

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ»

На правах рукописи



ГАЯЗОВ МАРАТ САЛЬМАНОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ТЕПЛОВОЙ МЕТКИ НА МОДЕЛИ
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К
ТЕХНОЛОГИИ АКТИВНОЙ ТЕРМОМЕТРИИ**

Специальности 1.3.14. Теплофизика и теоретическая теплотехника

1.6.9. Геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:

Академик АН РБ, доктор технических
наук, профессор
Валиуллин Р.А.

УФА - 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. РАЗРАБОТКА ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СТЕНДА ДЛЯ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ В ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ	12
1.1. Конфигурация разработанных и модернизированных гидродинамических стендов, и область их исследования.....	14
1.1.1. Конфигурация гидродинамического стенда №1	14
1.1.2. Конфигурация гидродинамического стенда №2	17
1.1.3. Конфигурация гидродинамического стенда №3	20
1.1.4. Конфигурация гидродинамического стенда №4	22
1.1.5. Конфигурация гидродинамического стенда №5	26
1.1.6. Конфигурация гидродинамического стенда №6	28
Выводы по главе 1.....	33
ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ СОЗДАНИЯ И РЕГИСТРАЦИИ ТЕПЛОВОЙ МЕТКИ	35
2.1. Создание температурной метки при помощи ТЭН	37
2.2. Радиальный разогрев стальной трубы при создании температурной метки.....	38
2.3. Использование скважинного индукционного нагревателя для создания тепловой метки.....	40
2.4. Анализ формирования тепловых меток.....	46
Выводы по главе 2.....	55
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РАСХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВОЙ МЕТКИ	57
3.1. Алгоритм обработки регистрируемых данных.....	57
3.2. Эволюция температурной метки во времени.....	59
3.3. Распределение локальных скоростей в сечении потока	64
3.4. Исследование влияния времени работы нагревательного элемента.	69

3.5. Критерии определения времени прохода температурной метки между сечениями.....	72
3.6. Экспериментальные исследования работоспособности МТМ в условиях двухфазного потока	76
Выводы по главе 3.....	80
ГЛАВА 4. ПУТИ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА	
ТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕТОК В СКВАЖИННОЙ ГЕОФИЗИКЕ	82
4.1 Исследование использования индуктора для создания тепловой метки на экспериментальной установке	82
4.2 Сравнение результатов стендовых испытания при индукционном нагреве трубы с аналитической моделью динамики температуры потока во времени.....	91
4.3 Определение расхода флюида в стволе добывающей скважины	93
4.4 Определение расхода флюида в стволе нагнетательной скважины	101
4.5 Определение расхода флюида в стволе горизонтальной скважины.....	103
4.6. Промысловые исследования при оценке дебита и приемистости скважины.....	108
Выводы по главе 4.....	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ.....	114
Приложение А. Акт использования результатов диссертационной работы.	127

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день основные месторождения нефти и газа России находятся на поздней стадии разработки. В этой связи многие нефтяные компании вводят в эксплуатацию скважины из старого фонда, а также используют новые методы разработки месторождения, в частности, с применением технологий бурения горизонтальных стволов скважин, позволяющих значительно увеличить объем вовлеченных в разработку запасов углеводородов.

Если в 1970-1980-е годы горизонтальные скважины (ГС) были достаточными редкими ввиду объективных возможностей техники и технологий, то сейчас они занимают существенную долю в общем объеме бурения. Об этом наглядно свидетельствует статистика. В 2010-2011 годах в России наметился динамичный положительный тренд в развитии горизонтального бурения. В течение 2019-2020 годов темпы годового роста общероссийского объема горизонтального бурения выросли на 19% в 2019 году и на 22% в 2020 году по сравнению с предыдущим годом. В настоящее время нефтяные компании уделяют горизонтальному бурению все большее влияние, его объемы занимают более трети от общей длины проходки скважин. Например, в компании ЛУКОЙЛ в общем объеме бурения горизонтальные скважины составляют 35 %, «Роснефть» – 36,9 %, «Газпром нефть» – 71 %, «Башнефть» – 76 %, «РуссНефть» – 89,7 % от общего объема проходки.

В связи с интенсивным ростом фонда ГС возникла острая необходимость в разработке, обновлении и модернизации методов исследования и создании специализированной скважинной аппаратуры при промыслово-геофизических исследованиях скважин (ПГИС). Одна из актуальных задач современной промысловой геофизики в действующих горизонтальных скважинах – определение фазовых расходов с оценкой поинтервального дебита, что особенно важно при разработке многопластовых

систем или же горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Применительно к скважинам с МГРП важной задачей является определение мест поступления жидкости в ствол скважины и порты ГРП, оценка расхода и состава притекающего флюида.

В настоящее время для измерения расхода жидкости в скважинной геофизике традиционно используют механические расходомеры. К сожалению, метод имеет существенные ограничения, особенно в условиях многофазного потока. Скорость вращения чувствительного элемента расходомера (турбинки) зависит от состава флюида, а расслоение фаз в наклонной или горизонтальной скважине добавляет неопределенность за счет ее неконтролируемого положения относительно границ раздела фаз.

Вопрос частично решается за счет применения распределенных механических расходомеров, обеспечивающих послойное измерение локальной скорости потока в действующих горизонтальных скважинах в комплексе с датчиками состава. Однако в условиях обводнения продукции и малых скоростей потока данная аппаратура малоэффективна вследствие наличия порога чувствительности (страгивания), высокого риска загрязнений механическими примесями, обуславливающих низкую информативность метода. Известен также метод термоанемометрии, основанный на принципе охлаждения искусственно нагреваемого температурного датчика за счет набегающего потока жидкости. Однако данный метод также чувствителен к составу флюида и не позволяет количественно определять расход потока в условиях многофазного течения.

Помимо перечисленных методов измерения скорости потока, в скважинной геофизике есть примеры применения метода меченой жидкости, в рамках которого в потоке формируется контрастная по физическим свойствам метка и прослеживается её движение по стволу скважины. При этом метка (химическая, оптическая или электрическая) формируется путем впрыска порции контрастной жидкости или проводится активация изотопов за счет импульсного генератора нейтронов.

В последнее время в скважинной геофизике находит применение метод активной термометрии, основанный на создании в потоке жидкости, движущейся в стволе скважины, тепловой (температурной) метки за счет работы индукционного нагревателя, выделяющего тепловую энергию в металле эксплуатационной колонны. Работу по данному направлению ведет кафедра геофизики Уфимского университета науки и технологии. Результаты скважинных и стендовых испытаний показали высокую эффективность метода при решении ряда задач, связанных с контролем технического состояния скважин, и продемонстрировали возможность оценки расхода в условиях низкодебитных вертикальных скважин, что показывает актуальность данного направления.

Степень разработанности темы исследования. На сегодняшний день изучению различных термогидродинамических аспектов многофазных течений посвящены труды большого числа отечественных и зарубежных авторов.

Применительно к моделированию тепловых процессов при движении одно- и многофазного потока в стволе скважины следует отметить работы следующих исследователей: Кутателадзе С.С., Брусиловский А.И., Розенберг М.Д., Чарный И.А., Лежнин С.И., Нигматуллин Р.И., Чекалюк Э.Б., Теслюк Е.В., Золотарев П.П., Хасанов М.М., Булгакова Г.Т., Костерин А.В., Саламатин А.Н., Федоров К.М., Шабаров А.Б., Филиппов А.И., Wallis G.B., Taitel Y., Ducker A.E., Aziz K., Hasan A.R., Kabir C.S., Ramey Jr., Shoham O. и ряда других авторов. Авторами исследованы особенности формирования температурного поля при неизотермическом одно- и многофазном течении жидкости в стволе скважины с учетом участков притока жидкости из пласта, термодинамических эффектов, фазовых переходов, однако на сегодняшний день недостаточно изучены процессы теплообмена, связанные с работой искусственных тепловых источников в скважине, в частности, при индукционном нагреве.

Большой вклад в изучение вопросов измерения параметров потока в горизонтальных скважинах (ГС) внесли сотрудники кафедры геофизики УУНиТ: Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, А.Ш. Рамазанов, Р.Ф. Шарафутдинов, А.Р. Яруллин и другие. Разработана технология активной термометрии, базирующаяся на использовании генератора тепловых меток. Однако большинство исследований были выполнены преимущественно для вертикальных скважин. А возможность применения активной термометрии для оценки расхода жидкости в горизонтальных скважинах практически не исследованы.

Целью диссертационной работы является научное обоснование и экспериментальное подтверждение возможности использования тепловой метки, в том числе созданной индукционным воздействием, для оценки расхода жидкости в горизонтальных скважинах.

Основные задачи, решаемые в диссертационной работе:

1. Разработка и изготовление термогидродинамического стенда, моделирующего горизонтальную скважину, обеспечивающего контролируемую циркуляцию многофазного потока в широком диапазоне скоростей при изменяющемся угле наклона трубы.
2. Обеспечение оптимальных параметров индукционного воздействия для создания регистрируемой тепловой аномалии на стенде.
3. Разработка системы регистрации и экспериментальное изучение особенностей движения и расформирования тепловой метки при различных параметрах нагревателя, различном наклоне потока относительно горизонтали, различном фазовом составе потока жидкости.
4. Изучение возможности оценки расходных параметров при многофазных потоках на основе использования тепловой метки.
5. Проведение стендовых испытаний активной термометрии с целью разработки рекомендаций для применения результатов диссертационной работы на практике.

Методы решения поставленных задач. Поставленные задачи решались путем экспериментальных исследований с учетом термодинамических процессов, происходящих в многофазных потоках. Проведен анализ и обобщение существующих методов измерения фазовых скоростей и расходных параметров одно- и многофазного потока в скважинной геофизике. Физическое моделирование неизотермического потока выполнено на сертифицированных термогидродинамических стендах, исследовано формирование и эволюция температурной метки в условиях ламинарного потока. Обработка и анализ результатов экспериментальных исследований выполнены на базе современных технических средств и эталонированных средств измерения.

Степень достоверности. Достоверность результатов диссертационной работы обеспечена обобщением и анализом результатов отечественных и зарубежных разработок и исследований, использованием сертифицированных термогидродинамических стендов (№ 098-05/17 и № 065-10/23), эталонированных средств измерения, достаточным объемом экспериментальных исследований и повторяемостью результатов, сопоставлением их с теоретическими данными.

Научная новизна:

1. Разработана экспериментальная установка с источниками тепла для изучения неизотермических многофазных потоков применительно к горизонтальным скважинам.
2. Выявлены закономерности эволюции тепловой метки в двухфазном потоке жидкости для различных углов наклона ствола скважины.
3. Разработан алгоритм расчета фазовых скоростей и расходов в двухфазном потоке по анализу движения тепловой метки.
4. Предложена методика использования тепловых меток в технологии активной термометрии с кратковременным индукционным нагревом стальной колонны.

Теоретическая и практическая значимость исследования.

Теоретическая значимость работы заключается в установлении закономерностей искусственного теплового поля в одно - и двухфазном потоке жидкости, сформированном кратковременным действием различных источников тепла. Изучено влияние параметров проточного и индукционного нагревателя (мощности, длительности и количества циклов нагрева), расхода, угла наклона, фазового состава и влияние свободной конвекции на эволюцию тепловой метки в потоке.

Практическая значимость работы заключается в разработке методики и алгоритмов определения расходных параметров одно - и двухфазного потоке по анализу эволюции тепловой метки создаваемой источниками тепла. Разработанная экспериментальная установка может быть использована для учебных целей и дальнейшего исследования неизоотермических многофазных потоков.

Основные положения и результаты, выносимые на защиту:

1. Экспериментальная установка в виде системы стальных труб разного диаметра с изменяющимся наклоном позволяет воспроизводить тепловые метки и изучать закономерности течения многофазных неизоотермических газожидкостных потоков в добывающих скважинах.

2. Исследования эволюции тепловой метки, сформированной различными типами воздействия, включая индукционный скважинный нагреватель позволяют определить скорость потока жидкости в стволе скважины.

3. Методика измерения расхода одно- и двухфазного потоков жидкости методом “тепловых меток” в условиях горизонтального, восходящего и нисходящего потоков, учитывающая закономерности естественной тепловой конвекции.

Личный вклад автора. Постановка задачи осуществлена автором совместно с научным руководителем д.т.н. Валиуллиным Р.А. Основная часть работы выполнена автором самостоятельно. Им созданы экспериментальные стенды, настроены и адаптированы измерительные приборы к условиям

эксперимента, проведены экспериментальные работы, выполнена обработка и анализ полученных данных, совместно подготовлены публикации в научно-технических журналах и патентах. Консультантом по геофизическим исследованиям горизонтальных скважин был к.ф.-м.н. Яруллин Р.К.

Апробация работы

Апробация основных результатов работы докладывались на российских и международных конференциях и научных школах:

- Десятая молодежная научно-практическая конференция «Разведочная и промысловая геофизика: проблемы и пути их решения», Уфа, 2015.
- XXI Научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний», Уфа, 2015.
- Международная научно-практическая конференция «Тенденции и инновации современной науки» (Trends and innovation of modern science), Прага, 2015г.
- Ежегодная научно-практическая конференция, посвященная Дню геолога, БашГУ, Уфа, 2016.
- XXII Научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний», Уфа, 2016.
- II международная научно-практическая конференция «Горизонтальные скважины 2017. Проблемы и перспективы», Казань, 2017
- Одиннадцатая молодежная научно-практическая конференция «Разведочная и промысловая геофизика: проблемы и пути их решения», Уфа, 2016.
- 71-я Международная молодежная научная конференция "Нефть и газ – 2017".

- XXIII Научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний», Уфа, 2017.
- Международный конкурс акселерат инновационных бизнес идей в нефтегазовой сфере «Petro quantum», Уфа, 2017.
- Investigation of temperature field in horizontal wells with heat source. Society of petroleum engineers - SPE RUSSIAN 2018
- Российская отраслевая энергетическая конференция, Москва, 2023.

Публикации. Результаты выполненных исследований отражены в 14 научных работах, в том числе опубликованных российских рецензируемых научных журналах (перечень ВАК) – 4, в научных изданиях, индексируемых базами Scopus и/или Web of Science – 2, патент РФ на изобретение – 1 шт., патент РФ на полезную модель – 1 шт.

ГЛАВА 1. РАЗРАБОТКА ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СТЕНДА ДЛЯ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ В ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Решение практических задач промысловой геофизики в действующих скважинах сводится к изучению физики потоков дистанционными методами с применением комплексной скважинной аппаратуры [1,2,3], оснащенной различными датчиками [4,5]. При этом достоверность решения задачи во многом зависит от того, насколько корректно будут проведены измерения физических параметров потока и какова точность решения обратной задачи – воссоздание структуры и параметров потока по реакции датчиков [6]. Сложность ситуации в скважинной геофизике усугубляется наличием в потоке нескольких фаз: нефть, вода, газ и их смеси в различном соотношении [7]. Причем, параметры каждого из флюидов существенно зависят от геолого-промысловых условий месторождения, давления, температуры, конструкции и режима эксплуатации скважины [8]. В сложившейся ситуации значительное место в изучении физики многофазного потока занимает прямое физическое моделирование на специальных гидродинамических стендах, воспроизводящих частично или полностью реальные скважинные условия [9].

В мировой практике изучения физики потоков важное место занимает натурное физическое моделирование, наравне с методами математического моделирования. Причем, как правило, математические модели корректируются с учетом физического эксперимента [10].

На сегодняшний день известно множество термогидродинамических, гидродинамических стендов и установок. Каждая из них решает определенный спектр поставленных задач, в связи с чем к ним предъявляются индивидуальные требования. Многообразие экспериментальных установок обусловлено важностью максимально приближенного к реальным условиям физического моделирования и исследования протекающих процессов при движении жидкости и/или газа в скважине. Стоит отдельно отметить, что

зачастую, математические модели корректируются с учетом физического эксперимента. Обзор доступной литературы и других открытых источников информации демонстрирует широкое применение таких установок в России, Англии, Франции, Норвегии, США и Китае [11-18].

Вот только некоторые из них:

1. Многофазный стенд компании Schlumberger расположенный в Кембриджском университете в Англии;
2. Установка инженерно-технической компании CNPC в городе Пекин (Китай);
3. Лаборатория многофазных потоков SINTEF в г. Тронхейм (Норвегия), которая была создана еще 1982 году, после чего многократно модернизировалась;
4. Установка на базе федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» в г. Казань (Россия);
5. Стенд ООО Центра метрологических исследований «Урал-Гео» для автоматизированной калибровки скважинных расходомеров в г. Уфа (Россия) [37-45].

Анализ конструкций и функциональных возможностей действующих гидродинамических стендов и опыт исследовательских работ, проведенных на гидродинамическом стенде бывшего Башкирского государственного университета [19-27], и развитие метода активной термометрии при промысловых скважинных исследованиях показал необходимость дальнейших разработок в области стендостроения. Что влечёт за собой обеспечение дополнительных функций по физическому моделированию температурных полей, внедрение более точных систем измерения и большую автоматизацию в системе работы стенда, комплексирование возможности исследования горизонтального и наклонного потока жидкости и/или газа в единой системе регистрации.

Для решения основных поставленных задач в стенах кафедры геофизики Уфимского университета науки и технологии были разработаны, сконструированы и модернизированы в разный период времени шесть установок по изучению неизотермических потоков. Первые из них были простейшими и служили для экспериментального подтверждения принципиальной применимости метода активной термометрии при определении скорости потока жидкости с выходом на общий дебит.

1.1. Конфигурация разработанных и модернизированных гидродинамических стендов, и область их исследования

1.1.1. Конфигурация гидродинамического стенда №1

Рабочая часть гидродинамического стенда №1 была собрана из двух стальных труб со внутренним диаметром 28 мм. (рис.1.1). Главной отличительной особенностью данной модели – возможность проведения экспериментов для условий вертикального, наклонного и горизонтального потоков «вниз» и «вверх». Главным недостатком является точечное отслеживание эволюции температурной метки и малый диаметр трубопровода. В конструкции действующих скважин практически не встречаются элементы с диаметром 28 мм. и длиной 155 см.

Основной задачей данной экспериментальной установки было:

1. Изучить характер движения температурной метки.
2. Исследовать влияние естественной конвекции на скорость всплытия (погружения) тепловой метки.
3. Доказать принципиальную возможность разогрева рабочей жидкости путем нагрева непосредственно стальной колонны.



Рис. 1.1 Сборка рабочей часть стенда из стальных труб

Нагреватель, изготовленный из нихромовой нити, был жёстко зафиксирован на внешней поверхности трубы с помощью фтороплатового уплотнительного материала (ФУМ) и теплоизолирован для снижения тепловых потерь в окружающую среду. (рис. 1.2). Электрическое сопротивление нагревателя при $T_k=25\text{ }^{\circ}\text{C}$ составило 8.0 Ом при длине 54 мм.



Рис. 1.2. Нагревательный элемент

Для исследования влияния угла наклона трубы на результат формирования неизотермических потоков в режиме восходящего потока,

исследования проводились в вертикальном положении и под наклоном. Были проведены исследования и при обратном потоке, когда нагреватель располагался сверху и закачка велась сверху вниз, что моделирует нагнетательную скважину.

Термопары были вмонтированы в трубу модели скважины таким образом, чтобы была возможность регистрации данных как по центру трубы, так и по ее краям (рис. 1.3). Данное условие необходимо для изучения влияния естественной тепловой конвекции, которая искажает истинные значения движения потока.

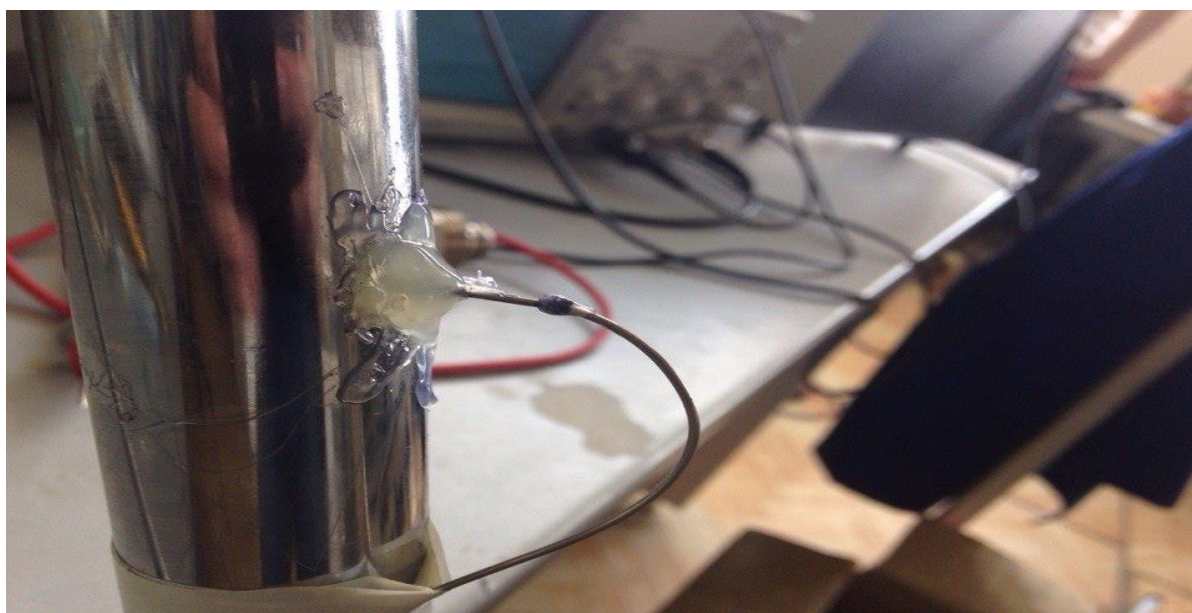


Рис. 1.3. Расположение термопар

Для большей достоверности результатов была проведена серия экспериментов, где в качестве рабочей жидкости была использована техническая вода (таблица №1.1) со следующими характеристиками:

1. Плотность $\rho=1015 \text{ кг/м}^3$
2. Динамическая вязкость $\mu = 1\text{сПз} (0,001 \text{ Па}\cdot\text{с})$

Эксперименты проводились для разных значений средней скорости потока (дебита) и при разном положении рабочей части стенда.

Объем выполненных экспериментов в ходе работы

№	Положение	Скорость по расходу (см/с)	Количество экспериментов	Re
1	Под наклоном (30°)	0,8 – 2,21	27	1200-3310
2	Вертикально (поток вверх)	0,51 – 2,57	18	570-3860
3	Вертикально (поток вниз)	0,59 – 3,36	18	890-5040
Итого:	-	-	63	

1.1.2. Конфигурация гидродинамического стенда №2

Экспериментальная модель №2 была выполнена из трубы из оргстекла (оргстекло обеспечивает возможность визуального наблюдения движения флюида по длине рабочей части стенда), с внутренним диаметром 100 мм и длиной более 3 м (рис. 1.4). Диаметр в 100 мм. соответствует диаметру «хвостовика» горизонтальной скважины. Ввиду недостаточной для стабилизации потока поступающей жидкости длины рабочей части установки после на торце установлен линейризатор потока, который сглаживает турбулентные возмущения на входе. Пространственное положение - горизонтально, с возможность изменения угла наклона всей экспериментальной модели от +3,5° (восходящий поток) до -3,5° (нисходящий поток) от горизонтали. Подачу и отвод флюида обеспечивает система патрубков. Рабочая жидкость (техническая вода) циркулирует по замкнутому контуру, что исключает изменения её физических свойств в ходе проведения эксперимента.

Данная модель была сконструирована и собрана для решения следующих задач:

1. Изучения эффекта термогравитационного расслоения однофазного ламинарного потока.

2. Влияние зоны «застоя» вдоль горизонтального участка стенда.
3. Визуализация движения тепловой метки вдоль стенда
4. Имитация «хвостовика» горизонтальной скважины
5. Исследование степени захвата эффективного сечения температурной аномалии
6. Количественная оценка изменения скорости движения температурной метки вдоль стенда при различных углах наклона.



Рис. 1.4. Внешний вид гидродинамического стенда $d=100\text{мм}$

По длине стенда размещены три группы малоинерционных датчиков температуры диаметром 1 мм на основе термопар к-типа, фирмы «Тесей». Базовое расстояния между группами датчиков составляет 1 м (рис. 1.5)

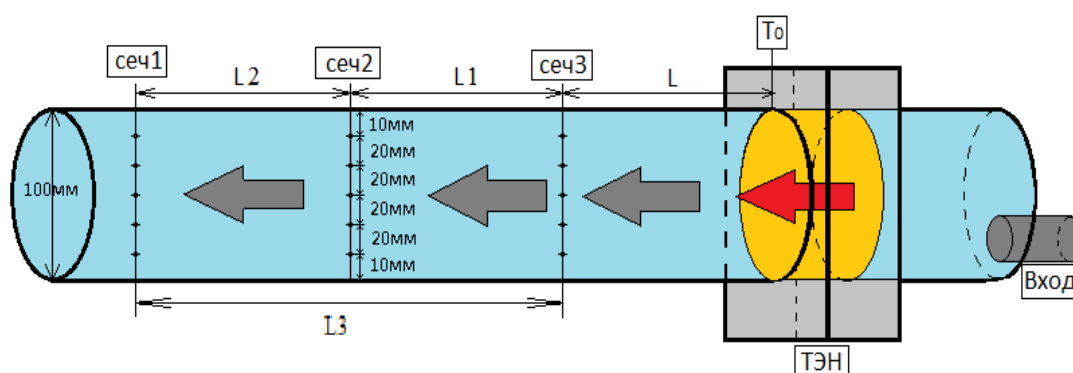


Рис. 1.5. Конфигурация гидродинамического стенда с вертикальными термосканерами. Сеч1, сеч2, сеч3 – места размещения датчиков T ; ТЭН – проточный нагреватель, $L1 = L2 = 1\text{ м}$, $L3 = 2\text{ м}$.

На трех сечениях стенда в нормальной плоскости относительно трубы плоскости размещены группы из 5 датчиков температуры с постоянным шагом 20 мм. Крайние датчики для снижения «краевого эффекта» отнесены от стенок трубы на 10 мм, (рис. 1.6). Такое расположение датчиков позволяет наблюдать и регистрировать на ПК динамику движения температурной метки как по длине стенда, так и наблюдать эффект формирования термогравитационного расслоения потока.

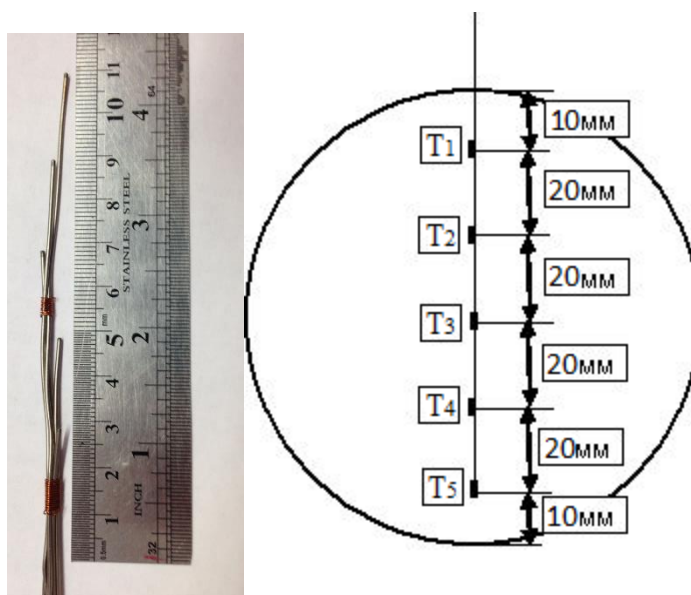


Рис. 1.6. Общий вид и схематичное расположение термодатчиков по вертикальному сечению колонны

В качестве нарушения целостности трубопровода (резкое изменения площади и формы сечения) торцевая часть выполнена в виде куба большей площади поперечного сечения (рис. 1.7).

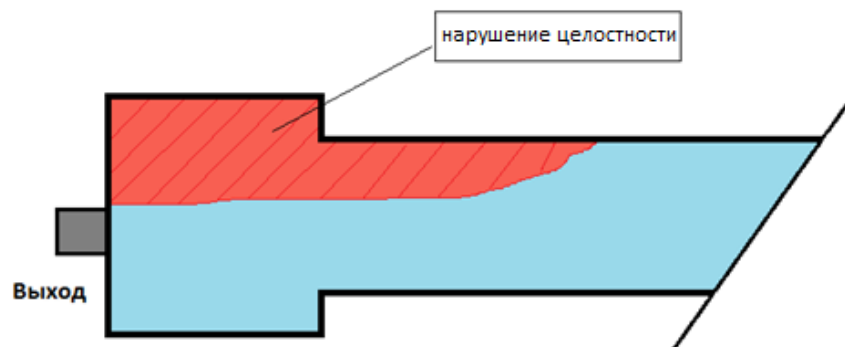


Рис. 1.7. Схематичная иллюстрация нарушения целостности колонны

Объем проведенных работ на гидродинамическом стенде №2 представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Объем выполненных экспериментов в ходе работы, D=100мм.

№	Положение	Задаваемый расход, м ³ /час	Кол-во экспериментов, шт	Re
1	Под наклоном +3,5° (восходящий поток)	0.5 – 1.5	5	1770 - 5300
2	Горизонтально	0.5 – 1.5	5	1770 - 5300
3	Под наклоном -3,5° (нисходящий поток)	0.5 – 1.5	5	1770 - 5300
Итого:	-	-	15	

1.1.3. Конфигурация гидродинамического стенда №3

Для большего приближения лабораторных условий проведения экспериментальных работ к реальным скважинным условиям на базе Технопарка УУНиТ (бывшего БашГУ) был сконструирован и собран гидродинамический стенд из стекла с внутренним диаметром 148-149 мм и длиной до 14 м. В процессе модернизации и включения дополнительных модулей была воплощена в жизнь гидродинамическая установка для исследования неизотермических потоков жидкости.

Подача рабочей жидкости осуществлена при помощи гидравлической развязки и проходит по замкнутому кругу. После поступления жидкости в модель скважины струя жидкости из штуцера разбивается об рассекающий поток и проходит через линейризатора, что исключает наличие локальных струй.

Главной отличительной чертой данной установки является наличие интервала притока рабочей жидкости, выполненный из стальной перфорационной колонны (имитация притока жидкости в скважину из пласта коллектора). Данный интервал имеет больший диаметр – 210 мм, что обеспечивает переход движущего флюида из зоны меньшего живого сечения

в зону большего, что приводит к уменьшению средней скорости потока. Данный участок стенда необходим для оценки вклада от элементов конструкции скважины.

Аналогично с экспериментом на второй модели были работы для условий горизонтального и субгоризонтального ($+1^\circ$ и -1° от вертикали) потоков. По длине стенда размещены три группы малоинерционных датчиков температуры (аналогичные предыдущему стенду). Базовые расстояния между точками регистрации $L_1 = L_3 = 3\text{ м}$, $L_2 = 2.8\text{ м}$ (рис. 1.8.). На каждом сечении в вертикальной плоскости размещены 5 датчиков температуры с постоянным шагом по 30 мм. Крайние датчики для снижения краевых эффектов отнесены от стенок трубы на 15 мм, (рис.1.9.).

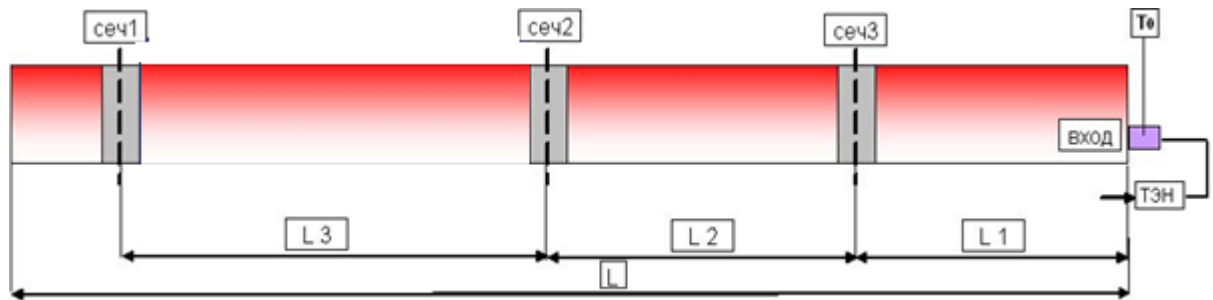


Рис. 1.8. Конфигурация гидродинамического стенда с вертикальными термосканерами. Сеч1, сеч2, сеч3 – места размещения датчиков T ; ТЭН – проточный нагреватель, T_0 – точка контроля входной температуры, $L = 12\text{ м}$, $L_1 = L_3 = 3\text{ м}$, $L_2 = 2.8\text{ м}$.

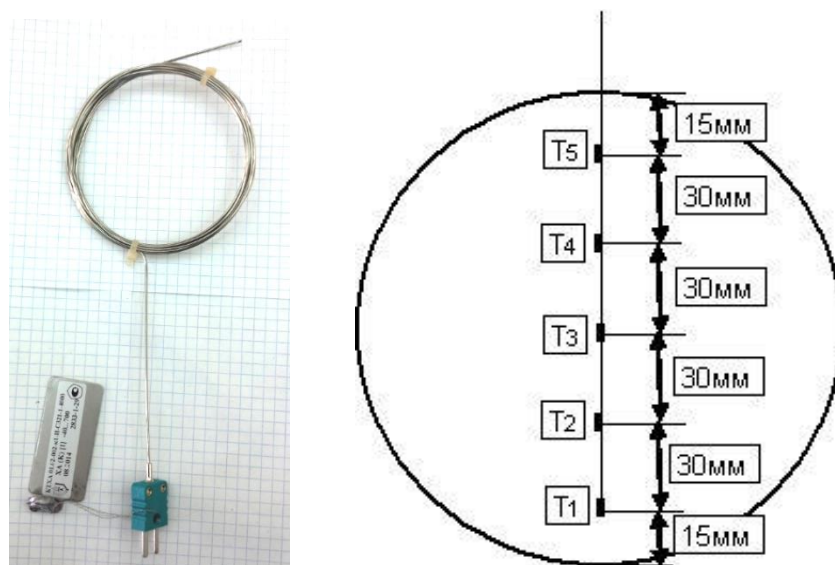


Рис. 1.9 Общий вид и схематичное расположение термопар по вертикальному сечению колонны

Объем выполненных экспериментов в ходе работы. $D=150\text{мм}$.

№	Положение	Задаваемый расход $\text{м}^3/\text{час}$	Кол-во экспериментов	Re
1	Под наклоном $+1^\circ$ (восходящий поток)	0.5 – 1	9	1200-2350
2	Горизонтально	0.5 – 1	9	1200-2350
3	Под наклоном -1° (нисходящий поток)	0.5 – 1	9	1200-2350
Итого:	-	-	27	

1.1.4. Конфигурация гидродинамического стенда №4

Характеристики лабораторного гидродинамического стенда имеют следующий параметры:

1. Внутренний диаметр прозрачной поликарбонатной трубы составляет 94мм;
2. Толщина стенки 3мм;
3. Суммарная длина стенда 1235см, что соответствует требуемому соотношению в минимум 100 диаметров (рис. 1.10.).

Так же имеется интервал локального притока, установленный в середине стенда, длиной 35см.

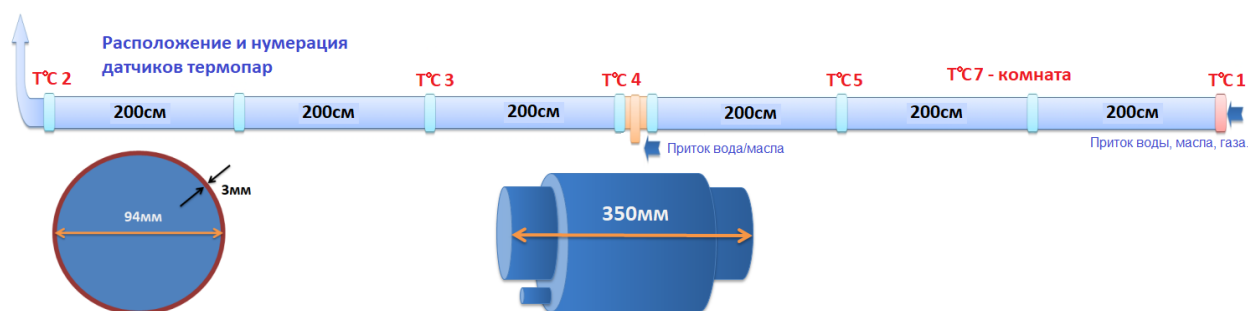


Рис. 1.10. Схематическое иллюстрация стенда с указанием основных размеров

Элементы конструкции стенда изготовлены с возможностью их крепежа на разных высотах, что позволяет смонтировать стенд в строго горизонтальном положении, а также выставить фиксированный угол $+3^\circ$, $+1^\circ$, -1° и -3° по заранее отмеченным крепёжным отверстиям. На рис. 1.11 элементы

крепёжа стенда с ложементом для крепления труб и измерительные приборы. Контроль угла наклона секций и всего стенда целиком производился с помощью электронного нивелира Stabila type 86, обеспечивающим точность $0/90^0 = \pm 0.1^0$, а также с помощью лазерного уровня Bosch PCL10.



Рис. 1.11. Элементы крепёжа стенда с ложементом и измерительный инструмент

При конструировании стенда заложена возможность создания не менее двух точек притока. Одна из точек притока находится в торце стенда, что даёт возможность подавать через неё воду, масло и газ. Для того чтобы исключить вероятность пробивания струй воды и масла вглубь стенда, сразу же после входных патрубков (рис.1.12. А) установлен рассекатель потока (рис.1.12. Б), а для выравнивания его после рассекателя установлен линейризатор потока, представляющий из себя вставку сотовой структуры, длиной 50мм (рис.1.13. В).



Рис. 1.12. Конструкция торцевого входа для подачи воды и газа

Для создания второй точки поступления флюида, понадобилось изготовить интервал локального притока, представленный на рис. 1.13. Интервал притока имеет внутренний проходной диаметр точно такого сечения, как и весь стенд – 94мм, что соответственно никак не влияет на однородность потока, наблюдаемого на стенде. В центральной трубе диаметром 94мм имеются 8 отверстий диаметром 10мм, связывающие её с наружной трубой 143мм, выполняющую роль «затрубного пространства». Наружная труба имеет два торцевых фланца, для крепления её на центральной трубе, с некоторым смещением относительно осевой линии. Это сделано для того, чтобы оставить место для Г-образного штуцера, через который будет подаваться флюид внутрь стенда. Штуцер намеренно сделан такой формы, чтобы обеспечить закручивание флюида внутри «затрубного пространства» и его дальнейшее равномерное распределение по всем восьми отверстиям по периметру центральной трубы.

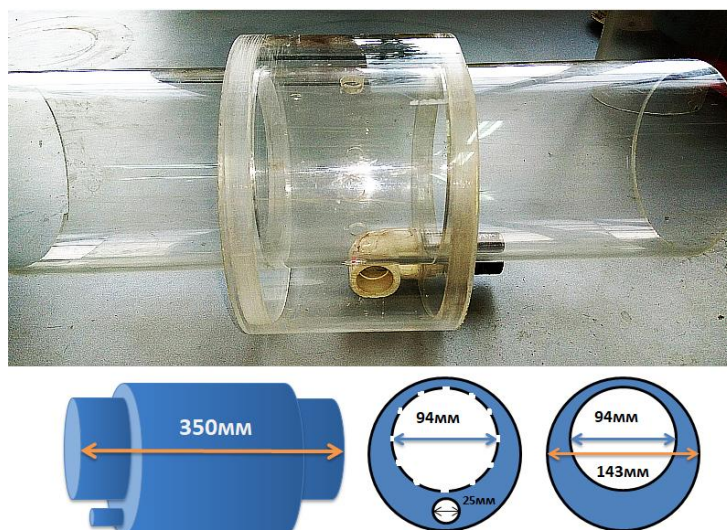


Рис. 1.13. Интервал локального притока

Одна из задач, которую необходимо выполнить на стенде, это контроль границы раздела вода-масло смеси на контрольных сечениях вдоль стенда. Так как используются прозрачные трубы из оргстекла, это не сложно сделать визуально. Для этого были определены контрольные точки для снятия замеров объемной доли 2х фазного флюида. Точки снятия отсчета и расстояния между ними указаны на рисунке 1.14. Для того, чтобы получить точное соотношение флюидов, достаточно измерить длину окружности, занимаемую одной из фаз, затем зная общую длину окружности, можно получить значение площади и соответственно доли каждой из фаз.

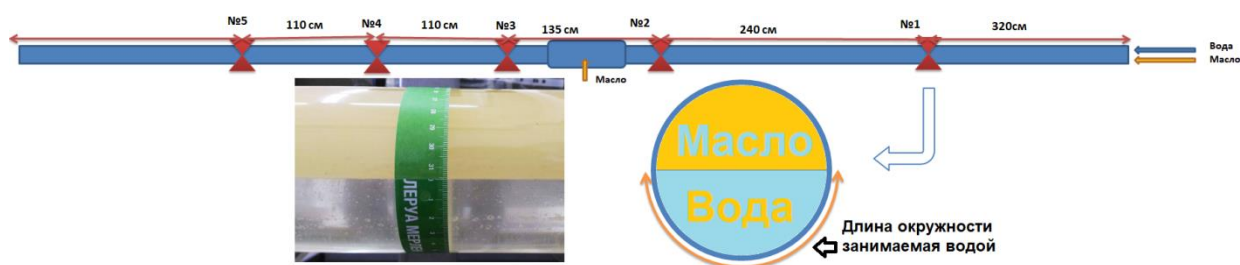


Рис. 1.14. Способ контроля объемного содержания компонентов смеси на контрольных сечениях вдоль стенда

В качестве рабочих флюидов были использованы жидкости со следующими характеристиками. Для пресной воды, характеристики взяты из справочных данных, плотность $\rho=995\text{кг/м}^2$, динамическая вязкость 1сПз. Для получения достоверных характеристик гидравлического масла, были проведены лабораторные измерения его вязкости при различных температурах, результаты представлены в таблице 1.4. Значение плотности измерено при температуре 23.5⁰С. Ввиду малой зависимости плотности масла от температуры в диапазоне от 23,5 °С до 50 °С ρ можно принять за константу.

Учитывая границы изменения температуры в процессе проведения экспериментальных работ, было принято решение зафиксировать значение динамической вязкости на уровне 40 сПз

Таблица 1.4

Зависимость динамической и кинематической вязкости масла от температуры

Температура, °С	Динамическая вязкость, (Н . с / м ²) x 10 ⁻³	Кинематическая вязкость, (м ² / с) x 10 ⁻⁶	ρ, кг/м ³
23.5	46.43	54.12	858
24.75	44.00	51.28	
30	37.26	43.43	
34.8	31.83	37.10	
39.8	27.90	32.51	
50	16.20	18.88	

Таблица 1.5

Объем выполненных экспериментов в ходе работы. D=100мм

№	Положение	Q _м , м ³ /час	Q _в , м ³ /час	Кол-во эксперим ентов	Re
1	Под наклоном +1° (восходящий поток)	0,46-1,25	0,7-2,68	12	212-677
2	Горизонтально	0,46-1,25	0,7-2,68	9	212-677
3	Под наклоном -1° (нисходящий поток)	0,46-1,25	0,7-2,68	12	212-677
Итого:				27	

1.1.5. Конфигурация гидродинамического стенда №5

Основными задачами гидродинамического стенда №5 являются:

1. Проверка работоспособности метода регулярных температурах меток при определении общего дебита при условии турбулентного движения жидкости.
2. Исследования влияния малого базового расстояния между соседними группами датчиков температуры
3. Изучения формирования и эволюции температурной метки, нагревом самого трубопровода, а не непосредственно жидкости.
4. Требуемая мощность подаваемого питания для достаточного разогрева турбулентного потока жидкости.

Исходя из вышесказанного была сформирована концепция гидродинамического стенда. Рабочая часть модели выполнена из ПВХ трубы диаметром 50 мм, общая длина – 2.6 м (рис. 1.15.).

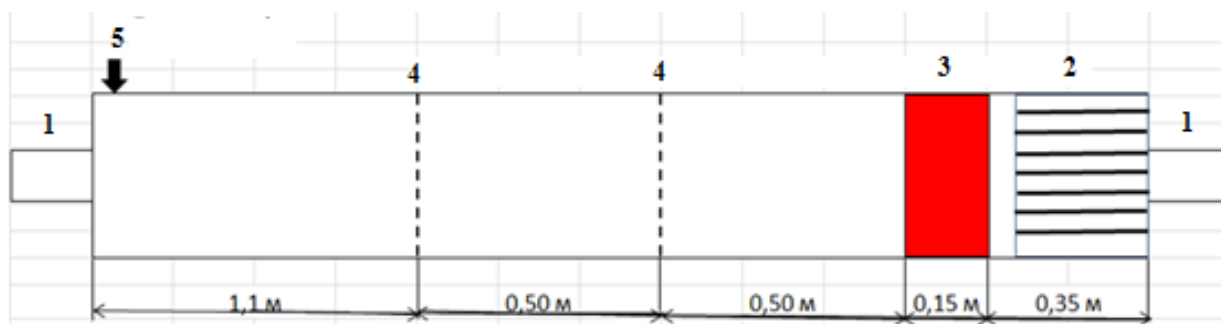


Рис. 1.15. Схематичная конфигурация экспериментального стенда №5

Движение рабочей жидкости производится справа налево. В качестве рабочей жидкости была использована техническая вода. Для предотвращения завихрения потока был склеен и вмонтирован в трубу линейризатор потока (рис. 1.16.), длина которого составляет 0,15 м.



Рис. 1.16. Внешний вид вмонтированного линейризатора

В интервале разогрева формируются температурные аномалии, которые регистрируются 1-ой и 2-ой группами датчиков температуры (база между сечениями $L=0,5\text{м}$).

В каждой группе датчиков расположено по 4 термочувствительных элемента (термопары к-типа фирмы Тесей, с разрешающей способностью

0,03К), расположенных вертикально, на фиксированном расстоянии друг от друга $\Delta h = 1,2$ см, отступ от стенок составляет 0,7 см. (рис.1.17).

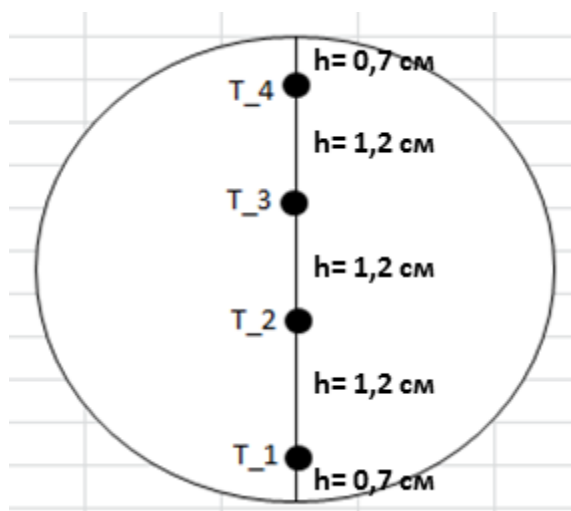


Рис. 1.17. Схема расположения датчиков температур по сечению внутри стенда

В торцевой части модели была монтирована спусковая муфта, для удаления газовой шапки из горизонтальной части стенда, которая уменьшала эффективное сечение движения жидкости и тем самым искажала результаты.

Таблица 1.6

Объем выполненных экспериментов в ходе работы. $D=50$ мм

№	Положение	Q_v , м ³ /час	Кол-во экспериментов	Re
2	Горизонтально	0,24-0,99	19	1698-7006

1.1.6. Конфигурация гидродинамического стенда №6

Экспериментальная установка по изучению неизотермического многофазного потока (ЭУ) предназначена для проведения экспериментальных исследований по изучению температурного поля в однофазных и двухфазных потоках нефти и воды в трубе при ее индукционном нагреве. ЭУ позволяет исследовать формирование и расформирование искусственной термоаномалии в однофазном и многофазном потоках жидкости и газа, параметры многофазного потока в скважине.

Объемная модель ЭУ представлена на рисунке 1.18.

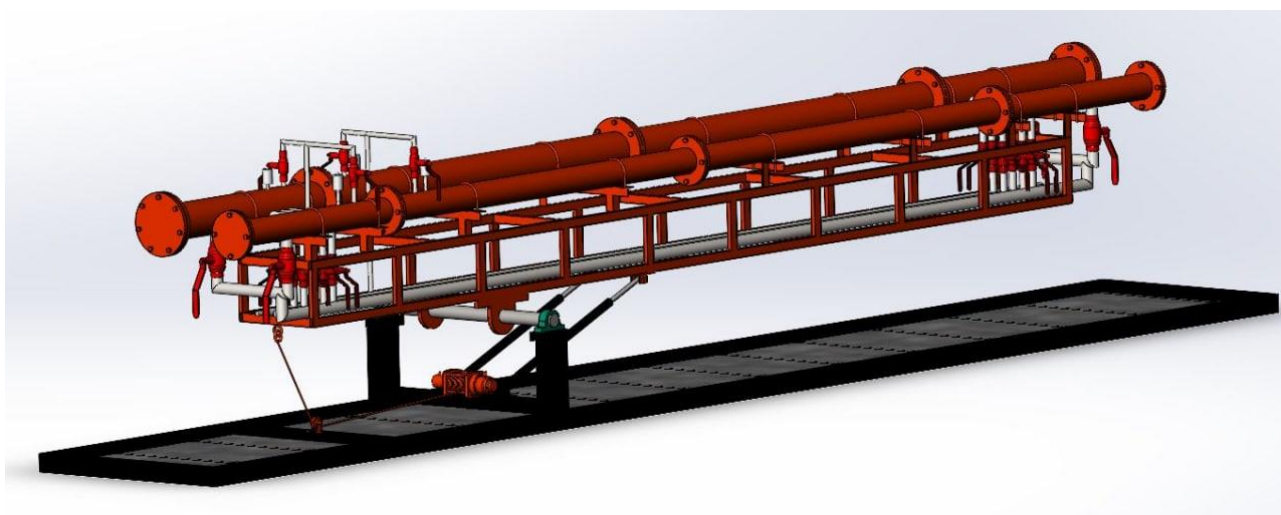


Рис. 1.18. Объемная 3D модель внешнего вида рабочей части ЭУ

В соответствии со спектром решаемых задач экспериментальная установка (ЭУ) имеет следующие технические характеристики:

- 1) длина металлических труб до 6.5 метров, диаметрами 15 см и 100 мм;
- 2) диапазон расходов по жидкости от 5 до 200 м.куб./сут.;
- 3) возможность измерения температуры, как по длине трубы, так и по периметру трубы в потоке жидкости;
- 4) возможность подачи на входе двух фаз: нефти (масла) и воды.

Основная часть состоит из следующих элементов (рис.1.18.):

1. Жесткой опоры длиной 7 метров скрепленной с плитой перекрытия (полом) лаборатории анкерными соединениями;
2. Пандуса с точкой вращения для крепления несущей фермы. Возможность вращения фермы в вертикальной плоскости реализована при помощи механического привода. В качестве страховочной системы использован аварийные амортизаторы, исключающими жесткий удар несущей фермы с трубами об основание конструкции при отказе привода лебедки;
3. Силовой несущей конструкции (фермы), которая крепится на пандус к точке вращения и несет на себе основную нагрузку труб, заполненных рабочей жидкостью или газом, что предотвращает нарушение геометрии основной части установки;

4. Двух параллельно расположенных линий трубопровода диаметрами 10 см и 15 см и длиной не менее 600 см каждая. Набор труб включает в себя как стальные трубы, так и оптически прозрачные элементы (стеклянные и/либо из оргстекла). Каждая из линий трубопровода состоит из 4-х разъемных секций (2 торца подачи и слива рабочего флюида по 100 см каждый, два рабочих участка по 200 см). На участках в 200 см заложены элементы физического моделирования термогидродинамических процессов, моделирующие скважинные условия (заколонный переток вниз/вверх, интервала притока/ухода жидкости и пр.). Каждая из секций оснащена фланцами для герметичного соединения и удобной замены отдельных элементов установки в зависимости от решаемых задач;

5. Системы патрубков и кранов для контроля, направления и перенаправления потока рабочей среды в рабочую зону установки как с торцов, так и по ее длине, что позволяет моделировать различные режимы работы нагнетательной или добывающей скважины. Система фланцевых соединений обеспечивает взаимозаменяемость секций, что расширяет область моделируемых термогидродинамических процессов на базе единой ЭУ. Схема гидравлической обвязки представлена на рисунке 1.19;

6. Трех насосов с возможностью частотной регулировки скорости вращения и расхода рабочих жидкостей (при помощи частотных преобразователей, подключенные к ПК для реализации обратной связи). И четвертого насоса (дренажного) для слива рабочего флюида в сепаратор;

7. Сепаратора для разделения водомасляной смеси на компоненты и двух резервуаров для хранения и аккумуляирования рабочих жидкостей. Данная гидравлическая обвязка позволяет обеспечить циркуляцию жидкости по замкнутому кругу, что обеспечивает стабильность реологических свойств флюидов и уменьшает затраты на утилизацию нефтепродуктов (ввиду многократного использования одной порции масла и воды). Стабильную подачу газа (воздуха) в рабочую зону установки должен обеспечивать компрессор с ресивером, объемом 200 литров;

8. Системы контроля расходных параметров жидкостей и газа с выводом на ПК. Для регистрации расхода жидкости установлены кориолисовые расходомеры, обеспечивающие точность измерения массового расхода рабочих жидкостей с погрешностью не более 1 % и стабильность показаний при изменении реологических параметров жидкости;

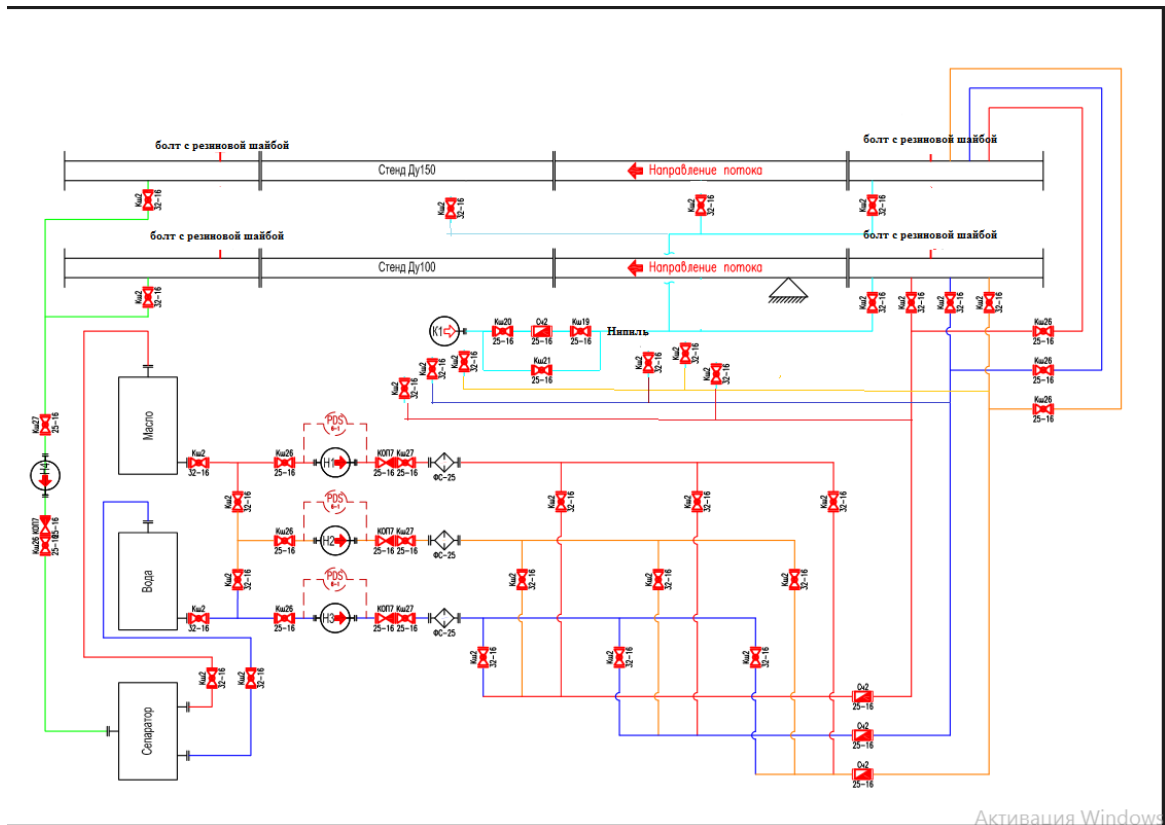


Рис. 1.19. Схема гидравлической обвязки ЭУ

Максимальный угол наклона оси установки относительно горизонтали составляет $+22.5^\circ$ для восходящего потока и -4° для нисходящего. Общий вид экспериментальной установки в горизонтальном и наклонном положениях показан на рисунках 1.20 и 1.21.



Рис. 1.20. Общий вид ЭУ (горизонтальное положение)



Рис. 1.21. Общий вид ЭУ (наклонное положение)

Относительное размещение элементов в ЭУ: индукционного нагревателя в трубе, 2 модулей распределенных датчиков, прижатых к внутренней поверхности трубы, датчиков температуры на внешней поверхности ЭУ (рис. 1.22.). Обозначения на рисунке: подача – точка входа жидкости в трубу, слив – точка выхода жидкости из трубы, красным цветом выделен интервал размещения индукционного нагревателя в трубе, датчики температуры на внешней поверхности трубы: T_0 (температура подачи воды), T_n – температура индукционно нагреваемого участка трубы, $T_{i_в}$ ($i=1,2,3,4$) – датчики температуры по направлению потока жидкости, размещенные на верхней части трубы, $T_{i_н}$ ($i=1,2,3,4$) – датчики температуры по направлению

потока жидкости, размещенные на нижней части трубы, расстояния между элементами ЭУ приведены на рисунке 1.22 [57-68].

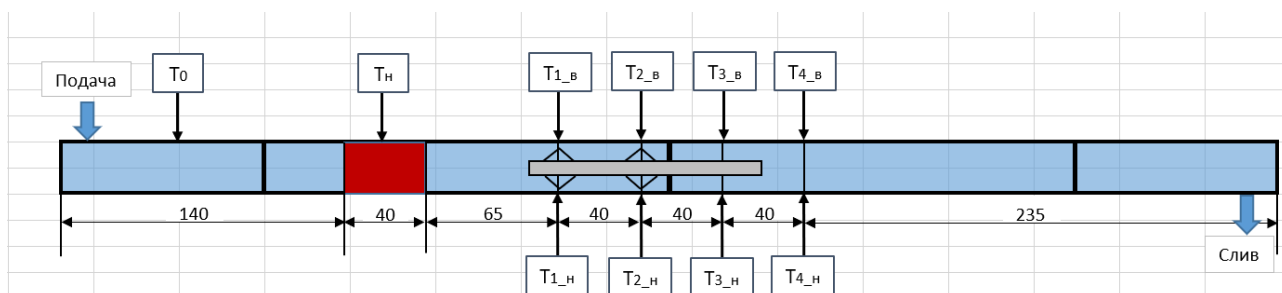


Рис. 1.22. Размещение основных элементов в ЭУ

Выводы по главе 1

Проведен анализ конструктивных особенностей действующих гидродинамических стендов, предназначенных для физического моделирования многофазных потоков. На основе решаемых задач были сконструированы и собраны шесть установок от простейших до сертифицированных – лабораторных.

Установка по изучению неизотермических многофазных потоков действующая на кафедре геофизики УУНиТ на базе центра компетенций «термодинамика многофазных потоков» обеспечивает возможность моделирования многофазных неизотермических потоков в области расходов, характерных для большинства месторождений РФ. Отличительная особенность ЭУ – возможность индукционного нагрева потока жидкости, моделирование горизонтальных и наклонных скважин и её модульное исполнение, что позволяет внедрение интервалов притока/ухода жидкости в ствол скважины.

Наличие точек ввода погружных камер в модель скважины обеспечивает возможность визуального наблюдения (например, расслоения водомасляной смеси) внутри установки.

На ЭУ по изучению неизотермических многофазных потоков получен сертификат калибровки средств измерения № 065-10/23 от 13 октября 2024 года выданный ООО центр метрологических исследований «Урал-Гео».

ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ СОЗДАНИЯ И РЕГИСТРАЦИИ ТЕПЛОВОЙ МЕТКИ

В процессе проведения исследовательских работ при создании термоаномалии были использованы три типа воздействия на рабочий флюид:

1. Непосредственный разогрев самой жидкости при помощи проточного нагревателя (ТЭН);
2. Нагрев стальной колонны измерительно-рабочей части экспериментальной модели;
3. Нагрев стальной трубы индукционным воздействием.

Первый вариант воздействия реализован компанией ООО «ЛНК-Гео» в виде скважинного меточного расходомера HFP-2293, схематичное строение и технические характеристики которого показаны на рисунке 2. С более подробным описанием можно ознакомиться на официальном сайте <https://geophysicalinst.com>.

Главной отличительной особенностью является тепловой решетки для создания термоаномалии. Паспортные ограничения по условию применения HFP-2293 – в скважине должна быть однофазная продукция – вода. То есть данный расходомер не информативен либо неработоспособен в условиях многофазного потока расслоенного течения жидкости и не может быть использован в сильнонаклонных и горизонтальных скважинах.

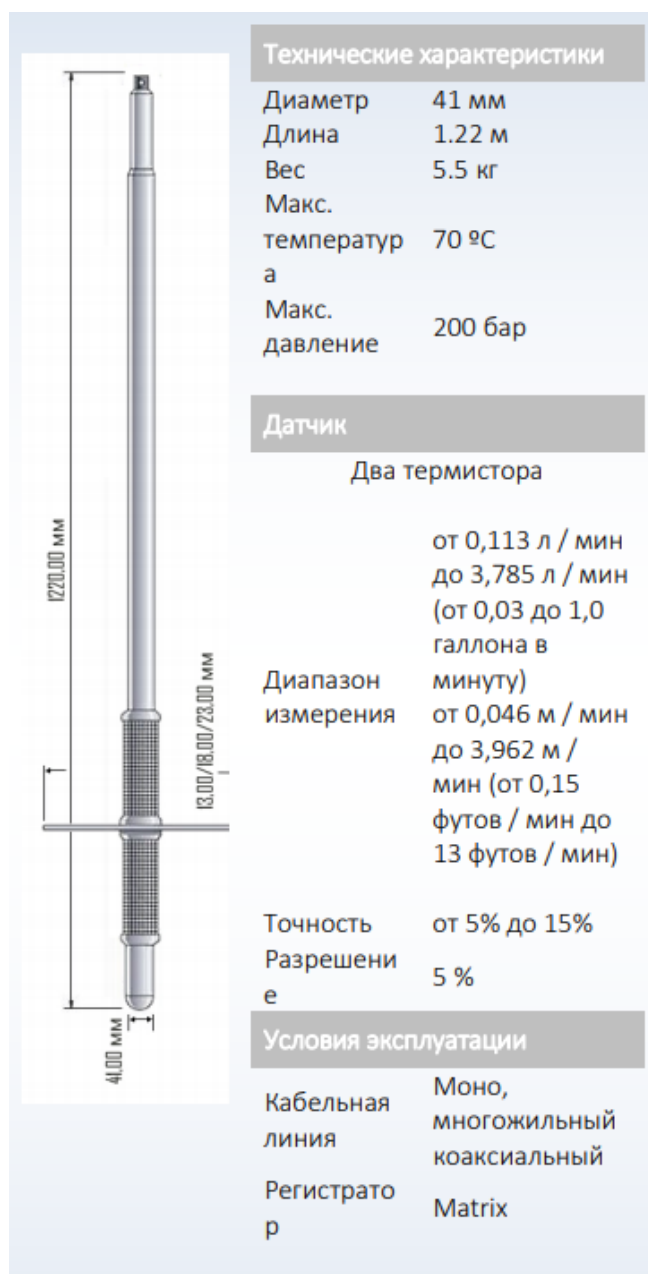


Рис. 2. Внешний вид и краткое техническое описание расходомера с тепловым импульсом

HFP – 2293

Второй вариант невозможно реализовать на практике, так как доступ к внешней стенке колонне скважины перекрыт ввиду наличия цементного камня. Однако для лабораторных исследований данный способ вполне применим. Нагрев стального участка можно реализовать путем обмотки проводника с высоким сопротивлением и теплоизоляции данного промежутка. Таким образом можно имитировать индукционный разогрев трубы.

Третий вариант применяется на сегодняшний день в промышленной скважинной геофизике. В комплексе совместно с измерительным и базовым прибором комплектуется модуль индуктора. Данный способ генерации искусственной тепловой метки впервые в полевых условиях был опробован специалистами кафедры геофизики УУНиТ в 2000-ных годах [21-26].

2.1. Создание температурной метки при помощи ТЭН

При проведении экспериментов на гидродинамических стендах №2, №3 и №4 в качестве источника тепловой метки был использован проточный нагреватель, пиковая мощность которого 3 кВт.

Чтобы приблизить экспериментальные исследования к реальным скважинным условиям амплитуда разогрева ΔT не превышала 1.5 °С. По первым результатам эксперимента был сделан вывод: необходимо проводить исследования серией импульсов термоаномалий в одном пакете данных. Данное условие обеспечит уменьшение погрешности измерений и позволит распознать признаки мест застоя жидкости в трубопроводе.

Напряжение на ТЭН подавалось через специальный блок СПК 107 производства ОВЕН. Данный блок обеспечивает точность временных интервалов: интервал простоя и интервал работы. Кроме того, данный блок обеспечивает практически мгновенную подачу и отключение напряжения.

Далее приведены примеры серии импульсов напряжения и отклик датчиков температуры на работу нагревателя (рис. 2.1.).

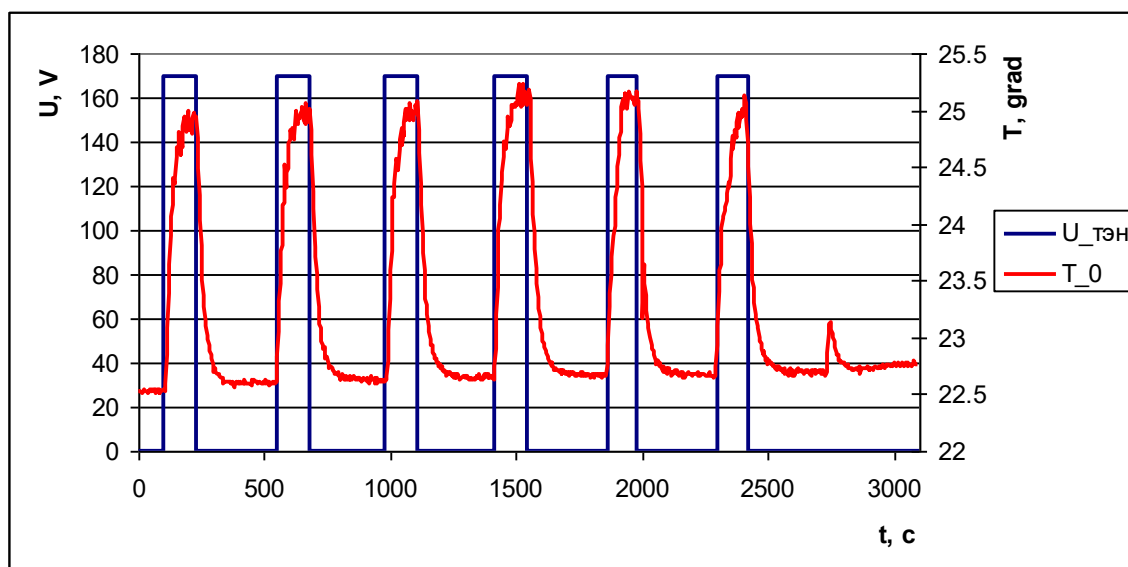


Рис. 2.1. Характер импульсов напряжения питания ТЭН. T_0 – температура на выходе из нагревательного элемента

Время работы (t_p) и время простоя (t_n) нагревателя были подобраны экспериментальным путем. При выборе данных временных промежутков учитывались следующие параметры:

1. Амплитуда термоаномалии не должна превышать $2.5\text{ }^{\circ}\text{C}$;
2. Время простоя должно быть достаточным для того, чтобы термоаномалия расформировалась;
3. Общее время работы нагревательного элемента и время общего исследования должно быть минимально возможным.

Последнее условие обусловлено возможностью проведения геофизических работ только “по точкам”, что увеличивает общий объём рабочих часов.

2.2. Радиальный разогрев стальной трубы при создании температурной метки

На практике все чаще встречаются примеры проведения промышленных геофизических работ с использованием индукционного воздействия на колонну. В связи с чем было принято решение исследовать формирование и

эволюцию тепловой метки при разогреве стальной трубы, имитирующую индукционной воздействию на стенки колонны.

Во время проведения работ на стендах №1 и №5 в качестве нагревателя была использована нихромовая нить (спираль). На рисунках 2.2 и 2.3 представлены примеры сборки нагревательного элемента.



Рис. 2.2. Нагревательный элемент стенда №1

Нагреватель, изготовленный из нихромовой нити, был жёстко зафиксирован на внешней поверхности трубы с помощью ФУМ и теплоизолирован для снижения тепловых потерь в окружающую среду. Электрическое сопротивление нагревателя при $T_k=25\text{ }^\circ\text{C}$ составило 8.0 Ом при длине 54 мм.



Рис. 2.3. Нагревательный элемент стенда №5

Нагреватель представляет из себя полую стальную трубку, на которую намотана нихромовая спираль, сопротивление которой равно 60 Ом. Для уменьшения количества теплотерь, нагревательный элемент был изолирован минеральной ватой. Максимальная величина нагрева железной трубы при отсутствии движения жидкости внутри и пиковой мощности на нагревательном элементе (порядка 800 Вт) достигала 150 °С.

Имитация работы индуктора путем радиального нагрева стального участка трубы имеет ряд преимуществ:

1. Малая иннерциальность нагревательного элемента, что обеспечивает постоянный контроль мощности тепловыделения;
2. Простота сборки и возможность монтажа для труб практически любого диаметра;
3. Не требует специализированного оборудования (например, высокоомощного блока питания).

2.3. Использование скважинного индукционного нагревателя для создания тепловой метки

Одна из основных целей исследований является изучение формирования теплового поля в теле трубы в процессе ее индукционного нагрева и теплового поля в жидкости, движущейся внутри трубы. На кафедре геофизики УУНиТ бал разработан и опробован в полевых условиях модуль индукционного воздействия (рис. 2.4.), геометрические размеры и зона индукционного воздействия указаны на рисунке. [25, 39]. Для оптимизации технологий проведения работ в полевых условиях и испытаний на мощностные характеристики индуктора была проведена серия экспериментальных работ.

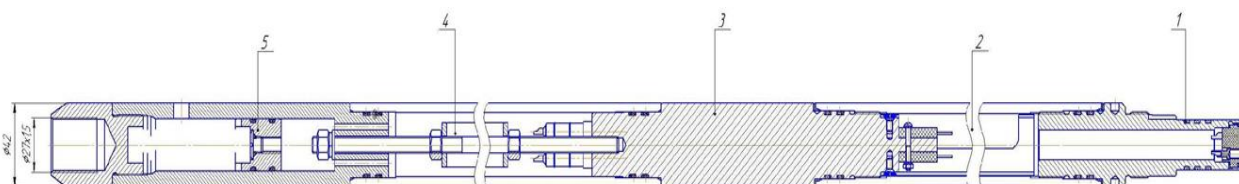


Рис. 2.4. Общий вид модуля индуктора

Шифр: 1. Головка прибора; 2. Управляющая электроника и питание; 3. Радиатор охлаждения; 4. Индуктор; 5. Поршневой гидрокомпенсатор

Модуль индуктора состоит из 5 основных блоков:

1. Головка прибора;
2. Управляющая электроника и питание – задающий генератор. Он необходим для преобразования постоянного в переменное напряжение с заданной частотой;
3. Радиатор охлаждения;
4. Активная часть (индуктор) – представляет собой медный провод, намотанный на ферритовом сердечнике. Служит, для создания переменного магнитного поля;
5. Поршневой гидрокомпенсатор – служит для компенсации температурного расширения масла заполняющего индуктора.

В таблице 2.1 представлены основные технические характеристики модуля индуктора.

Таблица 2.1

Основные технические характеристики модуля индуктора

Модуль индуктора	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
	Длина индуктора	мм	Не более 500
	Длина модуля индуктора	мм	Не более 1800
	Диаметр модуля индуктора	мм	42
	Питание модуля индуктора	В	Не более 650
	Сила тока модуля индуктора	А	Не более 8
	Диапазон рабочих давлений	Мпа	0-60
	Диапазон рабочих температур	°С	-5 – 90

Список варьируемых в первой серии экспериментов параметров представлен в таблице 2.2, принятые обозначения: Q – расход жидкости, I – сила тока, U – напряжение, W – мощность, R – сопротивление. В первой серии экспериментов ЭУ расположена горизонтально (угол наклона оси трубы относительно горизонтали равен нулю $\alpha=0^\circ$). Питание индукционного нагревателя осуществляется с помощью высокоомного блока питания, причем между блоком и индуктором находится эквивалент геофизического кабеля (активное сопротивление, имитирующее сопротивление 5 км кабеля). Измерения ведутся в точке, то есть прибор по колонне стенда не движется.

Таблица 2.2

Варьируемые в первой серии экспериментов параметры

№	Q , м ³ /сут	I , А (на блоке)	U , В (на блоке)	W , Вт (на блоке)	R , Ом (кабель)	W , Вт, (на кабеле)	W , Вт (индуктор)
1	0	2.9	354	1027	62	521	506
2	4.5	2.9	354	1027	62	521	506
3	25	2.9	354	1027	62	521	506
4	51	2.9	354	1027	62	521	506
5	0	3.5	425	1488	62	760	728
6	4.5	3.5	425	1488	62	760	728
7	25	3.5	425	1488	62	760	728
8	51	3.5	425	1488	62	760	728
9	0	4.1	492	2017	62	1042	975
10	4.5	4.1	492	2017	62	1042	975
11	25	4.1	492	2017	62	1042	975
12	51	4.1	492	2017	62	1042	975

Мощность индукционного нагревателя $W_{инд}$ определялась как мощность на блоке $W_{блок}$ за вычетом потерь мощности на эквиваленте кабеля:

$$W_{инд} = W_{блок} - I^2 R \quad (2.1)$$

где I – сила тока, питающего индуктор, R – сопротивление эквивалента геофизического кабеля.

Относительное размещение элементов в ЭУ: индукционного нагревателя в трубе, двух модулей распределенных температурных датчиков, прижатых к внутренней поверхности трубы, датчиков температуры на внешней поверхности ЭУ – показано на рисунке 2.5. Обозначения на рисунке:

Подача – точка входа жидкости в трубу, Слив – точка выхода жидкости из трубы, цветом выделен интервал размещения индукционного нагревателя в трубе, датчики температуры на внешней поверхности трубы: T_0 (температура подачи воды), T_n – температура индукционно нагреваемого участка трубы, $T_{i_в}$ ($i=1,2,3,4$) – датчики температуры по направлению потока жидкости, размещенные на верхней части трубы, $T_{i_н}$ ($i=1,2,3,4$) – датчики температуры по направлению потока жидкости, размещенные на нижней части трубы, расстояния между элементами ЭУ приведены в см.

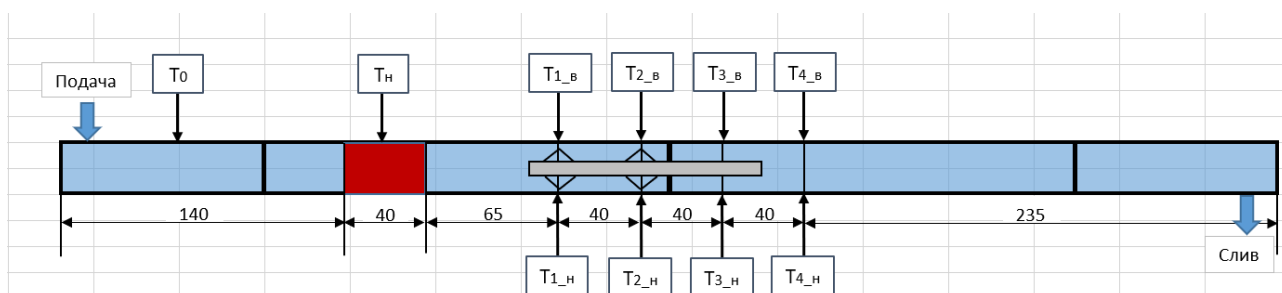


Рис. 2.5. Размещение основных элементов в ЭУ (расстояния указаны в см)

На рисунке 2.6 представлена динамика изменения во времени температуры на внешней поверхности (стенке) трубы в интервале индукционного нагрева ($\Delta T = T_n - T_0$) при различном расходе однофазного потока в трубе (воды), мощность индукционного нагревателя 505 Вт. При расходе $0 \text{ м}^3/\text{сут}$ (подача жидкости отсутствует) начальное возмущение температуры в трубе составляет около $2 \text{ }^\circ\text{К}$ и связано с остаточным нагревом трубы в ходе проверки работы индукционного нагревателя. С увеличением расхода до $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ нагрев трубы снижается с 5.5 до $1.3 \text{ }^\circ\text{К}$, что обусловлено ростом интенсивности конвективного переноса тепла движущимся потоком в трубе [27, 41]. При этом максимальный нагрев трубы при расходах 0 и $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ близок, что связано с ламинарным режимом течения потока в трубе, при котором коэффициент теплообмена между жидкостью и трубой не зависит от расхода потока.

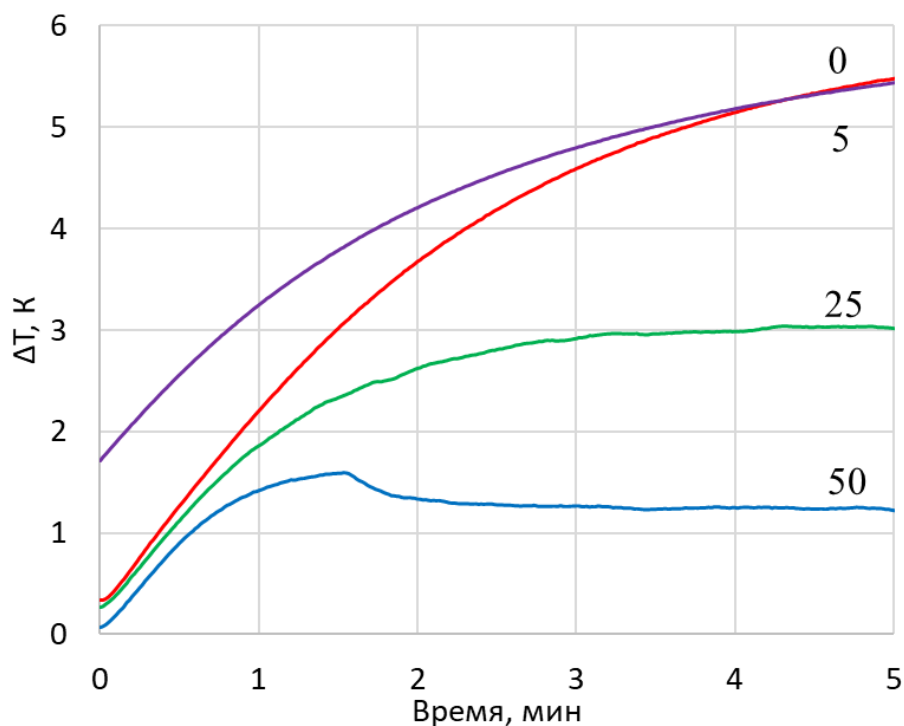


Рис. 2.6. Изменение во времени температуры внешней стенки трубы в интервале индукционного нагрева при мощности индукционного нагревателя 505 Вт (цифры кривых – расход жидкости в трубе, м³/сут)

На рисунке 2.7 представлена динамика изменения во времени температуры на внешней стенке трубы в интервале индукционного нагрева ΔT ($\Delta T = T_n - T_0$) при различном расходе однофазного потока в трубе, мощность индукционного нагревателя 728 Вт. С увеличением расхода до 50 м³/сут нагрев трубы снижается с 8.2 до 1.9 °К. Максимальный нагрев трубы при расходах 0 и 5 м³/сут в условиях ламинарного режима течения потока в трубе также близок.

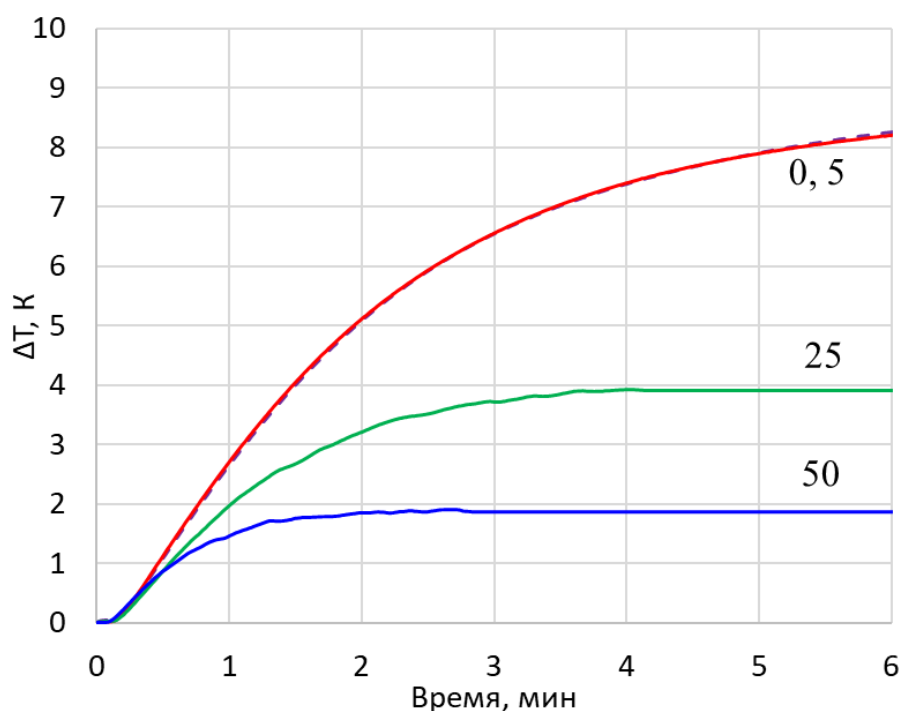


Рис. 2.7. Изменение во времени температуры внешней стенки трубы в интервале индукционного нагрева при мощности индукционного нагревателя 728 Вт (цифры кривых – расход жидкости в трубе, м³/сут)

На рисунке 2.8 представлена динамика изменения во времени температуры на внешней стенке трубы в интервале индукционного нагрева ΔT ($\Delta T = T_n - T_0$) при различном расходе однофазного потока в трубе, мощность индукционного нагревателя 975 Вт. С увеличением расхода до 50 м³/сут нагрев трубы снижается с 12.4 до 4.6 °К, максимальный нагрев трубы при расходах 0 и 5 м³/сут практически совпадает. Из сравнения графиков на рисунках 5-7 видно, что при прочих равных условиях с увеличением мощности индукционного нагревателя температура трубы возрастает, например, при расходе в трубе 5 м³/сут при увеличении мощности индукционного нагревателя с 505 до 975 Вт нагрев трубы возрастает с 5.5 до 12.4 К, при расходе 25 м³/сут – с 3 до 9 °К, при расходе 50 м³/сут – с 1.3 до 4.6 К.

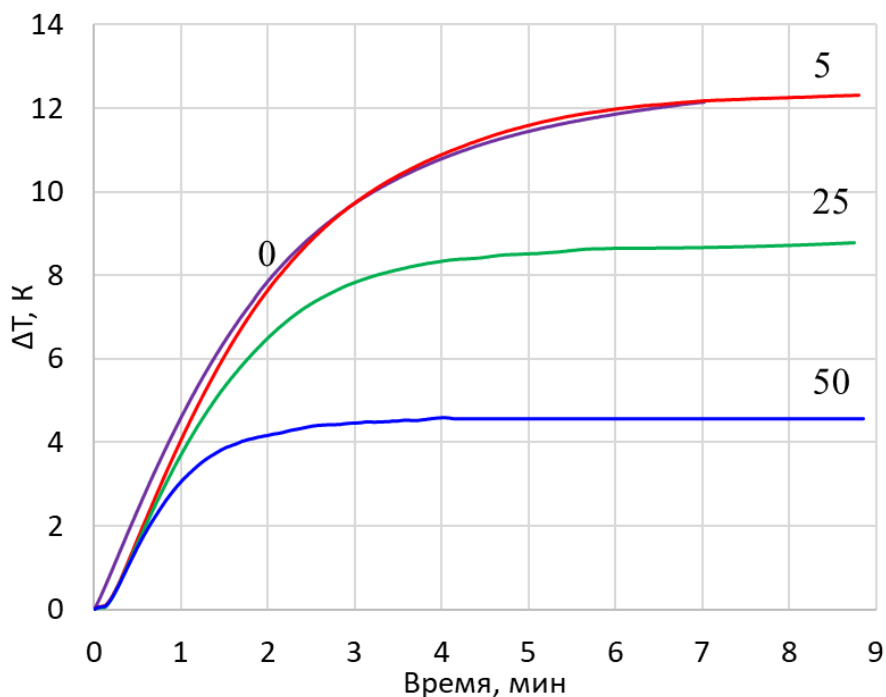


Рис. 2.8. Изменение во времени температуры внешней стенки трубы в интервале индукционного нагрева при мощности индукционного нагревателя 975 Вт (шифр кривых – расход жидкости в трубе, м³/сут)

2.4. Анализ формирования тепловых меток

Результаты выполненных экспериментов показали, что нагрев трубы ЭУ в процессе индукционного воздействия на ее составляет от 1-2 до 12 °К. Теплообмен локально нагретой трубы с жидкостью, движущейся внутри нее, приводит к образованию в жидкости тепловых меток, движущихся вместе с потоком в трубе. Наблюдение за динамикой движения тепловых меток позволяет решать важные задачи, такие как оценка объемного расхода потока в скважине. В экспериментальной установке мониторинг за движением тепловых меток осуществляется за счет температурных модулей А и Б (рис. 2.9) с распределенными датчиками термопар температурного зонда, помещенного в трубу по пути движения в ней потока (рис. 2.10).

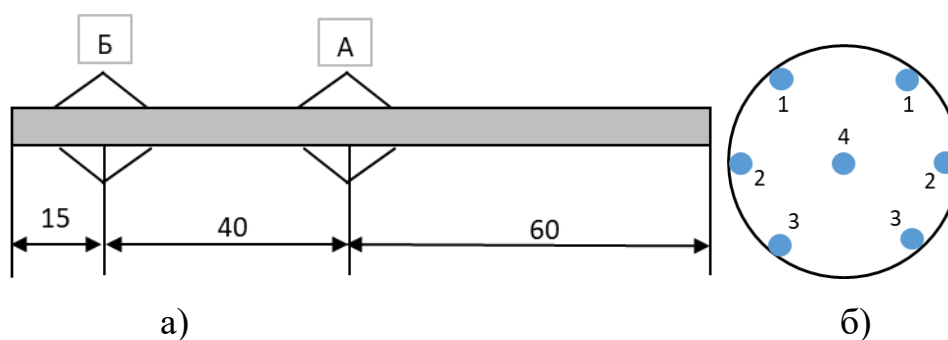


Рис. 2.9. Схема температурного зонда: а) модули А и Б распределенных датчиков температуры; б) положение пар температурных датчиков уровня 1-3 и датчика в жидкости 4 по сечению трубы, расстояния указаны в см

Расстояние между модулями А и Б составляет 40 см, причем расстояние от ближайшего к индукционному нагревателю модулю Б до индуктора составляет 65 см (рис. 2.10), расстояние от индукционного нагревателя до модуля А составляет соответственно 105 см. Пары датчиков уровней 1,2,3 прижаты к внутренней стенке трубы и симметрично расположены относительно вертикальной оси, проходящей через центр трубы, датчик 4 находится в потоке жидкости. Динамика изменения во времени температуры ΔT , регистрируемой датчиками 1-4 модуля Б, представлена на рисунке 9. Мощность индукционного нагревателя составляет 975 Вт, расход жидкости в трубе 5 м³/сут. Также на рисунке приведены показания верхнего и нижнего температурных датчиков ($T_{1_в}$ и $T_{1_н}$ соответственно на рисунке 2.5), расположенных на наружной стенке трубы (штриховые линии 1' и 3' соответственно).

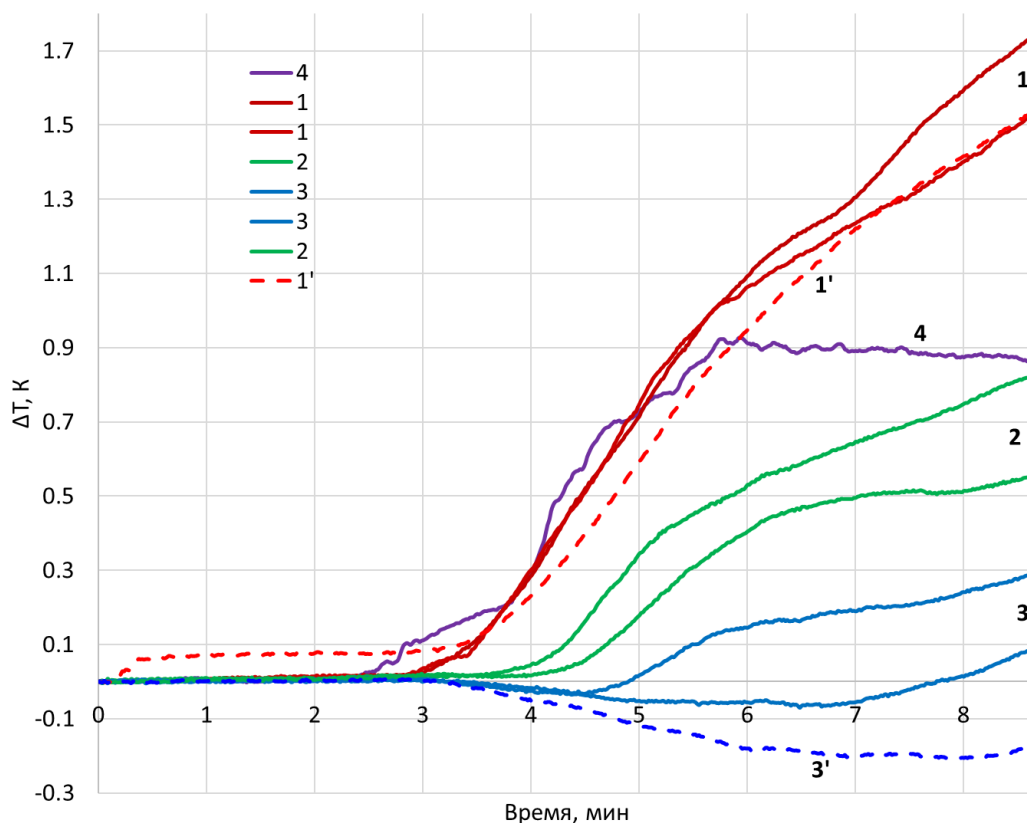


Рис. 2.10. Динамика изменения во времени температуры ΔT на уровне датчиков модуля Б, расход жидкости в трубе $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ (здесь и далее шифр кривых – номер датчика)

Из графиков видно, что характер изменения температуры во времени в значительной степени определяется местоположением температурного датчика. Наибольшие возмущения температуры отмечаются для пары датчиков уровня 1, прижатых к внутренней стенке трубы в ее верхней части, и датчика 1', прижатого к внешней поверхности трубы. Показания датчиков 1 и 1' близки, что связано с высокой теплопроводностью стальной трубы.

Точка начала роста температуры также зависит от положения датчика в сечении трубы. Быстрее всего температура растет на датчике 4, находящемся в центре потока, следующими реагируют датчики уровня 1, далее датчик 1' (установлено, что начальный рост температуры на датчике 1' в первую минуту связан с электромагнитным влиянием индуктора, а не движением тепловой метки в трубе). Датчики уровня 2 реагируют на движение потока с существенным запаздыванием, около 1 мин относительно датчиков уровня 1. Повышение температуры на датчиках уровня 3 начинается только через 4.5

мин после начала регистрации температуры, с запаздыванием порядка 1 мин относительно датчиков уровня 2. На датчике 3' отмечаются отрицательные температурные аномалии, связанные с тем, что в трубе циркулирует холодная вода, температура которой несколько ниже температуры окружающей среды, а ее нагрев в нижней части трубы не происходит вследствие влияния естественной тепловой конвекции (ЕТК) – нагреваемая за счет теплообмена с горячей трубой жидкость поднимается вверх, поэтому в нижней части трубы скапливается только холодная жидкость [32].

Динамика изменения во времени температуры ΔT , регистрируемой датчиками 1-4 модуля А, представлена на рисунке 2.11. Также на нём приведены показания верхнего и нижнего температурных датчиков ($T_{2_в}$ и $T_{2_н}$ соответственно на рисунке 2.5), расположенных на наружной стенке трубы (штриховые линии 1' и 3' соответственно).

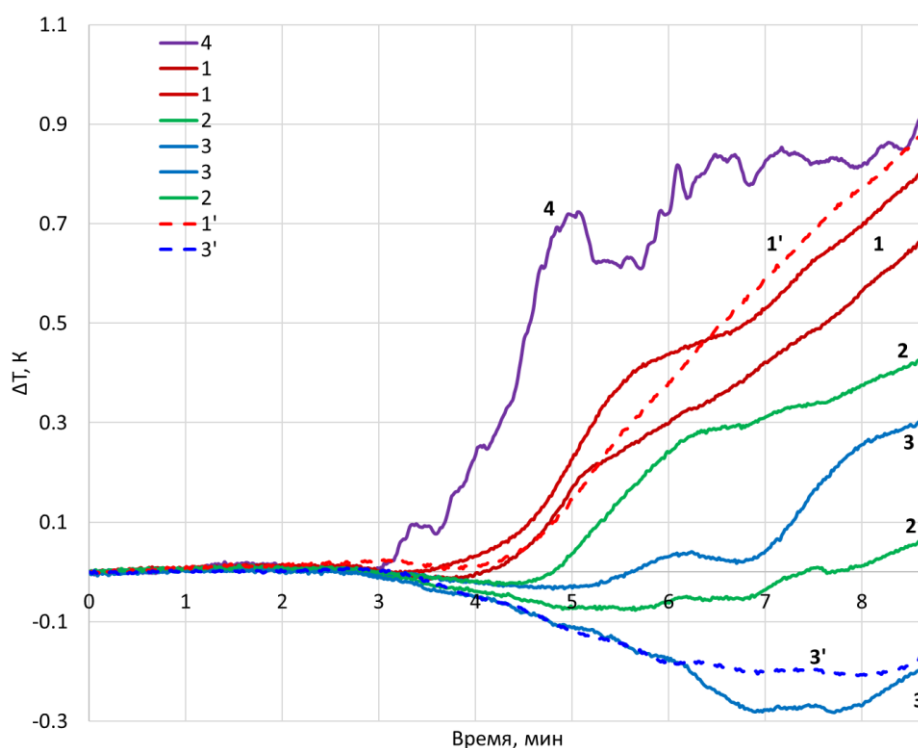


Рис. 2.11. Динамика изменения во времени температуры ΔT на уровне датчиков модуля А, расход жидкости в трубе $5 \text{ м}^3/\text{сут}$

Из графиков видно, что характер изменения во времени температуры на уровне датчиков модуля А также определяется местоположением температурного датчика. При этом наибольшие возмущения температуры

отмечаются для датчика 4, находящегося в центре потока жидкости, далее следует пара датчиков уровня 1 и датчик 1', расположенные в верхней части трубы. Показания датчиков 1 и 1' также в целом близки. Относительно начала роста температуры видно, что быстрее всего температура растет на датчике 4, далее следуют датчики 1 и 1', датчики уровней 2 и 3 заметно (более чем на 1-2 мин) запаздывают относительно вышерасположенных датчиков 1 и 1'. Сравнение динамики температурного поля, регистрируемой датчиками модулей А и Б, представлено на рисунке 2.12.

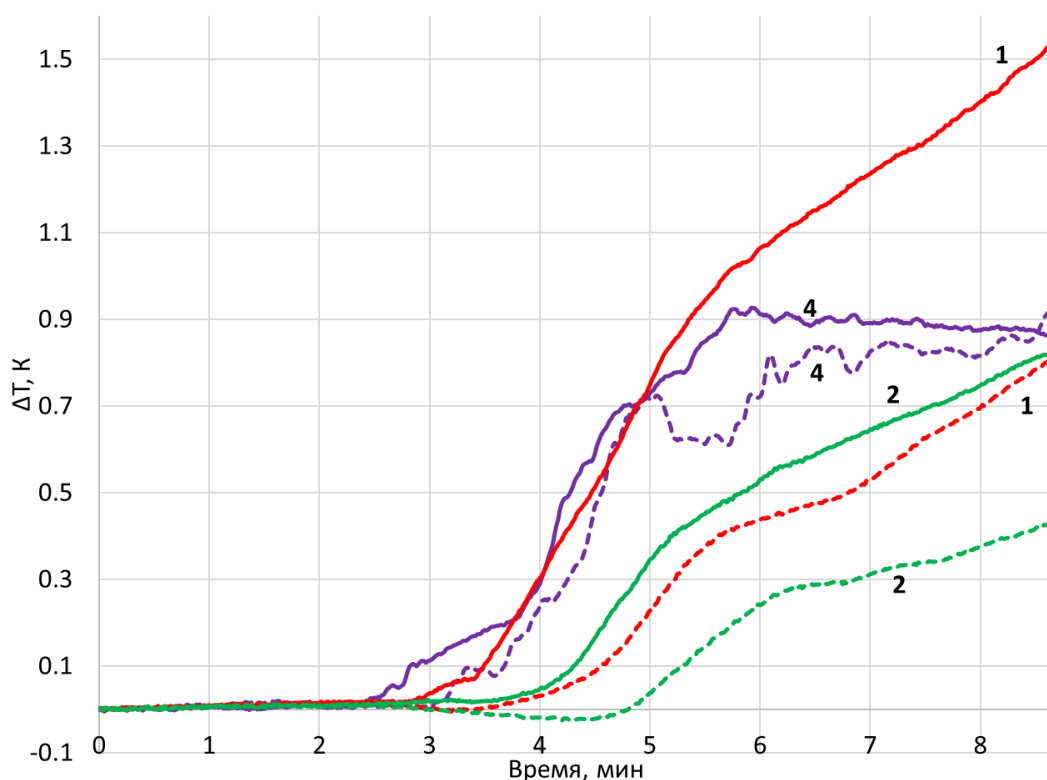


Рис. 2.12. Сравнение динамики изменения во времени температуры ΔT на уровне датчиков 1, 2, 4 (сплошные линии – модуль Б, штриховые – модуль А), расход жидкости в трубе $5 \text{ м}^3/\text{сут}$

Поскольку датчики модуля Б расположены ближе к индукционному нагревателю, тепловая метка до них доходит быстрее, величина максимальных температурных аномалий для датчиков этого модуля также выше. Датчики 4, 1, 2 модуля Б тепловая метка достигает примерно через 150, 180, 220 сек. соответственно после начала регистрации температуры, соответствующих датчиков уровня А – через 190, 220, 270 сек соответственно. Оцененный по

скорости прохождения тепловой метки датчиков 4, 1, 2 расход составляет около 7, 7, 5.5 м³/сут соответственно. Значения расхода несколько завышены по сравнению со средним по сечению расходом (5 м³/сут), это связано с тем, что температура верхних более нагретых слоев жидкости выше, чем нижних, также за счет ЕТК нагретая на участке индукционного нагрева жидкость растекается именно по верхней части трубы.

Динамика изменения во времени температуры ΔT , регистрируемой датчиками 1-4 модуля Б, при расходе жидкости в трубе 25 м³/сут, представлена на рисунке 2.13. Мощность индукционного нагревателя составляет 975 Вт.

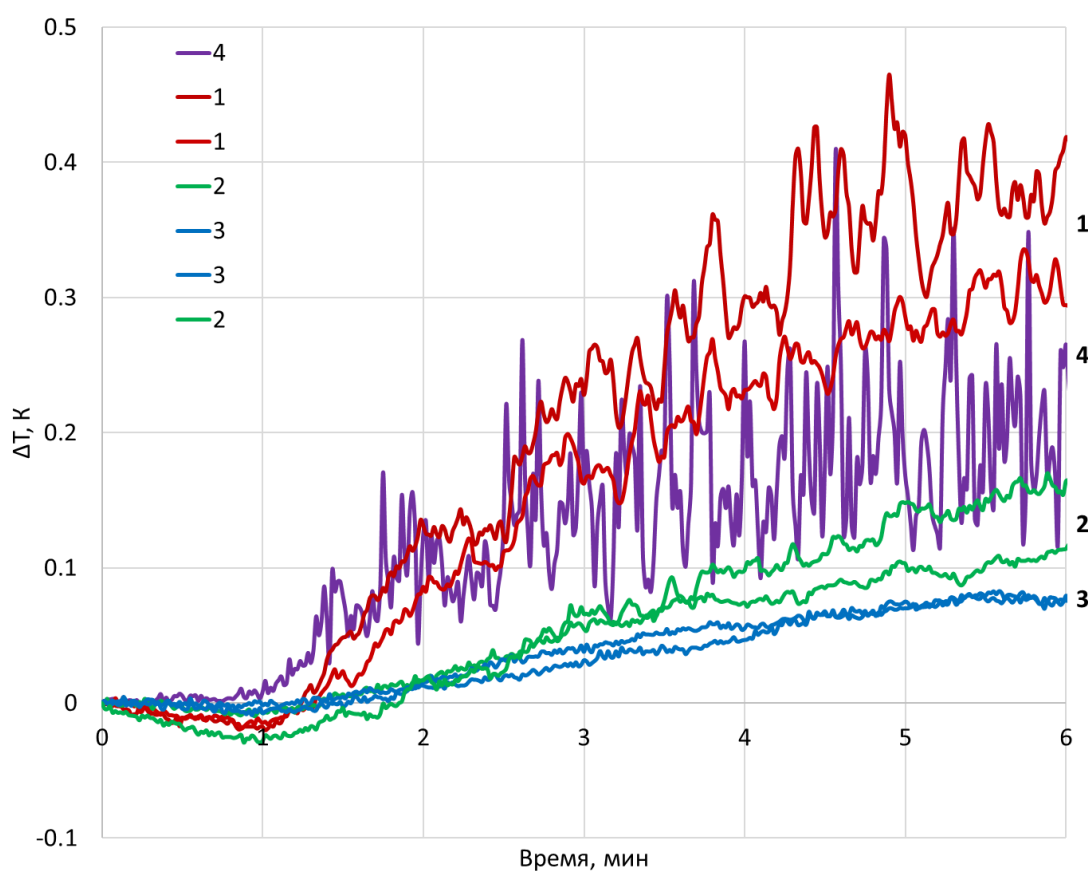


Рис. 2.13. Динамика изменения во времени температуры ΔT на уровне датчиков модуля Б, расход жидкости в трубе 25 м³/сут

При увеличении расхода с 5 до 25 м³/сут число Рейнольдса Re для потока жидкости в трубе возрастает с 730 (ламинарный режим течения) до 3700 (переходный режим течения). Увеличение степени турбулентности потока ведет к увеличению колебаний температуры, что особо ярко отображается на показаниях датчика 4, находящегося в центре (на оси) потока.

Наибольшие температурные аномалии отмечаются для пары датчиков уровня 1, прижатых к внутренней стенке трубы в ее верхней части, температура максимальна благодаря ЕТК, способствующей вертикальному переносу тепла жидкостью к верхней части трубы. Относительно скорости распространения температурных возмущений вдоль трубы можно отметить, что быстрее всего температура растет на датчике 4, находящемся в центре потока, следующими реагируют датчики уровня 1, далее идут датчики уровней 2 и 3.

Динамика изменения во времени температуры ΔT , регистрируемой датчиками 1-4 модуля А, представлена на рисунке 2.14.

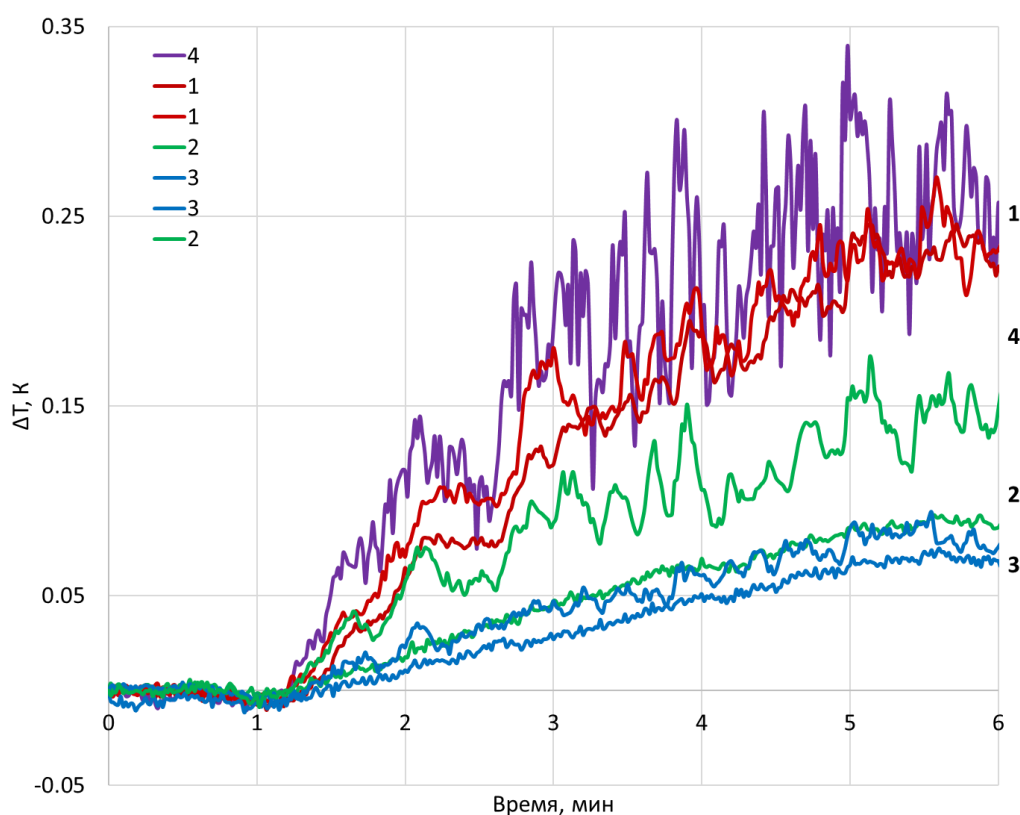


Рис. 2.14. Динамика изменения во времени температуры ΔT на уровне датчиков модуля А, расход жидкости в трубе $25 \text{ м}^3/\text{сут}$

Наибольшие температурные аномалии, а также колебания температуры отмечаются для датчика 4, находящегося в центре потока жидкости, далее следует пара датчиков уровня 1. Это можно объяснить тем, что датчики уровня 1 прижаты к трубе, поэтому их показания более чувствительны к температуре самой трубы, в свою очередь, с удалением от индукционного нагревателя

труба становится все холоднее, поскольку ее нагрев обусловлен исключительно теплообменом с движущимся потоком. Относительно скорости распространения температурных возмущений вдоль трубы можно отметить, что она близка для датчиков уровня 1 и 4, датчики уровней 2 и 3 несколько запаздывают (но менее чем на 1 мин). Сравнение динамики температурного поля, регистрируемой датчиками модулей А и Б, показано на рисунке 2.15.

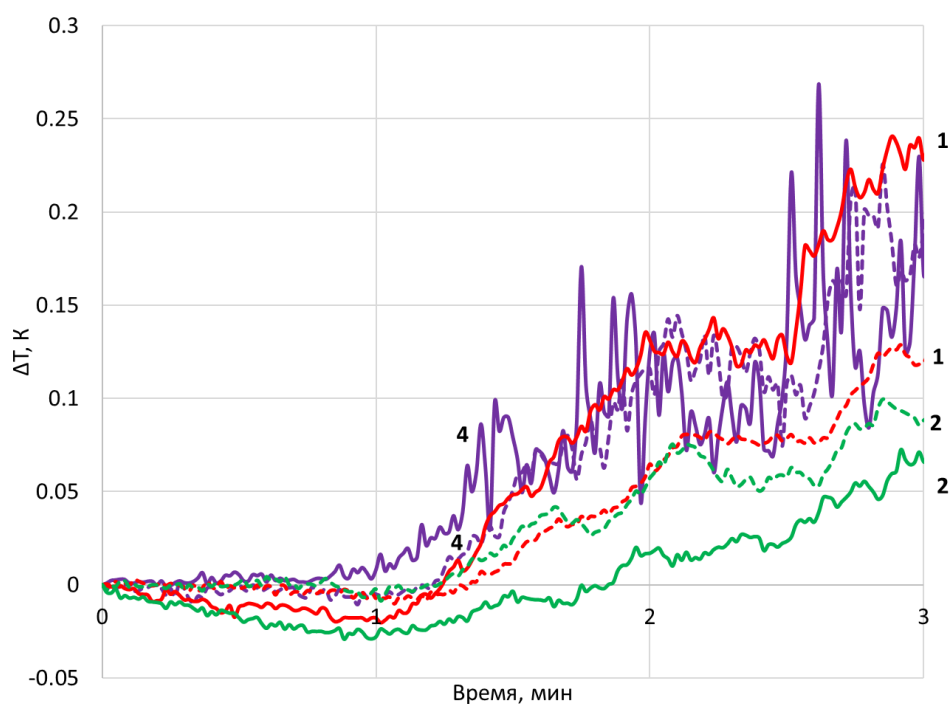


Рис. 2.15. Сравнение динамики изменения во времени температуры ΔT на уровне датчиков 1, 2, 4 (сплошные линии – модуль Б, штриховые – модуль А), расход жидкости в трубе $25 \text{ м}^3/\text{сут}$

Датчики модуля Б расположены ближе к индукционному нагревателю, тепловая метка до них доходит быстрее, чем до датчиков модуля А. Датчиков 4, 1, 2 модуля Б тепловая метка достигает примерно через 60, 65, 75 с соответственно после начала регистрации температуры, соответствующих датчиков уровня А – через 70, 77, 85 с соответственно. Оцененный по скорости прохождения тепловой метки датчиков 4, 1, 2 расход составляет около 27, 23, $27 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно. Значения расхода достаточно близки к среднему по сечению расходу в трубе ($25 \text{ м}^3/\text{сут}$, погрешность оценки расхода составляет около 8%). При этом на датчиках уровня 1 и датчике 4 рост температуры более

выраженный, чем на датчиках уровней 2 и 3, поэтому эти датчики рекомендуется использовать при анализе движения температурных меток.

На рисунке 2.16 показана динамика температура, регистрируемая датчиками 4, находящимися в центре двухфазного потока нефть-вода, в течение трех циклов индукционного нагрева.

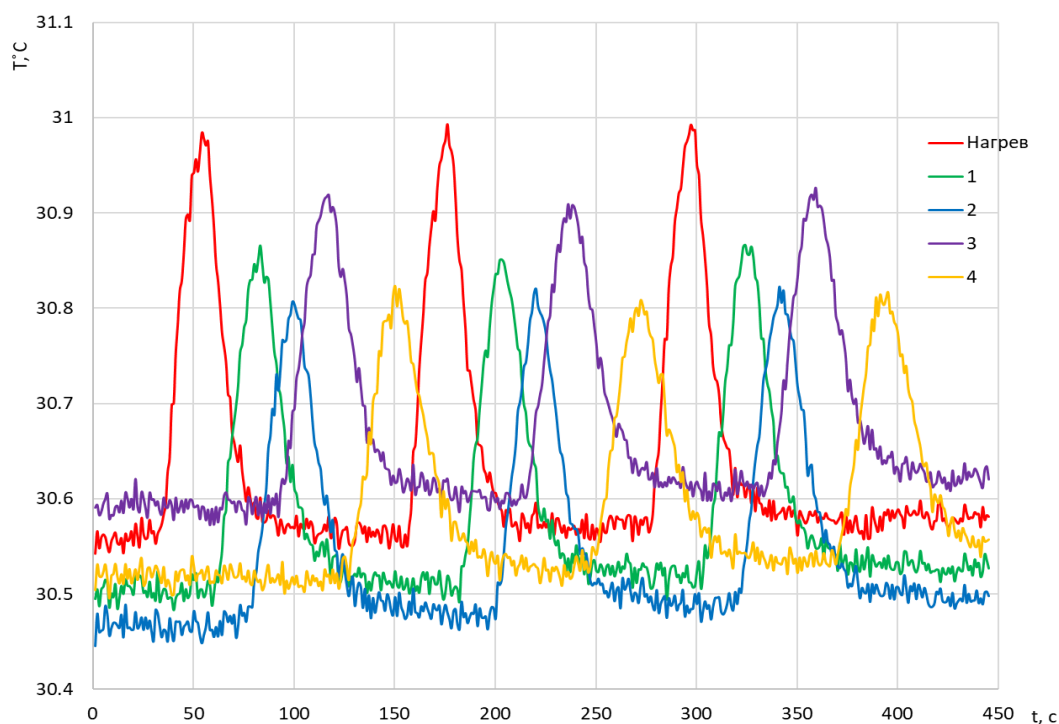


Рис. 2.16. Динамика температуры двухфазного потока «нефть-вода» по показаниям датчиков, расположенных в сечениях 1-4 (шифр кривых) вдоль трубы

Аналогичные таблице 2.1 серии экспериментов были проведены на ЭУ с дополнительной теплоизоляцией. Стальная труба была обмотана изолоном (утеплителем), Теплофизические характеристики которого представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3.

Характеристики утеплителя

Теплопроводность, Вт/м*С	0.031-0.037
Паропроницаемость, мг/м*час*Па	0.001
Влагопоглощение, %	0.2-0.7
Теплоотражающие свойства, %	95-97

Выводы по главе 2

1. Способ создания температурных меток не имеет большого влияния на её эволюцию в потоке.

2. При малой средней скорости потока (малом дебите) эффект естественной конвекции превышает расчетные данные скорости (дебита) потока жидкости.

3. Температура трубы на участке индукционного нагрева, а также показания температурных датчиков модулей А и Б, находящихся по пути движения потока в трубе, закономерно возрастают с увеличением мощности индукционного нагревателя: при мощности нагревателя порядка 1 кВт нагрев трубы достигает 12 °К, нагрев жидкости по показаниям датчиков модуля Б достигает 2 К, модуля А – 1 °К, формируемые термоаномалии уверенно регистрируются датчиками в составе температурных модулей.

4. Характер изменения температуры во времени в значительной степени определяется местоположением температурного датчика в сечении трубы. Наибольшие температурные аномалии отмечаются для датчиков, прижатых к стенке трубы (как к внутренней, так и к внешней) в ее верхней латерали, наименьшие – для датчиков, расположенных в нижней части трубы. Это связано с тем, что нагреваемая за счет теплообмена с горячей трубой (на участке индукционного нагрева) жидкость поднимается вверх благодаря естественной тепловой конвекции (ЕТК) или термогравитационного эффекта, и далее движется вдоль трубы по верхней образующей, поэтому в нижней части трубы скапливается более холодная жидкость.

5. Нагрев трубы в результате индукционного воздействия возрастает по мере увеличения мощности индукционного нагревателя и снижения угла наклона трубы относительно горизонтали. При увеличении мощности нагревателя рост температуры связан с пропорциональным увеличением мощности тепловыделения в трубе. Вместе с тем в процессе индукционного нагрева происходит теплообмен трубы с жидкостью, в результате которого

жидкость на границе с трубой нагревается, ее плотность снижается. С увеличением угла наклона трубы относительно горизонтали с 3 до 10° при прочих равных условиях нагрев трубы снизился на величину порядка 15% за счет увеличения интенсивности естественного теплового потока, отводящего тепло из участка индукционного нагрева.

б. Наличие теплоизоляции трубы ЭУ обуславливает рост величины максимального нагрева трубы на величину до 9%. Степень влияния теплообмена трубы с внешней средой на ее нагрев снижается с увеличением наклона трубы и мощности нагревателя, поскольку в этом случае недостаточный теплообмен трубы с внешней средой компенсируется за счет более интенсивного теплообмена с жидкостью в трубе в условиях ЕТК.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РАСХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВОЙ МЕТКИ

Основная задача экспериментов – оценить перспективы применения метода тепловых меток при измерении локальной скорости потока и суммарного расхода в условиях горизонтального двухфазного течения в трубе. Для этого на входе формировалась тепловая метка и наблюдалась её эволюция в потоке путем регистрации температуры датчиками, расположенными на различном расстоянии относительно индукционного нагревателя. Локальная скорость в слое рассчитывалась путем измерения интервала времени прохождения температурной аномалии различных сечений, в которых расположены температурные датчики, с учетом расстояния между ними

$$v = \frac{L}{\Delta t} \quad (3.1)$$

где v – скорость потока в слое, L – базовое расстояние между датчиками, Δt – время прохождения фронта термоаномалии между точками наблюдения.

3.1. Алгоритм обработки регистрируемых данных

Экспериментальные модели включают в себя 2 и более группы датчиков температуры, разнесенные на фиксированные базовые расстояния. Локальные скорости потока были рассчитаны путем регистрации расхождения во времени отклика датчиков (Δt) на тепловую метку.

Необходимость сканирования всего вертикального сечения неизотермического ламинарного потока обусловлено присутствием следующих природных явлений:

1. Эффект термогравитационного расслоения потока внутри каждой фазы жидкости.
2. Разность эффективного сечения потока каждой из фаз и разность их скоростей движения.

3. Увеличение средней скорости движения разогретой или более легкой жидкости счет силы Архимеда при восходящем потоке (рис. 3.1 а)
4. Максимальных захват эффективного разогретой или более легкой жидкости при нисходящем потоке (рис. 3.1 б)

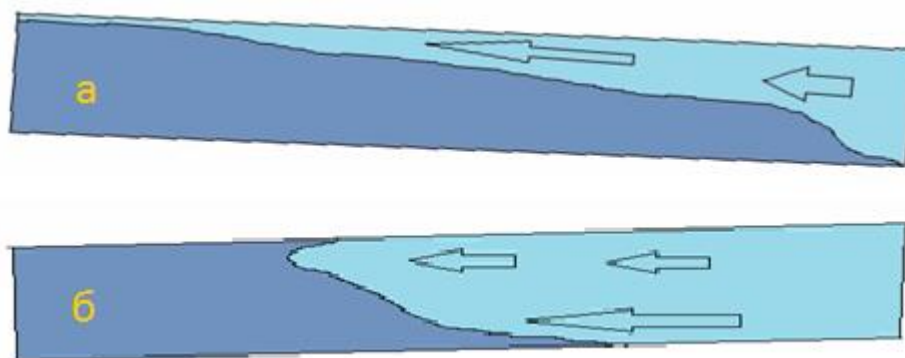


Рис. 3.1. Схематичная иллюстрация движения температурной метки для восходящего (а) и нисходящего (б) потоков

Поток в трубопроводе был представлен в виде “слоистого пирога” (рис. 3.2), то есть локальная скорость каждой прослойки высчитывалась отдельно, при этом распределение скорости внутри одного сегмента считается одинаковой.

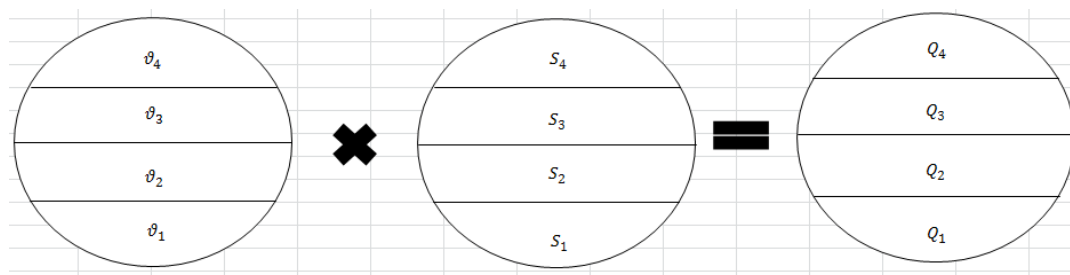


Рис. 3.2. Алгоритм расчета удельного дебита каждого сегмента.

Для расчета локальных дебитов, были вычислены площади каждого сегмента. Зная расположение датчиков температуры внутри потока и принимая за границу слоев середину между соседними термопарами вычисление площади сегмента не представляет большого затруднения.

После были рассчитаны локальные дебиты для каждого сегмента по формуле:

$$Q_i = v_i * S_i \quad (3.2)$$

где: v_i – скорость потока в сегменте, м/с; S_i – площадь сегмента, м². Стоит оговорить допущение, принятое при расчетах: в каждом сегменте, в пределах одного базового расстояния, скорость движения жидкости неизменна, то есть ускорение равно нулю.

Общий дебит – есть сумма всех локальных дебитов:

$$Q = \sum Q_i \quad (3.3)$$

3.2. Эволюция температурной метки во времени

Очевидно, что с течением времени жизни (соответственно и пройденного пути) амплитуда температурной метки значительно уменьшается, то есть аномалия выполаживается. Скорость выполаживания зависит от многих факторов, основными из которых являются:

1. Теплофизические свойства движущегося флюида,
2. Эффект калориметрического смешивания “теплой” и “холодной” жидкости внутри стенда,
3. Тип потока и его средняя скорость,
4. Коэффициент теплопотерь в окружающую среду.

Обычно интенсивность выполаживания описывается экспоненциальной зависимостью (рис. 3.3.).

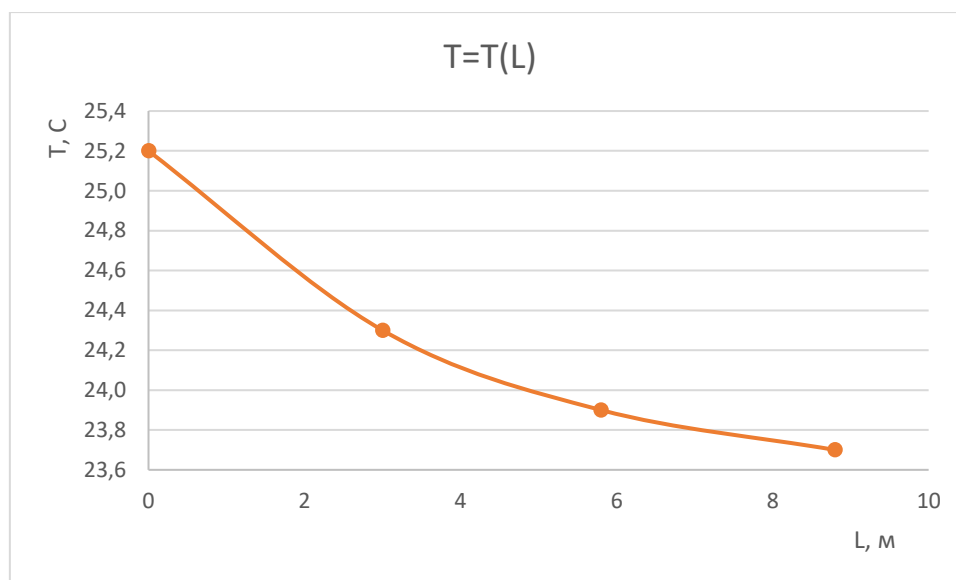


Рис. 3.3. Интензивност выполаживания температурной метки при ее движении

Интензивност смешивания прежде всего зависит от типа потока. Очевидно, что при турбулентном потоке вертикального градиента температуры практически не будет. В связи с этим при расчетах параллельно с подсчетом дебита (локальных скоростей) рассчитывается число Рейнольдца (Re):

$$Re = \frac{\rho v d}{\mu} \quad (3.4)$$

Кроме переноса тепла между “слоями” потока за счет конвективного переноса имеет место быть и молекулярный теплоперенос. Для оценки соотношения конвективного и молекулярного переноса тепла дополнительно вычисляется число Пекле (Pe):

$$Pe = \frac{vL}{a} \quad (3.5)$$

На рисунке 3.4 представлена эволюция тепловой метки, полученная при проведении экспериментальных работ на стенде №3 ($d=150$ мм.).

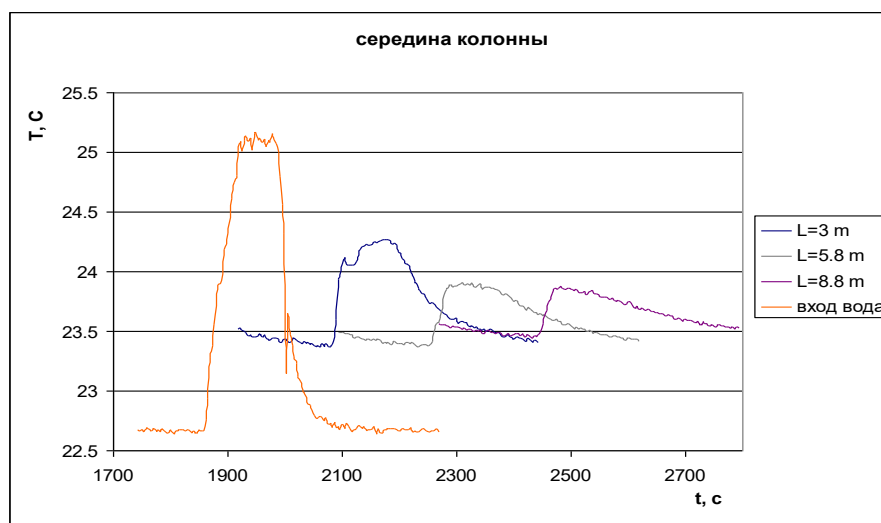


Рис. 3.4. Эволюция одиночного импульса по длине стенда, регистрируемая на оси трубы датчиком T_3

Стоит оговориться, что первая (максимальная по амплитуде термоаномалия) регистрирует температуру на торце гидродинамического стенда, куда рабочий флюид поступает напрямую с нагревателя интенсивным потоком. Поэтому принимать во внимание амплитуду метки на самом торце при исследовании ее эволюции некорректно.

Все термоаномалии были зарегистрированы термопарой T_3, которая располагалась строго по центру трубы. Стенд был выставлен строго горизонтально. По вышеуказанному графику зависимости наблюдаем уменьшение амплитуды температуры примерно в 2 раза (или же на 0,4 °C) за время движения порядка 6 минут (5.8 м) при средней скорости локального потока 1.66 см/с ($Re = 830$).

Для более полной картины рассмотрим аналогичные графики зависимости для стенда №2 при восходящим и нисходящем потоке жидкости (рис. 3.5 а и б). Данные были сняты с датчиков T_2 каждого сечения, расположенных на расстоянии 30 мм от верхней образующей трубы. Базовые расстояния между группами датчиков температуры – 1 м.

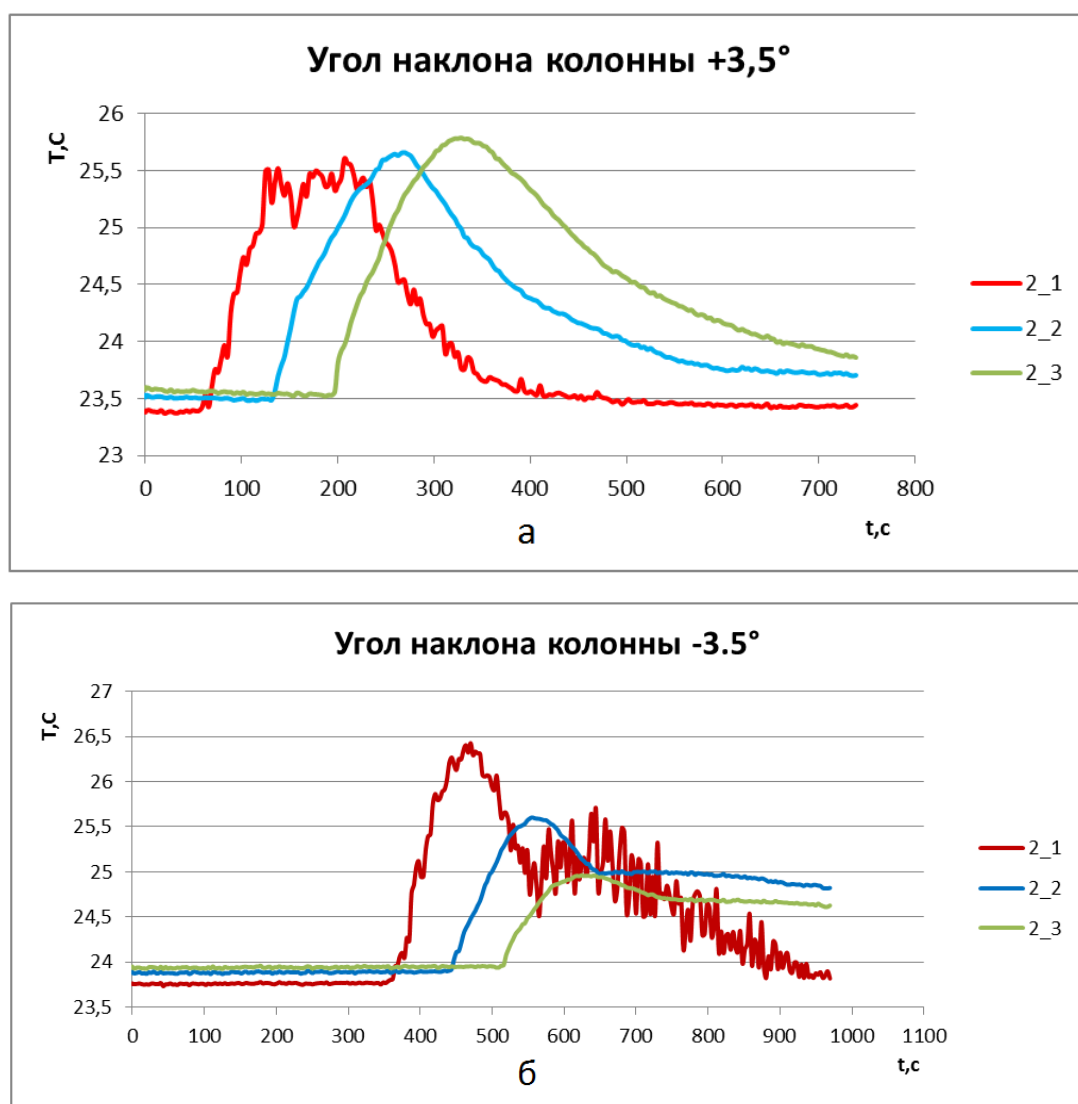


Рис. 3.5. Амплитуда тепловых меток в трех сечениях. Данные с датчиков T_2 – второго сверху датчика

Как видно из обработанных данных при восходящем потоке амплитуда тепловой метки не уменьшается, что связано со следующими факторами:

1. При восходящем потоке происходит разгон тепловой метки по длине стенда, обусловленной силой Архимеда, а при нисходящем – происходит интенсивное смешивание, так как набегающий поток разогретой жидкости “ныряет” в более холодные слои флюида;
2. На верхней образующей рабочей части экспериментальной модели остаются и размазываются по длине термоаномалии, сгенерированные во время предыдущего пакета поставки;

3. При нисходящем потоке коэффициент затухания термоаномалии много больше, чем для восходящего потока;

4. Время жизни при нисходящем потоке много меньше, чем при восходящем.

Стоит отдельно выделить следующий факт: в независимости от мощности нагревательного элемента (амплитуды нагрева рабочего флюида), наклона и направления движения потока “хвостовая” часть искусственной термоаномалии всегда выполаживается неравномерно и может иметь хаотичную форму. То есть при определении времени пробега тепловой метки (а в последствии и ее скорости движения) практически невозможно опираться на данные связанные с “хвостовой” частью термоаномалии.

Кроме того, опираться и интерпретировать тепловое возмущение, сгенерированное первым включением нагревателя нельзя, так как в реальных скважинных условиях могут содержаться неровности, точки перегиба и т.д. на стенке скважины. Любая такая каверна “захватит” порцию теплой жидкости, тем самым мы искусственно создадим зону сужения эффективного сечения канала, которая будет “жить” до момента прихода следующего теплового сигнала, либо пока не остынет до температуры окружающей среды.

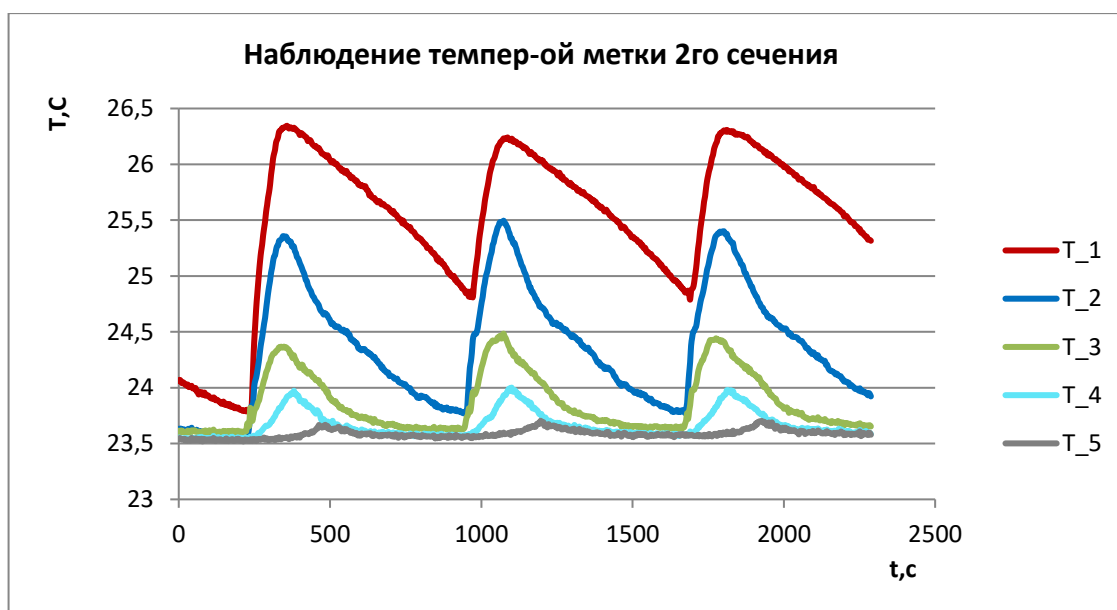
Как показали результаты исследований, качество записи формы и амплитуды наблюдаемой температурной метки, формируемой при работе нагревателя, существенно зависит от положения датчиков в вертикальной плоскости, от количества регистрирующих групп датчиков и расстояния между ними (Рис. 3.6.). На максимально удаленных от нагревателя группах датчиков (срезы №2 и №3), термопары T_4 и T_5, расположенные в нижней части стенда, слабо реагируют на прохождение термоаномалии, ввиду её малой величины, малой скорости потока и значительного термогравитационного расслоения потока, на момент измерения. Необходимо отметить, что при длительном эксперименте, происходит постепенный прогрев всей системы, так как жидкость в установке циркулирует по замкнутому кругу. Это приводит к тому, что амплитуда меток постепенно

меняется в пределах одной серии импульсов нагрева и наблюдается общее повышение средней температуры потока, что связано с импульсной работой нагревателя и теплообменом между слоями в ламинарном потоке.

По результатам анализа экспериментальных данных установлено, что наблюдение процесса эволюции серии термоаномалий в горизонтальном потоке, формируемых в виде пакета из 3-5 импульсов, обеспечивает возможность измерения локальной скорости в слое с точностью не хуже 5%.

Увеличение измерительной базы сопровождается снижением величины амплитуды термоаномалии и увеличивается задержка сигнала, но получаем более точную величину локальных скоростей.

Скважность импульса, обеспечивающая необходимую для регистрации величину термоаномалии, должна быть не менее 2.



*Рис. 3.6. Амплитуда тепловых меток в вертикальном сечении 2.
T_1 – показания первого сверху датчика, T_2, T_3, T_4, T_5 – показания
2-го, 3-го, 4-го и 5-го термопар соответственно*

3.3. Распределение локальных скоростей в сечении потока

В процессе проведения экспериментальных работ и анализа полученных результатов было установлено, что за счет термогравитационного расслоения скорость движения жидкости по верхней латерали максимальна. Особенно

ярко данное явления проявляется для горизонтального и восходящего потоков жидкости. В связи с чем, в начале следовало изучить движение жидкости и распределение температуры внутри одной фазы.

Для построения фронта движения тепловой метки в ламинарном однофазном потоке были рассмотрены и обработаны результаты эксперимента выполненных на стендах №2, №3, №5 и №6. При обработке особое внимание было уделено эффекту “разгона” и “торможения” тепловой метки по ходу движения. Так как поток был строго ламинарным будем считать, что перемешивание элементарных струй в потоке отсутствует или оно пренебрежимо мало.

Так как базовые расстояния между контрольными сечениями не велики, а поток строго ламинарный можно считать, что движение жидкости поступательное и равномерное.

Одним из самых важных аспектов является выбор отсечки времени прохода тепловой метки. Условно термоаномалию можно разделить на три части:

1. Зона резкого роста – приход фронта искусственной температурной метки.
2. Зона максимума – пика термоаномалии.
3. Зона затухания – хвостовая часть.

На рисунке 3.7 проиллюстрирован пример определения времени “пробега” фронта тепловых меток в одном пакете данных. Данные сняты при проведении работ на стенде №3.

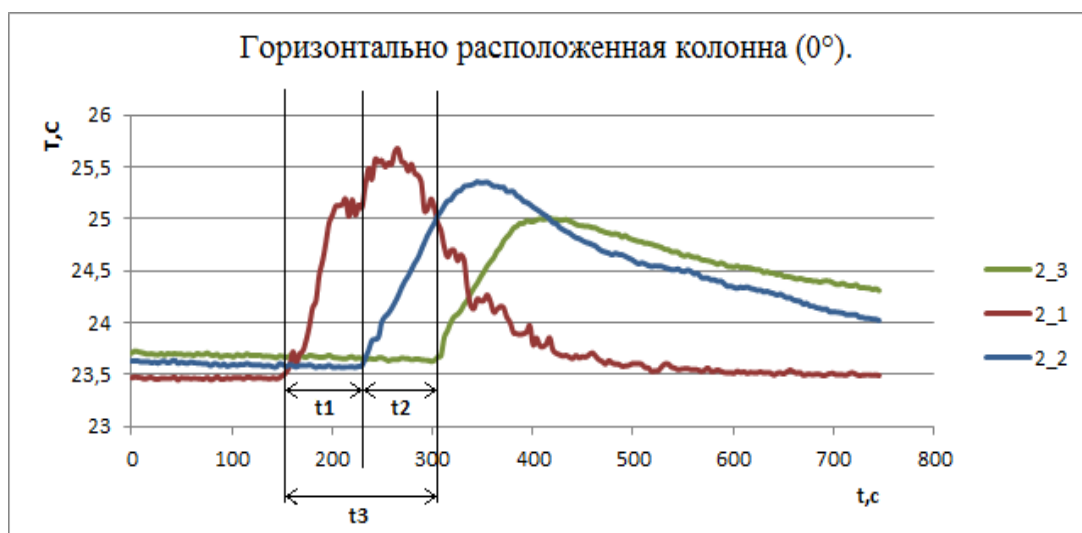


Рис. 3.7. Амплитуда тепловых меток в трех сечениях. Данные с датчиков температуры T_2 (второй сверху датчик).

Очевидно, что хвостовая часть Т.М. не пригодна для исчисления времени “пробега” ввиду своего долгого, монотонного и в общем случае произвольного затухания.

После проведения математических расчетов и анализа достаточного количества экспериментальных данных было принято решение об использовании в качестве отсечки зону резкого роста или же определение скорости потоку по фронту температурной метки. Анализ, погрешность и достоверность метода определения скорости потока по фронту и по максимуму будут рассмотрены в следующем параграфе.

Как известно, фронт течения неизотермического потока зависит не только от расхода, но и от угла наклона колонны. Для оценки влияния угла наклона был проведен ряд экспериментов, при углах наклона в диапазоне $\pm 3.5^\circ$ от горизонта.

По характеру амплитуд тепловых меток для разных углов наклона можно выделить следующую особенность: для восходящего потока амплитуда термоаномалии почти не затухает по сравнению с горизонтальным и нисходящим потоком. Данный эффект связан с разгоном более теплой жидкости по верхней латерали, что в свою очередь уменьшает эффективную площадь захвата потока при постоянном дебите.

После определения времени прохождения фронта термоаномалии (Δt) между точками наблюдения, высчитывается скорость потока (v) по формуле (3.1) для каждого из слоёв эффективного сечения ($h = 0-10\text{мм}$, $10-30\text{мм}$, $30-50\text{мм}$, $50-70\text{мм}$ и $70-90\text{мм}$) и в каждом отрезке между сечениями (L 1-2, L 2-3, L 1-3).

Результаты измерения локальной скорости каждого слоя однофазного неизотермического потока для горизонтально расположенной колонны (0°), для наклонно расположенной колонны под углом $+3.5^\circ$, -3.5° к горизонту представлены в таблицах 3.2., 3.3 и 3.4 соответственно.

Таблица №3.2

Результаты измерения локальной скорости в потоке для горизонтально расположенной колонны (0°)

№ датчика	База измерения / линейная скорость (см/с)			Re	Pe
	L 1-2	L 2-3	L 1-3		
T 1	1	2	1,3	430-870	8000
T 2	1,42	1,25	1,3	545-620	8000
T 3	1,6	1,25	1,42	545-630	8000
T 4	0	0	0	0	
T 5	0	0	0	0	

Таблица №3.3

Результаты измерения локальной скорости в потоке для наклонно расположенной колонны в угол $+3,5^\circ$

№ датчика	База измерения / линейная скорость (см/с)			Re
	L 1-2	L 2-3	L 1-3	
T 1	1,1	1,8	2,3	550-1160
T 2	1	1,2	1,47	500-740
T 3	0,86	1,12	1,27	430-640
T 4	0	0	0	0
T 5	0	0	0	0

Результаты измерения локальной скорости в потоке для наклонно расположенной колонны под углом $-3,5^\circ$

№ Датчика	База измерения / линейная скорость (см/с)			Re
	L 1-2	L 2-3	L 1-3	
T_1	0,68	0,74	1,13	345-570
T_2	1,22	1,35	1,39	615-710
T_3	1,6	1,25	1,42	470-805
T_4	0	0	0	0
T_5	0	0	0	0

Для большей наглядности проиллюстрируем распределение локальных скоростей однофазного потока в сечении (рис. 3.8.). По нижней образующей (ниже отметки 40 мм вертикального сечения) движения жидкости не наблюдается. При иллюстрации пересчитанных данных для стенда с внутренним диаметром 150 мм можем видеть аналогичную картину, а именно отсутствие движения жидкости по нижней латерали. Данное явление связано с термогравитационным расслоением жидкости внутри одной фазы, а также малостью гидравлического сопротивления потока. То есть в виду малой вязкости и малой скорости движения, жидкость не движется по всей возможной площади поперечного сечения трубопровода.

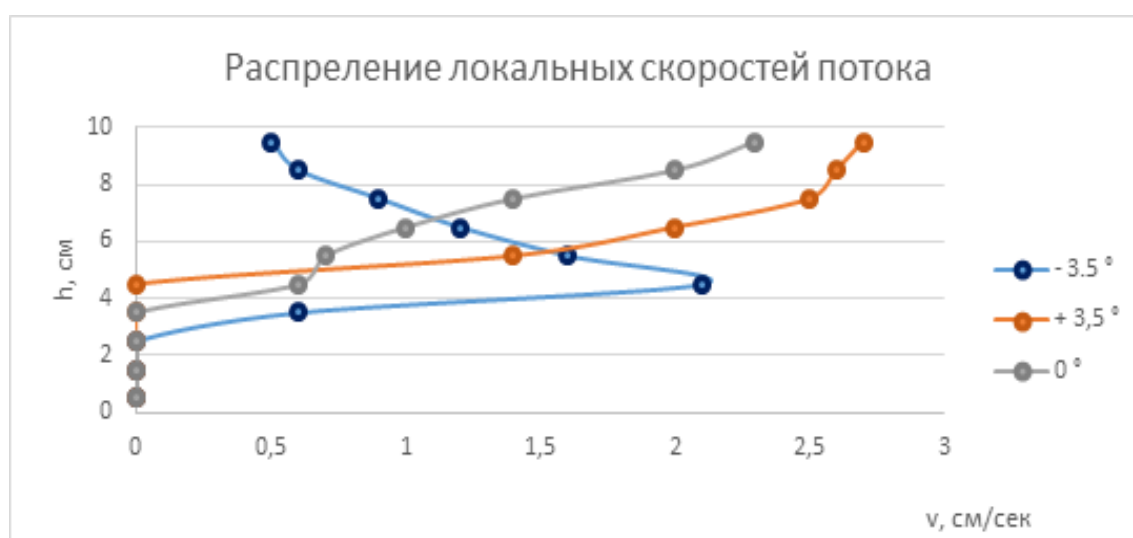


Рис. 3.8. Этюры скоростей разогретого однофазного потока для горизонтального, нисходящего и восходящего потоков

Результаты исследования движения однофазного нисходящего и восходящего потока при наклонной ориентации установки №1 приведены в таблице 3.5. Где базовые расстояния: L1-2 = 25 см., L1-3= 50 см., L1-3=75 см., L1-L4=100 см. Режим течения ламинарный.

Таблица 1.5

Результаты измерений и обработки движения однофазной жидкости при наклонной ориентации установки №1

V(Q) см/с	Δt с.	$\Delta t(1-2)$ с.	$\Delta t(1-3)$ с.	$\Delta t(1-4)$ с.	$\Delta t(1-5)$ с.	V(1-2) см/с	V(1-3) см/с	V(1-4) см/с	V(1-5) см/с	V(ср)	$\Delta V = \frac{V(Q)}{V(ср)}$	Re
0,83	10	14	20	33	60	1,79	2,50	2,27	1,67	2,06	0,40	232
0,83	20	13	27	43	58	1,92	1,85	1,74	1,72	1,81	0,46	232
0,83	30	16	29	36	65	1,56	1,72	2,08	1,54	1,73	0,48	232
2,07	10	-	8	15	22	-	6,25	5,00	4,55	5,27	0,39	580
2,07	20	-	7	14	21	-	7,14	5,36	4,76	5,75	0,36	580
2,07	30	-	7	14	20	-	7,14	5,36	5,00	5,83	0,35	580

Как видно из результатов, скорость, измеренная по фронту, превышает скорость по расходу, а также можно заметить, что с увеличением скорости подачи воды первый датчик не реагирует на изменение температуры. Возможные причины такого эффекта вклад естественной тепловой конвекции, когда более горячая жидкость сформированная температурной метки движется по верхней образующей трубы с более высокой скоростью, чем основная масса воды по сечению. С увеличением расхода соотношение $\Delta V = \frac{V(Q)}{V(ср)}$ незначительно увеличивается. Существенное изменение скорости движения жидкости и скорости продвижения фронта не отличается.

3.4. Исследование влияния времени работы нагревательного элемента.

В геофизике одним из немаловажных аспектов проведения ПГИ является время работ на скважине, так как от этого времени на прямую зависит экономические издержки заказчика. Так как в реальных скважинных условиях возможное исследование движения флюида разрабатываемым методом на сегодняшний день возможна только при регистрации данных “по точкам” общее

время исследования будет напрямую зависеть от времени работы одного цикла. То есть следует исследовать и оптимизировать все временные интервалы, включенные в один цикл работ, чтобы уменьшить общее время работ, не потеряв в информативности. Время одного цикла состоит из следующих факторов:

1. Количество подаваемых тепловых импульсов в одном пакете данных.
2. Времени “пробега” температурной метки от первого до последнего контрольного сечения. Данное время зависит как от скорости потока, так и от количества контрольных сечений и базовых расстояний между ними.
3. Времени “простоя” и “работы” нагревательного элемента.

Оптимальные значения 3 пункта были подобраны экспериментальным путем. Основными критериями служили факторы связанные со скоростью затухания теплового сигнала (то есть выход температуры на прежние значение), амплитудой тепловой метки (не более 2°C).

Как было отмечено в параграфе 3.2.1 температурная метка “разгоняется” при восходящем потоке и наоборот “тормозит” для нисходящего потока. В связи чем остро встал вопрос о влиянии времени работы нагревателя на скорость движения фронта жидкости.

На рисунке 3.12 приведен график зависимости скорости движения жидкости по фронту для восходящего наклонного потока

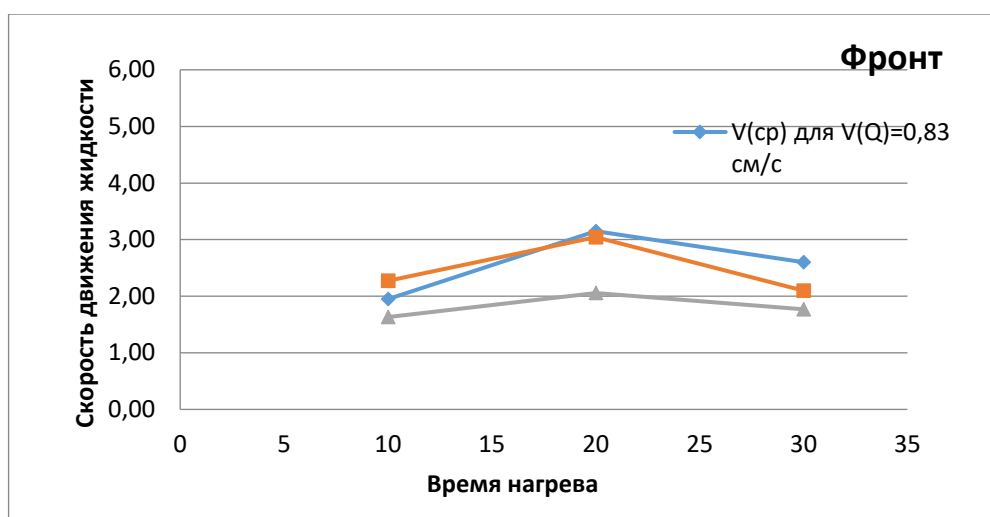


Рис. 3.9. Изменение скорости движения жидкости от времени нагрева для нисходящего потока

По результатам измерения видно, что скорость измерения по фронту выше расчетной скорости, вычисленной из данных расхода. Однако для восходящего потока время работы нагревательного элемента практически не влияет на скорость движения. Разброс скорости не более 0,8 см\с.

При анализе графика зависимости $v(t_{\text{раб}})$ для нисходящего потока (рис. 3.10) наблюдаем прямолинейную функцию, параллельную оси абсцисс, разброс не более 0,14 см\сек. При этом результаты измерения показывают, что скорость по расходу превышает скорость, измеренная по фронту.

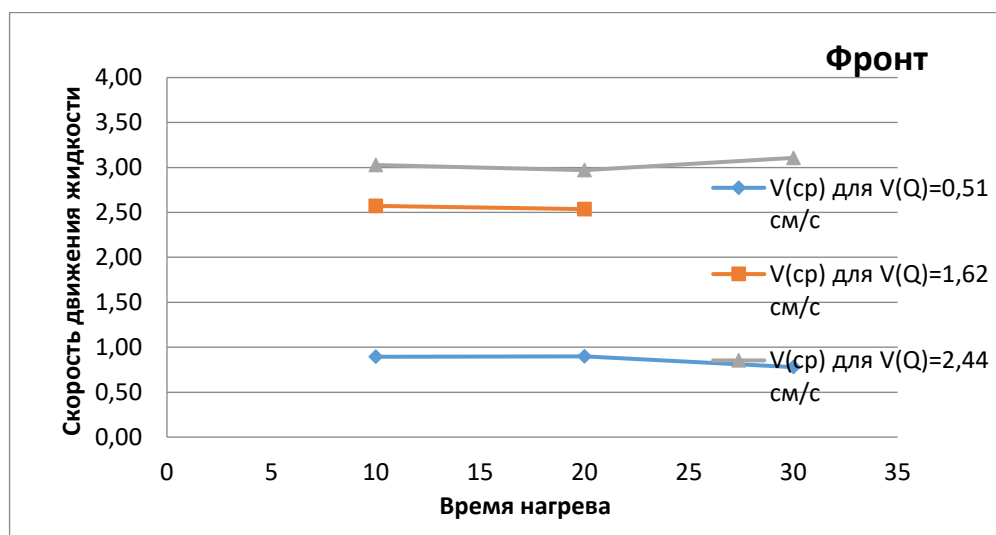


Рис. 3.10. Изменение скорости движения жидкости от времени нагрева для восходящего потока

Из анализа серии экспериментов можно сделать следующий вывод: время работы нагревательного элемента практически не влияет на скорость движения температурной метки. То есть минимальное время нагрева на практике будет зависеть только от необходимой величины амплитуды термоаномалии. Или же от инерциальной характеристики нагревательного элемента.

3.5. Критерии определения времени прохода температурной метки между сечениями

В начале стоит указать на зарегистрированной в процессе экспериментальных работ кривой термоаномалии что считать за фронт прихода термоаномалии а что за точку максимума (рисунок 3.11). Замер производился при помощи скважинного термометра ТМ-6 с 7 распределёнными датчиками температуры (один центральный, 6 расположены по внутреннему периметру трубы) Кривую можно разделить на 4 основных участка:

1. Интервал фонового регистрации температурного поля в сечении потока,
2. Интервал экспоненциального роста температуры,
3. Интервал выхода на плато (уровень максимума),
4. И интервал затухания термоаномалии.

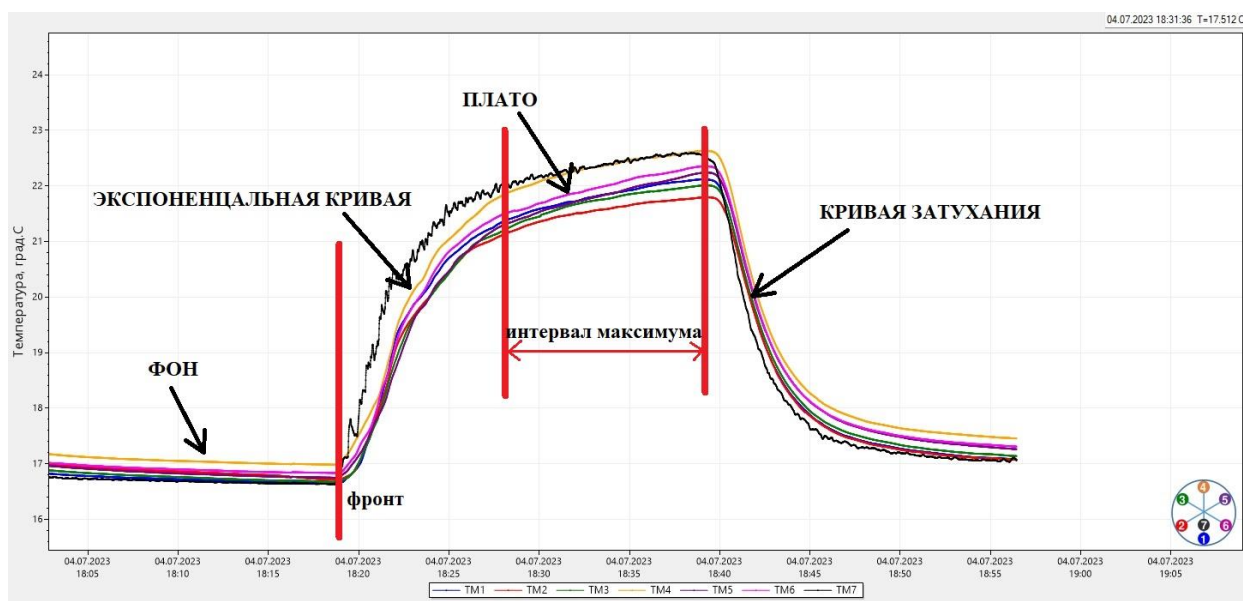


Рис. 3.11. Схематичная иллюстрация составных частей термоаномалии

За фронт примем точку резкого роста температуры: границу между фоном и экспоненциальной кривой. На всех зарегистрированных кривых данная граница имеет четкие очертания, данная особенность связана с почти мгновенным выходом на расчетную мощность источника тепла в потоке (индуктора). Точка максимума подбирается в области “плато” и не всегда имеет строго определённый критерий выбора.

Для определения времени пробега (Δt) было выбрано и исследовано два основных способа: по «фронту» (рис. 3.12) и по «пику» (рис. 3.13). Так как на графиках четко выделяется точка резкого повышения температуры (подход фронта термоаномалии) и можно найти точку максимум (пику) термоаномалии. А вот в интервале выхода на фоновую температуру (интервал затяжки) плохо поддается интерпретации.



Рис. 3.12. Способ определения интервала времени по «фронту»

Принцип определения промежутка времени по «фронту» заключается в выборе интервала прихода первого возмущения на термодатчики. На показаниях обоих датчиков явно выраженный фронт притока разогретой жидкости, что позволяет легко и с высокой точностью выделить момент прихода температурной аномалии на каждом из датчиков температуры.



Рис. 3.13. Способ определения интервала времени по «пику».

На показаниях датчика Т6_1, кривая температуры сильно «зашумлена», то есть не всегда удается «поймать» точку максимума, так как их может быть

несколько или же термоаномалия может быть пологой, без явно выраженной пики. Вследствие чего, возникают сложности при определении интервала времени (Δt_1 или Δt_2) по «пикам», что в свою очередь приводит к значительным расхождениям значения рассчитанного расхода и истинного.

В ходе эксперимента на стенде №3 были проведены расчеты, которые показывают, более высокую точность результатов определения времени прихода фронта разогретой жидкости одной тепловой метки между сечениями при ламинарном и промежуточном потоках. В таблице 3.6 приведены результаты обработки данных по двум методикам.

Таблица 3.6

Результаты интерпретации экспериментальных данных методами по «пикам» и фронту

Qз, м3/час	Qр.ф., м3/час	Qр.п., м3/час	ΔQ_f , %	ΔQ_p , %	Re
0,24	0,24	0,28	0,8	16,1	1670
	0,25	0,31	5,000	27,5	
	0,27	0,26	14,6	9,2	
0,52	0,56	0,52	7,5	0,2	3680
	0,58	0,67	11,2	29,0	
	0,52	0,74	0,4	42,1	
0,99	0,62	0,67	37,6	32,5	7000
	0,87	0,97	12,5	4,3	
	0,74	0,95	25,4	4,5	

На первом столбце «Qз» приведены значения истинного расхода, которые определялись механическим расходомером.

На столбце «Q р.ф.» рассчитанные значения расхода по «фронту».

На столбце «Q р.п.» рассчитанные значения расхода по «пикам».

На столбце « ΔQ_f , %» указаны абсолютные значения расхождений между дебитами полученными механическим расходомером и рассчитанными дебитами по «фронту» в процентах.

На столбце « ΔQ_p , %» указаны абсолютные значения расхождении между дебитами полученными механическим расходомером и рассчитанными дебитами по «пикам» в процентах.

Исходя из полученных значений, можно судить о том, что при обработке данных по «пикам» расчетные данные при турбулентном режиме потока получаются более точными, нежели при ламинарном и промежуточных потоках. Кроме того, можно сделать вывод, что при большой скорости (следовательно, и малом по величине времени “пробега” термоаномалии) погрешность результатов увеличивается.

3.6. Экспериментальные исследования работоспособности МТМ в условиях двухфазного потока

Работы были проведены на стенде № 4. Термоаномалии, сформированные в условиях расслоенного водомасляного потока, в масле и в воде, эволюционируют практически независимо друг от друга, а процесс межфазного теплообмена пренебрежимо мал в виду малых значений числа Пекле (не более 8500) и отсутствия конвективного теплопереноса между двумя фазами жидкостей. Разумеется, так как вязкость обеих фаз не нулевая на их границе будет наблюдаться движение без проскальзывания. Однако при достаточной плотности распределенных датчиков температуры (в купе с датчиками состава) в сечении расчлнить границу не представляется большую проблему.

Работы выполнялись в условиях двухфазного потока на технической воде и гидравлическом масле, физические характеристики рабочих флюидов приведены ниже. Стеклоянная труба, с внутренним диаметром 96 мм и длиной более 12 м располагалась строго горизонтально. Вода + масло подавались с торца стенда через систему разбивания потока и линеризатора потока для исключения локальных струй.

Плотности и кинематическая вязкость рабочих флюидов, используемых в эксперименте:

- вода техническая, вязкость 1 сПз (при 26 °С), плотность 1000 кг/м³;
- масло гидравлическое – вязкость 15 сПз (при 26 °С), плотность 880 кг/м³.

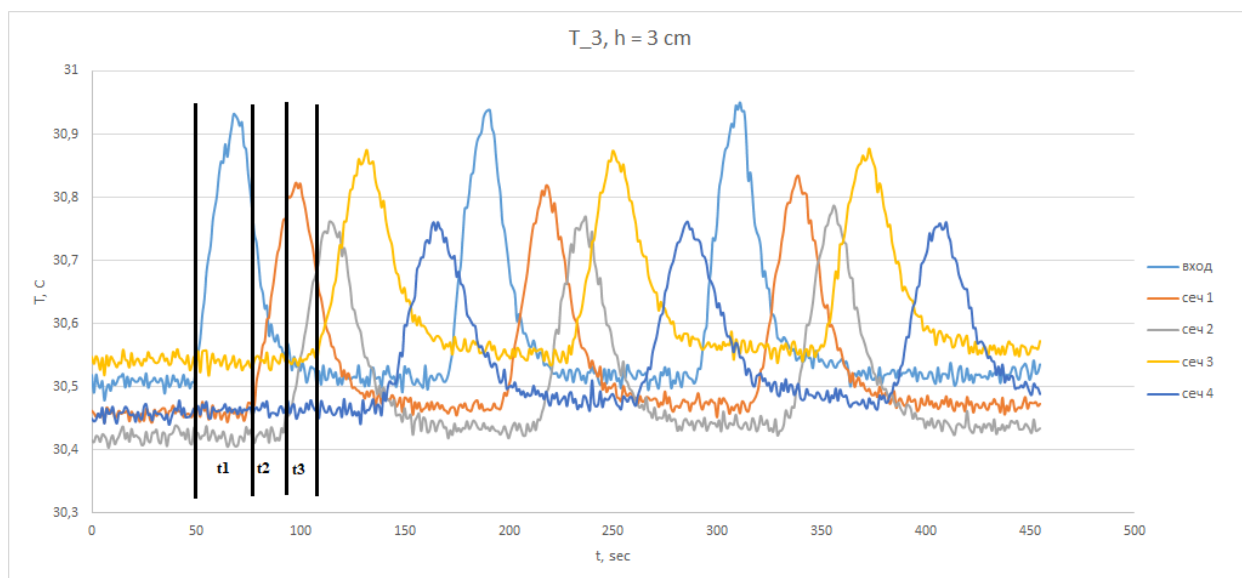


Рис. 3.14 Эволюция серии импульсов по длине стэнда, регистрируемая на оси трубы датчиком T_3 , расположенным с отступом 3 см

На рисунке 3.14 представлена реакция датчиков T_3 , расположенных в различных сечениях трубы с отступом 3 см от нижней латерали, на серию из трех циклов включения/выключения нагревателя. Наблюдаем значительное изменение времени прихода фронта разогретой жидкости к контрольным сечениям, что связано с изменением базы между сечениями и изменением послойных локальных скоростей.

Необходимо отметить, что при постановке серии меток, амплитуда отдельных меток меняется в пределах единого пакета и наблюдается общее повышение средней температуры потока, что связано работой ТЭН и теплообменом между слоями в ламинарном потоке. Для повышения точности экспериментов, все последующие измерения выполнялись путем осреднения результатов рассчитанных локальных скоростей потока по нескольким импульсам в пределах единого пакета. Результат измерения распределения

локальных скоростей между отдельными сечениями при следующих дебитах: $Q_B = 1,27 \text{ м}^3/\text{час}$, $Q_M = 0,9 \text{ м}^3/\text{час}$ по наблюдению термоаномалий приведен в рисунке 3.15.

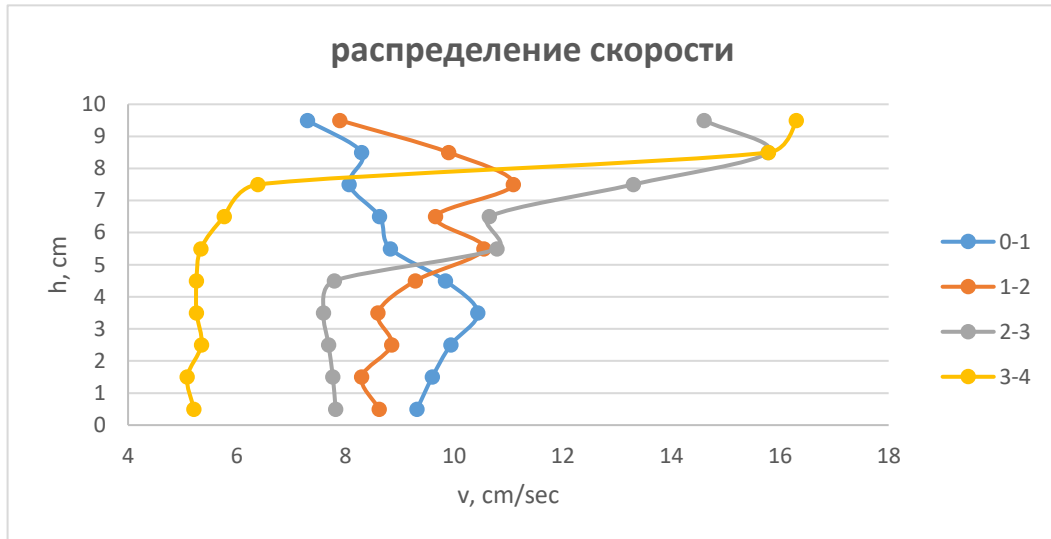


Рис. 3.15. Распределения скоростей в сечении для различных интервалов движения

Как можем наблюдать из рисунка 3.158 характер движения рабочего флюида вдоль горизонтального трубопровода тяжело предскажем. Ближе к концу стенда наблюдаем “разгон” масла, что обуславливается присущим торцевым эффектом (рис. 3.16.). Длина влияния торцевого эффекта на прямую зависит от гидродинамического сопротивления смеси вода + масло, то есть от их скорости движения (дебита), динамической вязкости и тд.

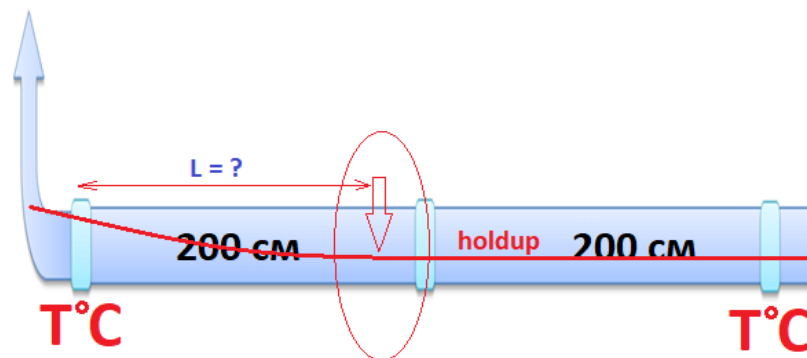


Рис. 3.16. Схематичная иллюстрация влияния торцевого эффекта на изменение границы раздела вода-масло

Регистрируемая по контрольным точкам граница раздела (ГР) вода-масло представлена на рисунке 3.17. На нем видно, что влияние торцевого эффекта начинается примерно на расстоянии 8 метров от точки подачи рабочих жидкостей. Возле торца подачи нет смысла измерять ГР, так как необходим интервал раслаивания и стабилизации потока равная примерно 10-15 диаметрам трубы.

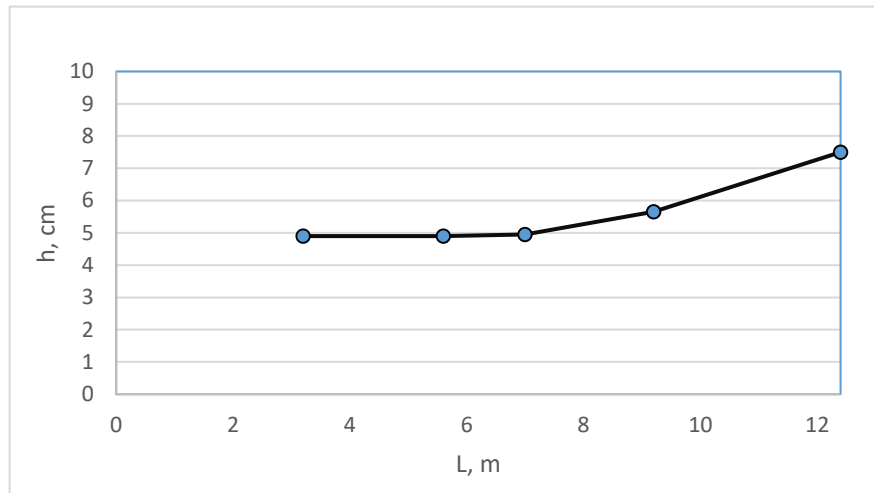


Рис. 3.17. Изменение уровня водомасляного раздела по длине горизонтального стенда

Для лучшей иллюстрации можно совместить регистрируемые значения распределения локальных скоростей в сечениях по длине стенда и уровня водомасляного раздела внутри стенда (УВМР) (рис. 3.18.).

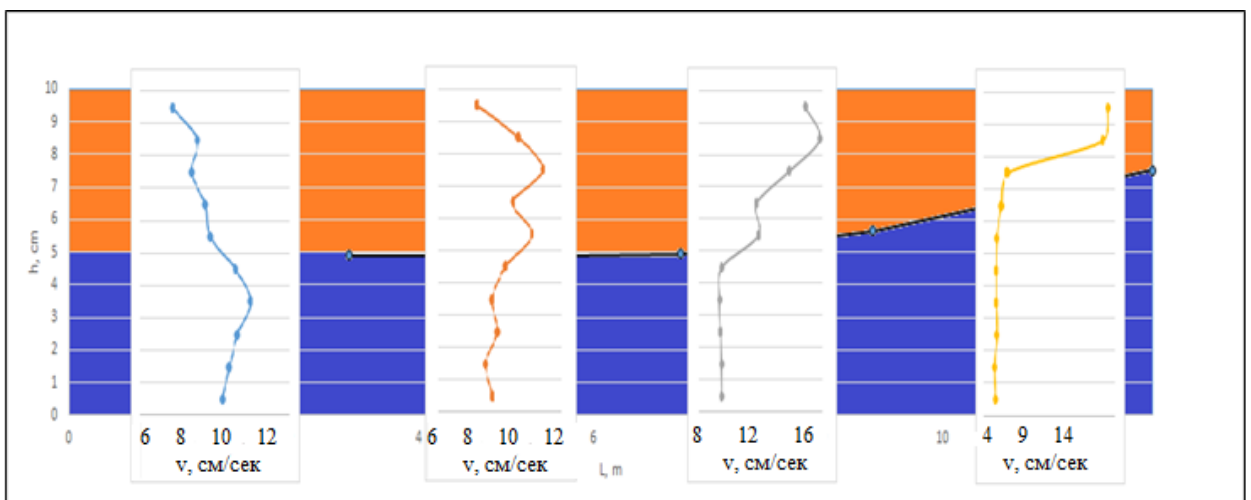


Рис. 3.18. Распределение локальных скоростей и уровня водомасляного раздела по длине стенда

По распределению температурного поля в живом сечении с последующим перерасчетом его на полойные скорости можно оценить величину УВМР, однако метод регулярный температурных меток не является методом состава, поэтому рекомендуется производить регистрацию совместно с датчиками состава, расположенных соосно с распределенными датчиками температуры.

Сравнение показания механических расходомеров и рассчитанных дебитов методом тепловых меток по каждой фазе приведены в таблице №3.7.

Таблица №3.7.

Регистрируемые и рассчитанные дебиты масла и воды

Угол наклона	Показания расходомера $Q_B \pm 5\%$ м ³ /час	Показания расходомера $Q_M \pm 5\%$ м ³ /час	Расчетные данные Q_B , м ³ /час	Расчетные данные Q_M м ³ /час
0 °	1,25	0,90	1,30±7%	1,05±10%
0 °	2,70	0,50	2,60±8%	0,44±10%
+3 °	1,35	1,30	1,40±10%	1,45±13%
+3 °	2,95	3,10	3,05±9%	3,35±12%
-3 °	2,65	2,80	2,95±10%	2,60±12%
-3 °	1,55	1,65	1,70±11%	1,50±11%

Выводы по главе 3

1. Проведен анализ безразмерных параметров числа Рейнольдца и числа Пекле, который свидетельствует что преобладает конвективный теплоперенос по сравнению с теплопроводным механизмом.

2. Установлены особенности формирования температурной метки и дальнейшей её эволюции заключающиеся в доминирующем влиянии конвективного теплопереноса, за счет которого ярко наблюдается эффект термогравитационного расслоения ламинарного потока.

3. Предложен и отработан подход по выбору интервала (точки) прихода тепловой метки “по фронту”.

4. Разработан и опробован алгоритм расчета локальных скоростей одно- двухфазного потока расслоенной жидкости с выходом на общий расход

ГЛАВА 4. ПУТИ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕТОК В СКВАЖИННОЙ ГЕОФИЗИКЕ

На основании изучения закономерностей, описанных в главах №2 и №3 можно предложить решение практических задач методом активной термометрии. Для этого необходимо произвести регистрацию изменения температуры внутри ствола скважины, либо на стенке эксплуатационной (обсадной) колонны. При регистрации температуры потока внутри колонны решается задача по определению работающих пластов и количественной оценки поинтервального расхода флюида в скважинах с двумя и более интервалами перфорации. При регистрации распределения температуры самой колонны решается задача по определению наличия/отсутствия заколонных перетоков и направления их движения (вниз/вверх).

4.1 Исследование использования индуктора для создания тепловой метки на экспериментальной установке

Одним из главных структурных элементов метода активной термометрии является изучение искусственно созданной термоаномалии. В скважинных условиях тепло может выделяться в процессе работы скважинного трактора, впрыска порции горячей жидкости или газа, химическими методами и тд. Однако одним из наиболее эффективных методов создания термоаномалии на сегодняшний день является скважинный индуктор. Суть работы которого заключается в генерации переменного электромагнитного поля высокой интенсивности внутри эксплуатационной (обсадной) колонны, с последующим тепловыделением на ее стенках.

В процессе стендовых испытаний была проведена серия замеров для определения величины нагрева стальной колонны от мощности питания индуктора. Испытания были проведены на трёх различных мощностях ($W=1\text{кВт}$, $W=1,5\text{кВт}$ и $W=2\text{кВт}$), стоит отметить, что указанная мощность, это

мощность на выходе с источника тока. Часть мощности теряется на эквиваленте трёхжильного пятикилометрового геофизического кабеля. Из показаний замеров напряжения и сопротивления на эквиваленте можно рассчитать мощность тока, потребляющий индуктор (таблица 4.1). Для оценки влияния коэффициента теплопотерь в окружающую среду исследования проводились в условиях теплоизоляции рабочей части установки (трубы) и без нее. Характеристики изолирующего материала приведены ниже: Теплопроводность – 0.031-0.037 Вт/м*С.

- Паропроницаемость – 0.001 мг/м*час*Па.
- Влагопоглощение – 0.2-0.7%.
- Устойчивость к динамическому сжатию – 0.031-0.033 Мпа.
- Звукоизоляция – 68%.
- Теплоотражающие свойства – 95-97%.

Таблица 4.1.

Параметры мощностных характеристик исследования работы индуктора

№	Q, м3/сут	I, А (на блоке)	U, В (на блоке)	W, Вт (на блоке)	R, Ом (экв)	W, Вт, (экв)	W, Вт (индук)	Тепло-изоляция
1	0	2,9	354	1026	62	521	505	нет
2	0	3,5	425	1487	62	759	728	нет
3	0	4,1	492	2017	62	1042	975	нет
4	0	4,8	390	1872	30	691	1180	да
5	0	6,0	470	2820	26	936	1885	да

На рисунке 4.1 представлена зависимость реакции датчика температуры, расположенная на внешней образующей колонны (при этом теплоизолированная от окружающей среды) в зоне работы индуктора.

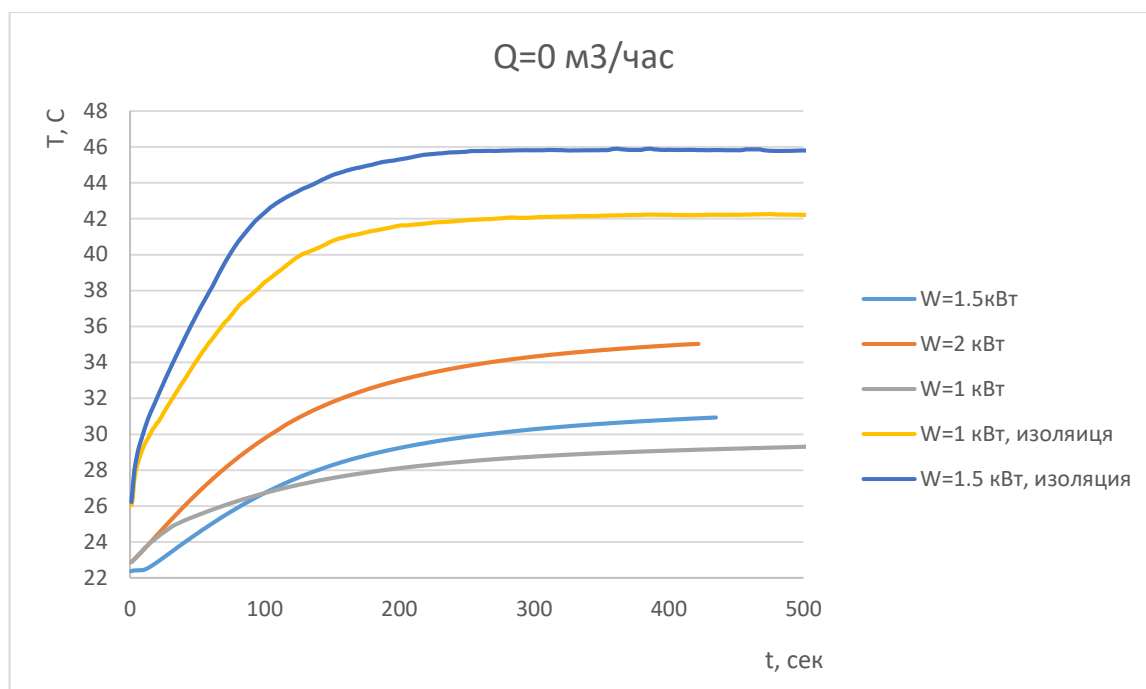


Рис. 4.1. Характер роста температуры колонны от времени работы индуктора

На рисунке наблюдается логарифмическая зависимость величины нагрева колонны от времени работы индуктора. При нулевом дебите и внешней теплоизоляции величина нагрева ΔT достигает 20°C , что является более чем достаточной амплитудой термоаномалии для дальнейшей регистрации её эволюции.

Целью исследований является изучение формирования теплового поля в теле трубы в процессе ее индукционного нагрева и теплового поля в жидкости, движущейся внутри трубы, применительно к определению расхода жидкости в трубе. ЭУ расположена горизонтально, мощность индукционного нагревателя составляет около 1 кВт (975 Вт), рассмотрены расходы жидкости в трубе 0, 5, 25, 50 м³/сут. На рисунке 4.2 представлена динамика изменения во времени температуры на внешней поверхности (стенке) трубы в интервале индукционного нагрева ($\Delta T = T_n - T_0$) при различном расходе однофазного потока в трубе (флюид – вода техническая, вязкость 1 мПа·с, плотность 1000 кг/м³).

С увеличением расхода от 0 до 50 м³/сут максимальный нагрев трубы снижается с 12.4 до 4.6 $^\circ\text{C}$, что обусловлено отводом тепла из участка

индукционного нагрева движущимся потоком в трубе. При этом максимальный нагрев трубы при расходах 0 и 5 м³/сут близок, что связано со строго ламинарным режимом течения потока (число Рейнольдса Re при расходе 5 м³/сут составляет около 740), при котором коэффициент теплообмена между жидкостью и трубой практически не зависит от расхода потока.

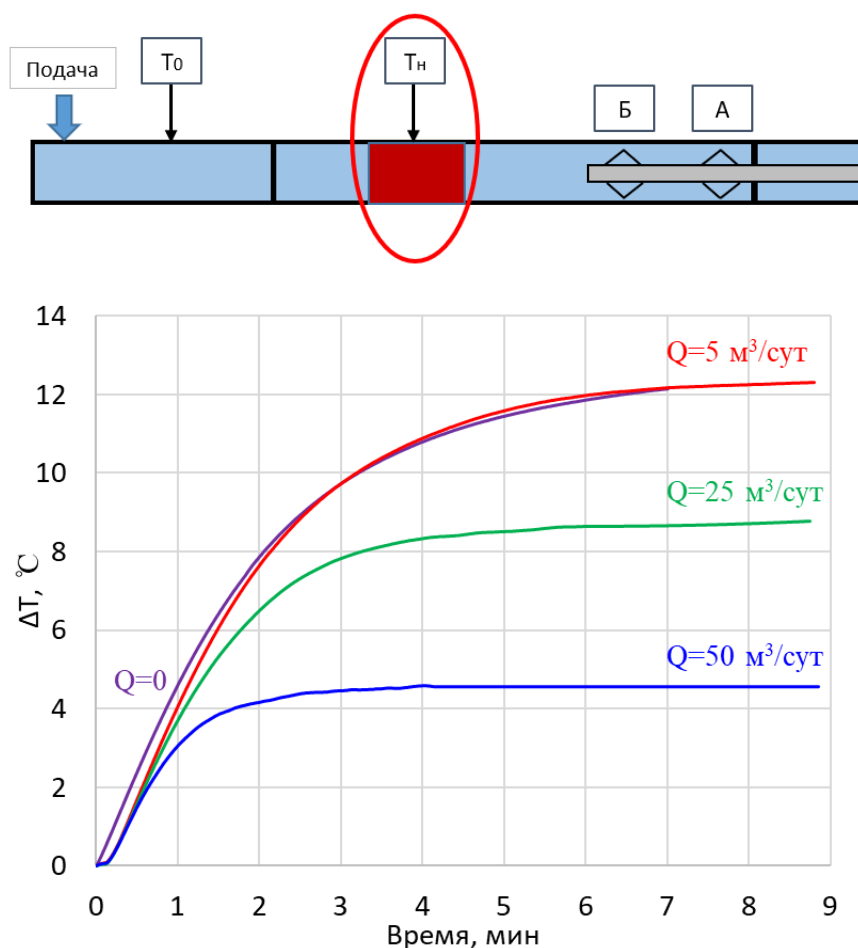


Рис. 4.2. Изменение во времени температуры внешней стенки трубы ΔT в интервале индукционного нагрева (шифр кривых – расход жидкости в трубе)

В результате теплообмена с нагретой трубой в потоке жидкости создается тепловая метка, движущаяся вместе с потоком. На рисунке 4.3 представлена динамика изменения во времени температуры, регистрируемой датчиками 1-4 модуля Б (ближнего к индуктору) после включения индукционного нагревателя. Расход жидкости в трубе составляет 5 м³/сут.

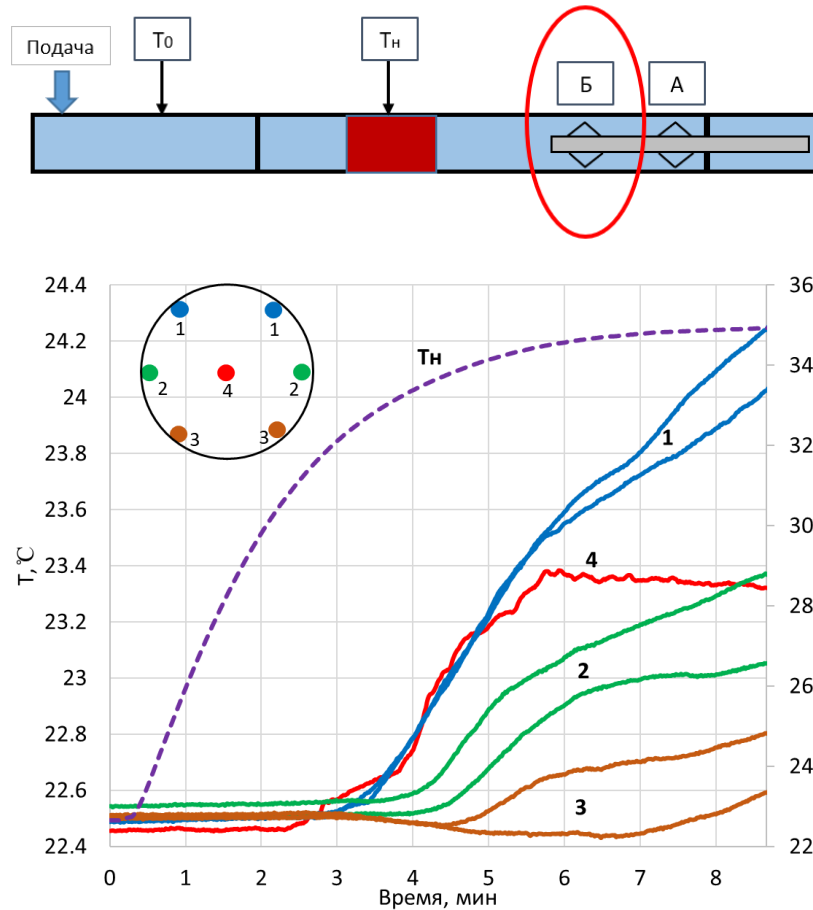


Рис. 4.3. Динамика изменения во времени температуры на уровне датчиков модуля Б (T_n – температура индукционно нагреваемого участка трубы, правая шкала)

Наибольшие возмущения температуры (температурные аномалии, термоаномалии) отмечаются для датчиков уровня 1, прижатых к внутренней стенке трубы в ее верхней части, изменение температуры по реакции датчиков достигает 1.6 К. Точка начала роста температуры также зависит от положения датчика в сечении трубы. Быстрее всего температура растет на датчике 4, находящемся в центре потока, следующими реагируют датчики уровня 1. Датчики уровня 2 реагируют на движение потока с существенным запаздыванием, около 1 мин относительно датчиков уровня 1. На датчиках уровня 3 отмечаются небольшие отрицательные температурные аномалии, связанные с термогравитационным разделением слоев жидкости в условиях влияния естественной тепловой конвекции (ЕТК) – нагреваемая за счет теплообмена с горячей трубой жидкость поднимается вверх и движется по верхней образующей трубы, поэтому в нижней части трубы скапливается

более холодная жидкость циркуляция жидкости в вертикальном направлении приводит к немонотонному характера изменения температуры во времени [10, 11].

Динамика изменения во времени температуры, регистрируемой датчиками модуля А, представлена на рисунке 4.4. Для удобства и ввиду аналогичного характера кривых на рисунке приведено по 1 графику для датчиков уровня 2 и 3.

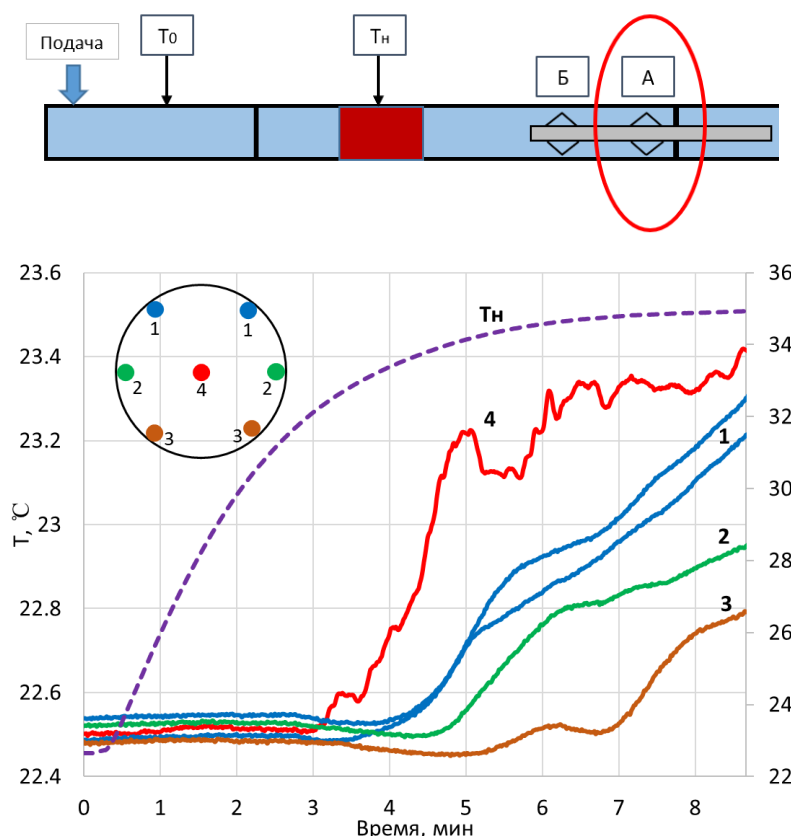


Рис. 4.4. Динамика изменения во времени температуры на уровне датчиков модуля А (T_n – температура индукционно нагреваемого участка трубы, правая шкала)

Из графиков видно, что характер изменения во времени температуры на уровне датчиков модуля А также определяется их местоположением по сечению трубы. Наибольшие термоаномалии отмечаются для датчика 4, находящегося в центре потока жидкости, изменение температуры по реакции датчика достигает 0.9 К, показания датчиков уровня 1, расположенных в верхней части трубы, несколько ниже по температуре, термоаномалии варьируются в интервале 0.7-0.8 К. Это можно объяснить тем, что датчики

уровня 1 прижаты к трубе, поэтому их показания чувствительны к температуре самой трубы. В свою очередь, с удалением от индукционного нагревателя труба становится все холоднее, поскольку ее нагрев вне области электромагнитного влияния нагревателя обусловлен исключительно теплообменом с движущимся потоком. Касательно начала роста температуры видно, что быстрее всего температура растет на датчике 4, далее реагируют датчики уровня 1, датчики уровней 2 и 3 заметно (на 1-2 мин и более) запаздывают относительно вышерасположенных датчиков 1.

Сравнение динамики температурного поля, регистрируемой датчиками модулей А и Б, представлено на рисунке 4.5. Для удобства отображения построены кривые изменения ΔT_i температуры по реакции датчиков T_i относительно начальной температуры T_{i0} : $\Delta T_i = T_i - T_{i0}$.

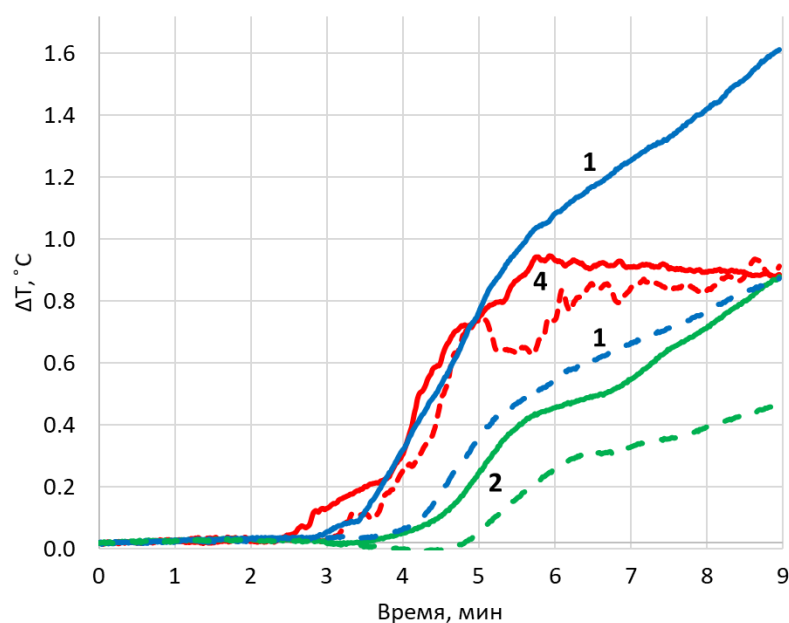


Рис. 4.5. Сравнение динамики изменения во времени температуры ΔT на уровне датчиков 1, 2, 4 (сплошные линии – модуль Б, штриховые – модуль А), расход жидкости в трубе $5 \text{ м}^3/\text{сут}$

В первую очередь прохождение тепловой метки (по росту температуры) наблюдается для ближнего к нагревателю модулю Б (сплошные линии на рис. 7), величина термоаномалий для датчиков этого модуля также выше. Рост температуры по показаниям датчиков 4, 1, 2 модуля Б отмечается примерно

через 150, 180, 220 с соответственно после начала регистрации температуры, соответствующих датчиков уровня А тепловая метка достигает через 190, 220, 270 с соответственно. Оцененный по скорости прохождения тепловой метки расход жидкости в трубе варьируется в диапазоне 5.5-7 м³/сут при фактическом расходе 5 м³/сут, т.е. на 10-40% выше. Расчетные значения расхода несколько завышены по сравнению с фактическими, это связано с тем, что температура и подвижность верхних более нагретых слоев жидкости выше, чем нижних, также за счет естественной тепловой конвекции нагретая на участке индукционного нагрева жидкость растекается по верхней части трубы [12]. Таким образом, возникает естественный конвективный поток жидкости дополнительно к вынужденному движению с заданным расходом. Этот факт подтвердил эксперимент, в котором индукционный нагрев проводился при нулевом расходе потока в трубе ЭУ (рисунок 4.6). Несмотря на отсутствие подачи жидкости в трубу, примерно через 5 мин после начала регистрации отмечается рост температуры во времени для датчиков модуля Б, что связано с влиянием естественной тепловой конвекции. Наибольший нагрев отмечается для датчиков уровня 1 в верхней части трубы, в течение 7 мин регистрации термоаномалия достигает 1 К; для датчиков 2 и 4 термоаномалия составляет до 0.3 К, на нижних датчиках (уровень 3) температура во времени меняется слабо, термоаномалии не превышают 0.02 К.

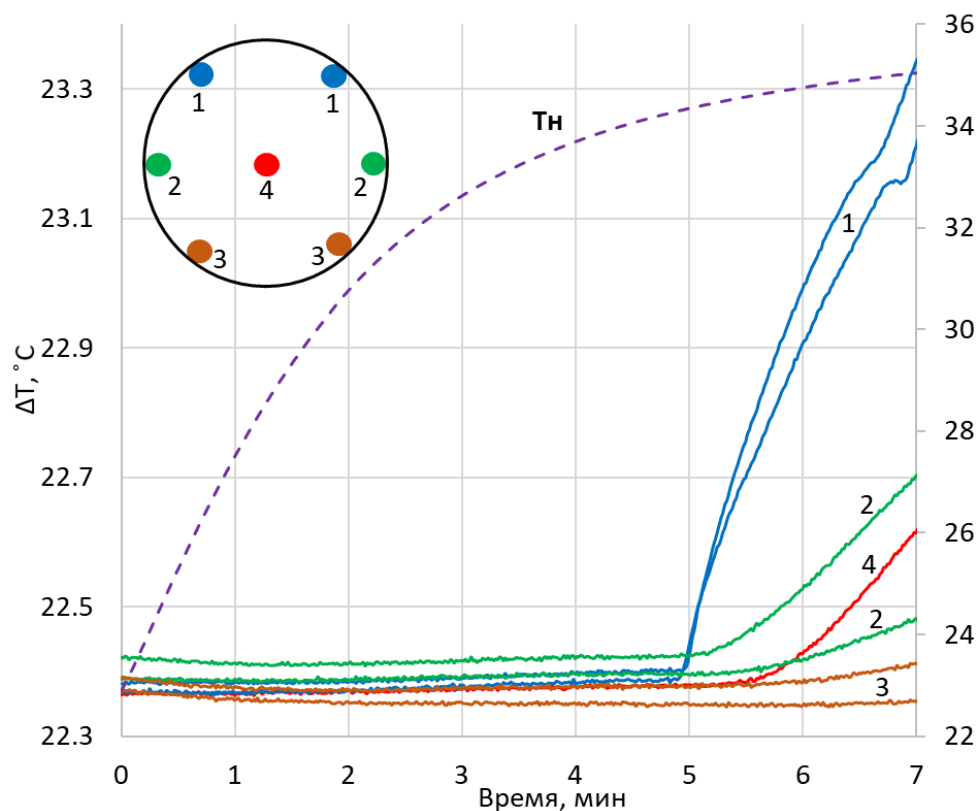


Рис.4.6. Динамика изменения во времени температуры на уровне датчиков модуля Б при нулевом расходе в трубе (T_n – температура индукционно нагреваемого участка трубы, правая шкала)

Результаты оценки расхода жидкости в трубе по скорости движения тепловой метки (для оценки взяты показания датчиков 1, 2 и 4) при различных расходах потока представлены в таблице. С увеличением расхода от 5 до 50 м³/сут максимальная относительная погрешность оценки расхода снижается с 40 до 12%, абсолютная увеличивается с 2 до 5 м³/сут. С одной стороны, с увеличением расхода жидкости в трубе возрастает влияние на тепловое поле вынужденной конвекции, преобладающей над естественной тепловой, поэтому погрешность оценки расхода должна снижаться. С другой стороны, с увеличением расхода снижаются величина термоаномалий по реакции датчиков и темп роста температуры во времени, в результате температурный фронт несколько «размазывается» во времени и увеличивается неопределенность в выборе точек начала роста температуры.

Оценка расхода жидкости в трубе по скорости движения тепловой метки

Фактический расход жидкости, м ³ / сут	Диапазон расчетного расхода, м ³ / сут	Погрешность, м ³ /сут (%)
5	5.5-7	0.5÷2 (до 40 %)
25	26-29	1÷4 (до 16 %)
50	45-55	-5÷5 (до 12 %)

4.2 Сравнение результатов стендовых испытания при индукционном нагреве трубы с аналитической моделью динамики температуры потока во времени

Кроме анализа скорости движения тепловых меток, для оценки расхода в трубе могут быть использованы замеры динамики температуры стенки трубы на участке индукционного нагрева, с учетом того факта, что разогрев трубы чувствителен к расходу потока. Рассматривается задача о теоретическом расчете динамики изменения температуры стенки трубы в интервале индукционного нагрева. Рассмотрим нестационарную модель изменения температуры участка металлической трубы на основе нестационарного уравнения теплопроводности:

$$C_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} = \lambda_2 \frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2} + \varphi(x, z, t), 0 \leq x \leq l \quad (4.1)$$

Здесь T_2 – температура в теле трубы, $C_2 = \rho_2 c_2$ - объемная теплоемкость металла трубы, ρ_2 , c_2 , λ_2 – плотность, удельная теплоемкость и теплопроводность металла соответственно, $\varphi(x, z, t)$ – удельная на единицу объема мощность тепловыделения в трубе, Вт/м³. От $T_2(x, z, t)$ перейдем к средней по толщине трубы температуре

$$T(z, t) = \frac{1}{l} \int_0^l T_2(x, z, t) dx$$

$$w(z, t) = \frac{1}{l} \int_0^l \varphi(x, z, t) dx \quad (4.2)$$

где l – толщина трубы.

Тогда (4.1) переписывается как

$$C_2 l \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial x} \Big|_{x=l} - \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial x} \Big|_{x=0} + lw(z,t) \quad (4.3)$$

В правой части первое и второе слагаемые представляют собой удельный тепловой поток от трубы в окружающую среду (им пренебрежем) и в поток жидкости в трубе (опишем его законом Ньютона):

$$\begin{aligned} q(0,t) &= -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial x} \Big|_{x=0} = \alpha(T_1 - T) = -\alpha T \\ q(l,t) &= -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial x} \Big|_{x=l} = 0 \end{aligned} \quad (4.4)$$

где α – коэффициент теплообмена, T_1 – температура жидкости (ее изменением пренебрегаем). Перепишем (3) в виде

$$lC_2 \frac{dT}{dt} = -\alpha T + lw \quad (4.5)$$

Обозначим

$$\tau = \frac{lC_2}{\alpha} = \frac{l\rho_2 c_2}{\alpha} \quad (4.6)$$

Запишем задачу Коши для расчета температуры в колонне:

$$\begin{aligned} \frac{dT}{dt} &= -\frac{1}{\tau} T + \frac{w}{c_2 \rho_2} \\ T|_{t=0} &= 0 \end{aligned} \quad (4.7)$$

Решение (4.7) имеет вид

$$T(t) = \frac{w\tau}{c_2 \rho_2} \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \quad (4.8)$$

Сравнение результатов расчета динамики изменения во времени температуры трубы на участке индукционного нагрева по формуле (4.8) и фактическими замерами температуры поверхности трубы T_n показано на рисунке 4.7.

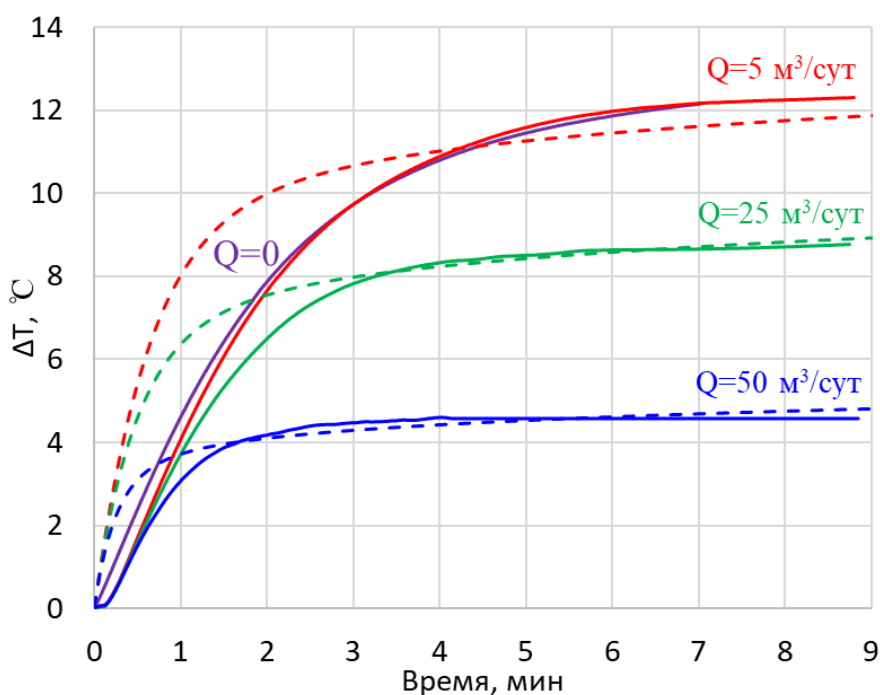


Рис. 4.7. Сравнение динамики температуры трубы $\Delta T(t)$ в интервале индукционного нагрева (штриховые линии – аналитическая модель, сплошные – температура внешней стенки трубы)

Непосредственно после включения индуктора темп роста температуры нагреваемого участка трубы по аналитической модели выше фактического, однако с течением времени кривые приближаются друг к другу. Максимальные термоаномалии по аналитической модели и результатам экспериментов близки по значениям, отклонение не превышает 0.5 К (4%). Чувствительность температуры трубы к расходу потока можно использовать для решения обратных задач по оценке расхода в трубе по замерам температуры ее поверхности с использованием полученного аналитического решения.

4.3 Определение расхода флюида в стволе добывающей скважины

Определение расхода флюида в стволе добывающей скважины основано на анализе динамики в пространстве и времени тепловой метки, создаваемой в жидкости на участке индукционного нагрева обсадной колонны за счет ее

теплообмена со стенкой колонны. Метод тепловых (температурных) меток реализуем в условиях малых скоростей потока независимо от состава флюида в стволе скважины.

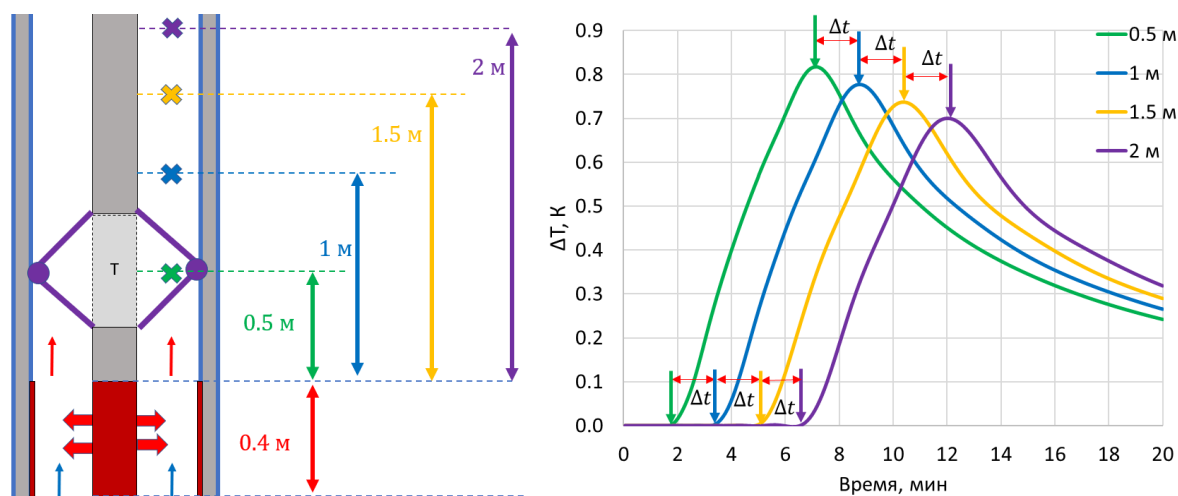


Рис. 4.8. Динамика температуры в контрольных точках в добывающей скважине (шифр кривых – расстояние от верхней границы участка нагрева, расход жидкости 5 м³/сут)

Динамика изменения температуры жидкости в потоке выше участка нагрева после включения индуктора показана на рис. 4.8. Как видно из рис. 4.8, время прихода тепловой метки возрастает по мере увеличения расстояния от участка нагрева до точки регистрации температуры. Кроме того, по мере удаления от участка нагрева снижается величина температуры, переносимой тепловой меткой.

Динамика изменения температуры стенки обсадной колонны выше участка нагрева после включения индуктора показана на рис. 4.9.

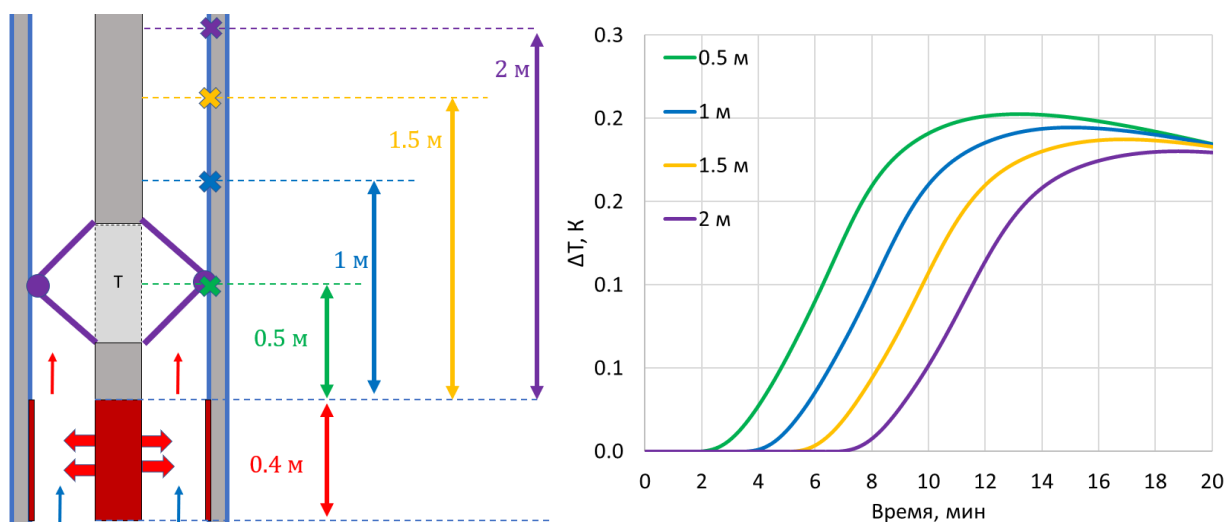


Рис. 4.9. Динамика температуры в обсадной колонне (шифр кривых – расстояние до верхней границы участка нагрева)

Нагрев обсадной колонны выше участка нагрева опосредованный, он обусловлен теплообменом с восходящим потоком в колонне, в свою очередь, разогревающимся при прохождении участка нагрева. В этой связи выше участка нагрева термоаномалии в жидкости являются более четкими по сравнению с термоаномалиями в обсадной колонне и их более предпочтительно использовать для оценки объемного расхода.

Время прихода тепловой метки, фиксируемое разнесенными по глубине датчиками температуры в потоке, обеспечивает расчет скорости потока с выходом на расход. Расчет может быть выполнен как по точкам начала роста температуры (фронт температурного возмущения), так и по точкам максимальной температуры на датчиках (фронт тепловой метки). Например, из рис. 4.8 длительность прохождения фронта тепловой метки между датчиками, расположенными в интервале [0.5-1], [1-1.5], [1.5-2] м над участком нагрева, составляет 96, 102, 92 с соответственно, расчетный расход жидкости в колонне составляет 5.1, 4.8, 5.3 м³/сут соответственно. Длительность прохождения фронта температурного возмущения между этими же датчиками составляет 96, 94, 92 с соответственно, расчетный расход жидкости в колонне составляет 5.1, 5.2, 5.3 м³/сут соответственно.

Расход жидкости в колонне также может быть рассчитан на основе серии кривых распределения температуры, зарегистрированных по глубине (рис. 4.10).

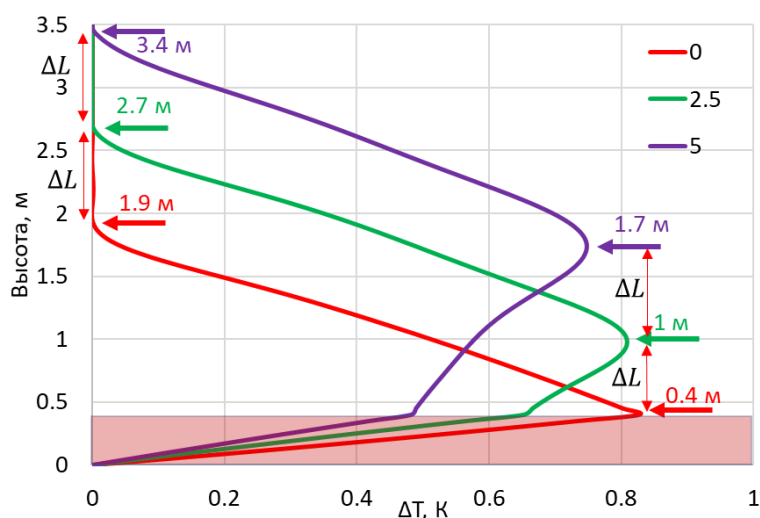


Рис. 4.10. Распределение температуры в добывающей скважине, фиксируемое в различные моменты времени после завершения индукционного нагрева, расход жидкости $5 \text{ м}^3/\text{сут}$

Определение расхода флюида в добывающей скважины основано на расчете скорости движения тепловой метки, создаваемой в жидкости на участке индукционного нагрева колонны. Основными анализируемыми параметрами выступают временные замеры в «точке», а также распределение температуры по глубине выше участка индукционного нагрева колонны. Алгоритм расчета распределения локальных скоростей с выходом на общий дебит описан в параграфе 3.1 третьей главы.

Расчет выполняется по той же формуле (3.1), причем под ΔL в данном случае понимается расстояние между положением фронтов (температурного возмущения или тепловой метки) на термограммах, зарегистрированных в различные моменты времени после прекращения индукционного нагрева. Например, из рис. 4.10 положение фронта тепловой метки (расстояние относительно нижней границы участка нагрева) через 0, 2.5, 5 мин после прекращения нагрева равно около 0.4, 1, 1.7 м соответственно, что соответствует расходу в колонне 4.0 и 4.5 $\text{м}^3/\text{сут}$ соответственно. Расход в

колонне по динамике перемещения температурного фронта (положение 1.9, 2.7, 3.4 м) изменяется в интервале 4.6-5.2 м³/сут.

Увеличение расхода жидкости в обсадной колонне приводит к пропорциональному увеличению скорости движения тепловой метки (на рис. 4.11 показана динамика изменения температуры жидкости во времени в различных точках выше участка индукционного нагрева колонны при расходе потока 10 м³/сут). При этом длительность прохождения тепловых меток между температурными датчиками уменьшается, в частности, при расходе 10 м³/сут длительность прохождения фронта тепловой метки между датчиками, расположенными в интервале [0.5-1], [1-1.5], [1.5-2] м над участком нагрева, составляет 41, 49, 51 с соответственно, расчетный расход жидкости в колонне составляет 9.6, 9.9, 9.6 м³/сут соответственно. Расчетный расход жидкости по движению фронта температурного возмущения в колонне варьируется в диапазоне 9.8-10.1 м³/сут соответственно.

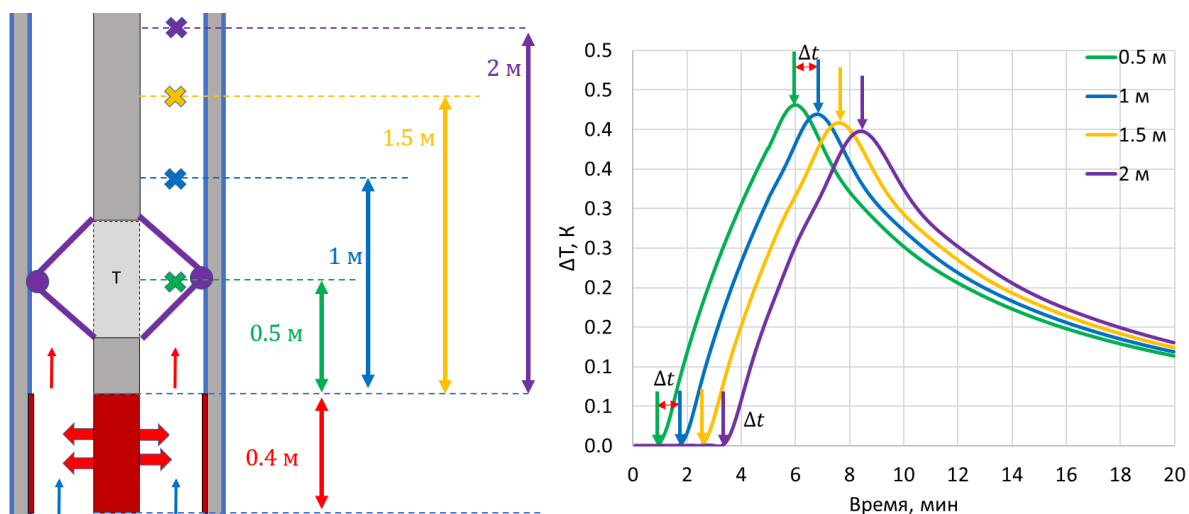


Рис.4.11 Динамика температуры в контрольных точках в добывающей скважине (шифр кривых – расстояние от верхней границы участка нагрева, расход жидкости 10 м³/сут)

Распределение температуры в добывающей скважине, фиксируемое в различные моменты времени после завершения индукционного нагрева, показано на рис. 4.12. Положение фронта тепловой метки (расстояние относительно нижней границы участка нагрева) через 0, 2.5, 5 мин после

прекращения нагрева равно около 0.4, 1.7, 3.2 м соответственно, что соответствует расходу в колонне 8.5 и 9.7 м³/сут соответственно. Расход в колонне по динамике перемещения температурного фронта (положение 3.4, 5.0, 6.6 м) равен 10.4 м³/сут.

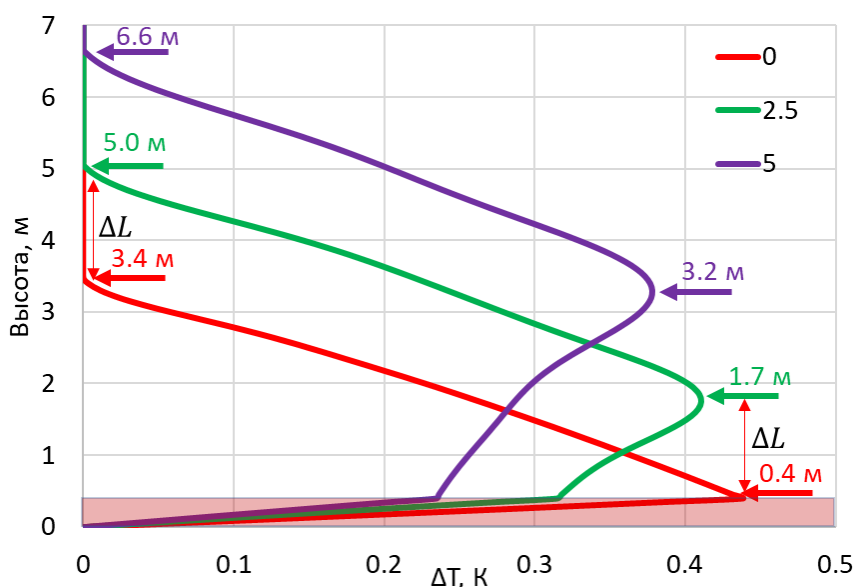


Рис. 4.12. Распределение температуры в добывающей скважине в различные моменты времени после завершения индукционного нагрева, расход жидкости 10 м³/сут (шифр кривых – время после прекращения нагрева, мин, цветом выделен участок нагрева)

Данная технология в реальных скважинных условиях реализуется путем проведения серии замеров на подъеме и спуске сразу после завершения работы индуктора. Время работы индуктора зависит от дебита скважины, поскольку с увеличением расхода нагрев жидкости, определяющий величину тепловой метки, снижается. В частности, при увеличении расхода жидкости с 5 до 10 м³/сут величина максимальной термоаномалии жидкости на выходе из области индукционного нагрева снижается с 0.82 до 0.44 К.

В добывающих скважинах в качестве мешающего фактора выступает эффект естественной тепловой конвекции (ЕТК) и наличие в потоке двух фаз, например, нефть и вода. ЕТК и всплытие капель нефти в потоке сопровождается формированием вихрей и значительными температурными флуктуациями [9]. Результаты расчета динамики температуры над участком индукционного нагрева с учетом ЕТК при продолжительности цикла нагрева

20 мин показаны на рис. 4.13. Расход жидкости в обсадной колонне принят $5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Построены кривые на расстоянии по радиусу 20, 10, 0 мм от стенки обсадной колонны (от центра потока к стенке колонны). Характер поведения температуры при учете ЕТК существенно более немонотонный, на кривых наблюдаются значительные колебания температуры, связанные с влиянием естественной конвекции, амплитуда колебаний на модельных кривых составляет более 1 К. Указанные эффекты объективно осложняют локализацию положения фронта тепловой метки по показаниям температурных датчиков. Наличие температурных флуктуаций увеличивает погрешность определения времени прихода температурной метки и расхода жидкости.

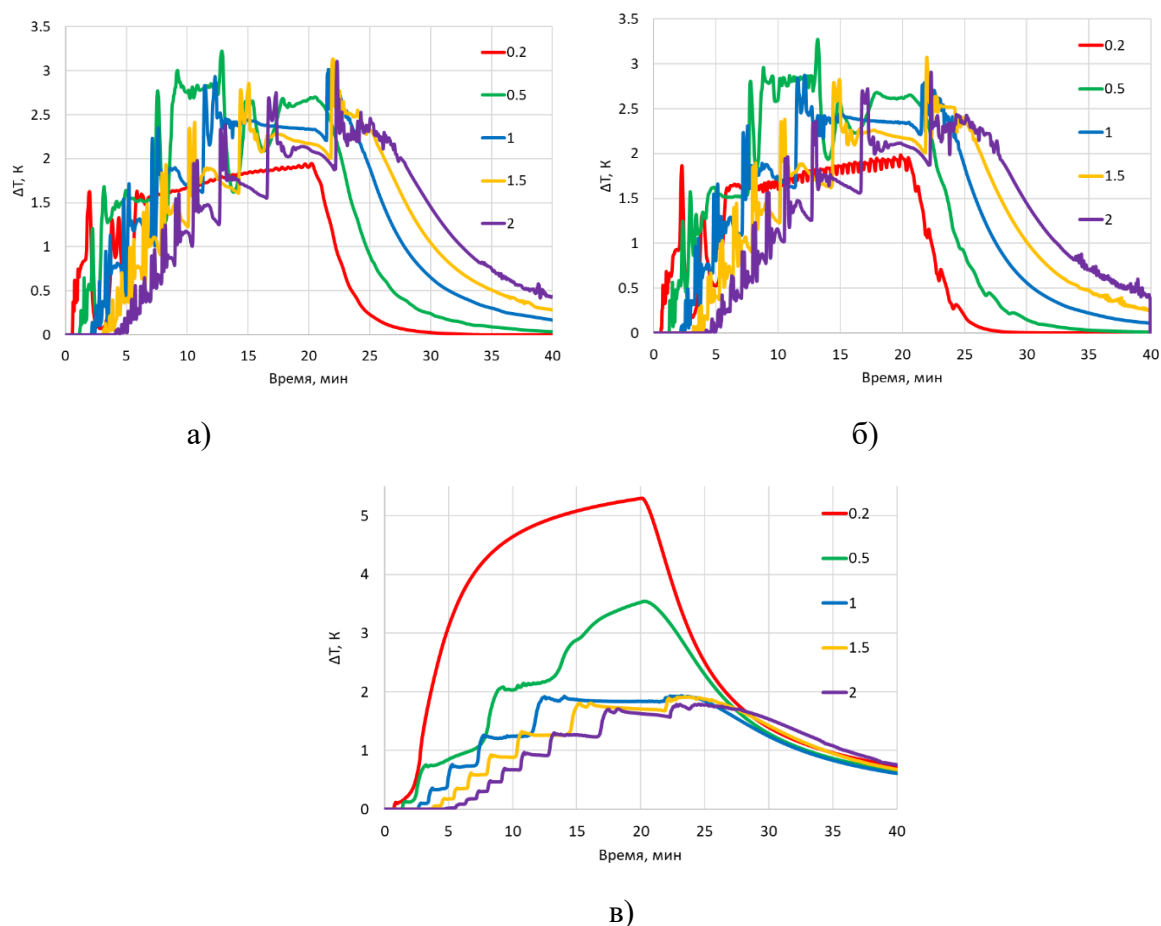


Рис. 4.13. Динамики температуры в жидкости после начала индукционного нагрева с учетом влияния ЕТК при радиальном расстоянии 20, 10, 0 мм (а, б, в соответственно) от стенки обсадной колонны, расход жидкости $5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Шифр кривых - расстояние до точки наблюдения от индуктора, м.

Влияние расхода жидкости в обсадной колонне на динамику температуры в различных точках над участком нагрева показано на рис. 4.14. С увеличением расхода жидкости от 5 до 50 м³/сут амплитудная величина температуры в жидкости (величина тепловой метки) снижается с 3 до 0.3 К, кроме того, снижается степень влияния ЕТК на температурное поле и соответственно флуктуации на температурных кривых. При расходах более 5 м³/сут температура в центре потока жидкости на расстоянии 0.2 м над участком нагрева не чувствительна к работе индуктора, это связано с подъемом жидкости за счет влияния ЕТК вдоль нагретой стенки колонны, в этой же области сконцентрированы максимальные тепловые возмущения в жидкости (рис. 4.14).

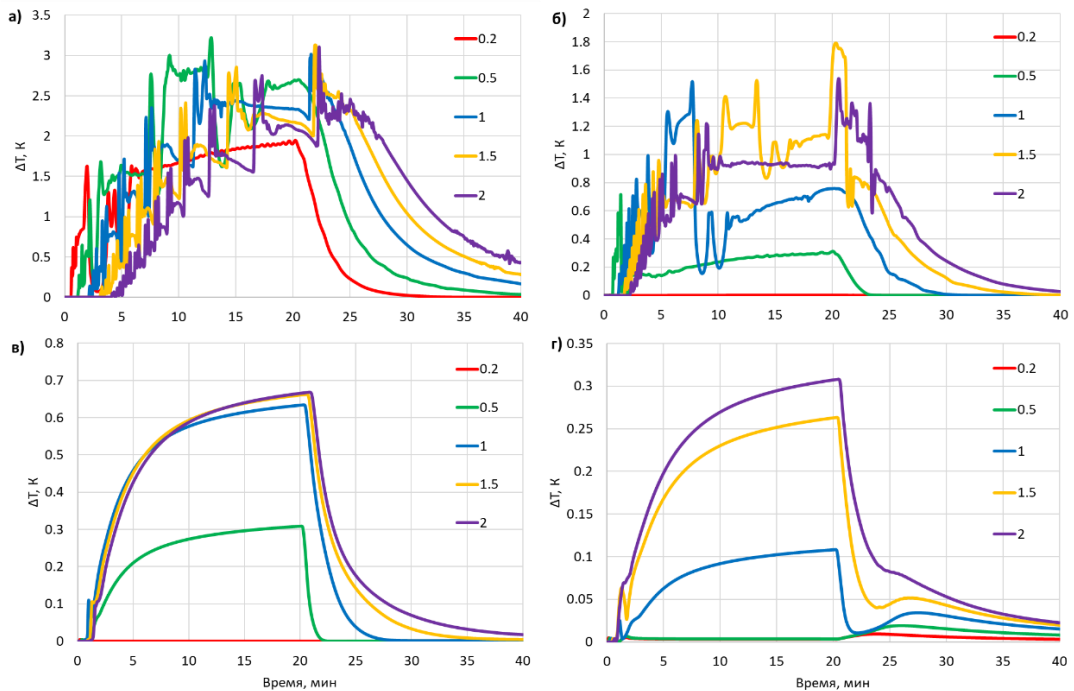


Рис.4.14. Динамика температуры в жидкости на расстояниях 0.2-2 м над участком нагрева при различном расходе (а – 5 м³/сут, б – 10 м³/сут, в – 25 м³/сут, г – 50 м³/сут)

Поле скорости жидкости характеризуется существенной нелинейностью и наличием ряда областей возмущения. Максимальная локальная скорость жидкости отмечается вблизи нагретой стенки обсадной колонны, причем линейная скорость в этой области достигает 65 мм/с (для сравнения, средняя по сечению линейная скорость жидкости, соответствующая расходу в колонне

10 м³/сут, составляет около 10 мм/с). Выше интервала индукционного нагрева, на расстоянии более 1 м (выше глубины 3 м), отмечается возникновение радиальных конвективных потоков, а также повторяющейся структуры движения потока. Поле температуры восходящего потока жидкости согласуется с полем скорости. В интервале работы индуктора жидкость греется главным образом у стенки нагреваемой обсадной колонны, температурные возмущения в жидкости достигают 5.1 К. В этих условиях естественная тепловая конвекция является причиной максимальной локальной скорости потока в указанной области. По мере подъема в результате теплообмена более горячей и легкой жидкости с более холодной она остывает и становится более плотной, и поскольку она не может опускаться через поднимающийся поток, возникает радиальное конвективное движение [10].

Степень влияния естественной тепловой конвекции на характер движения жидкости во многом зависит от ее расхода. При средней скорости потока порядка 2 см/мин (50 м³/сут в колонне диаметром 150 мм) влияние ЕТК становится пренебрежительно малым.

4.4 Определение расхода флюида в стволе нагнетательной скважины

Определение расхода флюида в нагнетательной скважине также основано на анализе движения тепловой метки, создаваемой в жидкости на участке индукционного нагрева колонны, причем в данном случае анализируются временные замеры в «точке», а также распределение температуры по глубине ниже участка нагрева. Динамика изменения температуры жидкости в потоке ниже участка нагрева после включения индуктора показана на рис. 4.15. Расход жидкости в колонне принят 50 м³/сут, остальные параметры аналогичны приведенным выше.

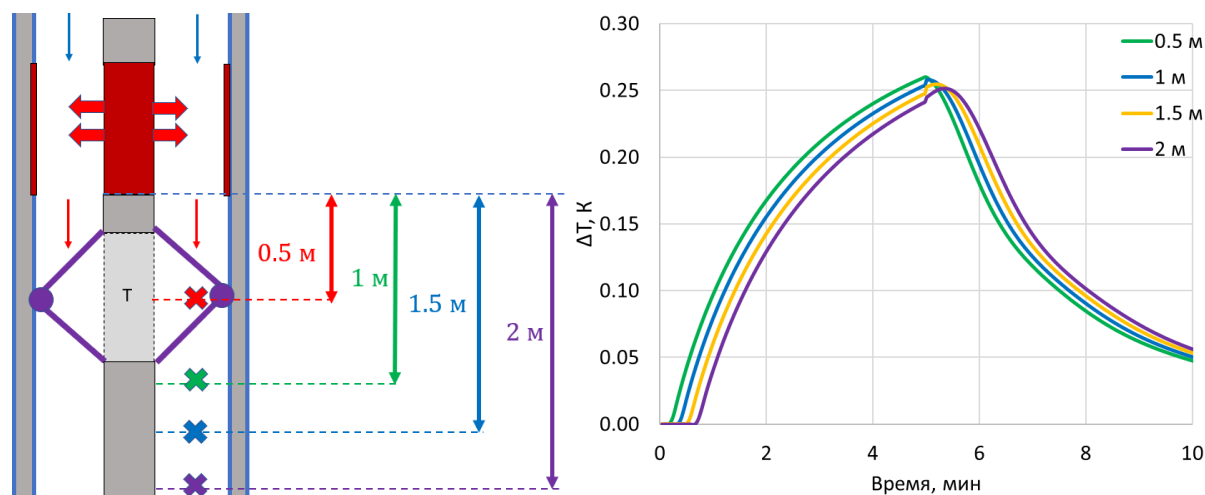


Рис. 4.15. Динамика температуры в контрольных точках в нагнетательной скважине (шифр кривых – расстояние от нижней границы участка нагрева, расход жидкости 50 м³/сут)

Расход жидкости на устье нагнетательной скважине обычно составляет от 50 м³/сут и более, в этой связи тепловые метки перемещаются вдоль ствола скважины с большей скоростью, чем в добывающей скважине, рассмотренной выше. Длительность прохождения фронта тепловой метки между датчиками, расположенными в интервале [0.5-1], [1-1.5], [1.5-2] м ниже участка нагрева, варьируется от 9.5 до 10.5 с соответственно, расчетный расход жидкости в колонне составляет 47-51 м³/сут. Расчетный расход жидкости по скорости прохождения фронта температурного возмущения между этими же точками составил около 49 м³/сут соответственно. Вследствие увеличения расхода жидкости и скорости конвективного теплопереноса термоаномалия, переносимая тепловой меткой, снижается до 0.25 °К, однако данная величина более чем достаточна для уверенной регистрации термодатчиками.

Распределение температуры в нагнетательной скважине, фиксируемое в различные моменты времени после завершения индукционного нагрева, показано на рис. 4.16. Положение фронта тепловой метки (расстояние относительно нижней границы участка нагрева) через 0, 1, 2 мин после прекращения нагрева равно около 0.4, 4, 7 м соответственно, что соответствует расходу в колонне 58 и 49 м³/сут соответственно. Перемещение фронта

теплового возмущения составляет более 20 м, что требует снижения глубины подвески прибора на эту величину, поэтому расчет по фронту тепловой метки является более предпочтительным.

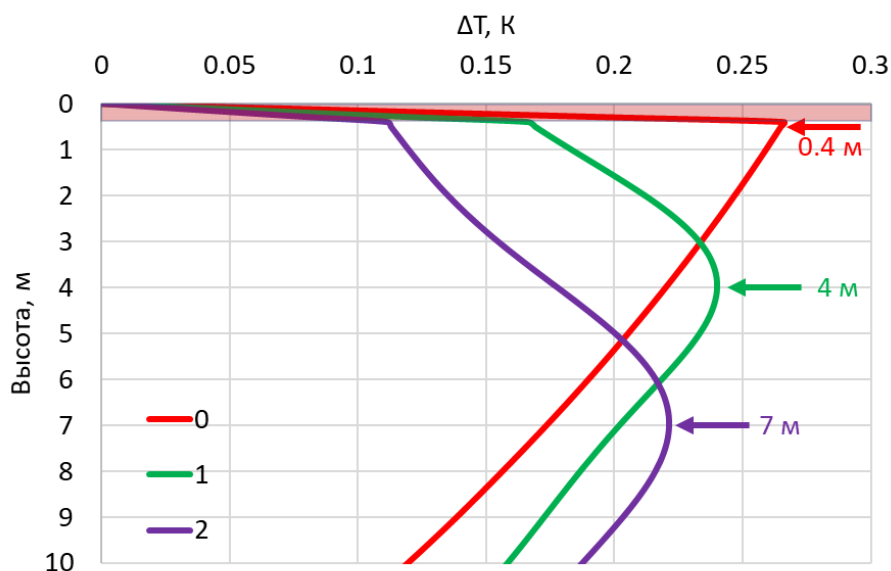


Рис. 4.16. Распределение температуры в нагнетательной скважине в различные моменты времени после завершения индукционного нагрева, расход жидкости $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ (шифр кривых – время после прекращения нагрева, мин, цветом выделен участок нагрева)

4.5 Определение расхода флюида в стволе горизонтальной скважины

В случае же проведения работ в стволе горизонтальной (субгоризонтальной) расчет расходных параметров усложняется за счет расслоенного движения каждой из фаз флюида, непредсказуемого УВМР и термогравитационного эффекта внутри каждой из фаз на расстоянии не более 1 метра от источника тепла. При этом в условиях многофазной продукции расслоение по величине термоаномалии и неравномерное распределение локальных скоростей потока наблюдается в каждой из фаз. При этом средняя амплитуда термоаномалии для каждой из фаз будет различна (из-за различающихся теплофизических свойств каждой жидкости). На рисунках 4.17 а) и 4.17 б) представлены измерения температурного поля на отступах от

нижней латерали на 3.5 и 6.5 см соответственно. Для удобства с графиками была совмещена схема стенда и точек измерения.

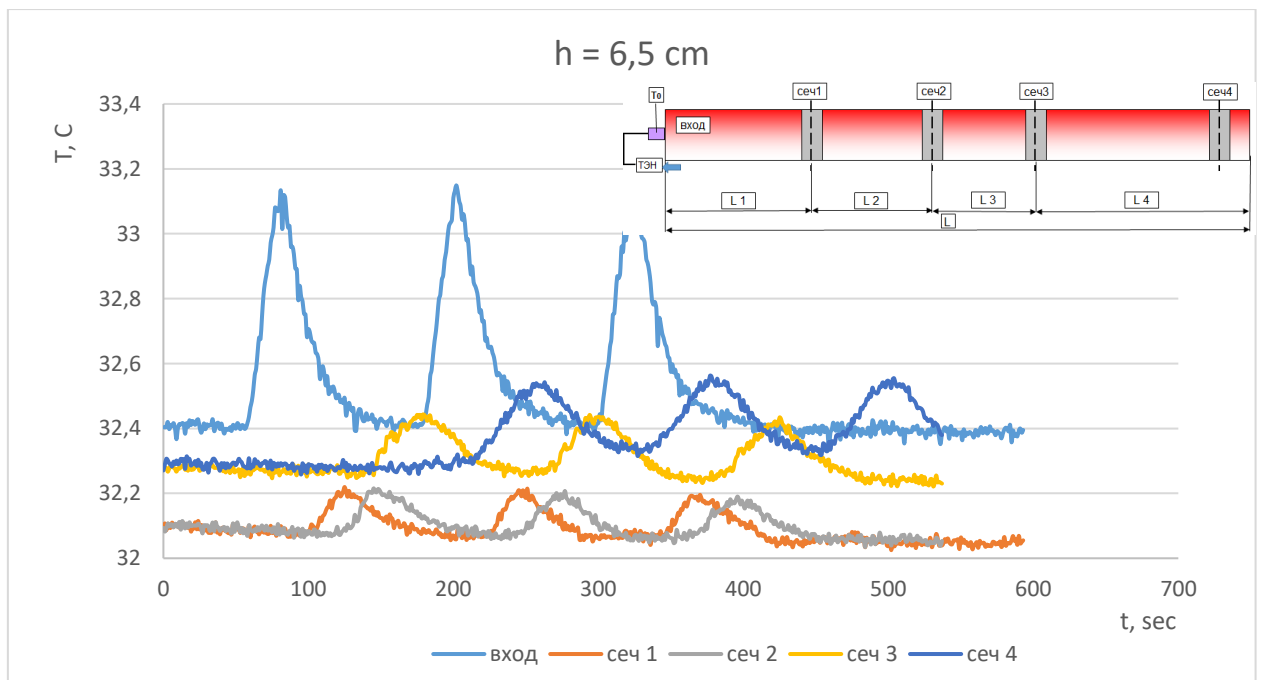
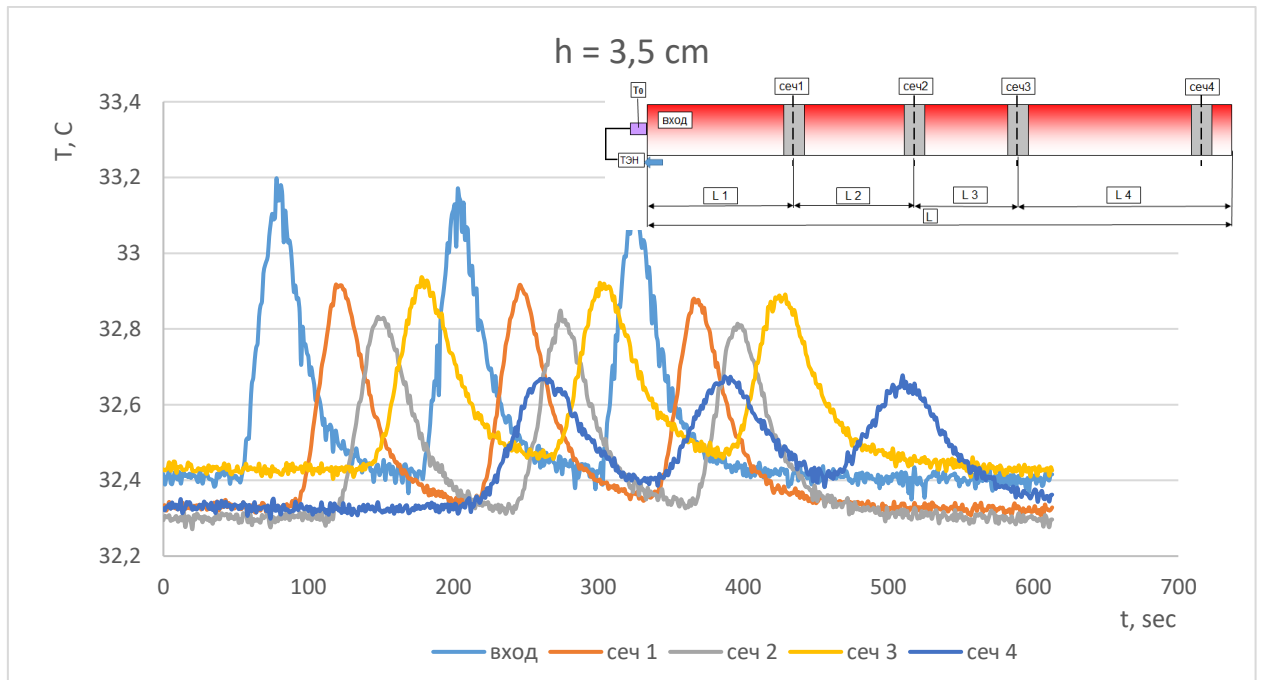


Рис. 4.17. Динамика температуры в жидкости на расстояниях 3,5 (датчик в воде) и 6,5 (датчик в масле) см от верхней латерали. $L_1 = 4 \text{ м}$, $L_2 = 2,4 \text{ м}$, $L_3 = 2,4 \text{ м}$, $L_4 = 4 \text{ м}$, при расходе масла – $22 \text{ м}^3/\text{сут}$, воды – $30 \text{ м}^3/\text{сут}$

Как видно из зависимостей отношение амплитуд тепловых меток вода/масло достигает 6-7 единиц.

Для решения задачи по определению поинтервального дебита флюида в столь неоднородных и плохо предсказуемых условиях предлагается алгоритм расчета распределения локальных скоростей между соседними сечениями для каждого слоя жидкости в отдельности. Далее представлены методические указания в виде пошаговой инструкции для расчета распределения локальных скоростей многофазного неизотермического горизонтального потока с выходом на дебит.

1. Необходимо определить местоположение локального датчика температуры в потоке. Если используется модуль с радиально распределенными датчиками температуры, то положения определяется по данным канала аспидального угла. Для удобства скажем что он расположен на расстоянии 2 см от нижней образующей трубы (T_2).

2. Определить состав флюида, в который погружен датчик температуры. Для этого прибор должен иметь распределенные датчики состава, расположенные соосно с датчиками температуры.

3. Сгенерировать термоаномалию путем включения скважинного индуктора на 2-5 минуты с пиковой мощностью не менее 700 Вт.

4. По данным термограмм определить моменты времени прихода фронта термоаномалии на T_2 для каждого из сечений. Количество модулей (сечений) в составе аппаратного комплекса должно быть не менее 2 штук. При этом количество тепловых меток должно быть в диапазоне от 3 до 5 за один цикл.

5. Путем вычитания моментов времени регистрации прохода фронта ТМ рассчитать время продвижения (Δt). Вычислить среднюю скорость течения термоаномалии по формуле 3.1.

6. Рассчитать дебит одного слоя жидкости для каждого импульса по формуле 3.2. После усреднить полученные результаты 3-5 импульсов воздействия.

7. Повторить пункты 1-5 для следующего датчика температуры.

Таким образом можно получить распределенную эпюру скоростей и общий дебит жидкости, протекающей между двумя точками регистрации температурного поля в стволе горизонтальной скважины, и совместив с данными состава получить фазовые дебиты потока.

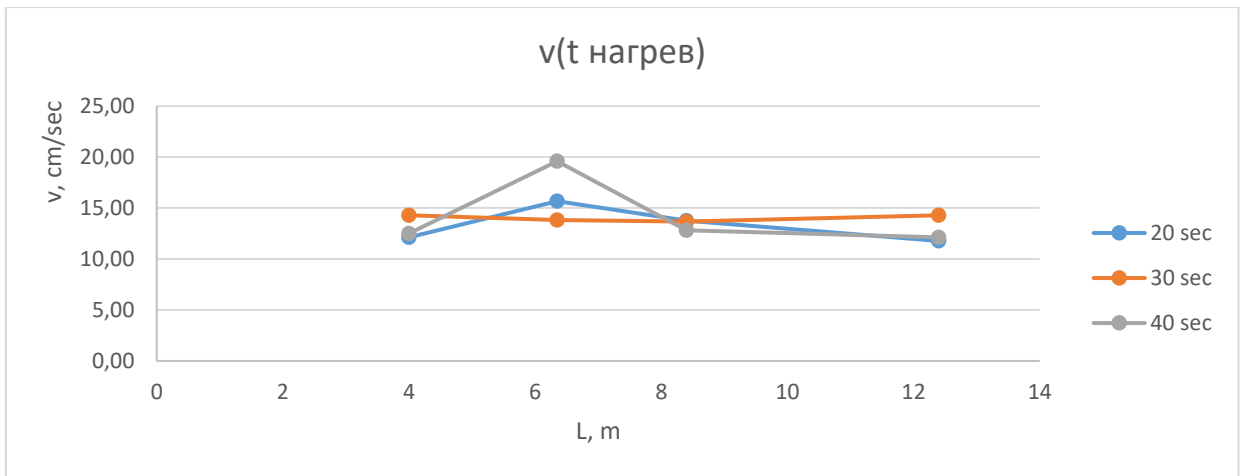
Обработка данных расчета локальный скоростей с выходом на общий дебит для слоя жидкости от 1.5 до 2.5 см от нижней образующей и при наличии 4 контрольных точек измерения с базовыми расстояния между собой $L_2 = 2,4$ м, $L_3 = 2,4$ м, $L_4 = 4$ м представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3.

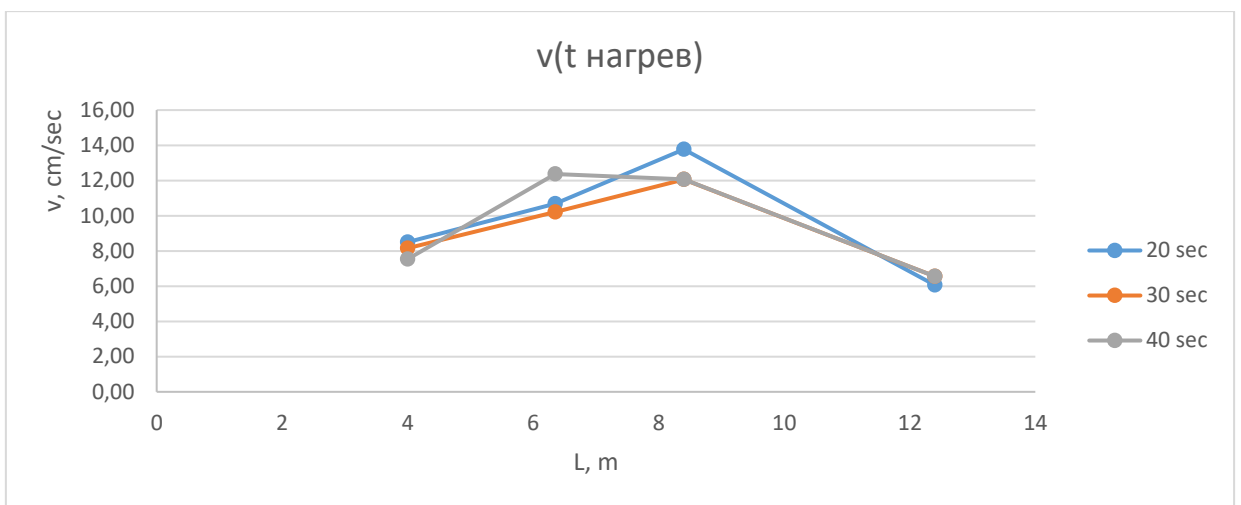
Пример расчета локальной скорости и дебита для слоя потока от 1.5 до 2.5 см от нижней образующей трубы.

	h = 2 см		
	t-2		
38	158	282	датчик в воде
67	190	312	
86	207	328	
96	219	337	
132	252	373	
	Δt , сек		
29	32	30	
19	17	16	
10	12	9	
36	33	36	
	v, см/сек		v средняя, см/сек
0,138	0,125	0,133	13,209
0,124	0,138	0,147	13,626
0,205	0,171	0,228	20,120
0,111	0,121	0,111	11,448
	Q м ³ /час		Q средний, м ³ /час
0,396	0,359	0,382	0,379
0,355	0,396	0,421	0,391
0,588	0,490	0,653	0,577
0,319	0,348	0,319	0,328

На рисунках 4.18 а) и 4.18 б) проиллюстрирована зависимость изменения скорости продвижения ТМ по длине трубы воды и масла соответственно при тех же условиях эксперимента, описанных выше.



а)



б)

Рис.4.18. Динамика изменения скорости движения воды и масла по длине стенда

По графикам наблюдаем почти полное совпадение расчетных скоростей движения ТМ для различных времен работы нагревателя, из чего можно сделать вывод, что в условиях горизонтального (субгоризонтального) потока при суммарном дебите смеси вода+масло порядка 50 м³/сут в колонне диаметром 100 мм интервал работы индуктора от 2 до 4 мин. достаточен для уверенной регистрации эволюции термоаномалии на расстоянии до 12 м от точки разогрева, при мощности тепловыделения 1кВт. Время простоя (интервал между включениями индуктора) должно соответствовать трем интервалам времени работы индуктора ($t_{\text{прост}}=3t_{\text{раб}}$). По результатам экспериментов количество сгенерированных термоаномалий в одном пакете

измерения должно быть не менее 3, при этом более 5 сгенерированных тепловых импульсов не приводит к существенному уменьшению погрешности измерений.

4.6. Промысловые исследования при оценке дебита и приемистости скважины

В данном параграфе приведены примеры исследования скважин аппаратурой активной термометрии при оценке дебита и приемистости скважин месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья при компрессорном опробовании добывающих скважин и нагнетательных скважинах при закачке после остановки.

На определенной глубине проводилось кратковременное индукционное воздействие на обсадную колонну, таким образом была создана тепловая метка. Далее проводилась серия замеров распределения температуры по стволу скважины после прекращения работы компрессора. Скорость движения тепловой метки оценивается по длине перемещения термоаномалии за определенный промежуток времени. Пример определения расхода жидкости по перемещению тепловой метки в процессе компрессорного опробования показан на рис. 4.19, где кривые 1,2 и 3 зарегистрированы в различные моменты времени движения тепловой метки по стволу скважины в процессе восстановления давления после отключения компрессора. В момент времени 10 ч 25 мин тепловая метка находилась на глубине 2313.8 м, в 10 ч 39 мин максимум тепловой метки достиг глубины 2309 м, а в 11 ч 5 мин глубины 2301.5 м. Оцененный дебит по кривым 1 и 2 составил $6.4 \text{ м}^3/\text{сут}$, а по кривым 2 и 3 значение $5.4 \text{ м}^3/\text{сут}$. Наблюдается уменьшение дебита притока в процессе восстановления давления.

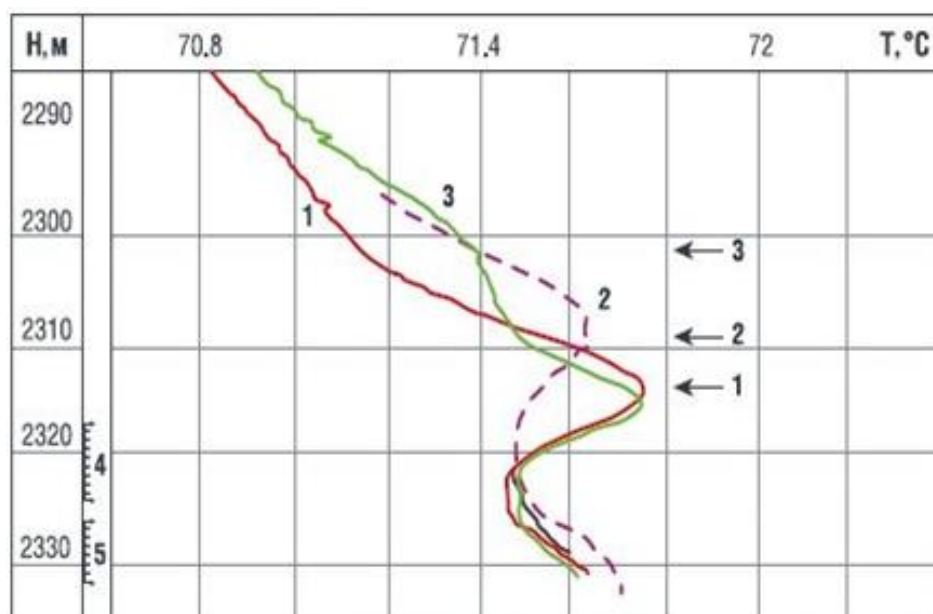


Рис. 4.19. Распределение температуры по стволу скважины после индукционного нагрева при компрессорном освоении. Термограммы и положения тепловой метки на момент времени 1 - 10 ч 25 мин, 2 - 10 ч 39 мин, 3 - 11 ч 5 мин. 4, 5 - интервалы перфорации.

Оценка дебита по 1 и 2 - $6,4 \text{ м}^3/\text{сут}$. По 2 и 3 $5,4 \text{ м}^3/\text{сут}$

Оценка приемистости в нагнетательной скважине поясняет пример приведенный на рис. 4.20. В остановленной скважине на глубине 921 м был проведен индукционный прогрев колонны и создана тепловая метка. Далее осуществлен спуск прибора и термометр установлен на 27,4 м ниже точки прогрева колонны. После этого начали закачку жидкости и наблюдали за изменением температуры. Из рис. 4.20 видно, что с момента закачки жидкости наблюдается снижение температуры, а далее повышение температуры, связанное с прохождением тепловой метки. Время прохождения расстояния 27.4 м тепловой меткой составляет 115 секунд, что соответствует средней скорости 14,3 м/мин или приемистости (для колонны $D=130 \text{ мм}$) $275 \text{ м}^3/\text{сут}$. при устьевом расходе $290 \text{ м}^3/\text{сут}$.

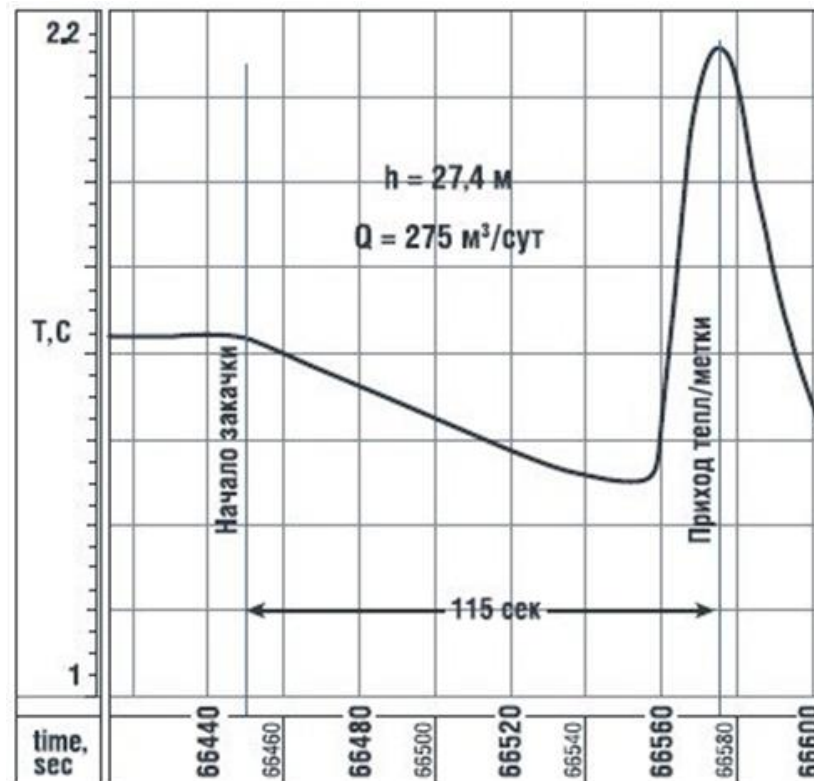


Рис. 4.20. Определение приемистости нагнетательной скважины по движению тепловой метки. Расстояние между точкой прогрева колонны и точкой регистрации температуры $h = 27,4$ м, время прохождения $t = 115$ сек., Средняя приемистость $Q = 275$ м³/сут

Таким образом в ходе промысловых исследований продемонстрирована решать задачи по оценки дебита в низкодебитных добывающих скважинах и нагнетательных скважинах.

Выводы по главе 4

1. Экспериментальные испытания работы индуктора на установке по изучению неизотермических потоков показали, что при индукционном воздействии на стальную колонну с мощностью тепловыделения порядка 1кВт величина нагрева стальной колонны при расходе воды внутри колонны 50 м³/сут превышает 4°К. что достаточно для формирования термоаномалии значимой величины.

2. Сравнение аналитической модели с результатами экспериментальных исследований в диапазоне расходов от 5 до 50 м³/сут

продемонстрировали высокую сходимость кривых динамики изменения температуры зоны разогрева с относительным отклонением модельных и экспериментальных кривых не более 4%, что подтверждает возможность использования моделирования при интерпретации данных активной термометрии.

3. Предложенный в 3 главе алгоритм обработки данных в ходе испытаний продемонстрировал свою высокую точность (относительное отклонение расчетных и задаваемых расходов не превышает 20%, при плотности распределения датчиков температуры 1 см) в диапазоне расходов от 3.5 до 55 м³/сут.

4. Время работы нагревателя (индуктора) практически не влияет на распределение локальных скоростей потока. Интервалы включения и выключения индуктора должны соотноситься как 1:3. Общее количество включений/выключений при записи одного пакета данных должно быть не менее 3.

5. При определении расходных параметров флюида в вертикальной добывающей скважине влияния естественной тепловой конвекции сильно проявляется у стенок скважины и завышают расчетные данные. При средней скорости потока более 2 см/мин влияние ЕТК становится пренебрежимо малым.

6. По распределению температуры сечения горизонтального (субгоризонтального) потока многофазной жидкости не всегда удаётся определить состав протекающего слоя флюида, поэтому в комплексе с распределенными датчиками температуры необходима соосная регистрация данных методов состава, которые в комплексной обработке позволяют рассчитать фазовый дебит расслоенного потока.

7. Представлены примеры промысловых ГИС с применением метода активной термометрии при определении расходных параметров в нагнетательной и добывающей скважинах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана и изготовлена экспериментальная установка для изучения неизотермического многофазного потока жидкости в трубе, обеспечивающего контролируемую циркуляцию потока жидкостей и газа в диапазоне скоростей от 0,1 м/мин до 16 м/мин и углов наклона трубы от -3° до 23° . Установка имеет автоматизированную систему управления и контроля технологических процессов. Система гидравлической обвязки позволяет моделировать потоки в добывающей и нагнетательной скважине.

2. Исследована эволюция метки для различных параметров одно - и двухфазного потоков. Установлено, что для восходящего (нисходящего) потока проявляется эффект возрастания (уменьшения) скорости движения тепловой метки с уменьшением (увеличением) площади эффективного сечения движения разогретой жидкости и наличие застойных зон в интервалах изменения траектории ствола скважины.

3. Показано, что скорость движения тепловой метки определяется с большей достоверностью по переднему фронту температурной аномалии, чем по положению её максимума. Это наиболее ярко проявляется для участков с нисходящими потоками.

4. Экспериментальные испытания показали, что при индукционном воздействии на стальную колонну с мощностью тепловыделения 1кВт величина нагрева стальной колонны при скорости движения воды внутри колонны 4,5 м/мин превышает 4 К. что достаточно для создания регистрируемых тепловых меток.

5. Сравнение аналитической модели с результатами экспериментальных исследований в диапазоне расходов от 5 до 50 м³/сут продемонстрировали высокую сходимость кривых динамики изменения температуры зоны разогрева с относительным отклонением модельных и экспериментальных кривых не более 4%, что подтверждает возможность использования моделирования при интерпретации данных активной термометрии.

6. Предложен алгоритм обработки данных наблюдения за эволюцией тепловой метки. Испытания на экспериментальной установке показали его высокую точность (относительное отклонение расчетных и задаваемых расходов не превышает 20%, при плотности распределения датчиков температуры с шагом 1 см) в диапазоне расходов от 3.5 до 55 м³/сут.

7. Исследованы оптимальные параметры нагрева при создании тепловой метки. Установлено, что интервалы включения и выключения нагревателя должны соотноситься как 1:3. Общее количество включений/выключений при записи одного пакета данных должно быть не менее трёх. Длительность нагрева практически не влияет на распределение локальных скоростей потока.

8. Исследовано влияние эффекта свободной конвекции на эволюцию тепловой метки. Показано, что при определении эпюры скоростей неизотермического потока влияние естественной тепловой конвекции значительно при средней скорости менее 2 см/мин.

9. Представлены примеры промысловых геофизических исследований с применением метода активной термометрии при определении расходных параметров в нагнетательной и добывающей скважинах.

10. Даны рекомендации по практическому применению тепловых меток для определения расходных параметров при освоении и эксплуатации малодебитных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

1. Валиуллин Р.А. Термогидродинамические исследования пластов и скважин нефтяных месторождений. / Валиуллин Р.А. Вахитова Г.Р., Назаров В.Ф., Рамазанов А.Ш., Федотов В.Я., Яруллин Р.К. Учебное пособие. Уфа: Изд-во БашГУ. - 2015. - 250 с.
2. Валиуллин Р.А. Использование нестационарной термометрии для диагностики состояния скважин / Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Закиров М.Ф., Шарипов А.М., Ахметов К.Р., Азизов Ф.Ф. // Нефтяное хозяйство. - 2015. - №5. - С. 93-96.
3. Гаязов М.С. Метод температурных меток оценки скорости потока и общего расхода применительно к условиям действующих горизонтальных скважин / Гаязов М.С. // Известия высших учебных заведений. Поволжский регион. Естественные науки. - 2017. - №2. - С. 44-55.
4. Яруллин Р.К. Концепция применения метода температурных меток в горизонтальных скважинах в условиях многофазного потока / Яруллин Р.К., Яруллин А.Р., Гаязов М.С. // ПРОнефть. Профессионально о нефти. - 2019. - №1 (11). - С. 7-11.
5. Гаязов М.С. Применение регулярных температурных меток для измерения фазовых расходов в низкодебитных горизонтальных скважинах / Гаязов М.С., Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К. // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. - 2020. - Т. 6. - №1 (21). - С. 150-165.
6. Гаязов М.С. Оптимизация измерительной базы тепловых меточных расходомеров / Гаязов М.С., Яруллин Р.К., Космылин Д.В. // Наука. Инновации. Технологии. - 2020. - №1. - С. 22-46.
7. Космылин Д.В. Экспериментальное исследование теплового поля в скважине в процессе индукционного воздействия / Космылин Д.В., Давлетшин Ф.Ф., Исламов Д.Ф., Федотов В.Я., Гаязов М.С. // Нефтегазовое дело. - 2023. - Т. 21. - № 2. - С. 56-64.

8. Давлетшин Ф.Ф. Изучение теплообменных процессов при индукционном нагреве обсадной колонны применительно к определению заколонных перетоков / Давлетшин Ф.Ф., Исламов Д.Ф., Хабиров Т.Р., Гаязов М.С., Низаева И.Г. // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. - 2023. - Т. 9. - № 1 (33). - С. 60-77.

9. Акчурин Р.З. Моделирование термических исследований в скважине на термосимуляторе Drillsim / Акчурин Р.З., Рамазанов А.Ш., Валиуллин Р.З., Низаева И.Г. // Нефтегазовое дело. - 2023. - Т. 21. - № 3. - С. 88 - 95.

10. Ramazanov A.Sh. Determination of geothermal temperature and temperature gradient via measurements in the production well sump / Ramazanov A.Sh., Chekhonin E.M., Akchurin R.Z., Vakhitova G.R., Valiullin R.A., Popov Yu.A. // Geoenergy Science and Engineering. - 2023. - Vol. 229. - Article 212163.

11. Akchurin R.Z. Temperature field in a well with casing induction heating considering the natural convection influence / Akchurin R.Z., Davletshin F.F., Islamov D.F., Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F. // Thermophysics and Aeromechanics. - 2023. - Vol. 30. - №. 3. - Pp. 487—498.

12. Ф.Ф. Давлетшин, А.Ш. Аналитические модели индукционного нагрева обсадной колонны в добывающей скважине / Ф.Ф. Давлетшин, А.Ш. Рамазанов, Р.Ф. Шарафутдинов, Р.З. Акчурин, Д.В. Космылин, Ф.И. Ибадов // SOCAR Proceedings. - 2023. - №2. - С. 89-96.

13. Davletshin F.F. Nonisothermal fluid flow in a well during induction heating of the casing string / Davletshin F.F., Akchurin R.Z., Sharafutdinov R.F., Islamov D.F. // Fluid Dynamics. - 2023. - Vol. 58. - № 4. - Pp. 586–597.

14. Акчурин Р.З. Тепловое поле в скважине при индукционном нагреве обсадной колонны в условиях низкой скорости потока / Акчурин Р.З., Давлетшин Ф.Ф., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2023. - Т. 334. - № 2. - С. 87-98.

15. Давлетшин Ф.Ф. Неизотермическое течение жидкости в скважине при индукционном нагреве обсадной колонны / Давлетшин Ф.Ф., Акчурин Р.З., Шарафутдинов Р.Ф., Исламов Д.Ф. // Известия РАН. Механика жидкости и газа. - 2023. - № 4. - С. 81-92.

16. Гаязов М.С. Особенности теплового поля в горизонтальной скважине применительно к определению расхода жидкости методом активной термометрии / Гаязов М.С., Давлетшин Ф.Ф., Валиуллин Р.А., Яруллин А.Р., Исламов Д.Ф., Канафин И.В. // Нефтегазовое дело. - 2023. - Т. 21. - № 5. - С. 6 - 18.

17. Давлетшин Ф.Ф. Исследование теплового поля в скважине при заколонном движении жидкости в процессе индукционного воздействия / Давлетшин Ф.Ф., Рамазанов А.Ш., Акчурин Р.З., Шарафутдинов Р.Ф., Исламов Д.Ф. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. - Т. 334. - № 3. - С. 153-164.

18. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. / Чекалюк Э.Б. М.: Недра. - 1965. - 240 с.

19. Валиуллин Р.А. Современные технологии геофизических исследований действующих горизонтальных скважин, применяемые на месторождениях РФ / Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Шарафутдинов Р.Ф. // Нефть. Газ. Новации. - 2014. - Вып. 2 (181). - С 21-25.

20. Яруллин Р.К. Оптимизация аппаратно-технологического комплекса промыслово-геофизических исследований действующих горизонтальных скважин / Яруллин Р.К., Яруллин А.Р., Валиуллин А.С. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2020. - Вып. 4 (126). - С 19-28.

21. Шарафутдинов Р.Ф. Опыт использования метода активной термометрии при диагностике состояния эксплуатационных скважин / Шарафутдинов Р.Ф., Валиуллин Р.А., Федотов В.Я., Закиров М.Ф., Тихонов А.Г., Глебочева Н.К., Шувалов А.В., Шилов А.А. // Каротажник. - 2010. - Т. 193. - № 4. - С. 5-12.

22. Valiullin R.A. Enhancement of well productivity using a technique of high-frequency induction treatment / Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh., Shilov A.A. // Society of Petroleum Engineers – SPE Heavy Oil Conference Canada. - 2012. - P. 1-7.

23. Sharafutdinov R.F. Application of active temperature logging at oilfields of Russia / Sharafutdinov R.F., Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Fedotov V.Ya., Sadretdinov A.A., Zakirov M.F. // Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. - 2012. - P. 1-10.

24. Валиуллин, Р.А. Особенности проведения промыслово-геофизических исследований действующих горизонтальных скважин на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении / Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, Я.И. Гордеев, С.О. Маслов // НТВ “Каротажник”. - 2012. - Вып. 220. - С. 12-30.

25. Валиуллин, Р. А. Опыт исследования низкодебитных горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «АНК «Башнефть» / Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, Ю.В. Лукьянов // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 7. - С. 12-14.

26. Валиуллин, Р.А. Разработка критериев выделения работающих интервалов в низкодебитных горизонтальных скважинах на основе физического эксперимента и скважинных исследований / Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, А.Р. Яруллин, В.В. Шако, А.В. Паршин // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. М.: ВВЦ. - 2010.

27. Валиуллин, Р.А. Тестирование скважинной аппаратуры на стенде – как обязательный элемент испытания при разработке и передаче её в производство / Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, А.Р. Яруллин // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". - 2012. - №3. - С. 300-308. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Valiullin/Valiullin_1.pdf

28. Вишератин, С. Е. Опыт применения аппаратуры Sondex для диагностики технического состояния скважин подземных хранилищ газа и газоконденсатных месторождений Восточной Сибири и Оренбургской области. / С.Е. Вишератин, Н.Ф. Токмакова, О.В. Сторчак, А.Г. Люков // НТВ “Каротажник”. - 2012. Вып. 221. - С. 65-77.

29. Гаджиев, Ч. А. Комплекс мероприятий по использованию геофизической и геолого-промысловой информации для изучения текущего состояния разработки нефтегазовых залежей (на примере старейшего месторождения нефти Азербайджана) / Ч.А. Гаджиев // НТВ “Каротажник”. - 2012. - Вып. 211. - С. 21-28.

30. Генкина, Р. И. Поверка и калибровка: давайте жить дружно! / Р.И. Генкина // Главный метролог. - 2010. - № 6. - С. 16-18.

31. Глебочева, Н. К. Промыслово-геофизические исследования в действующих горизонтальных скважинах ОАО “Сургутнефтегаз”. Первый опыт и проблемы / Н.К. Глебочева // НТВ “Каротажник”. - 1999. - Вып. 58. - С. 80-88.

32. Даминов, Н. Г. Опыт применения высокочувствительной термометрии в подземных хранилищах газа с целью выявления причин малодобитных заколонных и межколонных газопроявлений / Н.Г. Даминов, О.В. Сторчак // НТВ “Каротажник”. - 2012. - Вып. 221. - С. 92-109.

33. Ипатов, А. И. Новый этап мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений. Опыт компании “Газпром нефть” / А.И. Ипатов, М.Ф. Нуриев // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 12. - С.22-26.

34. Килейко, Е. С. Технологический комплекс “Латераль-2005” – новый уровень исследований горизонтальных стволов скважин действующего фонда/ Е.С. Килейко, А.Д. Савич, А.В. Шумилов // Тезисы докладов научно-практической конференции, посвященной 100-летию промысловой геофизики. - 2006. - С. 55-56.

35. Киясов, П. П. Геофизические исследования горизонтальных скважин в ОАО “Татнефтегеофизика” / П.П. Киясов, Н.Ю. Степанов, В.А. Шестаков // НТВ “Каротажник”. – 2003. – Вып. 109. – С. 168-172.

36. Кнеллер, Л. Е. Геофизические исследования горизонтальных скважин и некоторые особенности их интерпретации / Л.Е. Кнеллер, Я.С. Гайфуллин, А.П. Потапов // НТВ “Каротажник”. – 2006. – Вып. 7-8. – С. 73-87.

37. Костин, А.И. Результаты разработки аппаратуры контроля притока для исследования горизонтальных скважин / А.И. Костин, С.В. Новопащин, К.К. Лауфер, И.А. Иванов, А.Д. Писарев // НТВ “Каротажник”. – 2010. – Вып. 197. – С. 16-31.

38. Лаптев, В.В. Российский рынок геофизического сервиса (обзор за 2010–2011 гг.) / В.В. Лаптев // НТВ “Каротажник”. – 2011. – Вып. 206. – С. 96-108.

39. Лежанкин, С. И. Особенности интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований в горизонтальных скважинах / С.И. Лежанкин, В.А. Рапин // Геофизика. – 1994. – № 2. – С. 19-21.

40. Леготин, Л. Г. Применение АМК “ГОРИЗОНТ” для геофизических исследований горизонтальных скважин / Л.Г. Леготин, С.В. Вячин, А.М. Султанов // НТВ “Каротажник”. – 1997. – Вып. 36. – С. 58-63.

41. Лобанков, В. М. Градуировка, калибровка и поверка геофизической аппаратуры / В.М. Лобанков, В.Д. Святохин, Н.Е. Григорьев, Р.В. Яхин, Д.А. Хисаева, С.Б. Миндияров // НТВ “Каротажник”. – 2012. – Вып. 213. – С. 92-100.

42. Лобанков, В.М. Единство измерений в нефтепромысловой геофизике / В.М. Лобанков, В.Д. Святохин, Ф.И. Хатьянов, Д.А. Хисаева // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. – 2012. – №1. – С. 353-359. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Lobankov/Lobankov_1.pdf

43. Лухминский, Б.Е. Скважинная аппаратура и системы обработки фирмы Schlumberger / Б.Е. Лухминский // НТВ “Каротажник”. – 1997. – Вып. 35. – С. 56-62.
44. Магдеев, М.Ш. Выявление источников обводнения продуктивных пластов комплексом каротажа скважин с использованием радиогеохимического эффекта / М.Ш. Магдеев // НТВ “Каротажник”. - 2011. - Вып. 204. - С. 26-36.
45. Марков, В.А. Техническое диагностирование скважин ОНГКМ геофизическими методами высокого разрешения / В.А. Марков, В.И. Масленников, Л.Ю. Еремин // Основные проблемы освоения и обустройства нефтегазовых месторождений и пути их решения: Тезисы докладов V Научно-технической конференции с международным участием. Оренбург: ВУНИПИГАЗ. – 2011. – С. 42–43.
46. Рамазанов А.Ш. Оценка влияния теплоемкости трещины ГРП на измерение нестационарной температуры в скважине / Рамазанов А.Ш., Шарипов А.М. // НТВ Каротажник. – 2016. – №5. – С. 81-87.
47. Исламов Д.Ф. Нестационарное температурное поле при фильтрации жидкости в неоднородном пласте / Исламов Д.Ф., Рамазанов А.Ш. // Вестник Башкирского университета. – 2016. – Т. 21. – № 1. – С. 4-8.
48. Рамазанов А.Ш. Температурное поле в пласте после изменения дебита. / Рамазанов А.Ш., Исламов Д.Ф. // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". – 2017. – №1. – С. 161-191. – www.ogbus.ru.
49. Давлетшин Ф.Ф. Динамика температуры в стволе скважины при локальном индукционном нагреве обсадной колонны / Давлетшин Ф.Ф., Акчурин Р.З., Шарафутдинов Р.Ф., Исламов Д.Ф. // Прикладная механика и техническая физика. – 2023. – Т. 64. – №2. – С. 39-47.
50. Давлетшин Ф.Ф. Исследование теплового поля в скважине при заколонном движении жидкости в процессе индукционного воздействия / Давлетшин Ф.Ф., Рамазанов А.Ш., Акчурин Р.З., Шарафутдинов Р.Ф.,

Исламов Д.Ф. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 153-164.

51. Акчурин Р.З. Тепловое поле в скважине при индукционном нагреве обсадной колонны в условиях низкой скорости потока / Акчурин Р.З., Давлетшин Ф.Ф., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 2. – С. 87-98.

52. ГОСТ Р 59554-2021 Нефтяная и газовая промышленность. Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия

53. Лобанков, В.М. Метрологическое обеспечение в промысловой геофизике / В.М. Лобанков. // учеб. пособие. Уфа: изд-во УГНТУ. – 2020. – 216 с

54. Дж.Фрайден. Современные датчики. / Дж.Фрайден. // справочник. Москва.: Техносфера. – 2005. – 592 с.

55. Бобровников Г.Н. Бесконтактные расходомеры. / Бобровников Г.Н., Новожилов Б.М., Сарафанов В.Г. // справочник. М.: Машиностроение. – 1985. – 128с.

56. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ / Кремлевский П.П. // справочник. СПб.: Политехника. – 2004. – 412 с.

57. Zhang X.-Z. Measurement Method of Light Fuel Based on the Artificial Neural Network Model / Zhang X.-Z., Meng F.-Q., Song S.-K. The Ultrasonic Mass Flow // Jiliang Xuebao Acta Metrologica Sinica. – 2017. – Vol. 38(2). – P. 205-208.

58. Артамонов П. И. Измеритель объемного расхода жидких продуктов / Артамонов П. И., Ахметов Б. С., Свистунов Б. Л. // XXI век: итоги прошлого и проблемы настоящего плюс. – 2016. – № 1 (29). – С. 60-65.

59. Гаязов М.С. Экспериментальное изучение температурных аномалий в условиях горизонтальных, наклонных и вертикальных каналов. / Гаязов М.С. // Сборник статей Международная молодежная научно-практическая конференция «Тенденции и инновации современной науки». г. Нефтекамск: Наука и просвещение. – 2015. – С. 44 – 55.

60. Гаязов М.С. Метод температурных меток оценки скорости потока и общего расхода применительно к условиям действующих горизонтальных скважин. / Гаязов М.С., Яруллин Р.К. // Материалы ежегодной научно-практической конференции посвященной Дню геолога. БашГУ. – 2016 – Уфа. – С. 25-26.

61. Гаязов М.С. Метод меченой жидкости при оценке линейных скоростей неизотермического горизонтального и субгоризонтального потоков. / Гаязов М.С. // Тезисы докладов XXII Научно-практической конференции «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний». Уфа: Новотек Бизнес. – 2016. – С. 116-117.

62. Яруллин А.Р. Особенности количественных измерений расходных параметров многофазного потока в действующих скважинах / Яруллин А.Р. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Гаязов М.С. // Тезисы докладов XXII Научно-практической конференции «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний». Уфа: Новотек Бизнес. – 2016. – С. 82-83.

63. Гаязов М.С. Метод меченой жидкости при оценке линейных скоростей неизотермического горизонтального и субгоризонтального потоков. / Гаязов М.С. // Тезисы докладов X молодежной научно-практической конференции «Разведочная и промысловая геофизика: проблемы и пути их решения». Уфа: Информреклама. – 2015. – Вып. 9. – С. 75-78.

64. Гаязов М.С. Метод меченой жидкости при оценке линейных скоростей неизотермического горизонтального потока / Гаязов М.С. // Тезисы докладов XXI научно-практической конференции «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин» в рамках XXIII Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии - 2015». Уфа: Изд-во «НПФ Геофизика». – 2015. – С. 205-208.

65. Yarullin A.R. EXPERIMENTAL STUDY OF NON-ISOTHERMAL MULTIPHASE FLOW, IN CONDITIONS OF RUNNING HORIZONTAL WELLS. EAGE II / Yarullin A.R., Valiullin R.A., Yarullin R.K., Gayazov M.S. // научно-практическая конференция Horizontal Wells 2017. Challenges and Opportunities. – 2017.

66. Гаязов М.С. Экспериментальное изучение альтернативного метода измерения расхода в действующих горизонтальных скважинах. /Гаязов М.С. / «Сборник тезисов III ВСЕРОССИЙСКОЙ МОЛОДЕЖНОЙ НАЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ “Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов”. – 2018. – С. 127-131.

67. Sharafutdinov R. INVESTIGATION OF TEMPERATURE FIELD IN HORIZONTAL WELLS WITH HEAT SOURCE. / Sharafutdinov R., Valiullin R., Ramazanov A., Khabirov T., Yarullin R., Nizaeva I., Gayazov M., Popov A. // Society of petroleum engineers. SPE RUSSIAN 2018.

68. Левцев А.П. Оценка погрешности механического счетчика расхода воды при ее пульсирующей циркуляции в замкнутом контуре / Левцев А.П., Макеев А.Н., Макеев Н.Ф., Рогачёв М.П., Широков М.С. // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – № 3-2. – С. 257-262.

69. Кортиашвили В.В. Обзор методов измерения массового расхода. / Кортиашвили В.В., Крахмалев Е.И. // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – №3 (42). – С. 69-7.

70. Карпова В.А. Тепловые расходомеры с делением потока. / Карпова В.А., Росточкина О.М. // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П.О. Сухого. – 2006. – №1 (24). – С. 61-68.

71. Патент RU 6623 U1 от 16.05.1998. Беляев О.А., Митрохина О.О., Митрохин В.Б. Тепловые расходомеры.

72. Ишкаев А.А. Метод температурных меток при изучении расходных параметров в однофазных потоках. / Ишкаев А.А., Фаттахов И.Р. // Уфа: «НоваяИнфо». – 2017. – С. 10-12.

73. Фаттахов И.Р. Применение градиент масомеров при изучении многофазных потоках. / Фаттахов И.Р., Ишкаев А.А., // Уфа: «НоваяИнфо». – 2017. – С. 6-9.

74. Пат. № 169085, Российская Федерация. Прибор для измерения скорости и расхода флюида в горизонтальной скважине / Валиуллин Р.А., Гаязов М.С., Яруллин Р.К., Яруллин А.Р.; патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Башкирский государственный университет" (RU). - 2016144780; заявл. 15.11.2016; опубл. 02.03.2017.

75. Пат. № 178345, Российская Федерация. Устройство определения бокового потока и направления движения флюида в скважине / Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Рамазанов А.Ш., Космылин Д.В., Гаязов М.С.; патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Башкирский государственный университет" (RU). - 2017127382, заявл. 31.07.2017; опубл. 30.03.2018.

76. Пат. № 177768, Российская Федерация. Датчик бокового потока и направления движения флюида в скважине / Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Рамазанов А.Ш., Космылин Д.В., Гаязов М.С.; патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Башкирский государственный университет" (RU). - 2017127381, заявл. 31.07.2017; опубл. 12.03.2018.

77. Пат. № 2751528 С1, Российская Федерация. Способ определения скорости потока жидкости в скважине / Яруллин Р.К., Валиуллин Р. А., Яруллин А.Р., Гаязов М.С.; патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Башкирский государственный университет" (RU). - 2020138389, заявл. 23.11.2020; опубл. 14.07.2021.

78. Пат. № 2753129 С1, Российская Федерация. Способ определения поинтервальной скорости и расхода жидкости в скважине / Яруллин Р.К., Валиуллин Р. А., Яруллин А.Р., Гаязов М.С.; патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Башкирский государственный университет" (RU). - 2020138390, заявл. 23.11.2020; опубл. 11.08.2021.

79. Valiullin R.A. Temperature Logging in Russia: Development History of Theory, Technology of Measurements and Interpretation Techniques. / Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Sharafutdinov R.F. // SPE 127549, Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, Kuwait. – 14-16 December 2009. – 18 p.

80. Valiullin R.A. Qualitative and Quantitative Interpretation: The State of the Art in Temperature Logging. / Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Pimenov V.P., Sharafutdinov R.F, Sadretdinov A.A. // Paper SPE 127854. – February 2010.

81. Ramazanov A.Sh. Thermal Modeling for Characterization of Near Wellbore Zone and Zonal Allocation / Ramazanov A.Sh., Valiullin R.A., Sadretdinov A.A // SPE 136256. – 2010. – p. 22.

82. Valiullin R. Field Study of Temperature Simulators Application for Quantitative Interpretation of Transient Thermal Logging in a Multipay Well. / Valiullin R., Ramazanov A., Sadretdinov A., Sharafutdinov R., Shako V., Sidorova M., Kryuchatov D.. // SPE 171233 - MS. – 2014.

83. Petalas N. Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes. / Petalas N., Aziz K. A // SPE. – 1998. – Pp. 98-39.

84. Flores J.G. Investigation of Holdup and Pressure Drop Behavior for Oil-Water Flow in Vertical and Deviated Wells. / Flores J.G., Sarica C., Chen T.X., Brill J.P. // Trans. ASME. – 1998. – № 120. – P. 8.

85. Alkaya B. Oil-Water Flow Patterns and Pressure Gradients in Slightly Inclined Pipes. / Alkaya B // MS thesis. The University of Tulsa. – 2000. – 154 p.

86. Khabir, C.S. Use of Flow-Pattern-Based Models for Interpreting Oil-Water Flow in Production Logging / Khabir, C.S., Hoadley, S.F., Kamal, D. // SPE 68468 presented at the 2001 SPE Middle East Oil Show. – Bahrain. – 17-20 March.

87. Govier, G. W. The Flow of Complex Mixtures in Pipes / Govier, G. W. Aziz. K., Van Nostrand, Reinhold (1972), reprinted by Robert E. Kriger Publishing Co., Huntington. – New York. – 1977.

88. Taitel, Y. Model for predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas / Taitel, Y., Dukler, A. E. // Liquid Flow. – AIChE Journal. 1976. – №22. – P.47.

Приложение А

Акт использования результатов диссертационной работы

«ТНГ-Групп»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
Научно-техническое управление (НТУ)
ул. Никитина, 12/2
г. Бугульма, Республика Татарстан, 423232



«ТНГ-Групп»
ЖАВАЦПЫЛЫҖ ЧИКЛЭНГЭН ҖӘМҖИЯТЪ
Фәнни-техник идарә
Никитин урамы, 12/2
Бөгелма шаһәре, Татарстан Республикасы, 423232

Тел.: (85594) 7-11-60, факс: (85594) 9-11-30
E-mail: ntu@tngf.tatneft.ru, <http://www.tng.ru> ИНН/КПП 1645019164/164501001

«28» мая 2024 г. № 32/23

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

результатов диссертационного исследования Гаязова М.С.

«Исследование динамики тепловой метки на модели горизонтальной скважины применительно к технологии активной термометрии»

в производство работ в ООО «ТНГ-Групп»

Настоящий акт составлен о том, что, начиная с 2023 года, результаты исследований динамики тепловой метки на модели горизонтальной скважины применительно к технологии активной термометрии, полученные Гаязовым Маратом Сальмановичем в рамках подготовки диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук были использованы при проведении исследований на скважинах добывающего и нагнетательного фонда.

Технология активной термометрии применяется для оценки поинтервального дебита/приемистости, текущего контроля технического состояния и интервалов притока/поглощения флюида.

Главный геолог
НТУ ООО «ТНГ-Групп», к.т.н.

Баженов В.В.

Рис. А.1. Акт о внедрении материалов диссертационной работы Гаязова Марата Сальмановича в деятельности НТУ ООО «ТНГ-Групп»