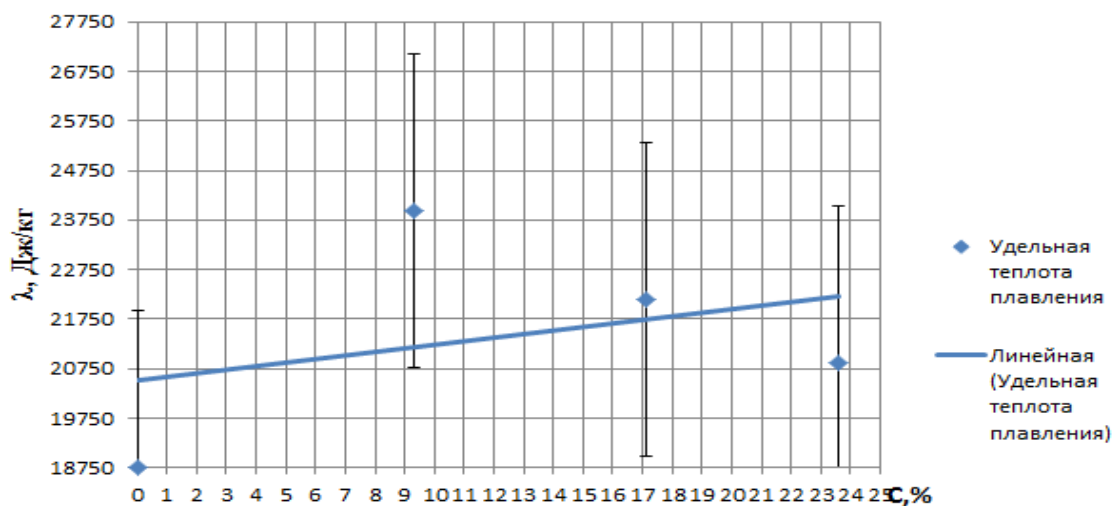


Рис. 3.2 - Зависимость удельной теплоты плавления парафина от массового содержания в нем песка

Следует заметить, что данные, представленные на рис. 3.1 и 3.2 относятся разным образцам парафина.

3.2. Экспериментальное исследование плавления парафина на модели скважины электромагнитным воздействием

В последние годы в нашей стране в этом направлении проводились теоретические исследования, связанные с разработкой математических моделей [12, 39, 60, 87, 89, 90, 91, 107, 122, 133 и др.]. Эти модели описывают некоторые закономерности нагрева парафиновых пробок в нефтяных скважинах, например, изменение температуры по глубине и радиусу скважин, а также влияние сред, заполняющих межтрубное пространство скважин, на динамику нагрева, в частности на зависимость динамики нагрева от свойств материалов труб и т.д.

Целью настоящего раздела является экспериментальное исследование процесса плавления парафина в скважине при воздействии высокочастотного электромагнитного поля. В связи с тем, что в лабораторных условиях трудно осуществить моделирование реального процесса разложения отложений в высокочастотном электромагнитном поле, самостоятельный методологический интерес представляет изучение процесса плавления парафиновой пробки в коаксиальной системе с помощью сверхвысокочастотного электромагнитного излучения [112, 115, 120, 146].

3.2.1. Описание экспериментальной установки

Для экспериментальных исследований была разработана и изготовлена установка, принципиальная блок-схема которой приведена на рис. 3.3. При разработке установки использовались основные положения теории распространения электромагнитных волн по коаксиальной линии с потерями.

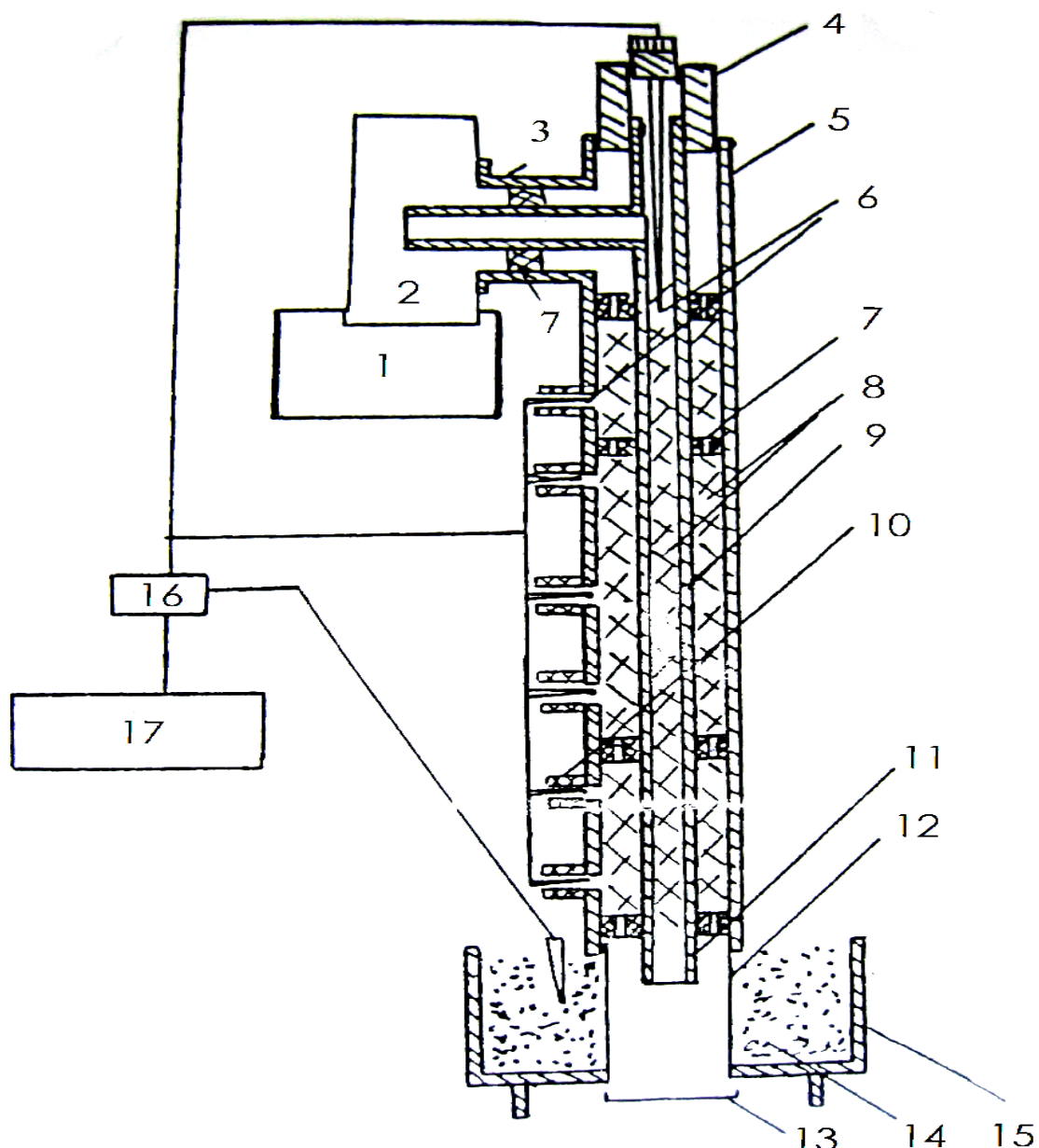


Рис. 3.3. Экспериментальная установка

1 – СВЧ генератор, 2 – прямоугольный волновод, 3 – коаксиально-волноводный переход, 4 – согласующий поршень, 5 – внешняя труба, 6 – термомпары, 7 – диэлектрические шайбы, 8 – твердый парафин, 9 – внутренняя труба, , 16 – пакетный 10 – диэлектрические патрубки, 11 – электромагнитный излучатель, 12 – диэлектрический стакан, 13 – подстилка, 14 – макет пласта, 15 – цилиндрический кожух переключатель, 17 – регистрирующий прибор

Основными частями установки являются источник СВЧ электромагнитной энергии, коаксиальная линия ("скважина"), узел передачи электромагнитной энергии в коаксиальную линию, макет насыщенной пористой среды («нефтяного пласта») и измерительная аппаратура.

Источником СВЧ энергии служит СВЧ генератор типа «Хазар - 2» (г. Саратов) со следующими техническими параметрами:

Рабочая частота , МГц	- 2375 $\pm$ 1%.
Регулировка ВЧ мощности на выходе, кВт	- 0,8 ÷ 2,5
Выход энергии, мм	- волновод 45х90
Питающая сеть	- трехфазный 380/220 В; 50 Гц
Охлаждение	- водяное, проточное ГОСТ 9874-73 с расходом 3-4 л в мин
КПД в режиме номинальной мощности, %	- 40
Потребляемая от сети мощность, кВт	- 7

Выбор генератора такой частоты обусловлен двумя обстоятельствами. Во-первых, в соответствии с ГОСТ 23450-79 для промышленных ВЧ и СВЧ установок выделен ряд частот, которые можно использовать для нагрева диэлектриков в электрическом поле. В области СВЧ это 915 и 2375 МГц с полой изменением частот $\pm$ 1%. Во-вторых, так как длины волн на этих частотах отличаются в 2,6 раза, для проведения лабораторных исследований на моделях скважин наиболее приемлема вторая частота.

Коаксиальная система собрана из нескольких частей, состоящих внутренней трубы, изготовленной из медной трубки длиной 800 мм, внешним диаметром 10 мм, толщиной стенки 1.5 мм, и внешней трубы, изготовленной из латунной трубы длиной 780 мм, внутренним диаметром 25 мм и толщиной стенки 2 мм. Трубы центрированы друг от друга фторопластовыми шайбами. Как внешняя, так и внутренняя труба состоит из 7 частей, соединенных между собой муфтами. Муфты, соединяющие внутренние трубки длиной 115 мм

и толщиной стенок 1.5 мм изготовлены также из меди. Такая конструкция коаксиальной системы позволяет в некоторой мере учитывать влияние муфт на распространение электромагнитных волн в межтрубном пространстве (т.е. неоднородностей коаксиальной системы) и равномерно заполнять как внутреннюю трубу, так и межтрубное пространство парафином. По всей длине внешней трубы в два ряда просверлены резьбовые отверстия диаметром 3 мм, в которые вкручены фторопластовые цилиндрические патрубки длиной 20 мм. В одну серию этих патрубков вставлены и закреплены термодпары, служащие для контроля температуры на стенке внешней трубы. Другая серия патрубков вставлена с уклоном вниз в местах предполагаемого максимума напряженности электрического поля и служит для вывода наружу парафина, расплавившегося при распространении электромагнитных волн в межтрубном пространстве, и для контроля за температурой в этих точках.

Узел передачи СВЧ энергии в коаксиальную систему состоит из латунного тройника, установленного наверху четвертьволнового короткозамыкающего коаксиального отрезка, служащего для согласования генератора с линией, и коаксиального фидера, соединяющего коаксиальную линию с прямоугольным волноводом, идущим с выхода СВЧ источника.

Макет насыщенной пористой среды представляет собой металлическую цилиндрическую емкость, заполненную кварцевым песком (коэффициент водонасыщенности - 0.3). Линейные размеры емкости выбраны таким образом, чтобы исключить отражение электромагнитных волн со дна, крышки и боковых стенок. В центр макета вставлена диэлектрическая трубка, внутри которой помещена коаксиальная система. Через эту трубку вытекает наружу расплавившийся парафин. Макет насыщенной пористой среды позволяет защитить прежде всего окружающую среду от электромагнитного излучения и выявить особенности нагрева «нефтяного пласта» при передаче СВЧ энергии через коаксиальную систему, заполненную парафином.

Экспериментальная установка работает следующим образом. СВЧ электромагнитные колебания генерируются СВЧ источником и распростра-

няются в прямоугольном волноводе, на конце которой установлена водяная нагрузка. От волновода с помощью штыря, выступающего от фидера, СВЧ энергия передается в межтрубное пространство коаксиальной системы. Электромагнитные волны, распространяясь в межтрубном пространстве, частично затухают в коаксиальной системе из-за конечной проводимости материалов внешней и внутренней трубы и тангенса угла диэлектрических потерь в парафине, заполняющих межтрубное пространство, и оставшаяся часть электромагнитной энергии поглощается пластом. Таким образом, в межтрубном пространстве и в пласте создаются объемные источники тепла, и в них выделяется тепло.

3.2.2. Методика и результаты экспериментальных исследований

Методика проведения исследований включала следующие серии экспериментов:

1.Регистрация температуры во внутренней трубе, на внешней трубе и в насыщенной пористой среде . Определение количества расплавившегося парафина для случая, когда только внутренняя труба заполнена парафином.

2.Проведение тех же измерений в случае заполнения парафином как внутренней трубы, так и межтрубного пространства. Абсолютная погрешность измерения температуры $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ и массы парафина $\pm 1,5 \cdot 10^{-3}\text{ кг}$.

Результаты исследований изменения температуры $\Delta T = T - T_0$ (T - текущая температура, T_0 - начальная температура, $T_0 = 25^{\circ}\text{C}$) представлены на рис.3.2 – 3.4 и 3.6, а количества расплавившегося парафина – на рис. 3.5.

Кроме вышеуказанных измерений, очень важно определение мощности СВЧ электромагнитного излучения, подаваемой в модель скважины. Выходные мощности магнетронов непрерывного генерирования наиболее точно измеряют калориметрическим методом. Поэтому выходная мощность подается на хорошо согласованную нагрузку, в которой она превращается в тепло. В качестве поглощающего диэлектрика служит вода.

Средняя по времени мощность, поглощаемая в нагрузке, определяется через разность температур проточной воды на входе и выходе поглотителя и количество воды, протекающей через поглотитель в единицу времени (расход воды). Учитывая механический эквивалент теплоты, расчетная формула для определения величин СВЧ мощности, подводимой к нагрузке, имеет вид:

$$P_{cp} = 0,07c q \rho (T_1 - T_2),$$

где $c = 4200 \text{ Дж} / \text{кг} \cdot ^\circ\text{C}$ - удельная теплоемкость воды;

$\rho = 1000 \text{ кг} / \text{м}^3$ - плотность воды;

q - расход воды, $\text{м}^3 / \text{с}$;

T_1 - температура на конце водяной нагрузки, $^\circ\text{C}$;

T_2 - температура в начале водяной нагрузки, $^\circ\text{C}$.

При разности температур $T_1 - T_2 = 22^\circ\text{C}$, расходе $q = 0,00085 \text{ м}^3 / \text{с}$ мощность СВЧ энергии составила 550 Вт.

Из представленных на рис. 3.4 кривых 1-4 видно, что температура в пробке, а следовательно, и во внутренней трубе распределена неравномерно. Она изменяется по закону, близкому к гармоническому.

Аналогичная зависимость проявляется в изменении температуры на поверхности внешней трубы. Это видно из сравнения кривых 1-4 на рис. 3. 4 с кривыми 1-3, представленных на рисунке 3.3. Таким образом, пространственное распределение температуры в коаксиальной системе носит волнообразный характер.

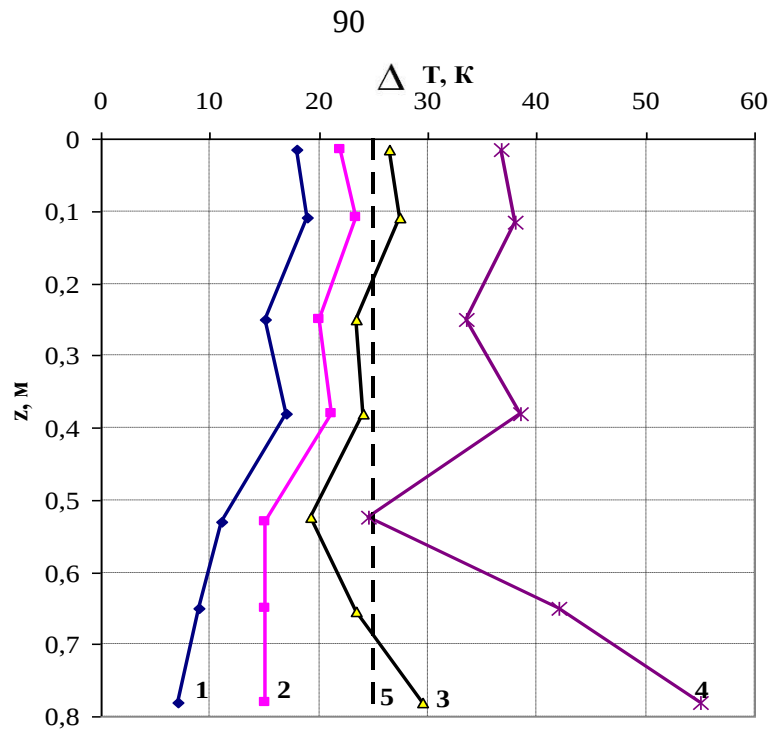


Рис.3. 4. Изменение температуры вдоль внутренней трубы, межтрубное пространство пустое:

1 – 60 мин; 2 – 110 мин; 3 – 195 мин; 4 – 285 мин; 5 – изотерма плавления

$$T = T_0 + \Delta T$$

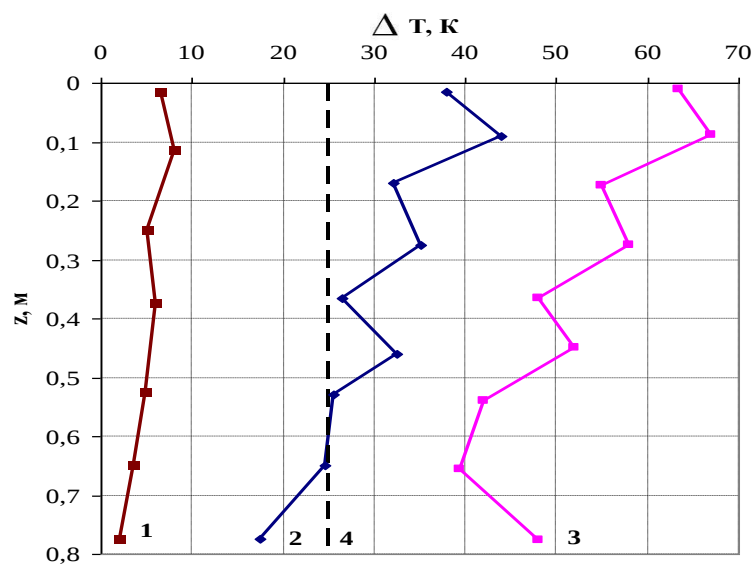


Рис. 3.5. Изменение температуры в трубах. 1 – температура на внешней трубе, межтрубное пространство пустое (60 мин), 2, 3 – температуры на внутренней трубе, межтрубное пространство заполнено парафином (2 – 90 мин, 3 – 180 мин), 4 – изотерма плавления $T = T_0 + \Delta T$.

Вторая особенность распределения температуры в разомкнутой коаксиальной линии заключается в том, что сначала значения температур наверху, (т.е. в области ввода электромагнитной энергии в коаксиальную систему) превышает значения температур внизу. Учитывая особенности поглощения энергии электромагнитного поля в межтрубном пространстве по длине коаксиальной системы, такая закономерность вполне очевидна. Однако с течением времени эта зависимость изменяется в противоположную сторону: на нижнем конце коаксиальной системы температура выше, чем наверху. При этом волнообразный характер пространственного изменения температуры вдоль коаксиальной системы не нарушается. Кроме того, сравнение данных, представленных на рис.3.4 кривыми 1-4 и на рис.3.6 кривой 1, показывает, что значения температур в пласте значительно превышают значения температур в самой коаксиальной системе.

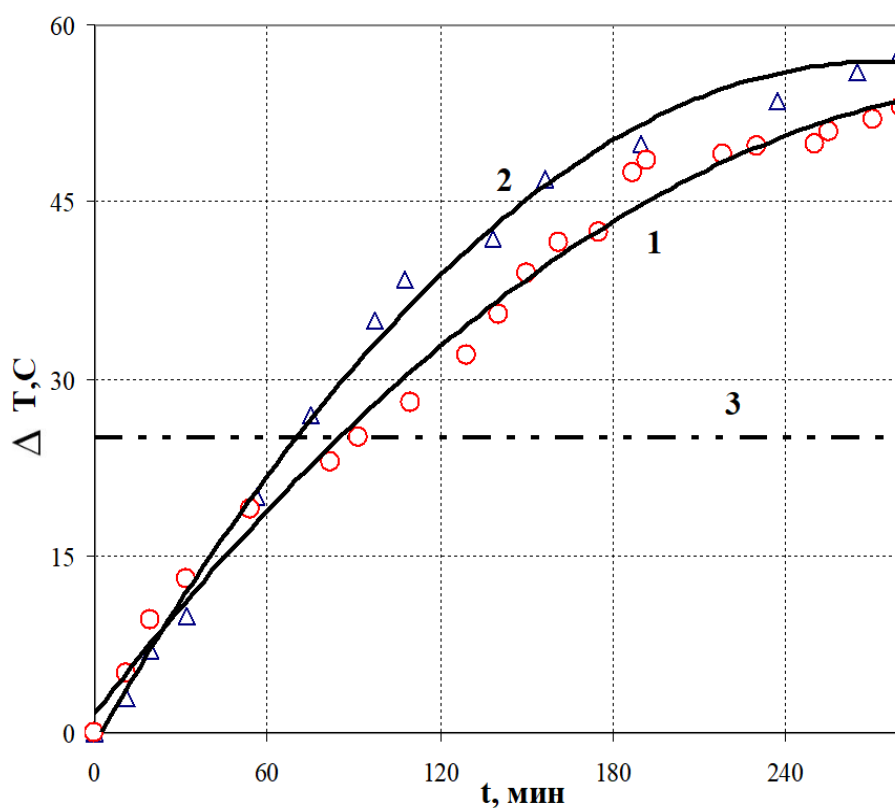


Рис.3.6. Изменение температуры в макете пласта в разные моменты времени:
 1 – межтрубное пространство пустое; 2 - межтрубное пространство заполнено парафином; 3 - изотерма плавления $T = T_0 + \Delta T$.

Вследствие переноса тепла посредством теплопроводности нижняя часть коаксиальной системы нагревается быстрее, чем верхняя. Подобная особенность изменения температур объясняется тем, что пластом поглощается гораздо больше электромагнитной энергии, чем в коаксиальной системе, межтрубное пространство которой свободно

На рис.3.7 представлена кривая зависимости изменения количества расплавленного парафина, выходящего из коаксиальной системы, со временем. Видно, что эта зависимость, как и зависимость изменения температуры со временем, нелинейная. Появляясь примерно через 7200 с, количество расплавленного парафина сначала линейно растет со временем, затем выходит на стационарный режим и снова резко увеличивается. Последний этап обусловлен тем, что на измерительную подстилку попал весь парафин, расплавившийся выше этой пробки в предыдущих этапах.

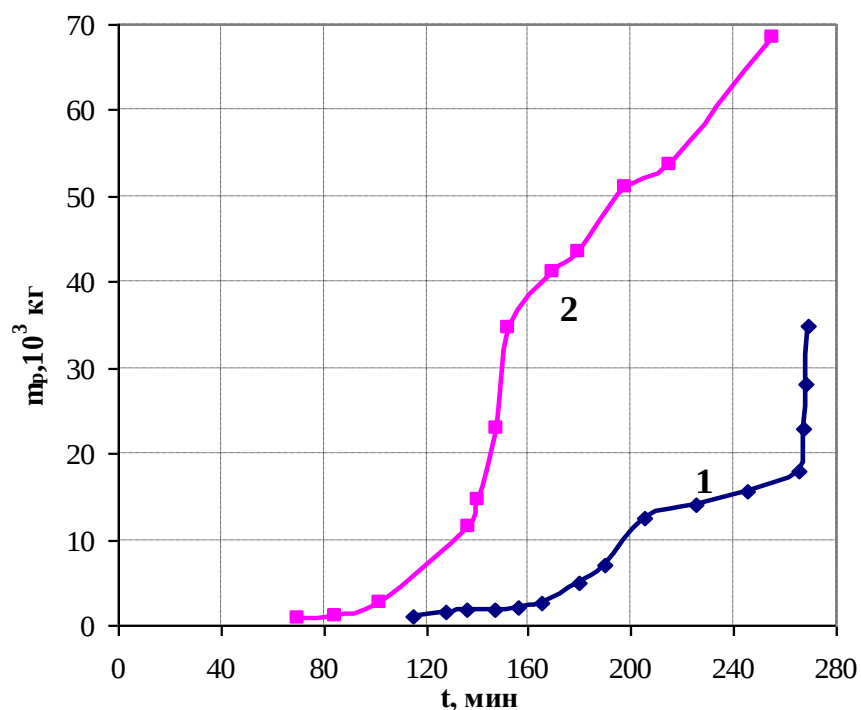


Рис.3.7. Изменение количества расплавленного парафина для различных заполнений коаксиальной линии: 1 – только внутренняя труба заполнена парафином; 2 – внутренняя труба и межтрубное пространство заполнены парафином

Интересны результаты исследований для второй серии экспериментов, иллюстрирующие влияние пробки парафина, заключенного в межтрубном пространстве, на интенсивность плавления парафиновой пробки во внутренней трубе. Сохраняя пространственную гармоническую зависимость, изменение температуры наверху коаксиальной системы значительно превышает изменение температуры внизу (рис. 3.3, кривые 2 и 3). Причем убывание температуры по длине коаксиальной системы для этой серии превышает аналогичное убывание, указанное в первой серии.

Поскольку в данной серии экспериментов значения температуры во внутренней трубе в целом гораздо больше, чем в предыдущей серии, то и время начала появления на выходе расплавленного парафина сокращается и процесс плавления пробки протекает быстрее. Это следует из кривой 2, представленной на рис. 3.7. Характерный рост кривых 1 и 2 (рис. 3.7) со временем показывает, что вначале количество расплавившегося парафина растет в основном за счет парафина, вытекающего из внутренней трубы, а в дальнейшем наблюдается монотонное расплавление его в межтрубном пространстве.

На рис.3.6 кривой 2 представлено изменение температуры в насыщенной пористой среде со временем для этой серии экспериментов. Вначале кривые 1 и 2 существенно не различаются, в дальнейшем появляется разрыв между ними, увеличивающийся со временем до достижения температуры плавления парафина и уменьшается после нее. Начальный этап этой зависимости объясняется тем, что парафин в межтрубном пространстве и трубы коаксиальной системы нагреваются, и температура передается по закону теплопроводности в макет насыщенной пористой среды. Уменьшение разрыва на последнем этапе, по-видимому, обусловлено выносом тепла стекавшим парафином вниз.

В зависимости от заполнения межтрубного пространства парафином или воздухом плавление парафина может происходить как вследствие его нагрева посредством теплопроводности, так и вследствие возникновения распределенных источников тепла в системе под воздействием эле-

электромагнитного поля. В последнем случае скорость нагрева и плавления парафина в коаксиальной системе значительно больше, чем в первом случае. На эти закономерности существенное влияние оказывают диэлектрические свойства парафина и электромагнитные свойства материалов труб. При прочих одинаковых условиях процесс нагрева и плавления парафина происходит в поле стоячей электромагнитной волны, образовавшейся из-за ее отражения от неоднородностей поверхностей труб коаксиальной линии.

На основе полученных экспериментальных данных можно сделать следующие технологические рекомендации, учитывающие особенности данного метода.

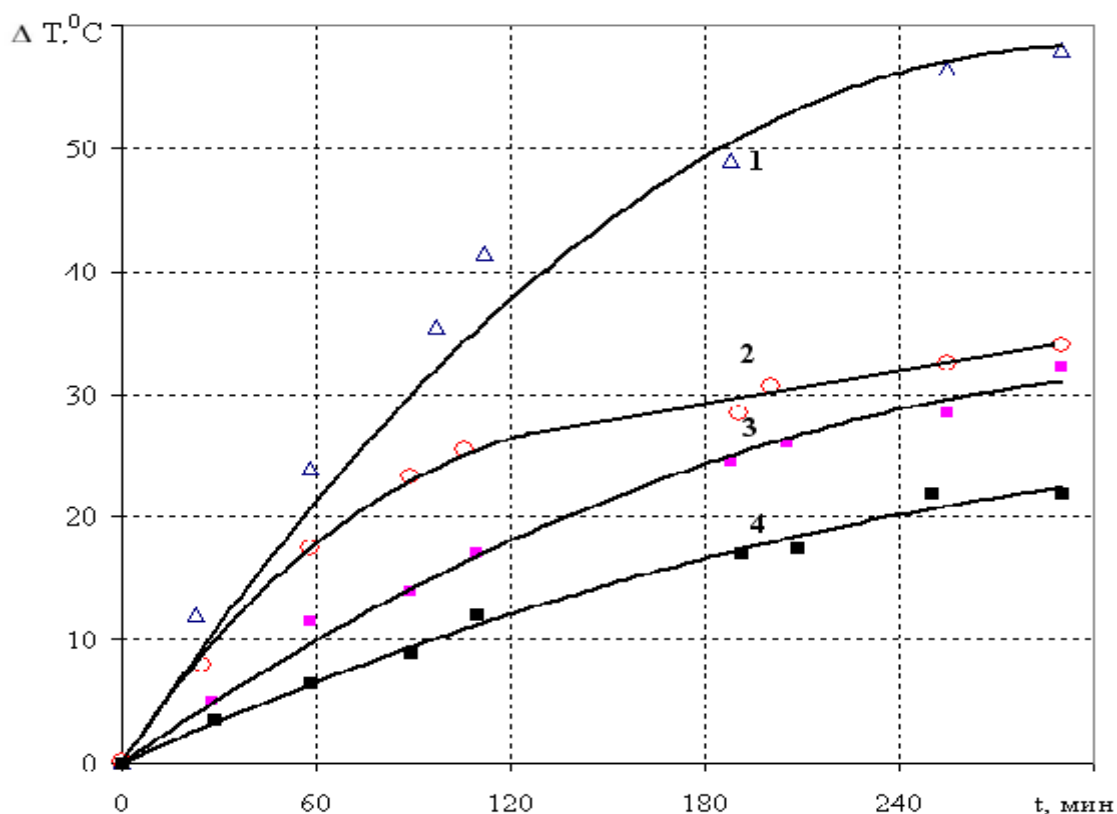


Рис. 3.7. Изменение температуры со времени в трубах в различные моменты времени на глубине 0,126 м: 1 – во внутренней трубе, межтрубное пространство заполнено; 2 – на внутренней трубе, межтрубное пространство пустое; 3 – во внешней трубе, межтрубное пространство пустое; 4 – на внешней трубе, межтрубное пространство заполнено. Глубина заполнения межтрубного пространства – 0,78 м

В формировании профиля температуры и процессе плавления парафина можно выделить моменты, связанные с существенным нагревом насыщенной пористой среды (нефтяного пласта), неравномерным нагревом парафина и последующим перераспределением температуры вдоль коаксиальной системы.

Наличие парафина в межтрубном пространстве ускоряет процесс плавления в коаксиальной системе. При распространении электромагнитных волн в межтрубном пространстве образуется множество областей, занятых твердым парафином с чередующимися слоями, состоящими из жидкого парафина, которые можно представить как серию пробок. Образование серии пробок может привести к многократному отражению электромагнитных волн в межтрубном пространстве. Эти закономерности необходимо учитывать при физическом и математическом моделировании процесса плавления парафиновых пробок под воздействием электромагнитного излучения.

Электромагнитные волны отражаются и от пласта, вследствие чего, в межтрубном пространстве устанавливается режим образования стоячих волн. Поэтому данное явление необходимо учитывать в расчетах технологических параметров процесса плавления отложений в электромагнитном поле.

Полученные результаты дополняют данные по формированию температурных полей в короткозамкнутой коаксиальной системе [13] с учетом отражения ВЧ и СВЧ электромагнитных волн от нефтяного пласта и могут быть использованы для повышения эффективности электромагнитного метода плавления парафиновой пробки.

В некоторый момент времени во внутренней трубе и межтрубном пространстве, возможно, останется пробка малой толщины, находящаяся на много ниже "устья" скважины. Поскольку давление ниже пробки гораздо больше, чем на "устье", то существует вероятность возникновения выброса пробки вверх. Поэтому для исключения такой аварийной ситуации необходимо разработать технологию создания противодавления в скважине.

3.3. Исследования коэффициента стоячей волны применительно к модели скважины

Целью настоящего раздела работы является изучение КСВ в коаксиальной линии передачи электромагнитной энергии, связывающей генератор и нагрузку [109, 114, 125, 127].

Рассмотрим, систему, состоящую из коаксиальной линии, заполненной парафином, и водонасыщенной пористой среды, которая является нагрузкой в экспериментальных исследованиях на модели.

Экспериментальная модель характеризуется следующими геометрическими параметрами: радиусы внутренней и внешней трубы равны соответственно $a = 5 \text{ мм}$, $b = 12,5 \text{ мм}$, материалы труб – медь с удельным электрическим сопротивлением $\rho_m = 0,017241 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ и относительной магнитной проницаемостью $\mu_r = 1$ (представлены в таблице 2.1), межтрубное пространство заполнено парафином с относительной диэлектрической проницаемостью $\varepsilon = 2,3$ и тангенсом угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta = 0,0007$.

Используя формулы (2.1) вычислим суммарное сопротивление обоих r_0 проводников (обсадной колонны и насосно-компрессорной трубы), суммарная индуктивность L_0 , ёмкость C_0 , проводимость среды между проводниками g_0 :

$$r_{\text{меди}} = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{1}{a} + \frac{1}{b} \right) \sqrt{\pi f \mu \mu_0 \rho_{\text{меди}}} =$$

$$= \frac{10^3}{2 \cdot 3,14} \left(\frac{1}{5} + \frac{1}{12,5} \right) \sqrt{3,14 \cdot 2400 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 14 \cdot 10^{-7} \cdot 0,017241 \cdot 10^{-6}} = 0,57 \frac{\text{Ом}}{\text{м}},$$

$$L_0 = \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \mu \mu_0}{2\pi} \ln \frac{b}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} \ln \frac{12,5}{5} = 0,183 \text{ мкГн} / \text{м},$$

$$C_0 = 60,67 \cdot 10^{-12} \cdot 2,3 = 139,55 \cdot 10^{-12} \text{ Ф} / \text{м},$$

$$g_0 = 2\pi f C_0 \text{tg}\delta = 6,28 \cdot 2400 \cdot 10^6 \cdot 60,67 \cdot 10^{-12} \cdot 0,0007 \cdot 2,3 = 0,001472 \frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{м}}.$$

В силу формулы (2.12)

$$|\dot{Z}_B| = \sqrt[4]{\frac{r_0^2 + (\omega L_0)^2}{g_0^2 + (\omega C_0)^2}}$$

волновое сопротивление коаксиальной линии можно вычислить по формуле

$$Z_B = |\dot{Z}_B| = \sqrt{\frac{L_0}{C_0 \cdot \varepsilon}} = \sqrt{\frac{1,83 \cdot 10^{-7}}{60,67 \cdot 10^{-12} \cdot 2,3}} = 36,2 \text{ Ом},$$

так как $r_0 = r_{\text{меди}}$ значительно меньше, чем индуктивное сопротивление

$$r_{0L} = \omega L = 0,183 \cdot 10^{-6} \cdot 6,28 \cdot 2400 \cdot 10^6 = 2762 \frac{\text{Ом}}{\text{м}},$$

проводимость среды между проводниками g_0 также гораздо меньше значения обратного емкостного сопротивления между проводниками

$$G_{0r} = \omega C_0 = 2400 \cdot 10^6 \cdot 139,5510^{-12} = 0,3349242 \text{ Ом}^{-1} \text{ м}^{-1}.$$

Водонасыщенный пласт в условиях модели имеет следующие диэлектрические параметры: относительная диэлектрическая проницаемость и тангенс угла диэлектрических потерь $\varepsilon = 4,164$, $\text{tg} \delta = 0,0085$.

Пласт будем рассматривать как прямоугольный волновод с шириной $a = 500 \text{ мм}$ и высотой $b = 50 \text{ мм}$, для которого критическая длина электромагнитной волны равна,

$$\lambda_{\text{кр.}} = \frac{2}{\sqrt{\left(\frac{1}{a}\right)^2 + \left(\frac{1}{b}\right)^2}} = \frac{2}{\sqrt{\left(\left(\frac{1}{50}\right)^2 + \left(\frac{1}{5}\right)^2\right) \cdot 10^4}} = 0,1 \text{ м},$$

а длина волны в парафине $\lambda = \frac{0,125}{\sqrt{4,164}} = 0,061 \text{ м}$, длина волны в воздухе

$$\lambda_0 = \frac{300}{2400} = 0,125 \text{ м}.$$

Тогда волновое сопротивление водонасыщенного пласта равно

$$Z = Z_0 \sqrt{1 - \left(\frac{\lambda}{\lambda_{\text{кр.}}}\right)^2} = 376,8 \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{0,061}{0,1}\right)^2} = 298,6 \text{ Ом} = Z_H,$$

т.е. волновому сопротивлению нагрузки

где $Z_0 = \sqrt{\frac{\mu}{\varepsilon}} = \sqrt{\frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{\frac{1}{36\pi} \cdot 10^{-9}}} = 376,8 \text{ Ом}$ - волновое сопротивление свободного пространства.

Вычислим коэффициент отражения электромагнитных волн на границе коаксиальная линия – водонасыщенный пласт. В силу формулы (2.18)

$$|n_2| = |\dot{n}_2| = \frac{Z_H - Z_B}{Z_H + Z_B} = \frac{298,6 - 36,2}{298,6 + 36,2} = 0,784$$

Согласно формуле (2.23.1), коэффициент затухания электромагнитных волн в коаксиальной линии

$$\alpha = \frac{1}{2} \left(\frac{r_0}{\rho} + g_0 \rho \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{0,57}{36,2} + 0,00147 \cdot 36,2 \right) = 0,0345 \frac{1}{\text{м}}.$$

Определим коэффициент стоячей волны КСВ по формуле (2.55):

$$КСВ = \frac{e^{2 \cdot 0,0345} + 0,784}{e^{2 \cdot 0,0345} - 0,784} = 6,5.$$

Оценим долю электромагнитной энергии, передаваемой в водонасыщенный пласт, которую выразим формулой:

$$\eta_{КСВ} = \frac{P_{0p}}{P_0}, \text{ где } P_{0p} - \text{электромагнитная энергия, дошедшая до пласта,}$$

P_0 - электромагнитная энергия во входе в коаксиальную линию

Так как поглощаемая электромагнитная энергия уменьшается по закону

$$P_{0p} = \frac{P_0 e^{-2\alpha l}}{КСВ},$$

имеем

$$\eta_{КСВ} = \frac{e^{-2\alpha l}}{КСВ}.$$

Подставив в эту формулу полученные выше значения величин, имеем

$$\eta_{КСВ} = \frac{e^{-2\alpha l}}{КСВ} = \frac{e^{-2 \cdot 0,0345 \cdot 0,78}}{6,5} = 0,15.$$

Эта оценка учитывает и потери электромагнитной энергии вдоль коаксиальной линии.

В таблице 3.1 представлены результаты расчетов коэффициента стоячей волны коаксиальной линии, нагруженной на волновые сопротивления различных сред.

Таблица 3.1

Зависимость КСВ линии при различных заполнениях и средах нагрузки

№ мо- дели	Коаксиаль- ная линия	ε	$\operatorname{tg} \delta$	C_0 , пкФ/ м	g_0 , 1/Ом.м	Z , Ом	n_2	α , 1/м	КСВ	$\eta_{КСВ}$
	Нагрузка									
1	воздух ¹	1	0	60,67	0	54,9	0,74	0,005	6,87	0,16
	воздух ²	1	0			377				
2	парафин	2,3	0,0007	139,6	0,0015	36,2	0,82	0,034	8,13	0,12
	воздух	1	0			377,				
3	воздух	1	0	60,67	0	54,9	0,69	0,005	3,37	0,18
	водонасы- щенный песок	4,16	0,0085			299				
4	парафин	2,3	0,0007	139,6	0,0015	36,2	0,78	0,034	6,5	0,15
	водонасы- щенный песок	4,16	0,0085			299,				
5	воздух	1	0	60,67	0	54,9	0,71	0,005	5,98	0,17
	нефтенасы- щенный песок	6,5	0,055			328				

Примечание: ¹ - среда, заполняющая коаксиальную линию; ² – среда, из которой состоит нагрузка.

Электромагнитная энергия отражается дополнительно в точке ввода ее в коаксиальную линию из-за различия волновых сопротивлений. В связи с

этим необходимо оценить коэффициенты отражения в начале коаксиальной линии.

Так как волновое сопротивление на выходе СВЧ генератора равно 75 Ом, то коэффициент отражения в начале коаксиальной линии

$$|n_1| = |\dot{n}_1| = \frac{Z_H - Z_B}{Z_H + Z_B} = \frac{75 - 36,2}{75 + 36,2} = 0,35 .$$

С учетом этих закономерностей имеем, что до модели пласта доходит

$$\eta_{KCB+n} = (1 - n_1)\eta_{KCB} = (1 - 0,35) \cdot 0,15 \approx 0,095$$

доли электромагнитной энергии.

Кроме того, необходимо учитывать и коэффициент полезного действия источника электромагнитной энергии $\eta_{\text{Э}}$

Таким образом, долю электромагнитной энергии, дошедшей до модели пласта, можно оценить по формуле

$$\eta = \eta_{KCB+n_1} \cdot \eta_{\text{Э}} = 0,095 \cdot 0,4 = 0,038 \approx 0,04 .$$

3.4. Особенности изменения коэффициента стоячей волны в коаксиальной линии, заполненной нефтяным парафином

Рассмотрим скважину, характеризуемой следующими геометрическими параметрами: диаметры насосно-компрессорной трубы и обсадной колонны равны соответственно $a = 56 \text{ мм}$, $b = 153,7 \text{ мм}$, материалы труб – сталь с удельным электрическим сопротивлением $\rho_m = 0,01724 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ и относительной магнитной проницаемостью $\mu_r = 1$ (представлены в таблице 2.1), межтрубное пространство заполнено нефтяным парафином.

На рис. 3.1 показана зависимость диэлектрической проницаемости нефтяного парафина от температуры.

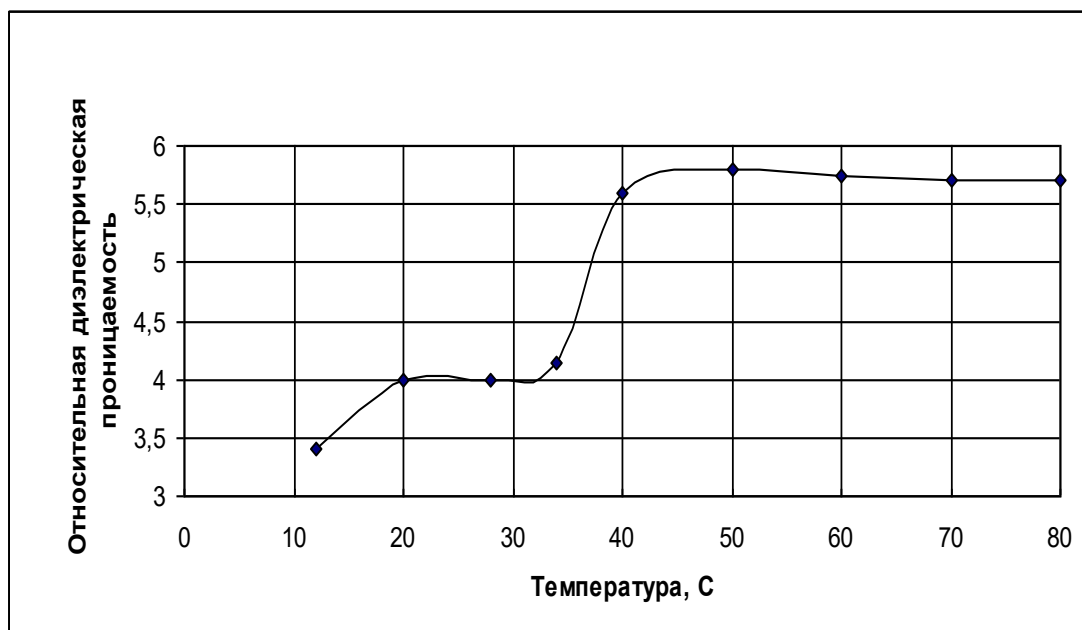


Рис. 3.8. Зависимость диэлектрической проницаемости нефтяного парафина от температуры [90].

Эта кривая в интервале температур от 10 до 50 °С аппроксимировалась формулой $\varepsilon = 2,3 + 0,073T$, а в интервале от 50 до 80 °С – $\varepsilon = 3,922 - 0,0036T$.

На рис. 3.9 приведена зависимость тангенса угла диэлектрических потерь нефтяного парафина от температуры [90].

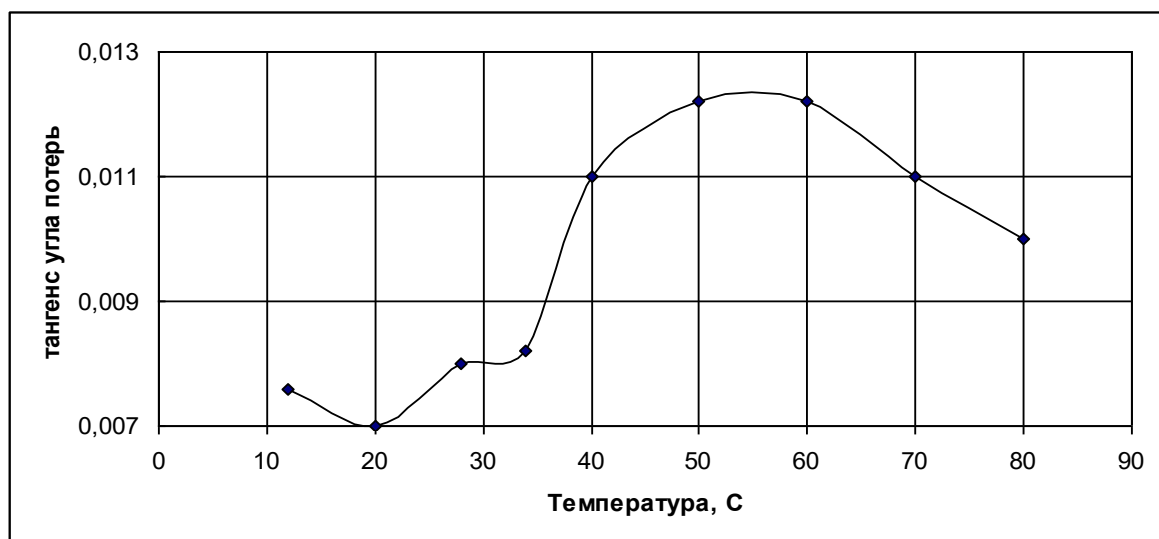


Рис. 3.9. Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь нефтяного парафина от температуры.

Эта кривая в интервале температур от 10 до 50 °С аппроксимировалась формулой $\operatorname{tg} \delta = 0,00013T + 0,005$, а в интервале от 50 до 80 °С - $\operatorname{tg} \delta = -0,00008T + 0,00795$.

Нагрузкой является продуктивная порода высоковязкой битумной нефти Мордово–Кармального месторождения Республики Татарстан с зависимостями диэлектрических параметров от температуры, представленными на рис. 3.15 -3.16.

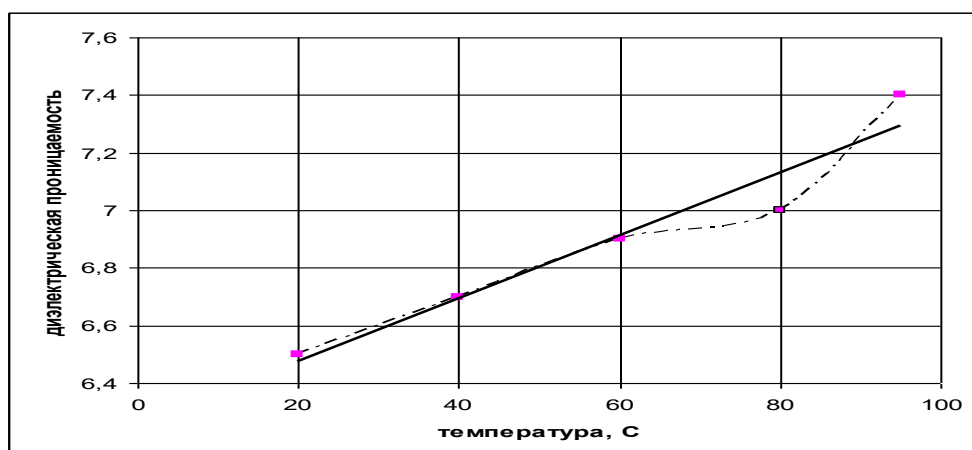


Рис.3.10. Зависимость диэлектрической проницаемости продуктивной породы Мордово-Кармального месторождения

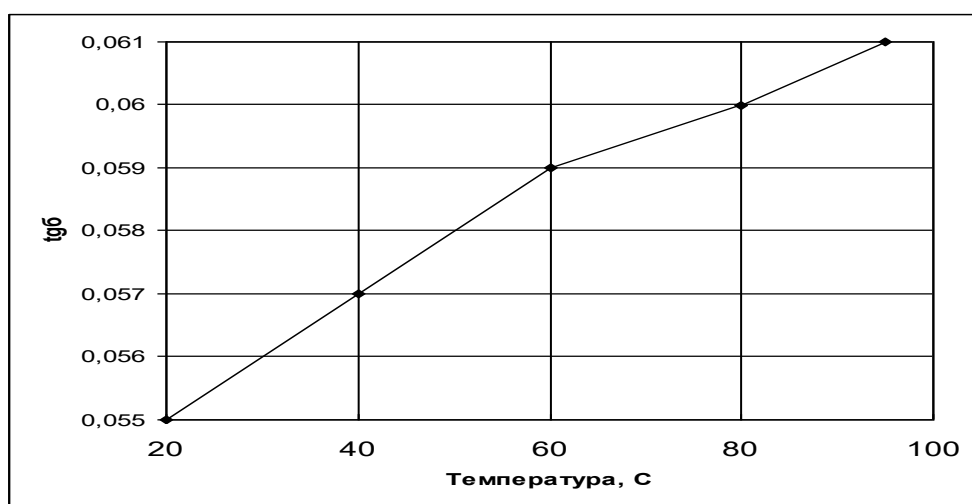


Рис.3.11. Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь продуктивной породы Мордово-Кармального месторождения

Используя формулы, принятые в разделе 3.3., имеем, что зависимость волнового сопротивления продуктивной породы от температуры, представленная на рис. 3.12, немонотонная.

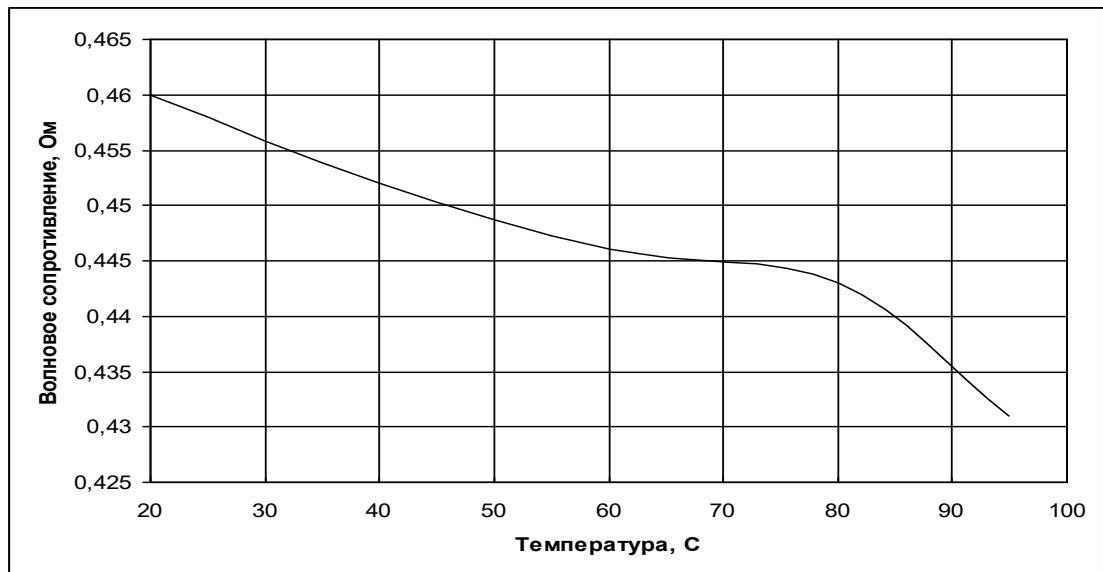


Рис. 3.12. Зависимость волнового сопротивления продуктивной породы от температуры

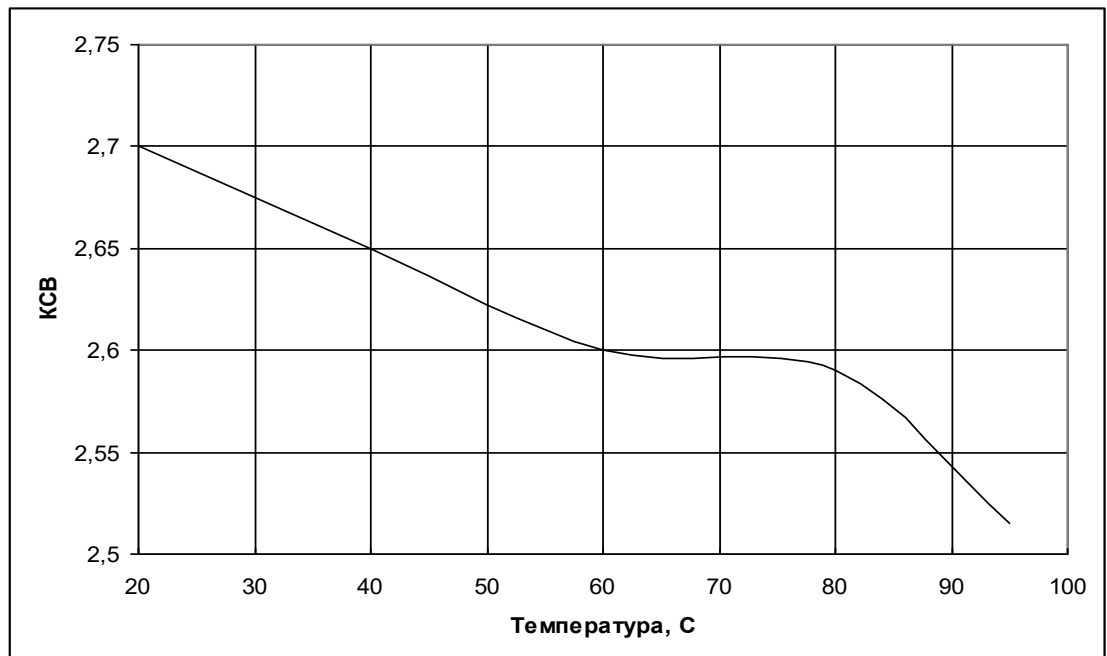


Рис. 3.13. Зависимость КСВ в скважине, нагруженной на продуктивную породу Мордово-Кармального месторождения

КСВ в скважине с увеличением температуры падает немонотонно: от 20 °С до 60 °С – линейно, от 60 °С до 75 °С остается неизменным, переходящее в уменьшающуюся с температурой в интервале 75 °С до 95 °С линию, описываемой приблизительно параболической функцией. Диапазон изменения КСВ от 2,5 до 2,75, что значительно меньше, чем в области сверхвысоких частот: от 3,26 до 3,38. Влияние температуры на КСВ коаксиальной линии сильнее сказывается для нефтенасыщенного пласта.

Применение данных, представленных в этом разделе, позволяют установить, что при мощности 60 кВт в коаксиальной системе за 44 часа устраняется парафиновая пробка длиной 100 м.

Выводы по главе 3

1. Для оценки влияния сверхвысокочастотного электромагнитного поля на параметры фазового перехода были проведены экспериментальные исследования. В результате установлено, что в электромагнитном поле температура кристаллизации парафина не изменяется, т.е. для исследованных образцов парафина она одинакова как при электронагреве, так и СВЧ электромагнитном воздействии. Между тем, удельная теплота плавления парафина, нагретого посредством теплопроводности, на 29 % больше, чем при электромагнитном нагреве. Следовательно, для плавления парафина в ЭМ поле требуется меньшее количества тепла, чем при электронагреве. При этом удельная теплота плавления парафина линейно увеличивается с повышением массового содержания в нём песка.

2. Для экспериментальных исследований плавления АСПО в нефтесодержащих скважинах СВЧ ЭМ излучением разработана экспериментальная установка, позволившая установить закономерности изменения температуры в узлах модели скважины, заполненной парафином. Установка, в зависимости от заполнения межтрубного пространства скважины АСПО, плавление их может происходить как вследствие нагрева посредством теплопроводности,

так и вследствие возникновения распределённых источников тепла в системе под воздействием ЭМП. В последнем случае скорость нагрева и плавления АСПО в коаксиальной системе значительно выше, чем в первом. На эти закономерности существенное влияние оказывают диэлектрические свойства АСПО и ЭМ свойства материалов труб. При прочих равных условиях процесс нагрева и плавления АСПО происходит в поле стоячей ЭМ волны, образовавшейся вследствие её отражения от неоднородностей поверхностей труб коаксиальной линии.

3. Расчетными исследованиями показано, что доля электромагнитной энергии, дошедшей до модели пласта, равна 0,04, что указывает на перспективность применения электромагнитной энергии для нагрева и удаления отложений в нефтяной скважине. При этом с увеличением температуры АСПО коэффициент стоячей волны монотонно уменьшается. Этот эффект свидетельствует об увеличении доли электромагнитной энергии, передаваемой на АСПО.

4. Анализируя результаты экспериментальных исследований плавления парафина на модели скважины и оценки коэффициента стоячей волны, можно заключить, что при мощности 60 кВт в коаксиальной скважине за 44 часа устраняется парафиновая пробка длиной 100 м.

4. ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ПЛАВЛЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

4. 1. Энергетическая эффективность высокочастотной установки для плавления и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

Под энергетической эффективностью высокочастотной (или сверхвысокочастотной) установки для плавления и удаления АСПО (ВЧ УПиУ АСПО) будем понимать ее энергетический коэффициент полезного действия (КПД), определяемый соотношением [29]

$$\eta_{\text{эн}} = \frac{P_{\text{погл}}}{P}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{погл}}$ - электромагнитная мощность, поглощенная в скважине; P - мощность ВЧ генератора, от которого питается ВЧ УПиУ АСПО.

Очевидно, что в (4.1)

$$P_{\text{погл}} = (1 - |n_1|^2) |n_2|^2 P - P_n,$$

где уменьшаемое определяет ВЧ мощность, прошедшую в скважину, $|n_2|^2 P$ - мощность, которая остается в скважине из-за отражения электромагнитных волн от пласта (часть $(1 - |n_2|^2)$ проходит в пласт), n_2 - коэффициент отражения от нефтяного пласта, а P_n - мощность потерь в скважине (из-за конвекции, излучения, теплоотдачи теплопроводностью), так что

$$\eta_{\text{эн}} = (1 - |n_1|^2) |n_2|^2 - \frac{P_n}{P}, \quad (4.2)$$

где

$$|n_2| = \frac{K_{\text{cmU}} - 1}{K_{\text{cmU}} + 1} e^{2\alpha l}, \quad (4.3)$$

Здесь K_{cmU} - коэффициент стоячей волны по напряжению скважины (рабочей камеры). Выражение (4.3) получено из формулы (2.55).

Обычно температура плавления парафина и АСПО не превышает 80 °С, время обработки скважины с АСПО мало, а потому в (4.2)

$$\frac{P_n}{P} \ll 1.$$

Тогда

$$\eta_{\text{эн}} = (1 - |n_1|^2) |n_2|^2. \quad (4.4)$$

Оценить величину $\eta_{\text{эн}}$ можно следующим образом. Пусть в скважине имеет место перпендикулярное падение электромагнитной волны на поверхность парафиновой пробки. Эта пробка занимает полупространство, то по выражению (2.18)

$$n_2 = \frac{Z_{\text{H}} - Z_{\text{B}}}{Z_{\text{H}} + Z_{\text{B}}}, \quad n_1 = \frac{Z_{\Phi} - Z_{\text{B}}}{Z_{\Phi} + Z_{\text{B}}},$$

где Z_{Φ} - волновое сопротивление фидера (коаксиальной линии, соединяющей скважину с генератором), Z_{H} - волновое сопротивление нефтяного пласта, Z_{B} - волновое сопротивление скважины.

Оценим величину $\eta_{\text{эн}}$ применительно к модели скважины. Из таблицы 3.1 имеем при $Z_{\Phi} = 54,9 \text{ Ом}$, $Z_{\text{H}} = 298,6 \text{ Ом}$, $Z_{\text{B}} = 36,2 \text{ Ом}$ $n_1 = 0,205$, $n_2 = 0,784$, $\eta_{\text{эн}} = 0,6$. Следовательно, энергетическая эффективность СВЧ электромагнитного метода нагрева и плавления парафиновых отложений достаточно высокая.

Согласно формуле (4.4), электромагнитная волна, генерируемая источником и передаваемая через фидер на поверхность АСПО, образующегося в скважине, частично отражается, что в общем случае приводит к уменьшению КПД ВЧ УПиУ АСПО. Величина отражения определяется не только диэлектрическими свойствами газа (воздуха), заполняющего фидер, и АСПО, нахо-

дящегося в межтрубном пространстве скважины, но и параметрами труб (обсадной колонны, НКТ, внешнего и внутреннего электродов фидера). Одним из путей для повышения энергетической эффективности, т. е. для увеличения КПД установки, необходимо уменьшить величину коэффициента отражения электромагнитных волн от пробки АСПО.

Второй путь – необходимо увеличить коэффициент отражения от нефтяного пласта.

4.2. Мониторинг изменения температуры асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине под воздействием движущегося электромагнитного излучения

Для осуществления эффективного нагрева АСПО в скважине необходимо, во-первых, энергию отдаваемую источником электромагнитной энергии, по возможности без потерь подвести к скважине (Рис. 1.1, а – в) или к излучателю (Рис. 1.1, г, д), во-вторых, обеспечить условия продольного излучения всей подводимой энергии через пробку, а также исследовать распределение температуры в скважине.

Существует некоторые оптимальные значения коэффициента поглощения и частоты электромагнитных колебаний, при которых достигается наибольшая эффективность электромагнитного метода. Оценки [12] показывают, что даже при этом условии пробки АСПО большой длины никогда не будут расплавлены. Один из выходов из этой ситуации – использование передвижного источника электромагнитного излучения. При этом электромагнитная волна от пробки АСПО не отражается и представляется возможным достижение наибольшей энергетической эффективности. На рис. 4.1 показана принципиальная схема сверхвысокочастотной установки для плавления и удаления пробки АСПО в скважине.

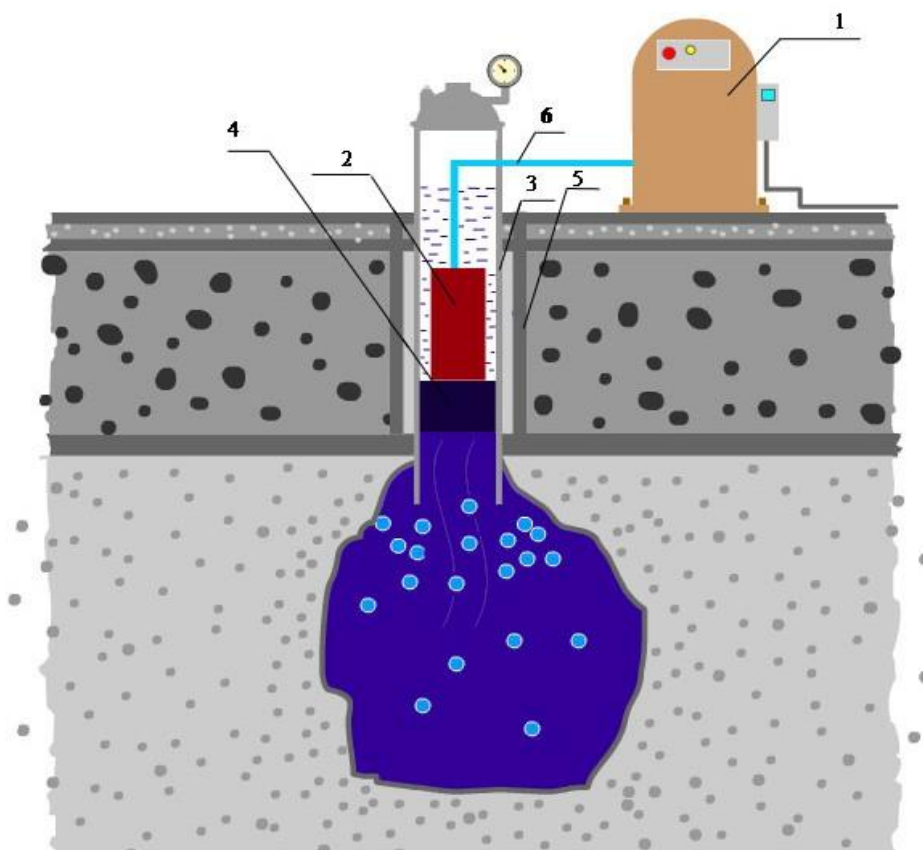


Рис. 4.1. Схема установки для плавления и удаления АСПО в трубе.

1 – СВЧ-генератор, 2 – СВЧ-излучатель, 3 – насосно-компрессорная труба, 4 – пробка АСПО, 5 – обсадная колонна, 6 – радиочастотный кабель.

Оценим эффективность способа ликвидации пробки АСПО с помощью передвижного источника электромагнитного излучения. Определим эффективность способ как отношение полезной работы к затраченной. Под полезной будем понимать работу, затраченную на нагрев парафиновой пробки до температуры плавления и дальнейший ее переход в жидкую фазу. Затраченная работа – энергия, излученная источником электромагнитного излучения в трубу.

Для определения времени полного расплавления пробки рассмотрим трубу радиуса R , заполненную диэлектриком (парафином). Выберем цилиндрическую систему координат (r, φ, z) . Предположим, что пробка АСПО занимает область $0 \leq z \leq H$ в продольном направлении, а в поперечном направ-

лении полностью заполняет трубу. В плоскости $z = 0$ находится источник электромагнитного излучения с частотой f и мощностью P . АСПО представляет собой диэлектрик, который характеризуется комплексной относительной диэлектрической проницаемостью, состоящей из действительной ε'_0 и мнимой ε''_0 частей, связанные через тангенс диэлектрических потерь среды $\operatorname{tg} \delta \approx \varepsilon''_0 / \varepsilon'_0$. Считаем, что в трубе, являющейся в радиофизическом отношении круглым волноводом, создается основной тип электромагнитной волны H_{01} [93].

Для изучения процессов нагрева и плавления АСПО необходимо решить уравнение теплопроводности при граничных и начальных условиях:

$$\begin{aligned} \rho c_T \frac{\partial T}{\partial t} &= \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) + Q(r, z, t), \\ Q &= Q_0 \Theta(z - z_0(t)) \exp(-\alpha(z - z_0(t))), \quad Q_0 = \frac{\varepsilon''_0}{\pi \operatorname{Re}(k_z \varepsilon_0)} \frac{\mu_n^2}{R^4} P \left[\frac{|k_z|^2 R^2}{\mu_n^2} J_1^2 \left(\mu_n \frac{r}{R} \right) \right], \\ c_T &= c_0 + L \delta(T - T_s), \quad \Theta(z - z_0) = \begin{cases} 1, & z \geq z_0 \\ 0, & z < z_0 \end{cases}, \\ \lambda \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{z=0} &= \kappa_1 (T - T_0), \quad \lambda \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{z=H} = 0, \quad -\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=R} = \kappa (T - T_0), \quad -\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=0} = 0, \end{aligned} \quad (4.5)$$

где ρ , c_T , λ – плотность, теплоёмкость, теплопроводность пробки, T_0 – температура среды, окружающей трубу, и начальная температура пробки; κ_1 – коэффициент теплового обмена; $\kappa = Nu \cdot \lambda / R$ – коэффициент теплообмена с окружающей средой; Nu – коэффициент Нуссельта; L – удельная теплота плавления АСПО; ε_0 , μ_0 – электрическая и магнитная постоянная (полагается, что среда в трубе немагнитный диэлектрик); $\alpha = \alpha_v + \alpha_s = 2k_z''$ – коэффициент затухания мощности ЭМ волн вдоль трубы, причем ось ее совпадает с продольной осью системы координат; $\alpha_v = \frac{\omega^2}{c^2} \frac{\varepsilon''_0}{k_z'}$ – коэффициент затухания,

обусловленный диэлектрическими потерями в парафине; $\alpha_s = \frac{\omega \varepsilon'_0}{c R k_z'} \sqrt{\frac{\omega}{2\pi\sigma}}$ – ко-

коэффициент затухания, обусловленный электрическими потерями в металлических стенках трубы; $k'_z = \sqrt{\frac{\omega^2}{2} \varepsilon'_0 - \frac{\mu_n^2}{R^2}}$; $\omega = 2\pi f$ - циклическая частота; c - скорость света в вакууме; k'_z, k''_z - действительная и мнимая части продольного волнового числа $k_z = k'_z + ik''_z$; σ - электропроводимость металла труб; J_1 - функции Бесселя первого порядка; z_0 - координата перемещающегося источника ЭМ волн; μ_n - значение корня функции Бесселя (для волны типа H_{01} - $\mu_n = 3,832$) [31].

На верхнем торце пробки при $z=0$ и на боковой поверхности трубы при $r=R$ задавался конвективный теплообмен в соответствии с законом Ньютона, на нижнем конце пробки при $z=H$ и в точке $r=0$ теплообмен не рассматривается. Считается, что плотность и теплопроводность АСПО не зависят от температуры, а теплоёмкость при температуре фазового перехода T_S имеет скачкообразную особенность. Мнимая часть диэлектрической проницаемости определяет плотность источников тепла, возникающих в среде при его взаимодействии с СВЧ ЭМП Q и движущихся по закону $z = z_0(t)$. Выражение Q_0 , входящее в Q , получено на основе вектора Умова-Пойнтинга, учитывающий отличные от нуля составляющие напряженностей электрического и магнитного полей, соответствующие волне типа H_{01} [31].

На рисунке 4.2 показана кривая зависимости мнимой части волнового числа k''_z от частоты электромагнитного поля. Частота отсечки H_{01} волны $f_0 \approx 1,556 \cdot 10^9$ Гц для рассматриваемой трубы с физическими параметрами среды и трубы: $R=0,03785$ м; $\varepsilon'_0=2,3$; $tg\delta=\varepsilon''_0/\varepsilon'_0=0,012$; $\sigma=3,4 \cdot 10^6$ Ом $^{-1}$ ·м $^{-1}$ [12, 39] Мнимая часть волнового числа имеет минимум $k''_z \approx 0,5967$ м $^{-1}$ при частоте $f_0 \approx 2,2 \cdot 10^9$ Гц. Следовательно, на этой частоте электромагнитные волны в трубе слабо поглощаются.

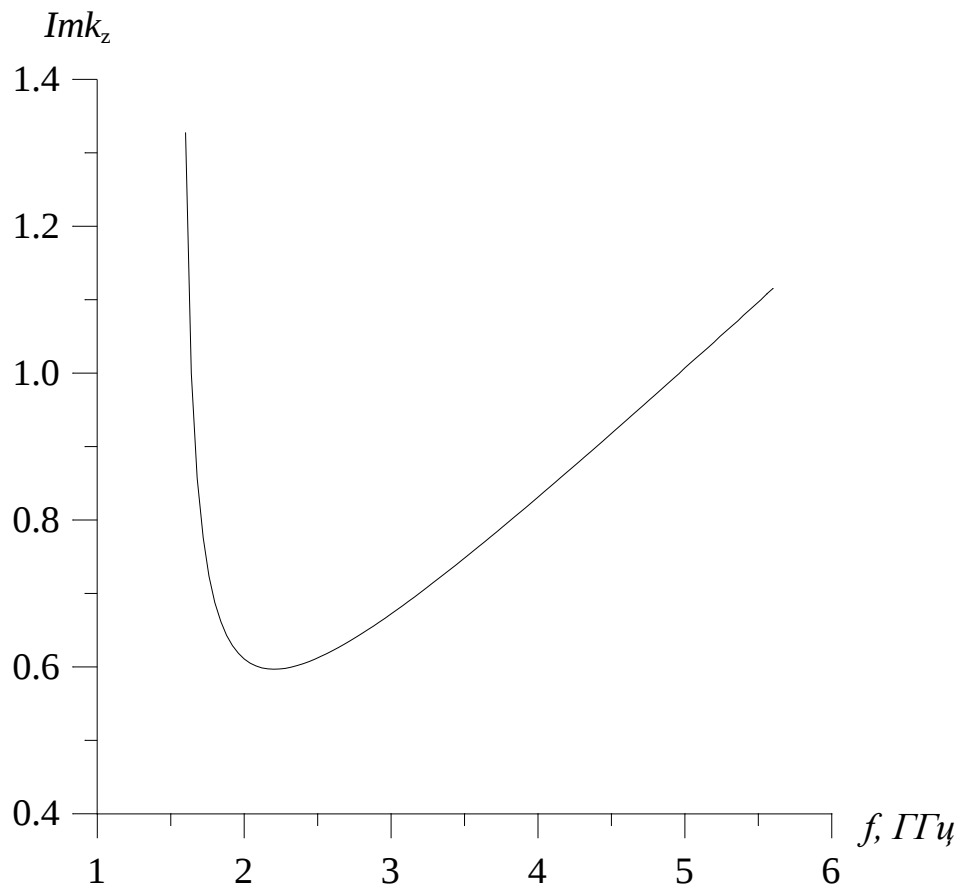


Рис. 4.2 . Зависимость мнимой части продольного волнового числа от частоты электромагнитных колебаний в металлической цилиндрической трубе, заполненной АСПО (парафином).

На рис. 4.3 приведены распределения источников тепла $Q(r, z=0)$. Из рис. 4.3 следует, что тепловые источники в волноводе распределены крайне неравномерно и неравномерность усиливается с ростом частоты. Максимальное значение плотности источников тепла приходится приблизительно на середину между осью и стенкой волновода. По глубине трубы плотность источников тепла уменьшается по экспоненциальному закону. Причем, с повышением частоты электромагнитного поля скорость уменьшения плотности источников тепла в этом направлении увеличивается.

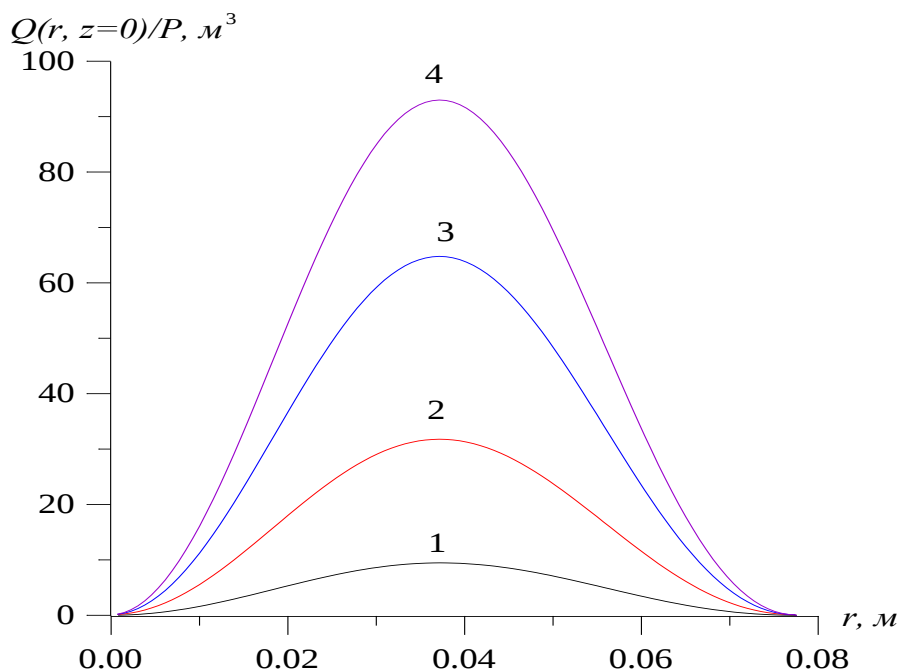


Рис. 4.3. Поперечное распределение плотности мощности потерь тепла, отнесенная к мощности источника в трубе, заполненной парафином: f , 10^9 Гц 1 – 1,6; 2 – 2; 3 – 3; 4 – 4.

Уравнение теплопроводности (4.5) решалась неявным численным методом переменных направлений, а, именно, методом сквозного счёта без явного выделения фаз [64]. Значения параметров мониторинга температуры были отнесены высокопарафинистой нефти [12, 39]: $\rho=950$ кг/м³; $c_0=300$ кДж/(кг·К); $\lambda=0,125$ Вт/(м·К); $L=300$ кДж/кг; $\kappa=1,613$ Вт/(м²·К); $Nu=1$ (труба в сухом грунте); $\kappa_1=0,2$ Вт/(м²·К); $T_0=20$ °С; $T_5=50$ °С; $H=5$ м; $P=6,5$ кВт; $v=1,44$ м/час. Дельта-функция ([142]) в формуле для функции теплопроводности от температуры аппроксимировалась ступенькой с полушириной равной 0,6 °С. Скорость перемещения источника электромагнитных волн v вдоль продольной координаты задавалась постоянной и подбиралась так, чтобы за источником оставалась только зона жидкого парафина.

Мнимая часть продольного волнового числа имеет минимум вблизи частоты 2,2 ГГц, (рис. 4.2). Поэтому были проведены численные исследования математической модели плавления пробки парафина электромагнитным полем (4.5) на частоте 2,4 ГГц. Результаты расчетных исследований распреде-

ления температуры в пробке для различных моментов времени приведены на рис. 4.4 – 4.7. Как видно из рис. 4.4, температура в пробке выше температуры плавления парафина. Температура плавления парафина достигается через 5 мин после начала нагрева. Поэтому движение источника электромагнитных волн начинается практически через незначительное время, причем у стенки парафин плавится раньше, нежели в центре пробки. Через некоторое время устанавливается максимальная температура на оси трубы.

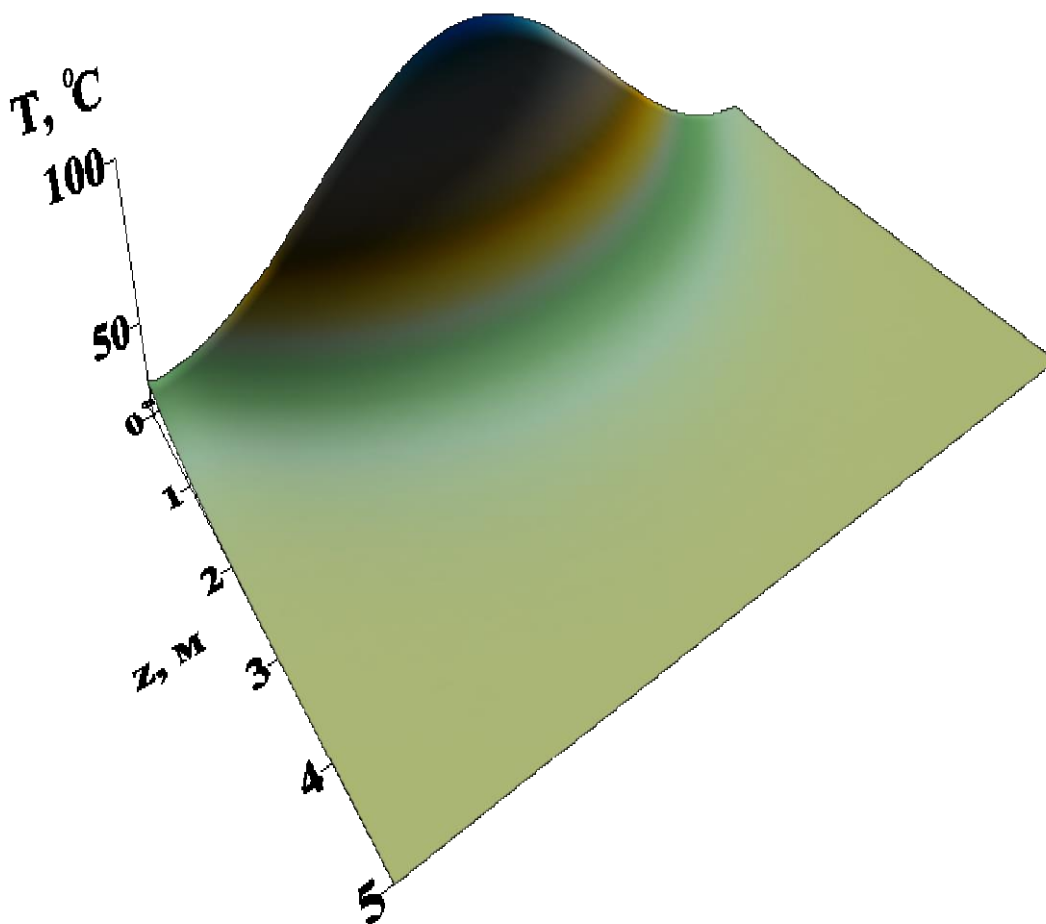


Рис. 4.4. Изменение температуры в трубе, заполненной парафином, при электромагнитном воздействии частоты 2,4 ГГц в течении 15 мин

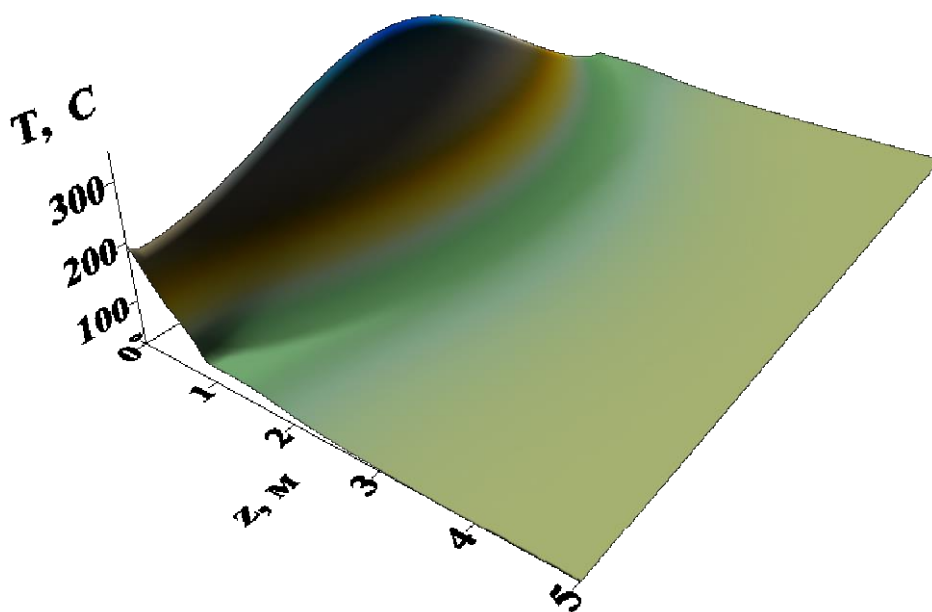


Рис. 4.5. Распределение температуры в трубе, заполненной парафином, при электромагнитном воздействии частоты 2,4 ГГц в течении 75 мин

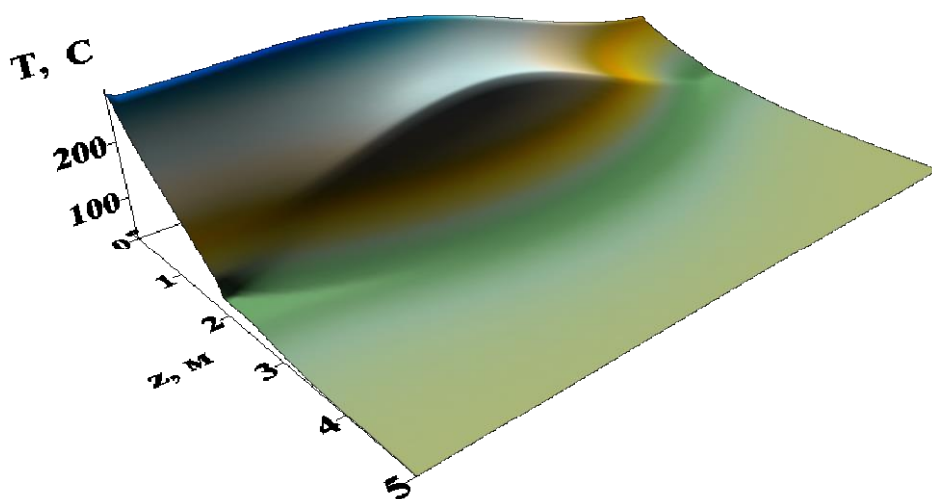


Рис. 4.6. Распределение температуры в трубе, заполненной парафином, при электромагнитном воздействии частоты 2,4 ГГц в течении 135 мин

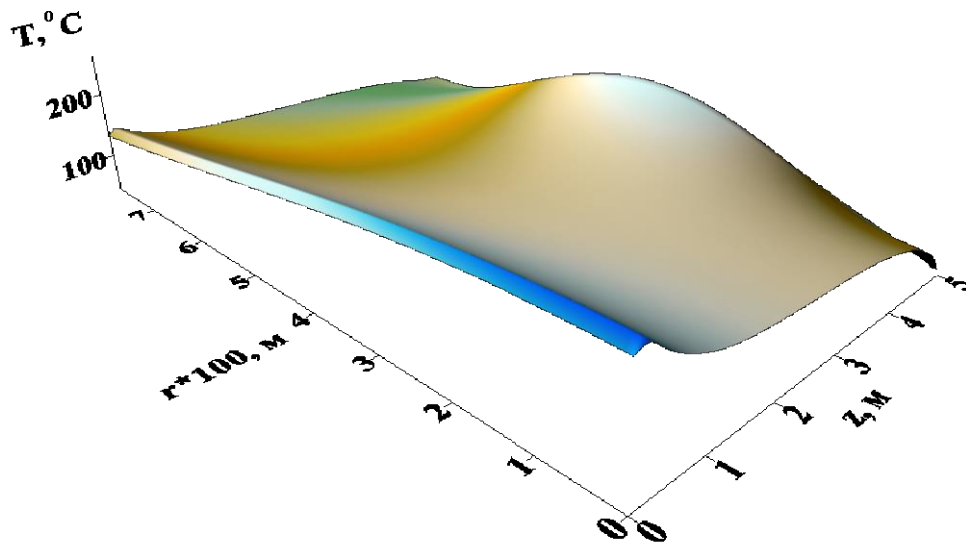


Рис. 4.7. Распределение температуры в трубе, заполненной парафином через время $t=4,5$ час.

Согласно рис. 4.3 – 4.7, поверхность, образованная между твёрдым и жидким парафином, имеет форму конуса с радиусом, уменьшающимся вдоль пробки. Такая форма расплавленной зоны может привести к полному расплавлению пробки. Для того, чтобы пробить в пробке отверстие по всей длине трубы, а не по всему поперечному сечению трубы, то перемещение излучателя можно начинать раньше и двигать с большей скоростью. В таком случае выгоднее использовать высокие частоты.

Таблица 4.1

Продолжительности ликвидации парафиновой пробки перемещающимся электромагнитным излучателем различной частоты

f , ГГц	1,5	2,0	2,4	3,0	4,0
t , мин	325,5	316,7	316,75	316,8	319,4

Как видно из этой таблицы, времена полного расплавления парафиновой пробки перемещающимся электромагнитным излучателем слабо зависят от частоты (расхождение около 3 %). Для микроволнового движущегося источника частотой 2400 МГц, разрешенной для промышленного применения, и мощностью 6,5 КВт эффективность нагрева и удаления парафиновой пробки составляет 60 %. Вместе с тем, потери энергии вследствие теплообмена на поверхности трубы в конце процесса устранения пробки растут и эффективность метода уменьшается. Таким образом, пробка АСПО может быть удалена за непродолжительное время 5 – 6 часов перемещающимся СВЧ излучателем мощностью 6 – 10 КВт.

Наряду с основной волной H_{01} в трубе могут распространяться и другие типы волн [31]. При этом часть энергии волны H_{01} может перераспределяться в другие типы волн, имеющих значительно больший коэффициент затухания. «Перекачка» энергии особенно интенсивно возможна при близости фазовых скоростей рабочей и паразитной волн. С этой точки зрения весьма нежелательной является волна типа E_{11} , имеющей такую же критическую длину волны, как H_{01} . В этом разделе рассмотрим распространение в трубе волны типа E_{11} [110].

Решая уравнения Максвелла для составляющих напряженностей электрического и магнитного полей [93, 31] и используя формулу (1.3), для источников тепла имеем

$$Q_{0E11} = \frac{\varepsilon_0''}{\pi \operatorname{Re}(k_z \varepsilon_0)} \frac{\mu_n^2}{R^4} P \times$$

$$\times \left[\frac{|k_z|^2 R^2}{\mu_n^2} \left(J_0 \left(\mu_n \frac{r}{R} \right) - \frac{R}{r \mu_n} J_1 \left(\mu_n \frac{r}{R} \right) \right)^2 \cos^2 \varphi + \frac{|k_z|^2 R^4}{r^2 \mu_n^4} J_1^2 \left(\mu_n \frac{r}{R} \right) \sin^2 \varphi + J_1^2 \left(\mu_n \frac{r}{R} \right) \cos^2 \varphi \right]$$

$$Q = Q_{0E11} \Theta(z - z_0(t)) \exp(-\alpha(z - z_0(t))) \quad (4.6)$$

В отличие от волны типа H_{01} , электрические составляющие напряженности ЭМ поля и плотности тепловых источников у этого типа волны имеют

трехмерные распределения. Качественно графики зависимостей мнимой части продольного волнового числа от частоты для волн типов H_{01} и E_{11} , совпадают, т.е. имеют вид (4.2). Поэтому на рис.4.8 представлен график пространственного распределения тепловых источников для последнего типа волны. Расчеты проведены при тех же параметрах. Исследования изменения тепловых источников на других частотах ЭМ поля показали, что их конфигурации от частоты ЭМ поля сильно зависят.

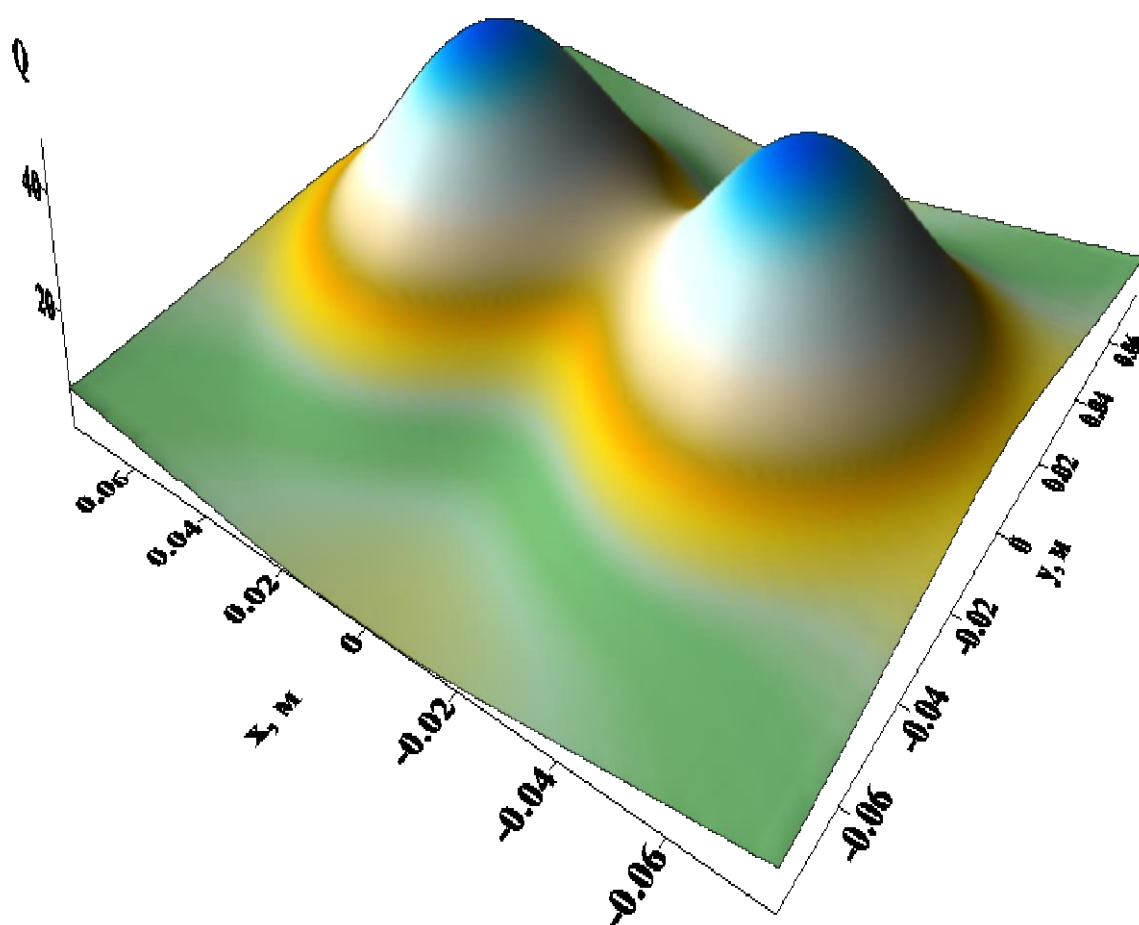


Рис. 4.8. Распределение плотности тепловых источников на частоте $f=2$ ГГц.

Как видно из данного рисунка, распределение источников тепла и температуры по сечению трубы неравномерно. Наблюдается образование двух конических форм расплавленной зоны АСПО. Следовательно, можно отклю-

чить генератор ЭМ волн, а оставшиеся возле стенок труб АСПО удалить более простым способом, например, закачкой растворителя.

Математическая модель, описывающая распределение температуры в пробке, заключается в следующем. Как в предыдущей задаче, полагается, что парафин полностью закупорил трубу. Решается уравнение теплопроводности источниками тепла вида (4.6):

$$\rho c_T \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial \varphi} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) + Q_{E11}(r, \varphi, z, t).$$

Дополнительно к краевым условиям (4.5) добавляются условия:

$$-\lambda \frac{\partial T}{\partial \varphi} \bigg|_{\varphi=0} = 0; \quad -\lambda \frac{\partial T}{\partial \varphi} \bigg|_{\varphi=\frac{\pi}{2}} = 0.$$

Компьютерные исследования проводились при тех же параметрах высокопарафинистой нефти и тем же методом переменных направлений для различных частот: 1,6 ГГц, 2 ГГц и 3 ГГц. Результаты расчетов представлены для частоты 2 ГГц, поскольку эта частота близка к частоте, разрешенной применению в промышленности.

На рис. 4.9 и 4.10 показано пространственное распределение температуры в пробке. Установлено, что при воздействии на среду ЭМ полем частотой $f=2 \cdot 10^9$ Гц температур по поперечному сечению распределена более равномерно, меньше перегрев среды по этому сечению. Следует отметить, что на частоте $f=1,6 \cdot 10^9$ Гц плавление парафина начинается через 15 минут. Однако из-за этих особенностей на частоте $f=2 \cdot 10^9$ Гц позже начинается плавление парафина и перемещение электромагнитного излучателя, а именно через 75 минут по данным расчетов. Следовательно, этим СВЧ воздействием достигается меньший охват теплом и меньше зона плавления пробки парафина в продольном направлении. Проведенные исследования подтверждают такую особенность метода: движение электромагнитного излучателя

в первую очередь определяет величину охвата теплом и плавлением пробки парафина по её длине.

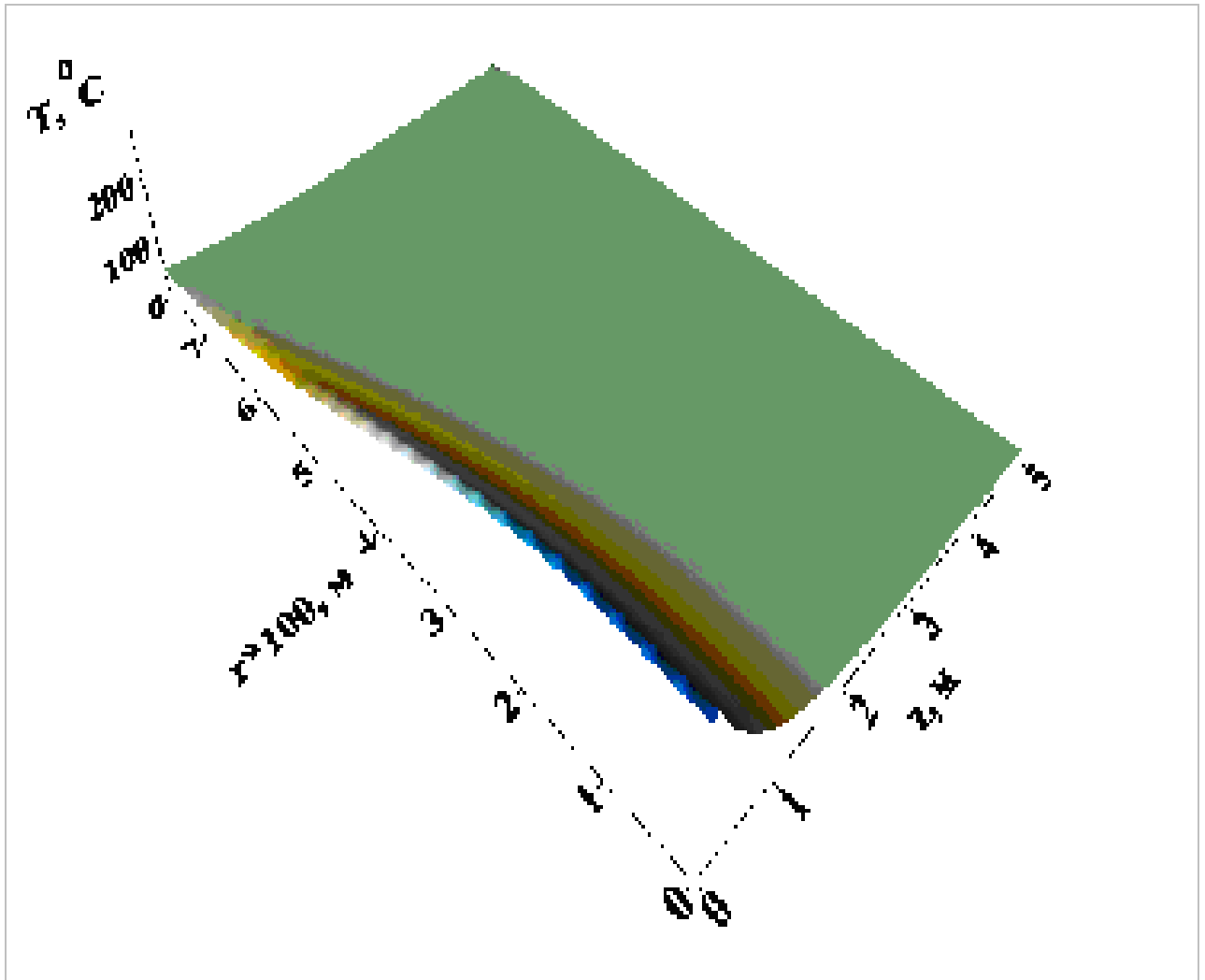
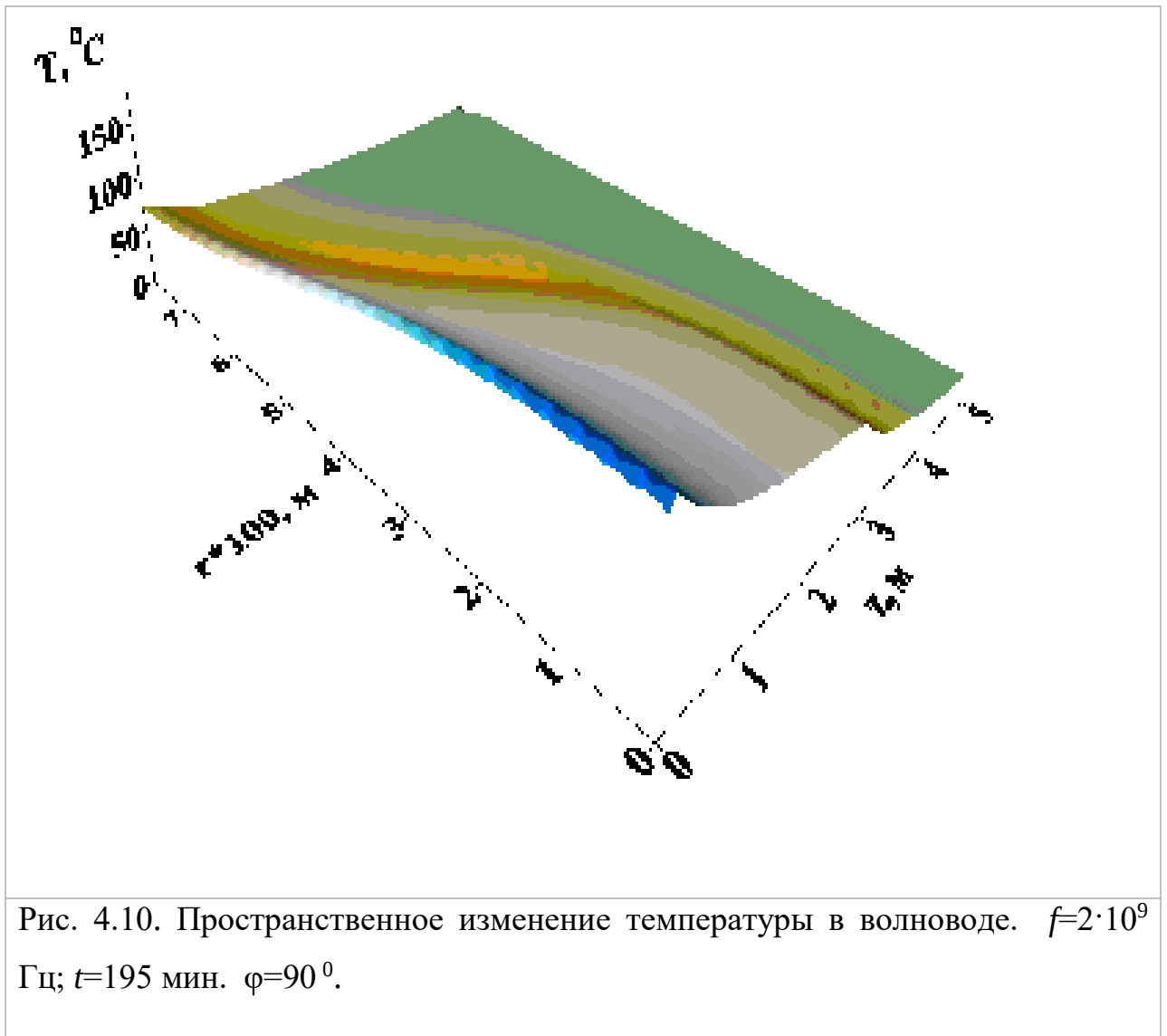


Рис. 4.9. Распределение температуры по высоте волновода. $f=2\cdot 10^9$ Гц; $t=135$ мин. $\varphi=90^\circ$.



Изменением частоты генератора ЭМ волн можно управлять плавлением парафина по всем направлениям в поперечном сечении волновода. Возможность управления частотой генератора ЭМ волн позволяет значительно повысить эффективность удаления твёрдых отложений в трубе.

Представляется также возможным удаление пробки парафина закачкой какого-нибудь теплоносителя после образования двух отверстий в трубе.

Время устранения парафиновой пробки движущимся источником излучения зависит от его частоты (таблица 4.2).

Таблица 4.2

**Продолжительность ликвидации пробки парафина
движущимся электромагнитным излучателем различной частоты**

f , ГГц	1,6	2	3	4
t , мин.	667,2	522	621	627

Сравнение таблиц 4.1 и 4.2 показывает, что полное время плавления парафина движущимся электромагнитным излучателем для этого типа волны в 1,5 раза больше, чем при волне H_{01} . Вместе с тем, в данном случае это время можно уменьшить. В соответствии с данными рис. 4.8, после появления двух отверстий в пробке источник волн можно отключить и использовать другие методы удаления АСПО, например, закачка теплоносителей или реагентов.

4.3. Определение частоты электромагнитного воздействия на отложения парафина в оборудовании нефтяных скважин

Рассмотрим особенности расплавления АСПО внутри НКТ в случае, когда электромагнитная энергия вводится в межтрубное пространство. Система, состоящая из НКТ и обсадной колонны, представляет в данном случае коаксиальную линию передачи электромагнитных волн от наземного генератора. При соответствующем способе возбуждения в такой коаксиальной линии передачи устанавливается режим бегущих электромагнитных волн.

В коаксиальной линии передачи ВЧ электромагнитная волна распространяется в виде так называемой поперечной ТЕМ – волны [31, 93].

Усредняя это выражение по площади поперечного сечения межтрубного пространства скважины (в силу формул 4.6), имеем формулу для источников тепла

$$q = \frac{2\alpha P_0}{\pi(R_3^2 - R_2^2)} e^{-2\alpha z}. \quad (4.7)$$

$$\alpha = \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5, \quad \alpha_3 = \frac{R_{S3}}{2Z_C R_2 \ln(R_3/R_2)}, \quad R_{S3} = \sqrt{\frac{\pi f \mu_{a3}}{\sigma_3}},$$

$$\alpha_5 = \frac{R_{S5}}{2Z_C R_3 \ln(R_3/R_2)}, \quad R_{S5} = \sqrt{\frac{\pi f \mu_{a5}}{\sigma_5}}, \quad \alpha_4 = 2\pi f \sqrt{\frac{\varepsilon_0 \varepsilon'_4 \mu_0}{2} (\sqrt{1 + tg^2 \delta_4} - 1)}.$$

ε_0, μ_0 – диэлектрическая и магнитная проницаемости вакуума, Ф/м и Гн/м соответственно;

В выражении (4.7) α – общий для НКТ, обсадной колонны и диэлектрика, заполняющего пространство между ними, коэффициент затухания электромагнитных волн. Он является суммой коэффициентов затухания электромагнитных волн в НКТ α_3 , в диэлектрике, заключенном между НКТ и обсадной колонной α_4 , и в обсадной колонне α_5 .

Частоту бегущих электромагнитных волн, при которой наибольшая часть их энергии поглощается отрезком скважины, расположенным между устьем скважины и нижней границей парафиновой пробки, можно определить из условия затухания электромагнитных волн на этом отрезке в e раз

$$e^{-2\alpha H} = e^{-1},$$

где H – расстояние от устья скважины до нижней границы пробки АСПО.

Отсюда

$$\alpha = \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 = 1/2H. \quad (4.8)$$

Подставляя в выражение (4.18) вместо $\alpha_3, \alpha_4, \alpha_5$ соответствующие формулы из (4.7), имеем

$$\frac{R_{S3}}{2Z_C R_2 \ln(R_3/R_2)} + \omega \sqrt{\frac{\varepsilon_{a4} \mu_0}{2} (\sqrt{1 + tg^2 \delta_4} - 1)} + \frac{R_{S5}}{2Z_C R_3 \ln(R_3/R_2)} = \frac{1}{2H}$$

Решение уравнение (4.11) относительно частоты f имеет вид

$$f = x^2 = \left[\frac{-b + \sqrt{D}}{2a} \right]^2,$$

$$\text{где } D = b^2 - 4ac. \quad a = 2\pi \sqrt{\frac{\varepsilon_{a4}\mu_0}{2} \left(\sqrt{1 + tg^2 \delta_4} - 1 \right)}, \quad b = \sqrt{\pi} \frac{R_3 \sqrt{\frac{\mu_{a3}}{\sigma_3}} + R_2 \sqrt{\frac{\mu_{a5}}{\sigma_5}}}{2Z_c R_3 R_2 \ln(R_3/R_2)},$$

$$c = -\frac{1}{2H}.$$

Таким образом, данной формулой определяется оптимальная частота электромагнитных волн для плавления пробки АСПО, если межтрубное пространство заполнено диэлектриком с отличным от нуля тангенсом угла диэлектрических потерь.

Если диэлектриком, заполняющим пространство между НКТ и обсадной колонной является углеводородный газ, то $tg\delta_4 \approx 0$, $\varepsilon_0 \varepsilon'_4 \approx \varepsilon_0$, Частота f в этом случае определяется из выражения

$$f = \frac{1}{\pi} \left[\frac{Z_c \ln(R_3 / R_2) \cdot R_2 \cdot R_3}{H \left(R_3 \sqrt{\frac{\mu_{a3}}{\sigma_3}} + R_2 \sqrt{\frac{\mu_{a5}}{\sigma_5}} \right)} \right]^2. \quad (4.9)$$

Как видно из этой формулы, частота, при прочих условиях, существенно зависит от соотношения размеров труб. В связи с этим на рис.4.11 представле-

на зависимость выражения $f_1 = f / \left[\frac{1}{\pi} \left(\frac{Z_c}{\sqrt{\mu_a/\sigma}} \frac{R_3}{H} \right)^2 \right]$ от соотношения радиу-

сов R_3 и R_2 . Исследования формулы (4.9) на экстремум показывает, что при заданном значении R_3 частота максимальна при некотором соотношении размеров R_3 / R_2 . Для труб из одного материала $R_3 / R_2 = 3,6$. Это значение однозначно определяет условие минимума затухания электромагнитных волн в межтрубном пространстве [93]. При этом возможно расплавление отложений по всей длине скважины.

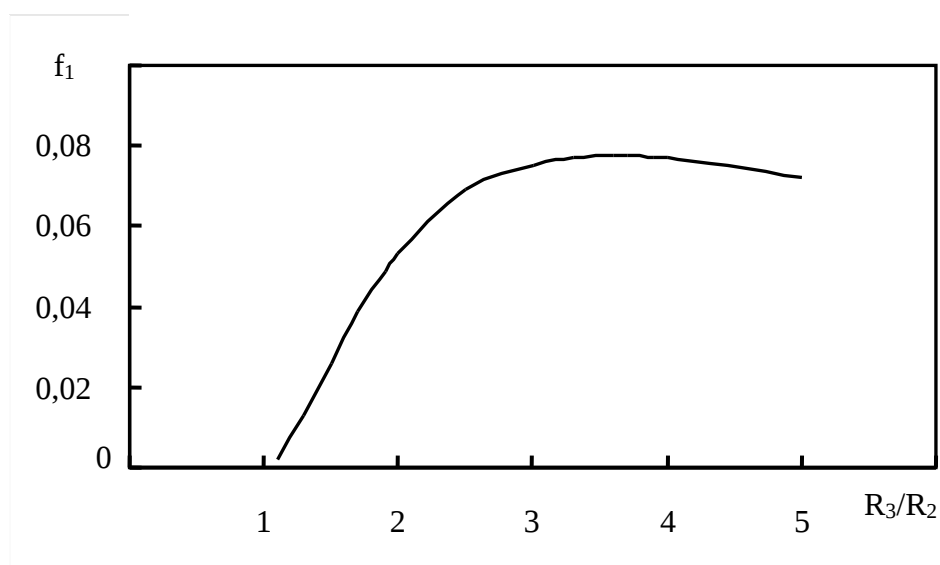


Рис.4.11. Зависимость частоты электромагнитных колебаний от соотношения диаметров труб коаксиальной системы

Формула (4.12) также показывает, что необходимая частота зависит от безразмерного параметра R_3 / H , от электрофизических свойств материалов труб и диэлектрической проницаемости среды, заполняющей межтрубное пространство скважины. В частности, если $R_3=0.12755$ м, $R_2=0.073$ м, $H=850$ м, $\sigma = 0.34 \cdot 10^7 \text{ ом}^{-1} \text{ м}^{-1}$, $\mu_a = 2.72 \cdot 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \text{ Гн / м}$ [85] при относительных диэлектрических проницаемостях, равных единице и трем, частоты воздействия равны соответственно 41,7 МГц и 13,9 МГц. Эти значения с учетом погрешностей их входят в число разрешенных международным соглашением частот. Поэтому эти частоты могут быть рекомендованы для расплавления пробки отложений большой длины, образующихся в межтрубном пространстве нефтяных скважин.

Выводы по четвёртой главе

1. Определена энергетическая эффективность высокочастотной (или сверхвысокочастотной) установки для плавления и удаления АСПО, равная отношению электромагнитной мощности, поглощенной в скважине, к мощности источника электромагнитной энергии, применительно к

лабораторной модели которой равна 0,6, что указывает на достаточно высокую эффективность СВЧ электромагнитного нагрева и удаления парафиновых отложений.

2. Показана, что для увеличения коэффициента полезного действия данной установки необходимо либо уменьшить величину коэффициента отражения электромагнитных волн от пробки АСПО, либо увеличить коэффициент отражения электромагнитных волн от нефтяного пласта. Предпочтительным представляется первый путь. Для реализации этого пути необходимо использовать передвижной источник электромагнитного излучения.

3. Проведены расчетные исследования нагрева и расплавления пробки АСПО в нефтепроводе воздействием основного типа электромагнитных волн, способных распространяться в нем как в круглом волноводе. Полагается, что источник электромагнитных волн движется. Это позволяет избежать перегрева среды в одних точках и расплавлять твердые отложения по всей длине пробки. Результаты численных исследований позволяют осуществлять мониторинг за динамикой нагрева и ликвидации пробки АСПО электромагнитным воздействием.

4. Времена полного расплавления парафиновой пробки движущимся источником электромагнитного излучения слабо зависят от частоты (расхождение около 3 %). Для микроволнового движущегося источника частотой 2400 МГц, разрешенной для промышленного применения, и мощностью 6,5 КВт эффективность нагрева и удаления парафиновой пробки составляет 60 %. Вместе с тем, потери энергии вследствие теплообмена на поверхности трубы в конце процесса устранения пробки растут и эффективность метода уменьшается. Таким образом, пробка АСПО высотой 5 м может быть ликвидирована за вполне приемлемое время 5 – 6 часов движущимся источником СВЧ излучения мощностью 6 – 10 КВт.

5. Создана методика определения оптимальной частоты электромагнитного воздействия через межтрубное пространство, которая зависит от

электрических свойств материалов и радиусов труб скважины, для эффективного расплавления АСПО в НКТ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлено, что присутствующая в нефти в растворённом или мелкодисперсном состоянии вода, под действием электромагнитного поля объединяется в глобулы. В условиях добычи скважинной продукции она может улучшить гидрофильность поверхности промыслового оборудования, препятствуя образованию асфальтосмолопарафиновых отложений. Показано использование зависимости тангенса угла диэлектрических потерь нефти от температуры для прогнозирования предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений.

2. Разработаны физические основы и выведена формула для определения коэффициента стоячей волны с учётом взаимодействия высокочастотного (или сверхвысокочастотного) генератора и нефтедобывающей скважины. Для определения его численного значения необходимо вычислить безразмерный коэффициент поглощения электромагнитных волн в скважине с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и коэффициент их отражения от пласта.

3. Результаты экспериментальных исследований плавления парафиновой пробки на модели скважины с учётом коэффициента стоячей электромагнитной волны подтвердили достаточно высокую энергетическую эффективность электромагнитного метода для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений. Выявлены определяющие параметры электромагнитного воздействия, влияющие на эффективность разрушения парафиновой пробки, созданного движущимся источником электромагнитного излучения. Установлено, что чем меньше частота возбуждаемых электромагнитных волн, тем больше неравномерность распределения температуры по поперечному сечению насосно-компрессорной трубы. Выявлено образование двух конических форм расплавленной зоны асфальтосмолопарафиновых отложений, которое может привести к ускоренному разрушению пробки асфальтосмолопарафиновых отложений, вплоть до её полного расплавления.

При сверхвысокочастотной мощности 6-10 кВт пробка асфальтосмоло-парафиновых отложений длиной 5 м в насосно-компрессорной трубе расплавляется за 5-6 часов. Эффективность нагрева и удаления парафиновой пробки составляет 60 %. При высокочастотной мощности 60 кВт в коаксиальной скважине за 44 часа устраняется парафиновая пробка длиной 100 м.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абашев Р.Г. О классификации асфальто-смоло-парафиновых отложений на нефтепромысловом оборудовании [Текст] // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 48–49.
2. Абдуллина, В.А. Электромагнитный способ плавления парафина в трубе [Текст] / В.А.Абдуллина, М.А.Фатыхов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – №7. – С. 25 – 28.
3. Абдуллина, В.А. Особенности изменения источников тепла в круглом волноводе, заполненном многофазной средой [Текст] / В.А.Абдуллина, М.А. Фатыхов // В мире научных открытий. – 2010. – №4 (10). – Часть 10. – С. 145 – 147.
4. Акчурина, В.А. Математическое моделирование расплавления диэлектрической пробки, заполняющей трубу, движущимся источником электромагнитного излучения [Текст] / В.А.Акчурина, М.А.Фатыхов // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – №2. – С. 31– 37.
5. А. с. 713988 СССР, МКИ E21B43/26. Устройство для обработки призабойной зоны пласта [Текст] / Ф.Л.Саяхов, В.П.Дыбленко, О.Л.Кузнецов, Э.М.Симкин, С.А Ефимова. – Оpubл. 5.02.80.
6. А. с. 883356 СССР, МКИ E 21 B 43/24. Способ разработки углеводородной залежи [Текст] / В.П.Дыбленко, Ф.Л.Саяхов, Р.Н.Дияшев, А.А.Хамзин, Р.Т.Фазлыев, М.Т.Быков, А.Ф.Масленников. – Оpubл. 81, Бюл. № 12.
7. Ахметов, А.Т. Способ ликвидации ледяных, газогидратных и парафиновых пробок в выкидных линиях скважин и трубопроводах [Текст] /А.Т. Ахметов, А.И. Дьячук А.И., А.А. Кислицын [и др.] // Открытия. Изобретения. – 1992. – N 3. – С. 120. А. с. 1707190.
8. Багаутдинов, Н.Я. Выбор частоты электромагнитного воздействия на гидратопарафиновые отложения в подземном оборудовании сква-

жин [Текст] / Н. Я. Багаутдинов, М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 7. – С. 48 – 51.

9. Багаутдинов, Н. Я. Определение частоты электромагнитного воздействия на гидратопарафиновые отложения в подземном оборудовании скважин [Текст] / Н. Я. Багаутдинов, М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2007. [http://www.ogbus.ru/authors / Fatykhov / Fatykhov 4. pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Fatykhov/Fatykhov4.pdf). С. 1 – 10.

10. Байбекова, Л. Р. Разработка композиционных составов для удаления ингибирования асфальтено-смоло-парафиновых отложений: дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13 / Байбекова Лия Рафаэльовна. – Казань, 2009. – 177 с.

11. Баймухаметов, М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Баймухаметов Мурат Казбекович. - Уфа, 2005.

12. Балакирев, В.А. Разрушение асфальтопарафинистых отложений в нефтяных трубопроводах движущимся источником высокочастотного электромагнитного излучения [Текст] / В.А. Балакирев, Г.В. Сотников, Ю.В. Ткач, Т.Ю. Яценко // Журнал технической физики. – 2001. – Т. 41. – Вып. 9. – С. 1 – 8.

13. Балакирев, В.А. СВЧ метод устранения парафиновых пробок в нефтяных скважинах [Текст] / В.А. Балакирев, Г.В. Сотников, Ю.В. Ткач, Т.Ю. Яценко // СВЧ-техника и спутниковые телекоммуникационные технологии: тр. 9-й Крымской и выставки и конференции. – Севастополь, 1999. – С. 422–424.

14. Бахтизин, Р.З. Физические основы сканирующей зондовой микроскопии: учебное пособие [Текст] / Р.З. Бахтизин, Р.Р. Галлямов. – Уфа, РИО БашГУ, 2003. – 82 с.

15. Биннинг, Г. Сканирующая туннельная микроскопия – от рождения к юности [Текст] /Г.Биннинг, Г. Рорер //Успехи физических наук. – 1988. – Т. 154. – № 2. – С. 261 – 277.
16. Борзуцкий, З.Р. Магнитная защита от парафиноотложений на месторождениях нефти Пермской области [Текст]/ З.Р. Борсуцкий, П.М. Южанинов, Г.Г. Михиевич и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 72–75.
17. Брандт, А.А. Исследование диэлектриков на сверхвысоких частотах [Текст] /А.А. Брандт. – М.: Физматгиз, 1963. – 403 с.
18. Бронштейн, И.Н. Справочник по математике для инженеров и учащихся втузов [Текст] /И.Н. Бронштейн, К.А. Семендяев. – М.: Наука: Главная редакция физико-математической литературы, 1981. – 718 с.
19. Бухаленко, Е.И. Оборудование и устройства для механизации работ при электропрогреве скважин [Текст] / Е.И. Бухаленко, Р.А. Закиров // Обз. информ. Сер. Машины и нефтяное оборудование. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 41 с.
20. Бычков, Ю.А. Основы теории электрических цепей [Текст] /Ю.А.Бычков, В.М.Золотницкий, Э.П.Чернышев. - СПб: Лань, 2002. – 464 с.
21. Галикеев, Р.М. Методика исследования химических реагентов для предупреждения и растворения парафиновых отложений нефтей ОАО «Газпромнефть Ноябрьскнефтегаз» [Текст] / Р.М.Галикеев, С.А.Леонтьев, В.В.Мисник // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 9. – С. 36-39.
22. Галкин, С.В. Методология учета геологических рисков на этапе поисков и разведки нефтяных месторождений [Текст] /С.В. Галкин. // Вестник Пермского национального исследовательского университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – №4. – С.23-32.
23. Галонский, П.П. Борьба с парафином при добыче нефти [Текст] / П.П. Голонский. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 88 с.
24. Гарушев, А.Р. О роли высоковязких нефтей и битумов как источнике углеводородов в будущем [Текст] / А.Р.Гарушев // Нефтяное хозяйство. 2009. – №3. – С. 65 – 67.

25. Герштанский, О.С. Полимерные композиции ПАВ в нефтедобыче [Текст] / О.С. Герштанский, Н.М. Шерстнев, Л.К. Кионов и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – 95 с.
26. Гиберт, Д.П. Моделирование процесса отложения парафина на стенках с трубы нефтяной скважины [Текст] / Д.П. Гиберт, Л.А. Ковригин // Вестник ПГТУ. – № 9(1). – 2007. – С. 15–23.
27. Глущенко, В.Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] / В.Н. Глущенко, И.А. Юрпалов, Л.М. Шипигузов // Нефтяное хозяйство. – №5. – 2007. – С. 84 – 87.
28. Горошко, С.А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения “Прибрежное”: автореф. дис. ... канд. техн. наук: / Горошко Светлана Анатольевна. - Краснодар, 2003. – 24 с.
29. Гришина Е.М. Повышение энергетической эффективности установок СВЧ диэлектрического нагрева с камерами лучевого типа [Текст] /Е.М.Гришина //Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: Труды II Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, Часть 2, Тольятти, 2007.– С.215 – 222.
30. Дахнов, В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин: учебник для вузов [Текст] / В.Н.Дахнов. – 2-е изд., перераб. – М.: Недра, 1981.– 344 с.
31. Диденко, А.Н. СВЧ-энергетика [Текст] / А.Н.Диденко, Б.В.Зверев – М.: Наука, 2000. – 264 с.
32. Злобин, А.А. Изучение механизма магнитной активации нефти для защиты добывающих скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] /А.А.Злобин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16. – №1. – С.49–63.

33. Евдокимов, И.Н. Особенности анализа ассоциативных углеводородных сред. Применимость рефрактометрических методов [Текст] /И.Н. Евдокимов, А.П. Лосев //Химия и технология топлив и масел. – 2007. – № 2. – С. 38–41.

34. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти [Текст]. – М.: Недра, 1991. – 384 с.

35. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения [Текст] / Л.В.Иванова, Е.А.Буров, В.Н.Кошелев // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". – 2011.– № 1. – С. 268–284.

36. Иванова, Л.В. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования [Текст] / Л.В.Иванова, В.Н.Кошелев, О.А.Стоколос // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2011.– №2. – С.250 – 256.

37. Иванова, Л.В. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы [Текст] / Л.В. Иванова, В.Н.Кошелев // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело".– 2011.– №2.– С.257-268.

38. Каюмов, М.Ш. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / М.Ш. Каюмов, В.П. Тронов, И.А. Гуськов, А.А. Липаев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №3. – С. 48-49

39. Кислицын, А.А. Численное моделирование высокочастотного электрического прогрева диэлектрической пробки, заполняющей трубу [Текст] / А.А. Кислицын // Прикладная механика и техническая физика. – 1996. – Т.37. – №3. – С.75–82.

40. Ковалева, Л.А. Исследование интегрированного сверхвысокочастотного электромагнитного излучения в поле центробежных сил на водонефтяные эмульсии [Текст] /Л.А.Ковалева, Р.З.Миннигалимов,

Р.Р.Зиннатуллин, В.И.Благочинов, А.И. Муллаянов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №2. – С. 100 – 103.

41. Ковалева, Л.А. Эволюция микроструктуры водонефтяных эмульсий в высокочастотных и сверхвысокочастотных электромагнитных полях [Текст] /Л.А.Ковалева, Р.Р. Зиннатуллин, А.И. Муллаянов [и др.] //Теплофизика высоких температур. – 2013. – Т.51. – №6. – С.952 –955.

42. Краснов В.А. Технология и оборудование для добычи нефти из скважин, осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями [Электронный ресурс]. – URL: <http://runeft.ru/library/articles/46/5222/>. (дата обращения: 15.05.2018).

43. Кудряшов, Б.Б. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород [Текст] /Б.Б. Кудряшов, В.К. Чистяков, В.С. Литвинов В- Л.: Недра, 1991. – 295 с.

44. Ландау, Л.Д. Электродинамика сплошных сред: учебное пособие [Текст] / Л.Д.Ландау, Е.М.Лифшиц. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1982. – 623 с.

45. Люшин, С.Ф. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти [Текст] / С.Ф Люшин, В.А. Рассказов, Д.М. Шейх-Али и др. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 150 с.

46. Люшин, С.Ф. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафина в трубах [Текст] / С.Ф. Люшин, Н.Н. Репин // Борьба с отложениями парафина: Сб. – М.: Недра, 1965. – 340 с.

47. Мазаев, В.В. Эффективность обработок призабойной зоны пласта ЮС Фаинского месторождения с использованием углеводородных растворителей [Текст] / В.В. Мазаев, В.М. Александров, И.М. Згоба. // Нефтепромысловое дело. – № 1. – 2007. – С. 14 – 19.

48. Мазепа Б.А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений [Текст]. – М.: Недра, 1972. – 119 с.

49. Малышев, А.Г. Выбор оптимальных способов борьбы с парафино-гидратообразованиями [Текст] / А.Г. Малышев, Н.А. Черемисин, Г.В. Шевченко // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 62–69.

50. Малышев, А.Г. Применение греющих кабелей для предупреждения парафиногидратообразований нефтяных скважин [Текст] / А.Г. Малышев, Н.А. Черемисин // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 6. – С. 58 – 60.

51. Марьин, В.И. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор [Текст] / В.И.Марьин, В.А.Акчурин, А.Г.Демахин. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.

52. Методы борьбы с отложениями парафина в фонтанных скважинах. [Электронный ресурс] . – <http://neftandgaz.ru/?p=425> (дата обращения 15.05.2018).

53. Минеев, Б.П. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти [Текст] / Б.П.Минеев, О.В.Болигатова // Нефтепромысловое дело. – 2004. – №12. – С. 41 – 43.

54. Минненгаллиева, А.М. Особенности состава асфальтосмоло-парафиновых отложений из нефтедобывающих скважин месторождению юго-востока Татарстана [Текст] / А.М.Минненгаллиева, В.М.Позняк // Материалы конференции. – 2001. – С. 47 – 49.

55. Миронов В.Я. Применение труб с защитным покрытием в целях борьбы с отложениями парафина и коррозией на промыслах Башкирии [Текст] // Опыт борьбы с отложениями парафина: Сб. – М.: ВНИИОЭНГ, 1967. – С. 3 – 10.

56. Муслимов, Р.К. Повышение приёмистости нагнетательных скважин с помощью магнитных устройств в НГДУ «Иркеннефть» [Текст] / Р.К. Муслимов, Э.И. Сулейманов, И.Р. Василенко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 7. – С. 24 – 25.

57. Мухаметзянов Р.Н., Каюмов Л.Х., Сафин С.Г. К изучению проблемы асфальтосмолистопарафиновых отложений во внутрискважинном

оборудовании [Текст] // НТИС. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – Вып. 1. – С 13–15.

58. Нагимов, Н.М. Новый ряд углеводородных композитов для удаления АСПО [Текст] / Н.М. Нагимов, Р.К. Ишкаев, А.В. Шарифуллин, В.Г. Козин // Нефтепромысловое дело. 2001. №9. С. 25–29.

59. Насыров А.М. и др. Способы борьбы с отложениями парафина [Текст]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 44 с.

60. Насыров, Н.М. Математическое моделирование явлений тепло-массопереноса в газогидратных залежах в высокочастотном электромагнитном поле [Текст] / Н.М. Насыров, И.Г. Низаева, Ф.Л. Саяхов // Прикладная механика и техническая физика. – 1997. – Т.38. – №6. – С. 93– 104.

61. Нетушил А.В. Высокочастотный нагрев диэлектриков и полупроводников [Текст] / А.В. Нетушил. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959. – 480 с.

62. Оленев, Л.М. Применение растворителей и ингибиторов для предупреждения образований АСПО [Текст] / Л.М. Оленев, Т.П. Миронов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 33 с.

63. Осипов, А.В. Определение глубины начала кристаллизации парафина [Текст] / А.В. Осипов, А.А. Галиуллин, М.А. Пискарев [и др.] // Научные исследования: от теории к практике : материалы IX Междунар. науч.-практ. конф. (Чебоксары, 10 июля 2016 г.) / Редкол.: О.Н. Широков [и др.] – Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2016. – С. 205– 208.

64. Охлопков, Н.М. О некоторых методах численной реализации многомерных нестационарных краевых задач математической физики [Текст] / Н.М.Охлопков. – Якутск, 1978. – 255 с.

65. Павлычев, В.Н. Эффективность применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений на промыслах АНК Башнефть [Текст] / В.Н.Павлычев, Н.В.Прокшина и др. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №12. – С. 65–66.

66. Патент РФ №2388785 Состав для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений / М.Л.Павлов, Р.А.Басимова, М.Р.Зидиханов. заявл. 04.05.2009; опубл. 10.05.2010; бюл. №13 – 7 с.

67. Патент РФ №2265119 Состав для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений / В.Н.Павлычев, Н.В.Прокшина. опубл. 27.11.2005; заявл. 28.06.2004; бюл. №33 – 7 с.

68. Патент РФ №2397028 Скребок для автономной очистки НКТ от АСПО в нефтедобывающей промышленности / С.В.Филиппов, В.С.Филиппов, Е.В.Филиппов, С.А.Еремеева, Ю.А.Архипов; заявл. 07.07.2009; опубл. 20.08.2010; бюл. №23 – 9 с.

69. Патент РФ №2408441 Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода / Ф.М.Мугаллимов, И.Ф.Мугаллимов, В.А.Сафонов, А.Ф.Мугаллимов, Б.Ф.Мугаллимов; заявл. 29.09.2009; бюл. №1; опубл. 10.01.2011 – 8 с.

70. Патент РФ №2247826 Устройство для механического удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и коррозионной акалина / Е.Г.Сазонов; заявл. 30.07.2003; бюл. №7; опубл. 10.03.2005 – 8 с.

71. Патент РФ №2298642 Способ борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепромысловом оборудовании / Н.А.Петров, В.С.Золотоевский, М.Л.Ветланд, В.С.Беляев; заявл. 14.09.2005; опубл. 10.05.2007; бюл. №13 – 8 с.

72. Патент 2757738 США, МКИ E21B43/00. Radiation Heating System /H.W.Ritchey/ - Оpubл. 07.08.56. – 8 с.

73. Патент 3170519 США, МКИ E21B43/24. Oil well microwafe tools. – Оpubл. 23.02.65. – 5 с.

74. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях [Текст] / М.Н. Персиянцев. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2000. – 653 с.

75. Персиянцев, М.Н. Помогают магнитные депарафинизаторы [Текст] / М.Н. Персиянцев, Н. Сазонов, И.Р. Василенко и др. // Нефть России. – 1998. - № 7. – С. 60-61.

76. Попов, В.П. Основы теории цепей: Учеб. для вузов [Текст] / В.П.Попов. – 3-е изд., испр. – М.: Высш.шк., 2000. – 575 с.
77. Прозорова, И.В. Комплексное воздействие виброструйной магнитной активации и присадок различного типа для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] / И.В. Прозорова, Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 11. – С. 102 – 104.
78. Рагулин, В.В. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов [Текст] / В.В.Рагулин, Е.Ф.Смолянец, А.Г.Михайлов, О.А.Латыпов, И.Р.Рагулина // Нефтепромысловое дело. – 2001. – №5. – С. 33 – 36.
79. Раманадзаде, М.Г. Влияние магнитных и электрических полей на физические свойства нефтепродуктов [Текст] / М.Г.Раманадзаде, Р.А.Мамедова // Известия ВУЗов: Нефть и газ. – 1981. – №10. – С. 58 – 62.
80. Рассказов, В.А. Предотвращение отложения парафина при добыче нефти с помощью лакокрасочных покрытий [Текст] / В.А. Рассказов, А.А. Гоник, С.Ф. Люшин. – Уфа: Башкнигоиздат, 1962. – 84 с.
81. Рахманкулов, Д.Л. Химические реагенты в добыче и транспорте нефти: Справ. изд. [Текст] / Д.Л. Рахманкулов, С.С. Злотский, В.И. Мархасин и др. – М.: Химия, 1987. – 144 с.
82. Савельев И.В. Курс общей физики: в 5 кн. Кн.2: электричество и магнетизм: учебное пособие для втузов [Текст] / И.В.Савельев. – М.: АСТ: Астрель, 2006. - 336 с.
83. Саяхов, Ф.Л. Способ электродепарафинизации скважин /Ф.Л. Саяхов, М.А. Фатыхов, Н.Ш. Имашев // Открытия. Изобретения. - 1989. – N 35. – 4 с. А.с. 1314756 СССР.
84. Саяхов, Ф.Л. Об одном способе извлечения вязких нефтей и битумов [Текст] /Ф.Л.Саяхов, Г.А. Бабалян, А.Н. Альметьев // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 12. – С. 32 – 34.
85. Саяхов, Ф.Л. О высокочастотном нагреве призабойной зоны

скважин [Текст] /Ф.Л. Саяхов, Г.А. Бабалян, С.И. Чистяков // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 10. – С. 49 – 52.

86. Саяхов, Ф.Л. О высокочастотном нагреве битумных пластов [Текст] /Ф.Л. Саяхов, Р.Т. Булгаков, В.П. Дыбленко //РНТС ВНИИОЭНГ: Нефтепромысловое дело. 1980. – № 1. – С. 5 – 8.

87. Саяхов, Ф.Л. О применении сверхвысокочастотной электромагнитной энергии для разрушения газогидратной пробки в трубопроводе [Текст] / Ф.Л. Саяхов, М.А. Фатыхов, И.Л. Хабибуллин // Проблемы освоения ресурсов Западной Сибири / межвуз. сб. науч. трудов. – Тюмень, 1987. – С. 80–84.

88. Саяхов, Ф.Л. Основные термодинамические соотношения для поляризующихся и намагничивающихся жидких сред в высокочастотном электромагнитном поле [Текст] /Ф.Л. Саяхов, А.Д.Галимбеков //Физико-химическая гидродинамика: Межвуз. Науч. – Уфа: Башк. гос. ун-т, 1994. – С.86 – 92.

89. Саяхов, Ф.Л. Расчет основных показателей процесса высокочастотного нагрева призабойной зоны нефтяных скважин [Текст] / Ф.Л.Саяхов, М.А.Фатыхов, В.П.Дыбленко, Э.М.Симкин // Изв. вузов: Нефть и газ. – 1977. – № 6. – С. 23-29.

90. Саяхов, Ф.Л. Температурное поле в пористой среде при воздействии электромагнитных поле с учетом фазовых переходов насыщающей фазы [Текст] / Ф.Л. Саяхов, И.Л. Хабибуллин, Н.М. Насыров, Н.Ш. Имашев // Физико-химическая гидродинамика: Сб. ст. Уфа, 1985. – С. 44 – 51.

91. Саяхов, Ф.Л. Электротепловые методы воздействия на гидрато-парафиновые отложения [Текст] / Ф.Л. Саяхов, Н.Я. Багаутдинов. – М. : Недра, 2003. – 118, [1]

92. Саяхов, Ф.Л. Электрофизические методы контроля и управления свойствами технологических жидкостей в нефтедобыче [Текст] /Ф.Л. Саяхов, С.Г. Сафин С.Г., М.Г. Гафиуллин – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 68 с.

93. Семенов, Н.А. Техническая электродинамика [Текст] /

Н.А.Семенов. – М.: Связь, 1973. – 480 с.

94. Сергиенко, С.Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти (смолы и асфальтены) [Текст] / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.И. Галалаев. – М.: Наука, 1979. – 270 с.

95. Сизая В.В. Состав и свойства отложений, образующихся при добыче парафиновых нефтей на месторождениях нижнего Поволжья[Текст] // РНТС – Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. № 7. С. 22 – 24.

96. Сизая В.В. О механизме действия реагентов-ингибиторов на отложения парафинов [Текст] // РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – Вып. 10. – С. 21–23.

97. Сизоненко, О.Н. Применение электроразрядного воздействия для обработки добывающих и нагнетательных скважин [Текст] / О.Н. Сизоненко, И.С. Швец, А.В. Кучернюк // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 133– 135.

98. Трахтман, Г.И. Совершенствование методов борьбы с отложениями парафина в скважинах за рубежом [Текст] / Г.И. Трахтман, С.И. Казаков // Экспресс-информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1993. – № 9. – С. 23–24.

99. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними [Текст] / В.П.Тронов. - М.: Недра, 1970.- 192. с.

100. Тронов В.П., Гуськова И.А. Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений [Текст] // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С 24–25.

101. Турбаков, М.С. Совершенствование эффективности очистки нефтепроводов от отложений парафинов [Текст] /М.С.Турбаков, Е.П.Рябоконь. //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. –№17. – С.54–62.

102. Устькачкинцев, Е.Н. Определение эффективности методов предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического универси-

тета /Е.Н.Устькачкинцев, С.В.Мелехин // Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15. – №18. – С.61–70.

103. Фатыхов, М.А. Особенности нагрева и плавления парафина в коаксиальной трубе высокочастотным электромагнитным излучением [Текст] / М.А.Фатыхов // Теплофизика высоких температур. – 2002. – Т.40. – №5. – С. 802–811.

104. Фатыхов, М.А. Комбинированные методы воздействия на нефтяные пласты на основе электромагнитных эффектов [Текст]: монография / М.А. Фатыхов, А.И. Худайбердина. – Уфа: Изд-во. БГПУ, 2010. – 112 с.

105. Фатыхов, М.А. Теплофизические особенности взаимодействия высокочастотного электромагнитного поля с многофазными средами: дис. ...д-ра физ. -мат. наук: 01.04.14 / М.А.Фатыхов. – Уфа, 1997. – 379 с.

106. Фатыхов, М.А. Экспериментальные исследования разложения газогидрата в трубе при сверхвысокочастотном электромагнитном воздействии [Текст] /М.А. Фатыхов, Н.Я. Багаутдинов Н.Я. //Теплофизика высоких температур. – 2005. –Т. 43. – № 4. – С. 612–617.

107. Фатыхов, М. А. Исследование плавления парафиновых отложений в эксплуатационной скважине в высокочастотном электромагнитном поле [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Матер. междунар. научно-техн. конф. «Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук». Уфа: УГНТУ, 2010. – Вып. 5. – С. 65 – 69.

108. Фатыхов, М.А. Воздействие электромагнитного поля на процесс кристаллизации парафина [Текст] / М.А. Фатыхов, Н.Я. Багаутдинов //Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2007. – № 1. – С. 93 –97.

109. Фатыхов, М. А. Исследование коэффициента стоячей волны в высокочастотной токоведущей длинной линией с потерями [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // В мире научных открытий. – 2013. – № 6 (Математика. Механика. Информатика). – С. 272 – 282.

110. Фатыхов, М.А. Моделирование распределения температуры в трубе с твердым нефтяным отложением, взаимодействующим с электромаг-

нитным излучением [Текст] / М.А. Фатыхов, Р.И.Идрисов, Л.М.Фатыхов //Естественные и технические науки. – 2017. –№4(106). – С.105-107.

111. Фатыхов, М. А. Особенности фазовых переходов в сверхвысокочастотном электромагнитном поле [Текст] // М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Научное обозрение. – 2014. – № 8 (2). – С. 576 – 581.

112. Фатыхов, М. А. СВЧ электромагнитный метод плавления парафиновой пробки в разомкнутой коаксиальной линии [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Инженерно-физический журнал. – 2015. – Т. 88. – № 3. – С. 697 – 702.

113. Фатыхов, М. А. Динамические особенности фазовых переходов в сверхвысокочастотном электромагнитном поле [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов, Р. И. Идрисов // Естественные и технические науки. – 2014. – № 7 (75). – С. 20 – 23.

114. Фатыхов, Л. М. Исследование влияния согласования с источником на плавление АСПО в скважине под воздействием электромагнитного излучения [Текст] / Л. М. Фатыхов // Сборник науч. трудов III междунар. научно-практ. конф. молодых учёных, посвящённой году химии «Актуальные проблемы науки и техники». Уфа, 2011. – С. 89 – 94.

115. Фатыхов, Л. М. Исследования плавления АСПО в скважине под воздействием высокочастотного электромагнитного излучения [Текст] / Л. М. Фатыхов // Матер. IV научно-техн. конф. молодых специалистов ООО «РН-УфаНИПИ-нефть». Уфа, 2010. – С. 192 – 196.

116. Фатыхов, Л. М. Объёмное плавление отложений в высокочастотном электромагнитном поле [Текст] / Л. М. Фатыхов // Учёные записки: сб. научн. статей. – Вып.12. – Уфа: Изд-во Баш. гос. пед. универс., 2011. – С. 94 – 98.

117. Фатыхов, Л. М. Скважина как коаксиальная линия передачи электромагнитной энергии [Текст] / Л. М. Фатыхов // Матер. всеросс. научн. конф. «Инновационный потенциал молодёжной науки». Уфа, 2012. – С. 77 –

118. Фатыхов, Л.М. Технология очистки скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений путем воздействия высокочастотного и сверхвысокочастотного электромагнитного излучения [Текст] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.17, №2. – С. 52 – 65.

119. Фатыхов, Л.М., Галкин С.В., Фатыхов М.А. Применение численного моделирования для оценки эффективности электромагнитной очистки скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] / Л.М. Фатыхов, С.В. Галкин, М.А. Фатыхов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №8. – С. 56-59.

120. Фатыхов, Л. М. Плавление парафиновых отложений в трубе высокочастотным электромагнитным излучением [Текст] / Л. М. Фатыхов, М. А. Фатыхов // Матер. 6-й всеросс. конф. «Необратимые процессы в природе и технике». Москва, МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2011. – С. 243 – 247.

121. Фатыхов, М.А. Экспериментальные исследования разложения гидрата в трубе при сверхвысокочастотном воздействии [Текст] / М.А.Фатыхов, Н.Я.Багаутдинов // Инженерно-физический журнал. – 2005. – Т. 78. – №3. – С.108 – 114.

122. Фатыхов, М.А. Математическое моделирование разрушения газогидрата в газовой скважине высокочастотным электромагнитным излучением [Текст] / М.А.Фатыхов, Ф.Л.Саяхов, Н.М. Насыров // Физико-химическая гидродинамика. Межвуз. сб. Уфа, 1995, С. 102 – 109.

123. Фатыхов, М. А. Влияние изменения температуры на распространение электромагнитных волн в коаксиальной системе [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Тезисы докл. междунаучно-техн. конф. «Синергетика – III». - Уфа, 2012. – С. 194 – 197.

124. Фатыхов, М. А. Физические основы метода исследования фазовых переходов в электромагнитном поле [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Учёные записки: сб. научн. статей. Вып.13. – Уфа: Изд-во Баш. гос. пед. универ., 2012. – С. 77 – 81.

125. Фатыхов, М. А. Исследования ввода и нагрева высокочастотного электромагнитного воздействия на продуктивные пласты [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов, Н. Р. Шагиев, Ф. А. Нагаев // Матер. школы-конф. для студентов, аспирантов и молодых учёных «Фундаментальная математика и её приложения в естествознании», т. 2. Физика. Уфа, РИЦ Баш. гос. универс., 2012. – С. 213 – 222.

126. Фатыхов, М. А. Исследование интерференции электромагнитных волн в коаксиальной линии с потерями [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Учёные записки: сб. научн. статей. Вып. 1. – Уфа, 2013 – С. 62 – 68.

127. Фатыхов, М. А. Исследование особенностей передачи электромагнитной энергии в пласт через коаксиальную линию, заполненную твёрдыми отложениями [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Матер. докл. междунар. научно-практ. конф. «Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе». г. Уфа, 2014. – С. 150 – 154.

128. Фатыхов, М. А. Особенности распространения высокочастотных электромагнитных волн в коаксиальной линии с диэлектрической нагрузкой [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Матер. докл. междунар. научн. - практ. конф. «Приоритетные направления развития науки и образования», г. Чебоксары, 2014. – С. 221 – 224.

129. Фатыхов, М.А. Физическое обоснование влияния электромагнитного поля на фазовые переходы [Текст] /М.А.Фатыхов, М.С. Юланова, Л.М. Фатыхов // Сб. статей междунар. научн. - практ. конф. «Фундаментальные проблемы науки», г. Тюмень, 2016. – С.117–120.

130. Фатыхов, М. А. Экспериментальное исследование фазовых переходов в электромагнитном поле [Текст] / М. А. Фатыхов, Л. М. Фатыхов // Тезисы докл. XIV Минского междунар. форума по теплообмену, Т. 1., Ч. 1. Минск: Институт тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова, 2012. – С. 638 – 640.

131. Фатыхов, М. А. Электромагнитно-механическое воздействие на парафины и газогидраты. Монография [Текст] / /М. А. Фатыхов, Н. Я. Ба-

гаутдинов, Л. М. Фатыхов. – Германия, LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH Co.KG, 2012. – 267 с.

132. Хабибуллин З.А., Фасхутдинов Р.А., Хусаинов З.М., Ланганов Г.А. Борьба с парафиноотложениями в газонефтедобыче: учеб. пособ. [Текст] – Уфа: Изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1992. – 105 с.

133. Хабибуллин, И.Л. Теплофизические и термогидродинамические особенности взаимодействия электромагнитного излучения с поглощающими средами: дис. ...д-ра физ. -мат. наук: 01.02.05 / Хабибуллин Ильдус Лутфурахманович. – Уфа, 2005. – 366 с.

134. Химическая энциклопедия: В 5 т.: – М.: Большая Российская энциклопедия, 1992. Т.3. – С. 453–454. 9

135. Хай, З.Н. Автомодельные решения задачи тепло- и массопереноса в насыщенной пористой среде с объемным источником тепла [Текст] / З.Н.Хай, Н.Д.Мусаев, Р.И.Нигматулин // Прикладная математика и механика . – 1987. – Т.51. – № 6. – С. 973– 983.

136. Хамидуллин Ф.Ф., Дияшев Р.Н., Амерханов И.И. Исследование изменения физико-химических свойств добываемых нефтей в процессе разработки Ромашкинского месторождения [Текст] // Нефтяное хозяйство. – 2000. –№ 7. – С 31–33.

137. Чистяков, С.И. Экспериментальное исследование зависимости диэлектрических свойств нефти и ее фракций от частоты [Текст] / С.Н. Чистяков, Н.Ф. Денисова, Ф.Л.Саяхов // Нефть и газ. – 1972. – N 5. С. 53–56.

138. Шайдаков, В.В. Физико-химическое воздействие на добываемые продукция нефтяных скважин [Текст] / В.В.Шайдаков, М.В.Голубев, Н.Н.Хазиев, А.В.Емельянов, Э.Р.Хайруллина, А.И.Халикова // Нефтегазовое дело. – № 1. – 2004. – 3 с.

139. Шарифуллин, А.В. Состав и структура асфальтено-смолопарафиновых отложений Татарстана [Текст] / А.В.Шарифуллин, Л.Р.Байбекова, Р.Ф.Хамидуллин // Технологии нефти и газа. – 2006. – №4. – С. 34–41.

140. Шарифуллин, А.В.. Особенности состава и строения нефтяных отложений [Текст] /А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, А.Т. Сулейманов //Технология нефти и газа. – 2006. – № 6. – С. 19–24.
141. Юсупова, Т.Н. Исследование возможности осаждения асфальтосмолопарафиновых веществ в стволе скважины и призабойной зоне пласта при снижении забойного давления [Текст] /Т.Н. Юсупова, Е.Е.Барская, Ю.М.Ганеева Ю., И.И.Амерханов, Р.С.Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2016. - №1. – С. 39-41.
142. Янке, Е. Специальные функции (Формулы, графики, таблицы) [Текст] / Е.Янке, Ф.Эмде, Ф.Лёш. – М.: Наука, 1964. – 344с.
143. Abernethy E.R. Production increase of Heavy Oils by electromagnetic Heating / Abernethy E.R. // J.Can.Petr.Tech. – 1976. – №3. – P.91–97.
144. Bera A., Babadagli T. Effect of nature and injected nano-particles on the efficiency of heavy oil recovery by radio frequency electromagnetic heating/ Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 153. – P. 244–256.
145. Fatykhov M.A. Research of the depth of heating of highly viscous dielectric liquid under high-frequency electromagnetic field using the method of dimensional theory //Surface Engineering and Applied Electrochemistry. – 2016. – Vol. 52, iss 1. – P. 79–84.
146. Fatykhov M.A., Fatykhov L.M., Microwave electromagnetic method of melting the paraffin plug in an apen coaxial system // J. Eng. Phys. Thermophys. – 2015. –V. 88. – №. 3. – P. 724–729.
147. Carnahan, N.F. Paraffin deposition in petroleum production / N.F.Carnahan // J. of Petrol. Technol. – 1989. – Vol. 41, N 10. – P. 1024–1025.
148. Chhetri A.B., Islam M.R., 2008. A critical review of electromagnetic heating for enhanced oil recovery //Petroleum Sci. Technol. – 2008. – 26. – P. 1619– 1631.
149. Hamouda, A.A., Karoussi O. Effect of temperature, wettability and relative permeability on oil recovery from oil-wet chalk //Energies. – 2008. –1. – P. 19-34.

150. Electric heat breaks paraffins boosts production // Enhanced Recovery Week. –1989. – 30. X. – P. 1–2.
151. Kashif M., Yahya N., Zaid H.M., Shafie A., Jasamai M., Nasir N. and. Akhter M.N. Oil Recovery by Using Electromagnetic Wave // Journal of Applied Sciences. – 2011. – 11. – P.1366–1370.
152. Kovaleva L.A., Zinnatullin R.R., Mullayanov A.I., Shrubkovskii I.I. Experimental studies of Heating rheologically complex fluids with electromagnetic field //High Temperature. 2016. V. 54. № 4. PP. 612-614.
153. Sahni A., Kumar M. and Knapp R.B. Electromagnetic heating methods for heavy oil reservoirs //Proceedings of the SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, CA, 2000. – P. 10–11.
154. Sayakhov F.L , Fatykhov M.A., Imashev N. Sh. Interaction of Highly Stable Water-Oil Emulsions With Radio Frequency Electromagnetic Field //Heavy Crude and Tar Sands-Hydrocarbons For 21-st Century Proc-s 5-th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands v. 3 Recovery Processes Caracas, Venezuela, 1991. – P. 507 – 513.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Математическое моделирование разрушения твердых отложений в трубопроводах волной типа H_{11}

```

Program VenT4H11
integer T,J,N2,N3,N4,N6,N7,N13,N18,N19
Real L1,L2,mun,kz0,kz2,k,mu0,mua,lamkr,lam,lamdap,kp,Lp, !Веществен. числа
*kapa1,L5,L7,L6,L3,L4,kapa3,mu3,kapa4,mu4,kapa2,Nu,L8,kapa5,
*mu5,L9,L10,K3,Lp2
Complex a9,kz,A1,eps03 !Комплексные величины
Dimension Ephi(26,25),Er(26,25),R(26),Q(26,25,101),Y(26,25,101), !Массивы
*alpha(26,25,101),beta(26,25,101),z(101),cp2(26,25,101),phi(25)
*,Y2(26,25,101),Y3(26,25,101),J2(26,25)
open (8, file = 'REZULT49.DAT') !Открытие файлов вывода информации
open (9, file = 'RED49.DAT') !Открытие файлов вывода информации
R1=0.0775 !Радиус волновода
A9=(0.,1.) !Мнимая единица
PI=3.1415926
  N1=26 !Число узлов по координате r
  N13=N1-1
  L1=R1/(N1-1) !Величина пространственного шага по координате r
  L8=L1*L1
L=0 !Параметр для вычисления функций Бесселя, связанный с угловыми велич.
F1=4.E9 !Циклическая частота ЭМ волн
  c1=3.E8 !Скорость света
  eps01=2.3 !Диэлектрическая проницаемость парафина
  mun=1.841 !Корень функции Бесселя
  E0=1. !Амплитуда напряженности электрического поля
  omega=2*PI*F1 !Круговая частота
E01=8.85E-12 !Электрическая постоянная
  tgd=0.012 !Тангенс угла диэлектрических потерь парафина
  eps02=tgd*eps01 !Мнимая часть диэлектрической проницаемости парафина
  mu0=PI*4.E-7 !Магнитная постоянная
  Z0=SQRT(mu0/E01) !Волновое сопротивление вакуума
  sigma1=3.4E6 !Удельная электропроводность стали
  mua=2.72*mu0 !Абсолютная магнитная проницаемость стали
  lamkr=2*PI*R1/(mun*SQRT(eps01)) !Критическая длина волны
  lam=c1/(F1*SQRT(eps01)) !Длина волны
RS=SQRT(omega*mua/(2*sigma1)) !Поверхностное сопротивление металла
  B1=(lam/lamkr)**2
  B2=(lam/(2*lamkr))**2
alfm=2*RS*B2/(Z0*R1*SQRT(1-B2)) !Коэффициент затухания в металле
alfd=PI*eps02/(lam*SQRT(1-B1/eps01)) !Коэффициент затухания в диэлектрике
alfa=alfm+alfd !!Общий коэффициент затухания
  eps03=CMPLX(eps01,eps02) !Комплексная диэлектрической проницаемости параф.
  sigma=0.37E17 !Электропроводность стали
g=mun/R1 !Поперечное волновое число
  kz0=SQRT(omega*omega*eps01/(c1*c1)-g*g) !Продольное волновое число
alfaV=omega*omega*eps02/(c1*c1*kz0) !Коэффициент затухания, обусловленный
с объёмными потерями
  alfaS=omega*eps01*sqrt(omega/(2*PI*sigma))/(c1*R1*kz0) !Коэффициент
с затухания, обусловленный поверхностными потерями
  alfa=alfaV+alfaS !Постоянная затухания
  kz2=alfa/2 !Мнимая часть продольного волнового числа
kz=CMPLX(kz0,kz2) !Продольное волновое число
k=omega/c1 !Коэффициент распространения ЭМ волн в свободном пространстве
A1=kz*eps03
  A2=A1
  A5=eps02*mun*mun/(PI*A2*R1**4)
H=5. !Длина пробки

```

```

N2=25 !Число узлов по координате phi
N10=N2-1
l2=PI/(2*(N2-1)) !Величина шага по координате phi
l4=l2*l2
N9=101 !Число узлов по координате z
L3=H/(N9-1) !Величина пространственного шага по координате z
L9=L3*L3
N6=N9-1
N3=200000 !Количество временных слоев
N4=720 !Интервал выдачи промежуточных результатов вычислений
N5=N6-3
    zm=N6*l3 !Граница рассматриваемой области по координате z
Tau1=0.5 !Величина временного шага
    Tau=Tau1/3
    cp=3000. !Удельная теплоёмкость парафина
    rop=950. !Плотность парафина
lamdap=0.125 !Коэффициент теплопроводности парафина
kp=lamdap/(cp*rop) !Коэффициент температуропроводности парафина
T0=20. !Температура на нижней границе
Tf=50. !Температура фазового перехода
Lp=300000. !Удельная теплота плавления
    Lp2=Lp*rop !Объёмная теплота плавления
P=6500. !Мощность источника ЭМ волн
    kara1=0.2 !Коэффициент теплообмена по координате z в начале трубопровода
    Nu=1. !Число Нуссельта (труба в сухом грунте)
    kara2=Nu*lamdap/R1 !Коэффициент теплообмена по координате r в трубопроводе
    kara5=lamdap/(lamdap+L1*kara2) !Коэффициент теплообмена по координате r в
с    трубопроводе
    mu5=L1*kara2*T0/(lamdap+L1*kara2)
A6=Tau*lamdap/(rop*Lp)
V=2.E-4 !Скорость движения источника ЭМ волн
    delta=0.4 !Полуширина дельта-функции
Tf1=Tf-delta !Начало фазового перехода
Tf2=Tf+delta !Конец фазового перехода
N11=2
с    T2=75*60. !Время в секундах, через которое начинается движение источника
с    ЭМ волн
    Q8=omega*P*(ABS(eps03)**2)*sqrt(omega/(2*Pi*sigma))/(c1*A2*2*Pi*
    *R1*R1) !Тепловые источники в стенках волновода
    write (8,229) V,delta,Tf1,Tf2,T2/60 !Вывод информации о входных данных
229 FORMAT('V=',G12.4,2x,'delta=',G9.4,2x,'Tf1=',G9.4,2x,'Tf2=',G9.4,
    *2x,'T2=',G12.4)
    write (8,225) Nu,kara2,A6,kara5,mu5 !Вывод информации о входных данных
225 FORMAT('Nu=',G12.4,2X,'kara2=',G12.4,2X,'A6=',G12.4,2x,'kara5=',
    *G12.4,2x,'mu5=',G12.4)
    write (8,210) H,N2,L2,N3,N4 !Вывод информации о входных данных
210 FORMAT('H=',G12.4,2X,'N2=',I5,2X,'L2=',G12.4,2x,'N3=',I5
    *,2x,'N4=',I5)
    write (8,211) zm,Tau1,cp,rop,lamdap
211 FORMAT('zm=',G12.4,2x,'Tau1=',G12.4,2x,'cp=',G12.4,2x,
    *'rop=',G12.4,2x,'lamdap=',G12.4)
    write (8,212) kp,T0,Tf,Lp,Lp2
212 FORMAT('kp=',G12.4,2x,'T0=',G12.4,2x,'Tf=',G12.4,2x,'Lp=',G12.4,
    *2x,'Lp2=',G12.4)
    write (8,213) kara1,mun,g,N1,A5
213 FORMAT('kara1=',G12.4,2X,'mun=',G12.4,2X,'g=',G12.4,2X,'N1=',I5,
    *2X,'A5=',G12.4)
    write (8,201) R1,F1,c1,eps01,L1 !Вывод информации о входных данных
201 FORMAT('R1=',G12.4,2X,'F1=',G12.4,2X,'c1=',G12.4,2x,'eps01=',G12.4
    *,2x,'L1=',G12.4)
    write (8,202) tgd,eps02,sigma,alfaV,alfaS
202 FORMAT('tgd=',G12.4,2x,'eps02=',G12.4,2x,'sigma=',G12.4,2x,
    *'alfaV=',G12.4,2x,'alfaS=',G12.4)

```

```

write (8,203) alfa,kz2,k,kz0,A2
203 FORMAT('alfa=',G12.4,2x,'kz2=',G12.4,2x,'k=',G12.4,2x,'kz0=',
  *G12.4,2x,'A2=',G12.4)
write (8,207) E01,mu0,Z0,sigma1,mua
207 FORMAT('E01=',G12.4,2x,'mu0=',G12.4,2x,'Z0=',G12.4,2x,'sigma1=',
  *G12.4,2x,'mua=',G12.4)
write (8,208) lamkr,lam,RS,alfm,alfd
208 FORMAT('lamkr=',G12.4,2x,'lam=',G12.4,2x,'RS=',G12.4,2x,'alfm=',
  *G12.4,2x,'alfd=',G12.4)
write (8,209) alfo,L3,N9,p
209 FORMAT('alfo=',G12.4,2x,'L3=',G12.4,2x,'N9=',I5,2X,'P=',G9.4)
write (8,204) kz
204 FORMAT('kz=',G12.4)
write (8,205) eps03
205 FORMAT('eps03=',G12.4)
write (8,206) A1
206 FORMAT('A1=',G12.4)
  Do 1 K2=1,N9 !Цикл по координате z
  Do 1 J=1,N2 !Цикл по координате phi
  DO 1 I=2,N1 !Цикл по координате r
  R(I)=(I-1)*L1 !Цилиндрическая координата r
  R2=g*R(I)
  phi(J)=(J-1)*L2 !Цилиндрическая координата phi
  z(K2)=(K2-1)*L3 !Цилиндрическая координата z
  Call BSJY1(Bjr1,Bji1,Бур1,Byi1,R2,FI,L,Ie) !Обращение к стандартной прогр.
с для вычисления функции Бесселя 1-го порядка при r
  Er(I,J)=ABS(kz)*E0*Bjr1*SIN(phi(J))/(g*R2)
  Call BSJY0(Bjr,Bji,Бур,Byi,R2,FI,L,Ie) !Обращение к стандартной прогр.
с для вычисления функции Бесселя 0-го порядка при r
  Ephi(I,J)=ABS(kz)*E0*(Bjr-Bjr1/R2)*COS(phi(J))/g
  1 Q(I,J,K2)=A5*P*(Er(I,J)*Er(I,J)+Ephi(I,J)*Ephi(I,J))*
  *exp(-alfa*z(K2)) !Распределение
с тепловых источников в парафине
  R(1)=0. !Цилиндрическая координата r
  Do 13 J=1,N2 !Цикл по координате phi
  Do 13 K2=1,N9 !Цикл по координате z
  13 Q(1,J,K2)=Q(2,J,K2) !Распределение

  Q6=0.
  DO 106 K2=2,N9
  Do 106 J=2,N2 !Цикл по координате phi
  DO 106 I=2,N1 !Цикл по координате r
  106 Q6=Q6+L1*L2*L3*(Q(I,J,K2)+Q(I,J,K2-1)+Q(I,J-1,K2)+Q(I-1,J,K2)+ !Интеграл
  *Q(I,J-1,K2-1)+Q(I-1,J,K2-1)+Q(I-1,J-1,K2)+Q(I-1,J-1,K2-1))/8 !для вычисл.
  K3=P/Q6 !полной поглощаемой мощности в волноводе
  write (8,227) Q6,K3
  227 FORMAT('Q6=',G12.4,2X,'K3=',G12.4)
  DO 107 K2=1,N9
  Do 107 J=1,N2 !Цикл по координате z
  DO 107 I=1,N1 !Цикл по координате r
  107 Q(I,J,K2)=K3*Q(I,J,K2) !Распределение
с тепловых источников в парафине
с Do 24 J=1,N2 !Цикл по координате phi
с Er(1,J)=Er(2,J)
с 24 Ephi(1,J)=Ephi(2,J)
с write (8,221)
с 221 FORMAT (1x,'распределение составляющих напряженности поля')
с Do 12 I=1,N1 !Цикл по координате phi
с WRITE(8,(5X,3HPHI,8x,1HR,10X,2HER,12x,4HEphi))
с write (8,28) (phi(J),R(I),Er(I,J),Ephi(I,J),J=1,N2)
с 12 continue
с write (8,220)
с 220 FORMAT (1x,'распределения тепловых источников')

```

```

c Do 10 K2=1,N9
c Do 10 J=1,N2
c WRITE(8,(5X,1HZ,10X,3HPHI,10x,1HR,10X,1HQ)')
c write (8,28) (Z(K2),phi(J),R(I),Q(I,J,K2),I=1,N1)
c 10 continue
c Do 29 K2=1,1
c Do 29 J=1,N2
c WRITE(8,(5X,1HZ,10X,1Hy,10x,1Hx,10X,1HQ)')
c write (8,28) (Z(K2),R(I)*sin(phi(J)),R(I)*cos(phi(J)),Q(I,J,K2),
c *I=1,N1)
c 29 continue
  Do 3 K2=1,N9 !Цикл по координате z
  Do 3 J=1,N2 !Цикл по координате phi
  DO 3 I=1,N1 !Цикл по координате r
    cp2(I,J,K2)=cp*gor !Начальная объёмная теплоёмкость
    y(I,J,K2)=T0 !Начальное распределение температуры на 1-м подслое
    y2(I,J,K2)=T0 !Начальное распределение температуры на 2-м подслое
  3 y3(I,J,K2)=T0 !Начальное распределение температуры на 3-м подслое
c Write (8,214)
c 214 FORMAT (1X,'Начальное распределение температуры')
c Do 23 K2=1,N9
c Do 23 I=1,N1
c Write (8,(5x,1HZ,10X,3HPHI,10x,1HR,10x,1HT,10x,3Hcp2)')
c Write (8,31) (Z(K2),phi(J),R(I),Y(I,J,K2),cp2(I,J,K2),J=1,N2)
c 23 continue
  forcounter=0.
  T=1
  2 DO 19 J=1,N2 !Цикл по координате phi
  DO 19 K2=1,N9 !Цикл по координате z
    alpha(2,J,K2)=1. !Граничные условия по координате r в начале координат
    beta(2,J,K2)=0.
  19 continue
  Do 4 J=2,N10 !Цикл по координате phi; 1-й этап нагрева - до начала плавл.
    DO 4 K2=2,N6 !Цикл по координате z
    Do 4 I=2,N13 !Прямая прогонка по r
      R3=R(I)-0.5*L1
      R4=R(I)+0.5*L1
      A7=Tau*kp*R3/(R(I)*L8) !Прогоночный коэффициент по координате r
      B7=Tau*kp*R4/(R(I)*L8) !Прогоночный коэффициент по координате r
      C7=A7+B7+1 !Прогоночный коэффициент по координате r
      A=Tau*kp/L9 !Прогоночный коэффициент по координате z
      B=Tau*kp/L9 !Прогоночный коэффициент по координате z
      C=1-A-B !Прогоночный коэффициент по координате z
      A8=TAU*kp/(R(I)*R(I)*L4) !Прогоночный коэффициент по координате phi
      B8=TAU*kp/(R(I)*R(I)*L4) !Прогоночный коэффициент по координате phi
      C8=-A8-B8 !Прогоночный коэффициент по координате phi
      F=C*y3(I,J,K2)+B*y3(I,J,K2+1)+A*y3(I,J,K2-1)+C8*Y2(I,J,K2)+
      *B8*Y2(I,J+1,K2)+A8*Y2(I,J-1,K2)+Tau*Q(I,J,K2)/(cp*gor)
      alpha(I+1,J,K2)=B7/(C7-alpha(I,J,K2)*A7)
  4 beta(I+1,J,K2)=(A7*beta(I,J,K2)+F)/(C7-alpha(I,J,K2)*A7)
    Do 17 J=1,N2 !Граничное условие на боковой поверхности трубы - по коорд. r
    DO 17 K2=1,N9
  17 y(N1,J,K2)=kapa5*y3(N13,J,K2)+mu5
  Do 5 J=1,N2
    DO 5 K2=1,N9
    Do 5 I=N13,1,-1 !Обратная прогонка по r
      y(I,J,K2)=alpha(I+1,J,K2)*y(I+1,J,K2)+beta(I+1,J,K2)
  5 IF(Y(I,J,K2).LT.T0) Y(I,J,K2)=T0
  DO 66 I=1,N1
  DO 66 K2=1,N9
  66 Y(I,N2,K2)=Y(I,N10,K2)
  DO 67 K2=1,N9
  DO 67 I=1,N1

```

```

67 y(I,1,K2)=y(I,2,K2)
   DO 68 J=1,N2
   DO 68 K2=1,N9
68 Y(1,J,K2)=Y(2,J,K2)
   DO 39 I=1,N1 !Цикл по координате R
   DO 39 K2=1,N9 !Цикл по координате z
   alpha(I,2,K2)=1. !Граничные условия по координате phi в начале квадранта
   beta(I,2,K2)=0.
39 continue
   Do 47 I=2,N13 !Цикл по координате I
   DO 47 K2=2,N6 !Цикл по координате z
   Do 47 J=2,N10 !Прямая прогонка по phi
   R3=R(I)-0.5*L1
   R4=R(I)+0.5*L1
   A7=Tau*kr*R3/(R(I)*L8) !Прогоночный коэффициент по координате r
   B7=Tau*kr*R4/(R(I)*L8) !Прогоночный коэффициент по координате r
   C7=1-A7-B7 !Прогоночный коэффициент по координате r
   A=Tau*kr/L9 !Прогоночный коэффициент по координате z
   B=Tau*kr/L9 !Прогоночный коэффициент по координате z
   C=-A-B !Прогоночный коэффициент по координате z
   A8=TAU*kr/(R(I)*R(I)*L4) !Прогоночный коэффициент по координате phi
   B8=TAU*kr/(R(I)*R(I)*L4) !Прогоночный коэффициент по координате phi
   C8=1+A8+B8 !Прогоночный коэффициент по координате phi
   F=C*y3(I,J,K2)+B*y3(I,J,K2+1)+A*y3(I,J,K2-1)+C7*Y(I,J,K2)+
   *B7*Y(I+1,J,K2)+A7*Y(I-1,J,K2)+Tau*Q(I,J,K2)/(cr*rop)
   alpha(I,J+1,K2)=B8/(C8-alpha(I,J,K2)*A8)
47 beta(I,J+1,K2)=(A8*beta(I,J,K2)+F)/(C8-alpha(I,J,K2)*A8)
   Do 52 I=1,N1 !Граничное условие по координате phi в конце квадранта
   DO 52 K2=1,N9
C 52 y2(I,N2,K2)=y(I,N10,K2)
52 y2(I,N2,K2)=BETA(I,N2,K2)/(1-ALPHA(I,N2,K2))
   Do 54 I=1,N1
   DO 54 K2=1,N9
   Do 54 J=N10,1,-1 !Обратная прогонка по phi
   y2(I,J,K2)=alpha(I,J+1,K2)*y2(I,J+1,K2)+beta(I,J+1,K2)
54 IF(Y2(I,J,K2).LT.T0) Y2(I,J,K2)=T0
   DO 69 I=1,N1
   DO 69 K2=1,N9
69 Y2(I,N2,K2)=Y2(I,N10,K2)
   DO 70 K2=1,N9
   DO 70 I=1,N1
70 y2(I,1,K2)=y2(I,2,K2)
   DO 71 J=1,N2
   DO 71 K2=1,N9
71 Y2(1,J,K2)=Y2(2,J,K2)
   Do 18 J=1,N2 !Цикл по координате phi
   DO 18 I=1,N1 !Цикл по координате r
   alpha(I,J,2)=lamdap/(lamdap+L3*kapa1) !Граничное условие на ближнем торце
   beta(I,J,2)=L3*kapa1*T0/(lamdap+L3*kapa1) !трубы - по координате z
18 continue
   Do 20 I=2,N13
   Do 20 J=2,N10
   Do 20 K2=2,N6 !Прямая прогонка по z
   R3=R(I)-0.5*L1
   R4=R(I)+0.5*L1
   B=Tau*kr/L9 !Прогоночный коэффициент по координате z
   A=Tau*kr/L9 !Прогоночный коэффициент по координате z
   C=1+A+B !Прогоночный коэффициент по координате z
   A7=Tau*kr*R3/(R(I)*L8) !Прогоночный коэффициент по координате r
   B7=Tau*kr*R4/(R(I)*L8) !Прогоночный коэффициент по координате r
   C7=-A7-B7 !Прогоночный коэффициент по координате r
   A8=TAU*kr/(R(I)*R(I)*L4) !Прогоночный коэффициент по координате phi
   B8=TAU*kr/(R(I)*R(I)*L4) !Прогоночный коэффициент по координате phi

```

```

      C8=1-A8-B8 !Прогоночный коэффициент по координате phi
      F=C7*y(I,J,K2)+B7*y(I+1,J,K2)+A7*y(I-1,J,K2)+C8*Y2(I,J,K2)+
      *B8*Y2(I,J+1,K2)+A8*Y2(I,J-1,K2)+Tau*Q(I,J,K2)/(cp*rop)
      alpha(I,J,K2+1)=B/(C-alpha(I,J,K2)*A)
20 beta(I,J,K2+1)=(A*beta(I,J,K2)+F)/(C-alpha(I,J,K2)*A)
      Do 21 I=1,N1 !Граничное условие на дальнем торце трубы - по координате z
      Do 21 J=1,N2
21 y3(I,J,N9)=BETA(I,J,N9)/(1-ALPHA(I,J,N9))
      Do 22 I=1,N1
      Do 22 J=1,N2
      Do 22 K2=N6,1,-1 !Обратная прогонка по z
      y3(I,J,K2)=alpha(I,J,K2+1)*y3(I,J,K2+1)+beta(I,J,K2+1)
22 IF(Y3(I,J,K2).LT.T0) Y3(I,J,K2)=T0
      DO 63 I=1,N1
      DO 63 K2=1,N9
63 Y3(I,N2,K2)=Y3(I,N10,K2)
      DO 57 K2=1,N9
      DO 57 I=1,N1
57 y3(I,1,K2)=y3(I,2,K2)
      DO 64 J=1,N2
      DO 64 K2=1,N9
64 Y3(1,J,K2)=Y3(2,J,K2)
      DO 25 I=1,N1
      Do 25 J=1,N2
      IF(Y3(I,J,1).GE.TF) GO TO 6
25 CONTINUE
      IF(MOD(T,N4).NE.0) GO TO 9
      Write (8,215)
215 FORMAT (1X,'время нагрева в минутах')
      Write (8,27) T*Tau1/60
      Print 27, T*Tau1/60
      Write (8,219) T
      print 212, T
219 FORMAT('T=',I6)
      Write (8,216)
216 FORMAT (1X,'температура')
c   Do 55 K2=1,N9
c   Do 55 J=1,N2
c   Write (8,'(5x,1HZ,10X,3Hphi,10X,1HR,10x,1HT)')
c   Write (8,28) (Z(K2),PHI(J),R(I)*10,Y3(I,J,K2),I=1,N1)
c 55 continue
c   Do 55 K2=1,1
c   Do 55 J=1,N2
c   WRITE(8,'(5X,1HZ,10X,1Hy,10x,1Hx,10X,1HT)')
c   write (8,28) (Z(K2),R(I)*sin(phi(J)),R(I)*cos(phi(J)),Y3(I,J,K2),
c   *I=1,N1)
c 55 continue

9 IF(T.GE.N3) GO TO 30
  IF(MOD(forcounter,1000.).NE.0) GO TO 1000
  print 27,forcounter
1000 forcounter=forcounter+1.
  T=T+1
  GO TO 2

6 Write (8,218) !2-й этап нагрева - после начала плавления
218 FORMAT (1X,'время нагрева в минутах')
  Write (8,27) T*Tau1/60
  Print 27, T*Tau1/60
c   Write (8,217)
c 217 FORMAT (1X,'температура')
c   Do 49 J=1,N2
c   Do 49 K2=1,N9

```

```

c  Write (8,(5x,3Hphi,10X,1Hz,10x,1Hr,10x,1HT'))
c  Write (8,28) (phi(J),Z(K2),R(I)*100,Y3(I,J,K2),I=1,N1)
c 49 continue
    T=T+1

38 DO 44 J=1,N2 !Цикл по координате phi
    DO 44 K2=1,N9 !Цикл по координате z
        alpha(2,J,K2)=1. !Граничные условия по координате r в начале координат
        beta(2,J,K2)=0.
44 continue
    Do 36 I=1,N1
    Do 36 J=1,N2
        DO 36 K2=1,N9
            cp2(I,J,K2)=cp*rop
            IF(Y3(I,J,K2).GE.TF1) cp2(I,J,K2)=cp*ROP+LP2
            IF(Y3(I,J,K2).GE.TF1) J2(I,J)=K2
36 CONTINUE
    Do 86 I=1,N1
    Do 86 J=1,N2
        DO 86 K2=1,N9
            IF(K2.LT.J2(I,J)) cp2(I,J,K2)=cp*ROP
86 CONTINUE

    Do 32 J=2,N10 !Цикл по координате phi
        DO 32 K2=2,N6 !Цикл по координате z
        Do 32 I=2,N13 !Прямая прогонка по r по всем z,phi
        R3=R(I)-0.5*L1
        R4=R(I)+0.5*L1
        A7=Tau*lamdap*R3/(R(I)*L8*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по r
        B7=Tau*lamdap*R4/(R(I)*L8*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по r
        C7=A7+B7+1 !Прогоночный коэффициент по координате r
        A=Tau*lamdap/(L9*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по координате z
        B=Tau*lamdap/(L9*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по координате z
        C=1-A-B !Прогоночный коэффициент по координате z
        A8=TAU*lamdap/(R(I)*R(I)*cp2(I,J,K2)*L4) !Прогоночный коэффициент по phi
        B8=TAU*lamdap/(R(I)*R(I)*cp2(I,J,K2)*L4) !Прогоночный коэффициент по phi
        C8=-A8-B8 !Прогоночный коэффициент по координате phi
        F=C*y3(I,J,K2)+B*y3(I,J,K2+1)+A*y3(I,J,K2-1)+C8*Y2(I,J,K2)+
        *B8*Y2(I,J+1,K2)+A8*Y2(I,J-1,K2)+Tau*Q(I,J,K2)/cp2(I,J,K2)
        alpha(I+1,J,K2)=B7/(C7-alpha(I,J,K2)*A7)
32 beta(I+1,J,K2)=(A7*beta(I,J,K2)+F)/(C7-alpha(I,J,K2)*A7)
        Do 33 J=1,N2 !Граничное условие на боковой поверхности трубы - по коорд. r
        DO 33 K2=1,N9
33 y(N1,J,K2)=kapa5*y(N13,J,K2)+mu5
        Do 34 J=1,N2
            DO 34 K2=1,N9
            Do 34 I=N13,1,-1 !Обратная прогонка по r по всем z, phi
                y(I,J,K2)=alpha(I+1,J,K2)*y(I+1,J,K2)+beta(I+1,J,K2)
34 IF(Y(I,J,K2).LT.T0) Y(I,J,K2)=T0
            DO 72 I=1,N1
            DO 72 K2=1,N9
72 Y(I,N2,K2)=Y(I,N10,K2)
            DO 73 K2=1,N9
            DO 73 I=1,N1
73 y(I,1,K2)=y(I,2,K2)
            DO 74 J=1,N2
            DO 74 K2=1,N9
74 Y(1,J,K2)=Y(2,J,K2)
            DO 75 I=1,N1 !Цикл по координате r
            DO 75 K2=1,N9 !Цикл по координате z
                alpha(I,2,K2)=1. !Граничные условия по координате phi в начале квадранта
                beta(I,2,K2)=0.
75 continue

```

```

Do 84 I=1,N1
Do 84 J=1,N2
    DO 84 K2=1,N9
        cp2(I,J,K2)=cp*rop
        IF(Y(I,J,K2).GE.TF1) cp2(I,J,K2)=cp*ROP+LP2
        IF(Y3(I,J,K2).GE.TF1) J2(I,J)=K2
84 CONTINUE
Do 87 I=1,N1
Do 87 J=1,N2
    DO 87 K2=1,N9
        IF(K2.LT.J2(I,J)) cp2(I,J,K2)=cp*ROP
87 CONTINUE

Do 76 I=2,N13 !Цикл по координате r
    DO 76 K2=2,N6 !Цикл по координате z
Do 76 J=2,N10 !Прямая прогонка по phi
R3=R(I)-0.5*L1
R4=R(I)+0.5*L1
A7=Tau*lamdap*R3/(R(I)*cp2(I,J,K2)*L8) !Прогоночный коэффициент по r
B7=Tau*lamdap*R4/(R(I)*cp2(I,J,K2)*L8) !Прогоночный коэффициент по r
C7=1-A7-B7 !Прогоночный коэффициент по координате r
A=Tau*lamdap/(cp2(I,J,K2)*L9) !Прогоночный коэффициент по координате z
B=Tau*lamdap/(cp2(I,J,K2)*L9) !Прогоночный коэффициент по координате z
C=-A-B !Прогоночный коэффициент по координате z
A8=TAU*lamdap/(R(I)*R(I)*cp2(I,J,K2)*L4) !Прогоночный коэффициент по phi
B8=TAU*kp/(R(I)*R(I)*cp2(I,J,K2)*L4) !Прогоночный коэффициент по phi
C8=1+A8+B8 !Прогоночный коэффициент по координате phi
F=C*y3(I,J,K2)+B*y3(I,J,K2+1)+A*y3(I,J,K2-1)+C7*Y(I,J,K2)+
*B7*Y(I+1,J,K2)+A7*Y(I-1,J,K2)+Tau*Q(I,J,K2)/cp2(I,J,K2)
alpha(I,J+1,K2)=B8/(C8-alpha(I,J,K2)*A8)
76 beta(I,J+1,K2)=(A8*beta(I,J,K2)+F)/(C8-alpha(I,J,K2)*A8)
    Do 77 I=1,N1 !Граничное условие по координате phi в конце квадранта
        DO 77 K2=1,N9
77 y2(I,N2,K2)=BETA(I,N2,K2)/(1-ALPHA(I,N2,K2))
    Do 78 I=1,N1
        DO 78 K2=1,N9
Do 78 J=N10,1,-1 !Обратная прогонка по phi
y2(I,J,K2)=alpha(I,J+1,K2)*y2(I,J+1,K2)+beta(I,J+1,K2)
78 IF(Y2(I,J,K2).LT.T0) Y2(I,J,K2)=T0
    DO 79 I=1,N1
        DO 79 K2=1,N9
79 Y2(I,N2,K2)=Y2(I,N10,K2)
    DO 80 K2=1,N9
    DO 80 I=1,N1
80 y2(I,1,K2)=y2(I,2,K2)
    DO 81 J=1,N2
    DO 81 K2=1,N9
81 Y2(1,J,K2)=Y2(2,J,K2)
    Do 35 I=1,N1 !Цикл по координате r
    DO 35 J=1,N2 !Цикл по координате z
alpha(I,J,2)=lamdap/(lamdap+L3*kapal) !Граничное условие на ближнем торце
beta(I,J,2)=L3*kapal*T0/(lamdap+L3*kapal) !трубы - по координате z
35 continue
Do 85 I=1,N1
Do 85 J=1,N2
    DO 85 K2=1,N9
        cp2(I,J,K2)=cp*rop
        IF(Y2(I,J,K2).GE.TF1) cp2(I,J,K2)=cp*ROP+LP2
        IF(Y2(I,J,K2).GT.TF2) J2(I,J)=K2
85 CONTINUE
Do 88 I=1,N1
Do 88 J=1,N2
    DO 88 K2=1,N9

```

```

      IF(K2.LT.J2(I,J)) CP2(I,J,K2)=CP*ROP
88 CONTINUE

      Do 42 I=2,N13
      Do 42 J=2,N10
      Do 42 K2=2,N6 !Прямая прогонка по z
      R3=R(I)-0.5*L1
      R4=R(I)+0.5*L1
      B=Tau*lamdap/(L9*CP2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по координате z
      A=Tau*lamdap/(L9*CP2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по координате z
      C=1+A+B !Прогоночный коэффициент по координате z
      A7=Tau*lamdap*R3/(R(I)*L8*CP2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по r
      B7=Tau*lamdap*R4/(R(I)*L8*CP2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по r
      C7=-A7-B7 !Прогоночный коэффициент по координате r
      A8=TAU*lamdap/(R(I)*R(I)*L4*CP2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по phi
      B8=TAU*lamdap/(R(I)*R(I)*L4*CP2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по phi
      C8=1-A8-B8 !Прогоночный коэффициент по координате phi
      F=C7*y(I,J,K2)+B7*y(I+1,J,K2)+A7*y(I-1,J,K2)+C8*Y2(I,J,K2)+
      *B8*Y2(I,J+1,K2)+A8*Y2(I,J-1,K2)+Tau*Q(I,J,K2)/CP2(I,J,K2)
      alpha(I,J,K2+1)=B/(C-alpha(I,J,K2)*A)
42 beta(I,J,K2+1)=(A*beta(I,J,K2)+F)/(C-alpha(I,J,K2)*A)
      Do 11 I=1,N1 !Граничное условие на дальнем торце трубы - по координате z
      Do 11 J=1,N2
11 y3(I,J,N9)=BETA(I,J,N9)/(1-ALPHA(I,J,N9))
      Do 43 I=1,N1
      Do 43 J=1,N2
      Do 43 K2=N6,1,-1 !Обратная прогонка по z
      y3(I,J,K2)=alpha(I,J,K2+1)*y3(I,J,K2+1)+beta(I,J,K2+1)
43 IF(Y3(I,J,K2).LT.T0) Y3(I,J,K2)=T0
      DO 45 I=1,N1
      DO 45 K2=1,N9
45 Y3(I,N2,K2)=Y3(I,N10,K2)
      DO 82 K2=1,N9
      DO 82 I=1,N1
82 y3(I,1,K2)=y3(I,2,K2)
      DO 83 J=1,N2
      DO 83 K2=1,N9
83 Y3(1,J,K2)=Y3(2,J,K2)
      IF(MOD(T,N4).NE.0) GO TO 15
      Write (8,222)
222 FORMAT (1X,'время нагрева в минутах')
      Print 27, T*Tau1/60
      Write (8,27) T*Tau1/60
      print 223, T
223 FORMAT('T=',I6)
      Write (8,224)
224 FORMAT (1X,'температура')
c   Do 56 I=1,N1
c   Do 56 J=1,N2
c   Write (8,(5x,1HR,10X,3Hphi,10X,1HZ,10x,1HT))
c   Write (8,28) (R(I)*100,phi(J),Z(K2),Y3(I,J,K2),K2=1,N9)
c 56 continue
c   Do 89 K2=1,N9
c   Do 89 J=1,N2
c   WRITE(8,(5X,1HZ,10X,1Hy,10x,1Hx,10X,1HT,10x,3HCP2))
c   write (8,31) (Z(K2),R(I)*sin(phi(J)),R(I)*cos(phi(J)),Y3(I,J,K2),
c   *CP2(I,J,K2),I=1,N1)
c 89 continue
15 IF(T.GE.N3) GO TO 30
      IF(MOD(forcounter,1000.).NE.0) GO TO 1001
      print 27,forcounter
1001 forcounter=forcounter+1.
c   IF(T*TAU1.GT.T2) GO TO 14

```

```

IF(Y3(N13,1,1).GT.TF2) GO TO 14
  T=T+1
  GO TO 38
14 Write (8,228) !3-й этап нагрева - после начала движения источника ЭМ волн
  delta=0.4 !Полуширина дельта-функции
228 FORMAT (1X,'время нагрева в минутах')
  Write (8,27) T*Tau1/60,delta
  Print 27, T*Tau1/60,delta
  T=T+1
c   N11=T-1
c   T2=N11*Tau1
46 DO 41 J=1,N2 !Цикл по координате phi
  DO 41 K2=1,N9 !Цикл по координате z
  alpha(2,J,K2)=1. !Граничные условия по координате r в начале координат
  beta(2,J,K2)=0.
41 continue
c   Z0=(T*Tau1-T2)*V !Новое положение источника ЭМ волн
  Z0=(N11-1)*L3 !Новое положение источника ЭМ волн
  N7=Z0/L2 !Номер узла, в котором находится подвижный источник ЭМ волн
  N8=N7+1
  Do 40 K2=1,N9 !Цикл по координате z
  Do 40 J=1,N2 !Цикл по координате phi
  DO 40 I=2,N1 !Цикл по координате r
  R(I)=(I-1)*L1 !Цилиндрическая координата r
  R2=g*R(I)
  phi(J)=(J-1)*L2 !Цилиндрическая координата phi
  z(K2)=(K2-1)*L3 !Цилиндрическая координата z
  Call BSY1(Bjr1,Bji1,Byr1,Byi1,R2,FI,L,Ie) !Обращение к стандартной прогр.
c   для вычисления функции Бесселя 1-го порядка при r
  Er(I,J)=ABS(kz)*E0*Bjr1*SIN(phi(J))/(g*R2)
  Call BSY0(Bjr,Bji,Byr,Byi,R2,FI,L,Ie) !Обращение к стандартной прогр.
c   для вычисления функции Бесселя 0-го порядка при r
  Ephi(I,J)=ABS(kz)*E0*(Bjr-Bjr1/R2)*COS(phi(J))/g
  Q(I,J,K2)=A5*P*K3*(Er(I,J)*Er(I,J)+Ephi(I,J)*Ephi(I,J))*
  *exp(-alfa*(z(K2)-Z0)) !Распределение
c   тепловых источников в парафине
  IF(Z(K2).LT.Z0) Q(I,J,K2)=0.
40 CONTINUE
  R(1)=0. !Цилиндрическая координата r
  Do 90 J=1,N2 !Цикл по координате phi
  Do 90 K2=1,N9 !Цикл по координате z
90 Q(1,J,K2)=Q(2,J,K2) !Распределение
c   тепловых источников в парафине
c   Do 62 I=1,N1
c   Do 62 J=1,N2
c   DO 62 K2=1,N9
c   cp2(I,J,K2)=cp*rop
c   IF(Y3(I,J,K2).GE.TF1) cp2(I,J,K2)=cp*ROP+LP2
c   IF(Y3(I,J,K2).GE.TF1) J2(I,J)=K2
c 62 CONTINUE
c   Do 53 I=1,N1
c   Do 53 J=1,N2
c   DO 53 K2=1,N9
c   IF(K2.LT.J2(I,J)) cp2(I,J,K2)=cp*ROP
c 53 CONTINUE

  Do 62 I=1,N1
  Do 62 J=1,N2
  Do 62 K2=1,N7
62 cp2(I,J,K2)=cp*rop
  Do 53 I=1,N1
  Do 53 J=1,N2
  Do 53 K2=N8,N9

```

```

      cp2(I,J,K2)=cp*rop
      IF(Y3(I,J,K2).GE.TF1) cp2(I,J,K2)=cp*ROP+LP2
      IF(Y3(I,J,K2).GT.TF2) cp2(I,J,K2)=cp*ROP
53 CONTINUE

      Do 7 J=2,N10 !Цикл по координате phi
        DO 7 K2=2,N6 !Цикл по координате z
      Do 7 I=2,N13 !Прямая прогонка по r по всем z,phi
      R3=R(I)-0.5*L1
      R4=R(I)+0.5*L1
      A7=Tau*lamdap*R3/(R(I)*L8*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по r
      B7=Tau*lamdap*R4/(R(I)*L8*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по r
      C7=A7+B7+1 !Прогоночный коэффициент по координате r
      A=Tau*lamdap/(L9*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по координате z
      B=Tau*lamdap/(L9*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по координате z
      C=1-A-B !Прогоночный коэффициент по координате z
      A8=TAU*lamdap/(R(I)*R(I)*cp2(I,J,K2)*L4) !Прогоночный коэффициент по phi
      B8=TAU*lamdap/(R(I)*R(I)*cp2(I,J,K2)*L4) !Прогоночный коэффициент по phi
      C8=-A8-B8 !Прогоночный коэффициент по координате phi
      F=C*y3(I,J,K2)+B*y3(I,J,K2+1)+A*y3(I,J,K2-1)+C8*Y2(I,J,K2)+
      *B8*Y2(I,J+1,K2)+A8*Y2(I,J-1,K2)+Tau*Q(I,J,K2)/cp2(I,J,K2)
      alpha(I+1,J,K2)=B7/(C7-alpha(I,J,K2)*A7)
      7 beta(I+1,J,K2)=(A7*beta(I,J,K2)+F)/(C7-alpha(I,J,K2)*A7)
        Do 8 J=1,N2 !Граничное условие на боковой поверхности трубы - по коорд. r
        DO 8 K2=1,N9
      8 y(N1,J,K2)=кара5*y(N13,J,K2)+mu5
      Do 37 J=1,N2
        DO 37 K2=1,N9
      Do 37 I=N13,1,-1 !Обратная прогонка по r по всем z, phi
      y(I,J,K2)=alpha(I+1,J,K2)*y(I+1,J,K2)+beta(I+1,J,K2)
37 IF(Y(I,J,K2).LT.T0) Y(I,J,K2)=T0
      DO 91 I=1,N1
      DO 91 K2=1,N9
91 Y(I,N2,K2)=Y(I,N10,K2)
      DO 92 K2=1,N9
      DO 92 I=1,N1
92 y(I,1,K2)=y(I,2,K2)
      DO 93 J=1,N2
      DO 93 K2=1,N9
93 Y(1,J,K2)=Y(2,J,K2)
      DO 94 I=1,N1 !Цикл по координате r
      DO 94 K2=1,N9 !Цикл по координате z
      alpha(I,2,K2)=1. !Граничные условия по координате phi в начале квадранта
      beta(I,2,K2)=0.
94 continue
      Do 95 I=1,N1
      Do 95 J=1,N2
        DO 95 K2=1,N9
      cp2(I,J,K2)=cp*rop
      IF(Y(I,J,K2).GE.TF1) cp2(I,J,K2)=cp*ROP+LP2
      IF(Y3(I,J,K2).GE.TF1) J2(I,J)=K2
95 CONTINUE
      Do 96 I=1,N1
      Do 96 J=1,N2
        DO 96 K2=1,N9
      IF(K2.LT.J2(I,J)) cp2(I,J,K2)=cp*ROP
96 CONTINUE
      Do 97 I=2,N13 !Цикл по координате r
        DO 97 K2=2,N6 !Цикл по координате z
      Do 97 J=2,N10 !Прямая прогонка по phi
      R3=R(I)-0.5*L1
      R4=R(I)+0.5*L1
      A7=Tau*lamdap*R3/(R(I)*cp2(I,J,K2)*L8) !Прогоночный коэффициент по r

```

```

B7=Tau*lamdap*R4/(R(I)*cp2(I,J,K2)*L8) !Прогоночный коэффициент по r
C7=1-A7-B7 !Прогоночный коэффициент по координате r
A=Tau*lamdap/(cp2(I,J,K2)*L9) !Прогоночный коэффициент по координате z
B=Tau*lamdap/(cp2(I,J,K2)*L9) !Прогоночный коэффициент по координате z
C=-A-B !Прогоночный коэффициент по координате z
A8=TAU*lamdap/(R(I)*R(I)*cp2(I,J,K2)*L4) !Прогоночный коэффициент по phi
B8=TAU*kp/(R(I)*R(I)*cp2(I,J,K2)*L4) !Прогоночный коэффициент по phi
C8=1+A8+B8 !Прогоночный коэффициент по координате phi
F=C*y3(I,J,K2)+B*y3(I,J,K2+1)+A*y3(I,J,K2-1)+C7*Y(I,J,K2)+
*B7*Y(I+1,J,K2)+A7*Y(I-1,J,K2)+Tau*Q(I,J,K2)/cp2(I,J,K2)
alpha(I,J+1,K2)=B8/(C8-alpha(I,J,K2)*A8)
97 beta(I,J+1,K2)=(A8*beta(I,J,K2)+F)/(C8-alpha(I,J,K2)*A8)
Do 98 I=1,N1 !Граничное условие по координате phi в конце квадранта
DO 98 K2=1,N9
98 y2(I,N2,K2)=BETA(I,N2,K2)/(1-ALPHA(I,N2,K2))
Do 99 I=1,N1
DO 99 K2=1,N9
Do 99 J=N10,1,-1 !Обратная прогонка по phi
y2(I,J,K2)=alpha(I,J+1,K2)*y2(I,J+1,K2)+beta(I,J+1,K2)
99 IF(Y2(I,J,K2),LT.T0) Y2(I,J,K2)=T0
DO 100 I=1,N1
DO 100 K2=1,N9
100 Y2(I,N2,K2)=Y2(I,N10,K2)
DO 101 K2=1,N9
DO 101 I=1,N1
101 y2(I,1,K2)=y2(I,2,K2)
DO 102 J=1,N2
DO 102 K2=1,N9
102 Y2(1,J,K2)=Y2(2,J,K2)
Do 48 I=1,N1 !Цикл по координате r
DO 48 J=1,N2 !Цикл по координате z
alpha(I,J,2)=lamdap/(lamdap+L3*kapal) !Граничное условие на ближнем торце
beta(I,J,2)=L3*kapal*T0/(lamdap+L3*kapal) !трубы - по координате z
48 continue
Do 65 I=1,N1
Do 65 J=1,N2
DO 65 K2=1,N9
cp2(I,J,K2)=cp*rop
IF(Y2(I,J,K2).GE.TF1) cp2(I,J,K2)=cp*ROP+LP2
IF(Y2(I,J,K2).GT.TF2) J2(I,J)=K2
65 CONTINUE
Do 16 I=1,N1
Do 16 J=1,N2
DO 16 K2=1,N9
IF(K2.LT.J2(I,J)) cp2(I,J,K2)=cp*ROP
16 CONTINUE
Do 58 I=2,N13
Do 58 J=2,N10
Do 58 K2=2,N6 !Прямая прогонка по z
R3=R(I)-0.5*L1
R4=R(I)+0.5*L1
B=Tau*lamdap/(L9*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по координате z
A=Tau*lamdap/(L9*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по координате z
C=1+A+B !Прогоночный коэффициент по координате z
A7=Tau*lamdap*R3/(R(I)*L8*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по r
B7=Tau*lamdap*R4/(R(I)*L8*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по r
C7=-A7-B7 !Прогоночный коэффициент по координате r
A8=TAU*lamdap/(R(I)*R(I)*L4*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по phi
B8=TAU*lamdap/(R(I)*R(I)*L4*cp2(I,J,K2)) !Прогоночный коэффициент по phi
C8=1-A8-B8 !Прогоночный коэффициент по координате phi
F=C7*y(I,J,K2)+B7*y(I+1,J,K2)+A7*y(I-1,J,K2)+C8*Y2(I,J,K2)+
*B8*Y2(I,J+1,K2)+A8*Y2(I,J-1,K2)+Tau*Q(I,J,K2)/cp2(I,J,K2)
alpha(I,J,K2+1)=B/(C-alpha(I,J,K2)*A)

```

```

58 beta(I,J,K2+1)=(A*beta(I,J,K2)+F)/(C-alpha(I,J,K2)*A)
    Do 59 I=1,N1 !Граничное условие на дальнем торце трубы - по координате z
    Do 59 J=1,N2
59 y3(I,J,N9)=BETA(I,J,N9)/(1-ALPHA(I,J,N9))
    Do 60 I=1,N1
    Do 60 J=1,N2
    Do 60 K2=N6,1,-1 !Обратная прогонка по z
    y3(I,J,K2)=alpha(I,J,K2+1)*y3(I,J,K2+1)+beta(I,J,K2+1)
60 IF(Y3(I,J,K2).LT.T0) Y3(I,J,K2)=T0
    DO 103 I=1,N1
    DO 103 K2=1,N9
103 Y3(I,N2,K2)=Y3(I,N10,K2)
    DO 104 K2=1,N9
    DO 104 I=1,N1
104 y3(I,1,K2)=y3(I,2,K2)
    DO 105 J=1,N2
    DO 105 K2=1,N9
105 Y3(1,J,K2)=Y3(2,J,K2)
    N12=N11+1
    IF(Y3(N13,1,N12).GT.TF2) N11=N12
    IF(MOD(T,N4).NE.0) GO TO 61
    Write (8,230)
230 FORMAT (1X,'время нагрева в минутах')
    Print 27, T*Tau1/60
    Write (8,28) T*Tau1/60,N7,Z0,N11
    Write (9,28) T*Tau1/60,N7,Z0,N11
    print 231, T
231 FORMAT('T=',I6)
    Write (8,232)
232 FORMAT (1X,'температура')

    Do 50 I=N13,N1
    Do 50 J=1,1
    Write (8,'(5x,1HR,10X,3Hphi,10X,1HZ,10x,1HT)')
    Write (8,28) (R(I)*100,phi(J),Z(K2),Y3(I,J,K2),K2=1,N9)
50 continue

c   Do 50 J=1,N2
c       Do 50 K2=1,N9
c       Write (8,'(5x,3Hphi,10X,1Hz,10X,1HR,10x,1HT,10x,3Hcp2)')
c       Write (8,31) (phi(J),Z(K2),R(I)*100,Y3(I,J,K2),cp2(I,J,K2),I=1,N1)
c 50 continue
c   Do 51 K2=1,N9
c   Do 51 J=1,N2
c   WRITE(8,'(5X,1HZ,10X,1Hy,10x,1Hx,10X,1HT,10x,3Hcp2)')
c   write (8,31) (Z(K2),R(I)*sin(phi(J)),R(I)*cos(phi(J)),Y3(I,J,K2),
c   *cp2(I,J,K2),I=1,N1)
c 51 continue
61 IF(T.GE.N3) GO TO 30
    IF(MOD(forcounter,100.).NE.0) GO TO 1002
    print 27,forcounter
1002 forcounter=forcounter+1.
    T=T+1
    GO TO 46

30 continue
27 Format(2G12.4) !Формат выдачи температуры
26 Format(3G12.4) !Формат выдачи напряженностей поля
28 Format(4G12.4) !Формат выдачи напряженностей поля
31 Format(5G12.4) !Формат выдачи температуры
    close(8)
    close(9)
    STOP 'все нормально'
    END

```

C-----

```

SUBROUTINE BSJY0(BJR,BJI,BYR,BYI,RO,FI,L,IER) !Стандартная программа для
с вычисления функции Бесселя 0-го порядка в заданной точке
DIMENSION BR(0:20),COEF(0:20),COEF1(0:20) !Массивы
IER=0
PI=3.1415926
L=0
BJR=0.
BJI=0.
IF(RO.LE.0) GO TO 25
IF(FI.GT.PI) FI=FI-2*PI
IF(FI.GT.PI) IER=2
IF((FI+PI).LT.0) FI=FI+2*PI
IF((FI+PI).LT.0) IER=2
BR(0)=1
DO K=1,19
BR(K)=-((RO/(2*K))**2)*BR(K-1)
END DO
DO K=0,19
BJR=BJR+BR(K)*COS(2*K*FI)
BJI=BJI+BR(K)*SIN(2*K*FI)
END DO
IF(L.NE.0) GO TO 333
GAMMA=0.5772157
COEF(1)=1
DO K=2,19
COEF(K)=COEF(K-1)+1./K
END DO
COEF1(1)=RO*RO/4.
DO K=2,19
COEF1(K)=-((RO/(2*K))**2)*COEF1(K-1)
END DO
SUMYR=0.
SUMYI=0.
DO K=1,19
SUMYR=SUMYR+COEF1(K)*COEF(K)*COS(2*K*FI)
SUMYI=SUMYI+COEF1(K)*COEF(K)*SIN(2*K*FI)
END DO
BYR=(2/PI)*((GAMMA+LOG(RO/2))*BJR-FI*BJI+SUMYR)
BYI=(2/PI)*(FI*BJR+(GAMMA+LOG(RO/2))*BJI+SUMYI)
GO TO 333
25 IER=1
IF (RO.LT.0) THEN
write (8,71)
71 FORMAT ('RO<0, а должно быть больше нуля!')
ELSE
BJR=0
BJI=0
END IF
333 RETURN
END

```

C-----

```

SUBROUTINE BSJY1(BJR,BJI,BYR,BYI,RO,FI,L,IER) !Стандартная программа для
с вычисления функции Бесселя 1-го порядка в заданной точке
DIMENSION COEF1(0:20),COEF2(0:20),COEF(0:20) !Массивы
PI=3.1415926
GAMMA=0.5772157
L=0

```

```

IER=0
BJR=0.
BJI=0.
IF(RO.LE.0) GO TO 15
IF(FI.GT.PI) FI=FI-2*PI
IF(FI.GT.PI) IER=2
IF((FI+PI).LT.0) FI=FI+2*PI
IF((FI+PI).LT.0) IER=2
COEF1(0)=RO/2
DO K=1,19
COEF1(K)=-((RO*RO/4)*COEF1(K-1))/(K*(K+1))
END DO
DO K=0,19
BJR=BJR+COEF1(K)*COS((2*K+1)*FI)
BJI=BJI+COEF1(K)*SIN((2*K+1)*FI)
END DO
IF(L.NE.0) GO TO 444
COEF(1)=1
DO K=2,19
COEF(K)=COEF(K-1)+1./K
END DO
COEF2(0)=1
DO K=1,19
COEF2(K)=2*COEF(K)+1./(K+1)
END DO
SUMYR=0.
SUMYI=0.
DO K=0,19
SUMYR=SUMYR+COEF1(K)*COEF2(K)*COS((2*K+1)*FI)
SUMYI=SUMYI+COEF1(K)*COEF2(K)*SIN((2*K+1)*FI)
END DO
BYR=(2*((GAMMA+LOG(RO/2))*BJR-FI*BJI-COS(FI)/RO)-SUMYR)/PI
BYI=(2*(FI*BJR+(GAMMA+LOG(RO/2))*BJI+SIN(FI)/RO)-SUMYI)/PI
GO TO 444
15 IER=1
IF(RO.LT.0) THEN
write (8,10)
10 format('RO<0, а должно быть больше нуля!')
ELSE
BJR=0.
BJI=0.
END IF
444 RETURN
END

```