

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ХАБАРОВСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР
ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи



Варламова Наталья Николаевна

**ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ПАРЛИФТНОЙ ДОБЫЧИ ФЛЮИДА
С ДВУХФАЗНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКОЙ НА ГЕОТЕРМАЛЬНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Специальность 2.8.6 «Геомеханика, разрушение горных пород, рудничная
аэрогазодинамика и горная теплофизика»

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
Шулюпин Александр Николаевич
доктор технических наук

Хабаровск – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ОСВОЕНИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	11
1.1 Основные тенденции в освоении геотермальных ресурсов.....	11
1.2 Анализ изменений приоритетов в освоении геотермальных ресурсов.....	16
1.3 Современные мировые тенденции в освоении геотермальных ресурсов..	22
1.4 Состояние отечественной сферы исследований и разработок в области освоения геотермальных ресурсов.....	26
1.5 Новые вызовы при освоении месторождений парогидротерм с транспортировкой пароводяной смеси.....	30
1.6 Постановка задач исследований.....	37
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСТОЙЧИВОСТИ РЕЖИМА РАБОТЫ ДОБЫЧНОЙ СКВАЖИНЫ С ДВУХФАЗНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКОЙ ФЛЮИДА.....	39
2.1 Условие устойчивости для течения в скважине.....	39
2.2 Влияние условий транспортировки пароводяной смеси на устойчивость режима работы скважины.....	46
2.3 Оценка предельного пластового давления на примере Паужетского месторождения.....	51
2.4 Оценка предельного пластового давления на примере Мутновского месторождения.....	56
3 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ.....	60
3.1 Особенности гидравлического расчета трубопроводов пароводяной смеси при освоении геотермальных месторождений.....	60
3.1.1 Метод последовательных приближений.....	63
3.1.2 Графический метод.....	65

3.1.3	Метод общей характеристики системы скважина – трубопровод.....	68
3.1.4	Опыт расчета простых трубопроводов.....	71
3.1.5	Опыт расчета сложных трубопроводов.....	74
3.2	Математическая модель пароводяного потока в трубопроводе.....	76
3.3	Определение истинного объемного паросодержания при гидравлическом расчете пароводяной геотермальной смеси.....	80
3.4	Верификация модели.....	86
4	ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУБОПРОВОДОВ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ РЕЖИМА РАБОТЫ СИСТЕМЫ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ФЛЮИДА.....	91
4.1	Влияние наклона трубопровода.....	91
4.2	Влияние диаметра трубопровода.....	95
4.3	Влияние рельефа трассы.....	96
4.4	Влияние местных сопротивлений.....	101
4.5	Рекомендации по расчету систем транспортировки пароводяной смеси и их проектированию с учетом обеспечения устойчивой эксплуатации.....	106
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	108
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	110
	Приложение А.....	124
	Приложение Б.....	126

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Практическое использование альтернативных источников энергии в последние годы приобретает все большую значимость. Повышенное внимание к поиску экологичных решений для производства энергии в мире в целом, а также зависимость некоторых регионов от привозного топлива только повышают важность данного вопроса. Использование геотермальной энергии, которая считается возобновляемой и доступна круглосуточно, не зависит от погодных условий и от человека, а также не связана со сжиганием углеродного сырья, сопровождающемся выбросом углекислого газа в атмосферу, является одним из вариантов решения данной проблемы.

В начале нынешнего века масштабы освоения геотермальных ресурсов вышли за рамки дотационных проектов, все чаще работы стали осуществляться на коммерческой основе. В таких условиях особую актуальность приобретают вопросы эффективности применяемых технологий. При освоении высокопотенциальных геотермальных месторождений (месторождений парогидротерм) поднятый на поверхность теплоноситель обычно представляет собой смесь воды и пара, а подъем флюида в добычных скважинах осуществляется за счет парлифта – снижения плотности флюида при вскипании поступающих из пласта перегретых вод. В России разрабатываются четыре высокопотенциальных геотермальных месторождения – два на Камчатке, два на Курилах. Их разработка имеет важное региональное значение, а развитие Дальнего Востока России считается важным, стратегическим направлением. Все добычные скважины отечественных месторождений работают в режиме парлифта. Наиболее крупные отечественные месторождения парогидротерм (Мутновское и Паужетское) располагаются на Камчатке.

Как показывает опыт, не все скважины оказываются способными к работе в режиме парлифта. Неспособность к эксплуатации, как правило, связана с неустойчивостью течения в скважине, которая, кроме условий течения в самой скважине, зависит от реакции устьевого давления на изменение расхода,

определяемой условиями транспортировки флюида от скважины. В последнее время при освоении высокопотенциальных геотермальных ресурсов широко используется двухфазная (пароводяная смесь) транспортировка флюидов. В частности, двухфазная транспортировка используется на Мутновском геотермальном месторождении (Камчатка), обеспечивающим выработку около 90% всей отечественной электроэнергии на геотермальных ресурсах. Сложная геометрия трасс обуславливает возможность возникновения неустойчивости течения не только в скважинах, но и в трубопроводах. Неустойчивость в трубопроводе, оказывая дестабилизирующий эффект на течение в скважине, может привести к выводу скважины из эксплуатации и требует отдельного изучения.

Основу работы составляют результаты исследований, полученные при непосредственном участии автора в 2018-2022 гг. в процессе выполнения плана научно-исследовательских работ Института горного дела ДВО РАН по теме «Развитие научных основ эффективных и экологически безопасных инновационных технологий освоения месторождений полезных ископаемых Дальнего востока России» (ГР № АААА-А18-118020590026-4; ГР № 121121600317-5); плана научно-исследовательских работ Института горного дела ДВО РАН по теме «Развитие научных основ эффективных и экологически безопасных инновационных геотехнологий освоения полезных ископаемых Дальнего Востока России» (ГР № 122042900005-5); работ по грантам РФФИ № 19-15-50084 «Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов» и № 20-05-00161 А (АААА-А20-120030690002-1) «Гравитационная неустойчивость пароводяного течения при освоении геотермальных ресурсов», ряда хоздоговоров.

Цель диссертационной работы заключается в научном обосновании мер по повышению устойчивости режима парлифтной добычи геотермального флюида на основе создания условий, препятствующих развитию неустойчивости течения при двухфазной (пар и вода) транспортировке добытого теплоносителя от скважины к потребителю.

Идея диссертации основана на том, что создание благоприятных условий для течения в системе транспортировки двухфазного флюида от добычной скважины к потребителю будет способствовать повышению устойчивости режима парлифтной добычи флюида при разработке геотермального месторождения.

Для реализации идеи и достижения поставленной цели были поставлены и решены следующие **задачи**:

- провести анализ современного состояния отечественных и мировых тенденций в освоении геотермальных ресурсов;
- изучить механизмы, обеспечивающие устойчивую работу добычной скважины в режиме парлифта;
- установить влияние режима эксплуатации и геометрических характеристик трубопровода пароводяной смеси на устойчивость добычи геотермального флюида в режиме парлифта;
- обосновать практические рекомендации по созданию благоприятных условий для транспортировки пароводяной смеси, способствующих предотвращению развития неустойчивости режима парлифтной добычи геотермального флюида.

Методы исследований. Для достижения поставленной цели в диссертационной работе использован комплекс методов, включающий: анализ и обобщение данных по испытанию добычных скважин и эксплуатации наземных трубопроводов пароводяной смеси при разработке месторождений парогидротерм, теоретическое обоснование расчета гравитационной составляющей перепада давления в трубопроводе пароводяной смеси в условиях освоения геотермальных месторождений, математическое моделирование пароводяного течения в скважине и наземном трубопроводе, сопоставление расчетных и опытных данных по перепадам давления в действующем трубопроводе пароводяной смеси.

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Подъемная способность парлифта существенно зависит от энтальпии флюида, например, для типовой скважины Паужетского месторождения

охлаждение пластового флюида на 1°С эквивалентно снижению пластового давления на 1 бар, поэтому планируя использование нагнетания для поддержания пластового давления необходимо учитывать риск снижения энтальпии флюида, что может привести к выходу добычных скважин из эксплуатации.

2. При проектировании трубопровода пароводяной смеси на геотермальных месторождениях следует избегать планирования участков восходящих потоков с большим углом наклона, а если наличие таких участков неизбежно, рационально иметь их в средней части трубопровода, при этом для условий, характерных для Мутновского месторождения, рекомендуется выбирать диаметр труб, обеспечивающий транспортировку смеси со скоростями выше 20,7 м/с.

3. С целью повышения устойчивости режима парлифтной добычи геотермального флюида необходимые для функционирования трубопровода пароводяной смеси местные сопротивления, особенно в случае подъема смеси вверх по рельефу, целесообразно размещать в начале трубопровода.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и практических рекомендаций обеспечивается необходимым объемом натуральных данных, корректным использованием законов механики и теоретических положений, использованием верифицированных математических моделей.

Научная новизна выполненных исследований заключается в следующем:

– установлена взаимосвязь давления и энтальпии флюида в питающем пласте с подъемной способностью парлифта и выявлены факторы, определяющие условия, при которых парлифт не сможет обеспечить подъем флюида в стволе добычной скважины;

– разработана процедура расчета истинного объемного паросодержания для определения плотности смеси при моделировании пароводяного течения в трубопроводах на геотермальных месторождениях, основанная на традиционной «модели дрейфа» для восходящих потоков, а для нисходящих потоков на ее модификации, определяющей скорость не газовой, а жидкой фазы;

– установлена возможность существования гравитационной неустойчивости пароводяного течения в условиях освоения геотермальных месторождений, в частности, для Мутновского месторождения возникновение неустойчивости характеризуется скоростями транспортировки менее 20,7 м/с.

– выявлены закономерности влияния рельефа трассы трубопровода и мест расположения на нем местных сопротивлений на устойчивость пароводяного течения при освоении геотермальных месторождений.

Личный вклад автора заключается в:

– проведении численных исследований по выявлению взаимосвязи давления и энтальпии флюида в питающем пласте с подъемной способностью парлифта и факторов, определяющих его предельные возможности;

– разработке процедуры расчета истинного объемного паросодержания для определения плотности смеси в гравитационной составляющей перепада давления при моделировании пароводяного течения в трубопроводах на геотермальных месторождениях;

– проведении тестовых испытаний разрабатываемых вариантов при создании новой математической модели пароводяного течения в наземных трубопроводах на геотермальных месторождениях, учитывающей гравитационную составляющую перепада давления;

– исследовании, на основе математического моделирования с использованием новой модели, влияния рельефа трассы трубопровода и мест расположения на нем местных сопротивлений на устойчивость пароводяного течения при освоении геотермальных месторождений;

– обосновании практических рекомендаций по созданию благоприятных условий для транспортировки пароводяной смеси, способствующих предотвращению развития неустойчивости режима парлифтной добычи геотермального флюида.

Практическая ценность проведенных исследований заключается в обосновании мер по созданию благоприятных условий для транспортировки пароводяной смеси, способствующих предотвращению развития неустойчивости

режима парлифтной добычи геотермального флюида, при проектировании и эксплуатации трубопроводов, а также в содействии созданию новой математической модели пароводяного потока и ее компьютерной реализации, учитывающей новые вызовы при освоении высокопотенциальных геотермальных месторождений, предназначенной для замены ранее используемой в отечественной практике компьютерной программы MODEL.

Реализация работы. Результаты исследований представлены в отчетах по хоздоговорным НИР, выполненных по заказу АО «Геотерм» (в настоящее время, после реорганизации – Филиал ПАО «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергетика), отчеты приняты заказчиком, полученные результаты учитываются при проектировании системы транспортировки добытого флюида на Мутновском геотермальном месторождении.

Апробация работы. Основные положения и результаты научно-квалификационной работы докладывались в 2018–2022 гг. на научных конференциях: VII Международная научная конференция «Проблемы комплексного освоения георесурсов» (Хабаровск, 2018 г.), Конкурс-конференция молодых ученых, аспирантов и специалистов Института горного дела ДВО РАН «Современные проблем освоения георесурсов» (Хабаровск, 2018 г.), XXI Краевой конкурс молодых ученых и аспирантов (Хабаровск, 2019 г.), XIII Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Проблемы недропользования» (г. Екатеринбург, г. Апатиты, г. Хабаровск (онлайн-конференция), 2019 г.), V Международная научно-практическая конференция «Информационные технологии и высокопроизводительные вычисления» (Хабаровск, 2019 г.), Конкурс-конференция молодых ученых и аспирантов ХФИЦ ДВО РАН (Хабаровск, 2019 г.), XXII Краевой конкурс молодых ученых и аспирантов (Хабаровск, 2020 г.), VIII Международная научная конференция «Проблемы комплексного освоения георесурсов» (Хабаровск, 2020 г.), XXIII Краевой конкурс молодых ученых и аспирантов (Хабаровск, 2021 г.), XV Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Проблемы недропользования» (г. Екатеринбург, г. Апатиты, г. Хабаровск (онлайн-конференция), 2021 г.),

расширенное заседание Ученого совета НИГТЦ ДВО РАН (Петропавловск-Камчатский, 2022 г.), расширенное заседание Научно-технического Совета ПАО «Камчатэнерго» Возобновляемая энергетика (Петропавловск-Камчатский, 2022 г.), семинар лаборатории тепломассопереноса Института вулканологии и сейсмологии ДВО РАН (Петропавловск-Камчатский, 2022 г.), научная конференция молодых ученых и аспирантов «Актуальные проблемы освоения георесурсов» (Хабаровск, 2022 г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 17 работ, в том числе 12 в научных изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией при Министерстве науки и высшего образования РФ, из которых 6 работ в научных изданиях, индексируемых в базах Scopus и Web of Science и 3 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Автор выражает благодарность своему научному руководителю, д.т.н. А.Н. Шулюпину за всестороннюю помощь и моральную поддержку на всех этапах выполнения работы, А.А. Чермошенцевой за консультирование на протяжении всего выполнения работы, И.И. Черневу и А.А. Любину за содействие в проведении натурных исследований и получении натурных данных на Мутновском геотермальном месторождении, коллективу Института горного дела ДВО РАН за помощь и ценные советы при написании диссертационной работы, а также специалистам Филиала ПАО «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергетика за содействие в предоставлении опытных данных и внедрении в производство полученных научных результатов.

1 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ОСВОЕНИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Основные тенденции в освоении геотермальных ресурсов

История использования геотермальной энергии насчитывает не одну тысячу лет [7], а самая первая геотермальная электростанция в мире была построена ещё в 1904 году в Лардерелло, Италия [61]. В настоящее время геотермальные ресурсы используются более чем в 80 странах как непосредственный источник тепла в системах отопления, тепловых насосах, бальнеологических бассейнах и т.д. [83]. Производство электроэнергии на основе геотермальных ресурсов осуществляется более, чем в 20 странах [71]. В некоторых странах, таких как Коста-Рика, Сальвадор, Исландия, Кения, Филиппины, доля геотермальной энергетики составляет 15–22% от общего производства электроэнергии. В будущем считается возможным данным способом производить около 8,3% общей мировой электроэнергии, что позволит обеспечивать потребность около 17% мирового населения [47].

В прошлом веке освоение геотермальных ресурсов осуществлялось по пути разработки новых месторождений и технологий их освоения при существенной дотационной поддержке со стороны государственных и международных программ. Однако в последние десятилетия фокус внимания сместился в сторону коммерческих проектов, что определяет повышение актуальности вопросов эффективности процессов освоения месторождений. Поскольку строительство новых скважин является значительной затратной частью при освоении новых месторождений, наряду с новыми перспективными исследованиями, например, в области создания улучшенных геотермальных систем [55, 91, 94, 117] и извлечения геотермальной энергии без подъема глубинных флюидов на поверхность [45, 72, 76], повышенное внимание стало уделяться вопросам эффективности использования существующего фонда скважин. Кроме того, в

последние годы все чаще рассматривается возможность извлечения минералов из геотермального флюида [60, 78], а также его опреснение [53, 65].

Чаще всего освоение геотермальных ресурсов связано с подъемом на поверхность геотермальных флюидов, при этом наибольший практический интерес представляют флюиды высокопотенциальных месторождений, характеризующиеся температурами свыше 100 °С [109] и используемые как теплоносители для обеспечения работы геотермальных электростанций (ГеоЭС). В большинстве случаев флюид высокопотенциальных месторождений представляет собой смесь воды и пара. Изначально технология транспортировки флюида предполагала его сепарацию вблизи устья скважины. Пар в таком случае поставлялся по трубопроводам на станцию, а вода сливалась на поверхность. Внедрение технологий закачки отработанного флюида в пласт, а также ужесточение экологических требований привели к необходимости транспортировки пара и воды к общему месту использования. Наиболее рациональным это представляется в случае, если флюид представлен в виде пароводяной смеси, а разделение фаз осуществляется на общей сепарационной станции [109].

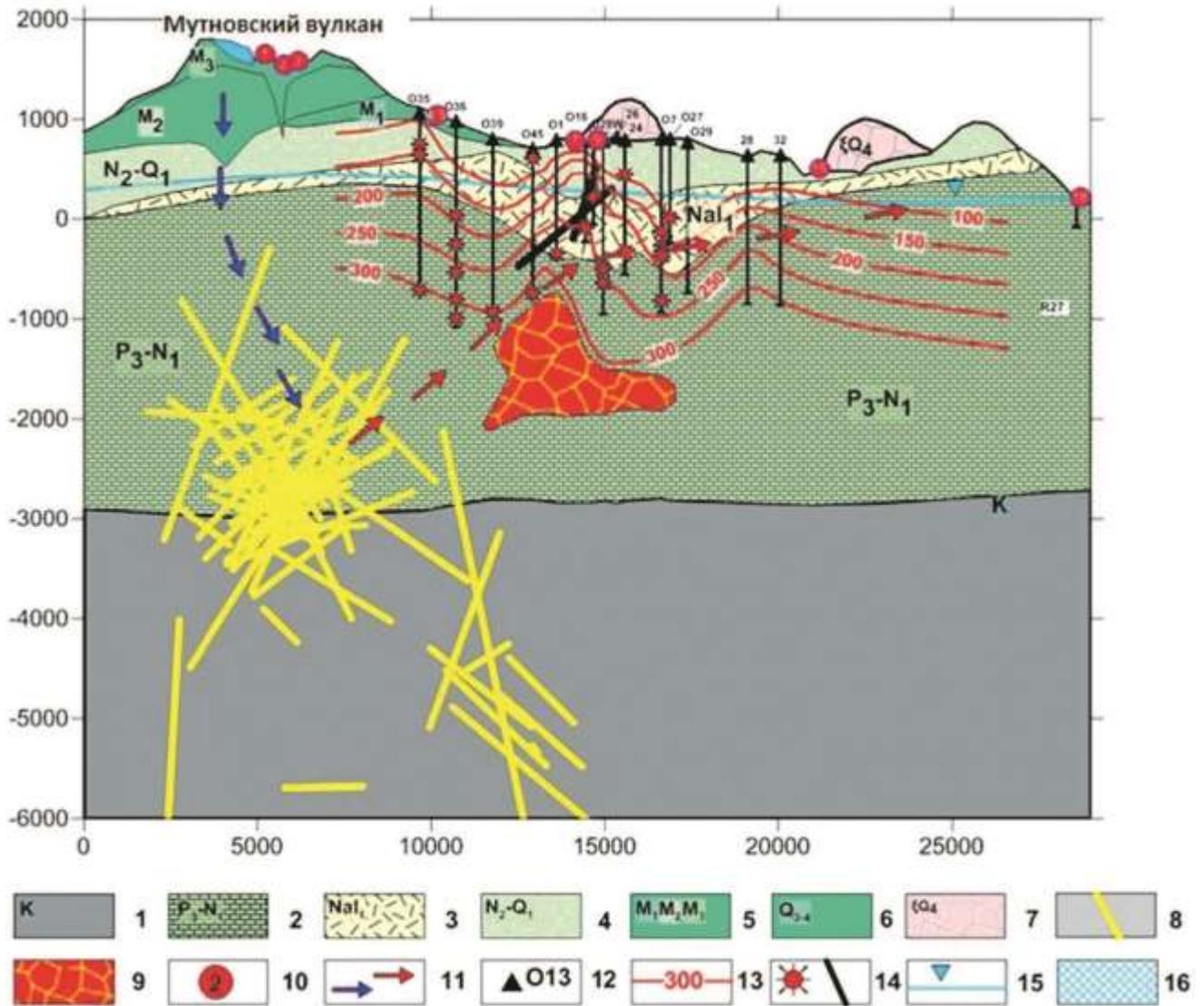
Крупнейшими объектами геотермальной энергетики на территории Российской Федерации являются Мутновские геотермальные электростанции (Мутновская ГеоЭС-1 и Верхне-Мутновская ГеоЭС), расположенные на Камчатке (рисунок 1.1). Доля выработки отечественной электроэнергии на геотермальных ресурсах Мутновскими ГеоЭС составляет около 90%. Работу этих станций обеспечивает Мутновское геотермальное месторождение (в отечественной практике данное месторождение относится к классу высокопотенциальных месторождений, называемых также месторождениями парогидротерм [26]), добычные скважины которого эксплуатируются в режиме парлифта [12], а теплоноситель от скважин транспортируется в виде пароводяной смеси.



Рисунок 1.1 – Вид на Мутновскую ГеоЭС-1, Камчатка

В соответствии с исследованиями Кирюхина А. В. [17], основные геологические подразделения в Мутновском геотермальном районе, скрытые скважинами или обнаженные на поверхности земли, включают: 1) миоценовые песчаники и третичные вулканосадочные отложения; 2) миоценовые диоритовые интрузии; 3) плиоценовые дацит и риолитовые туфы и лавы; 4) плиоцен-четвертичные базальты и андезитовые туфы и лавы; 5) конусы вулканов Мутновский-1, Мутновский-2, Мутновский-3 и Мутновский-4 соответственно; 6) верхнеплейстоценовые и голоценовые андезиты и базальты; 7) экструзии верхнеплейстоценовых риолитов.

В Мутновском продуктивном резервуаре эти геологические подразделения определены как показано на рисунке 1.2.



1 – фундамент; 2 – миоценовые песчаники и третичные вулканогенно-осадочные отложения; 3 – миоценовые дацитовые и риолитовые туфы и лавы; 4 – плиоцен-четвертичные базальты и андезитовые туфы и лавы; 5 – Мутновский вулкан, включающий три вулканических конуса: М1, М2, М3; 6 – верхнеплейстоценовые и голоценовые андезиты и базальты; 7 – верхнеплейстоценовые и голоценовые риолитовые экструзии; 8 – магматические инъекции (дайки) за 01.2009–06.2019 гг.; 9 – диоритовая интрузия; 10 – термопроявления [75]; 11 – предполагаемые флюидные потоки (синие – холодные, красные – горячие); 12 – скважины на Мутновском месторождении (с соответствующими номерами); 13 – геоизотермы, °С; 14 – продуктивные зоны и продуктивные разломы; 15 – пьезометрический уровень воды в геотермальном резервуаре; 16 – ледник Мутновского вулкана.

Рисунок 1.2 – Геологический разрез Северо-Мутновской гидротермальной системы (по А.В. Кирюхину [19])

Многолетний отечественный и мировой опыт разработки геотермальных месторождений с транспортировкой флюида в виде пароводяной смеси выявил ряд проблем, универсального способа решения которых на сегодняшний день не существует. Практически каждая из них приводит к одному исходу – неустойчивость работы системы добычи и транспортировки геотермального флюида.

Первой очевидной причиной неустойчивости является низкая скорость транспортировки флюида, обоснованная выбором слишком большого диаметра трубопровода. В то же время эксплуатация трубопроводов слишком малого диаметра ведет к большим потерям давления [103]. С учетом невозможности подбора диаметра трубопровода на основании классических принципов однофазной гидравлики, выбор рационального диаметра и определение влияющих на это критериев является одним из наиболее важных вопросов.

Ещё одна причина заключается в том, что российские месторождения, выводящие на поверхность пароводяную смесь, а также большинство подобных месторождений в мире характеризуются низким пластовым давлением и статический уровень пластовых вод находится ниже устья. Подъем флюида в таком случае происходит благодаря уменьшению плотности смеси за счет увеличения в ней доли газа, то есть с помощью парлифта. Опыт эксплуатации геотермальных месторождений говорит о наличии изменений условий в питающих пластах в процессе эксплуатации, которые приводят к невозможности работы скважины в данном режиме [11]. Соответственно, ещё один важный вопрос – определение условий, обеспечивающих устойчивую работу скважин.

Современные представления о режимах газожидкостного течения позволили сделать вывод о том, что трубопровод может играть как стабилизирующую, так и дестабилизирующую роль в работе скважины [36]. Также отмечается существенная роль гравитационной составляющей перепада давления в системе транспортировки флюида, что ранее не учитывалось при проектировании и реконструкции подобных систем.

Учитывая отсутствие устоявшейся терминологии в области освоения геотермальных ресурсов, определим некоторые понятия, используемые в настоящей работе. Геотермальная энергия – энтальпия пород и флюидов в недрах Земли. Геотермальные ресурсы – геотермальная энергия, которая может быть извлечена (передана) в форме теплоты для эффективного использования на существующем уровне развития технологий. Геотермальные технологии – технологии добычи из недр и доставки геотермальной энергии потребителю.

1.2 Анализ изменений приоритетов в освоении геотермальных ресурсов

Оценку актуальности вопросов в области освоения геотермальных ресурсов возможно показательно осуществить на основании анализа работ, представленных на Всемирном геотермальном конгрессе. Всемирные геотермальные конгрессы проводятся раз в пять лет и являются главным смотром достижений в освоении геотермальных ресурсов, поэтому представляют обширный материал для анализа мировых тенденций развития соответствующей области. Очередной конгресс (WGC 2020) планировался к проведению в Рейкьявике (Исландия) с 27 апреля по 1 мая 2020 г., но был перенесен в связи с мероприятиями по противодействию распространению Covid-19 и проведен в Рейкьявике с апреля по октябрь 2021 г. (World Geothermal Congress 2020+1). Прием статей на WGC 2020 закончен 30 июля 2019 г., по данным официального сайта Конгресса на конец 2019 года их было 1840, что на 40% больше количества статей на предыдущем конгрессе (WGC 2015, 1317, [69]).

На WGC 2015 обстоятельный анализ публикационной активности по укрупненным направлениям исследований в области освоения геотермальных ресурсов за период с 1997 по 2014 гг. был представлен в работе [90]. Более детальную и приближенную к настоящему времени информацию по отдельным темам может дать анализ изменения числа статей, представленных по различным

тематическим разделам на WGC 2020 по отношению к аналогичным разделам на WGC 2015.

Статьи на WGC 2020 по тематике сгруппированы в 38 тематических разделов, 29 из которых полностью совпадают с тематическими разделами WGC 2015, еще 5 разделов являются модифицированными вариантами, и 4 раздела – новыми. Два тематических раздела WGC 2015 на WGC 2020 заявлены не были. Для анализа изменения числа статей по тематическим разделам предлагается использовать индекс опережающего развития – разность относительного увеличения числа статей по разделу и увеличения общего числа статей на WGC 2020 и WGC 2015, выраженная в процентах [41]

$$I_i = (K_{i20} / K_{i15} - K_{s20} / K_{s15})100\%, \quad (1.1)$$

где I_i – индекс опережающего развития конкретной (i -той) тематики;

K_{i20} – число статей в конкретном тематическом разделе на WGC 2020;

K_{i15} – число статей в конкретном тематическом разделе на WGC 2015;

K_{s20} – общее число статей на WGC 2020;

K_{s15} – общее число статей на WGC 2015.

Названия тематических разделов WGC-2020, число докладов и индекс опережающего развития представлены в таблице 1. Как видно из таблицы, положительную динамику имеют темы, наиболее тесно связанные с экономической эффективностью освоения геотермальных ресурсов, что является следствием, подтверждающим ранее отмеченный переход к новым условиям их освоения.

Таблица 1.1 – Число статей и индекс опережающего развития по тематическим разделам на WGC-2020

Тематический раздел	K_{i20}	$I_i, \%$
Технология бурения и завершения скважин	85	103
Передовая технология (магма, геодавление и т.д.)	24	78
Фактические истории	52	39

Продолжение таблицы 1.1

Тематический раздел	K_{i20}	$I_i, \%$
Геология	149	35
Коррозия и отложения	72	31
Бизнес-стратегии	30	27
EGS – Улучшенные геотермальные системы	94	19
Разведка	145	18
Производственная технология, системы сбора пара	39	16
Геотермальное образование	28	16
Экономика и финансирование	25	16
Программное обеспечение для геотермальных приложений	39	4
Геофизика	151	-1
Геохимия	128	-11
Прямое использование	50	-15
Новые данные стран	90	-23
Управление месторождением	23	-25
Геотермальные тепловые насосы	63	-28
Технология резервуара	109	-39
Интегрированные энергетические системы, каскадное использование	12	-40
Здоровье, туризм и бальнеология	7	-40
Геомикробиология	1	-40
Ключевое примечание	1	-40
Выработка электроэнергии	69	-47
Гидрогеология	31	-49
Оценка ресурсов	71	-51
Извлечение минералов и переработка	7	-53
Технология закачки	14	-58

Продолжение таблицы 1.1

Тематический раздел	K_{i20}	$I_i, \%$
Другие	1	-90
Экологические аспекты	56	50
Социальные и культурные аспекты	35	
Местное теплоснабжение	27	42
Агрокультура	4	
Политические, правовые и регулирующие аспекты	44	23
Устойчивое развитие и изменение климата	34	-
Тепло/газ/нефть/угольные месторождения	12	-
Большие данные и аналитика данных	12	-
Международное сотрудничество	6	-
Итого	1840	0

Строительство скважин обычно является одной из наиболее затратных частей геотермальных проектов. Поэтому нахождение тематического раздела «Технология бурения и завершения скважин» на первой позиции по индексу опережающего развития является ожидаемым и соответствующим новым условиям, выдвигающим повышенные требования к эффективности применяемых технологий, снижающей себестоимость получаемой продукции. Также закономерно нахождение на второй позиции тематического раздела «Передовая технология (магма, геодавление и т.д.)», отражающего поиск прорывных технологических решений. Накопление опыта в относительно недолгой истории активного освоения геотермальных ресурсов обуславливает нахождение на третьей позиции тематического раздела «Фактические истории».

Отдельно следует рассмотреть тематический раздел «EGS – Улучшенные геотермальные системы» (Enhanced Geothermal Systems). На конгрессах данный раздел появился в 2010 году и рассматривался как приемник тематики HDR (Hot Dry Rock – горячие сухие породы), которая в 2005 рассматривалась в разделе

«Передовая технология». Т.е. тематика HDR за десять лет перешла из раздела «Передовая технология» к разделу EGS. Заметим, что тематика EGS может иметь значительно более широкую трактовку, нежели это делается на Конгрессах [88]. Например, часто статьи по стимулированию притока к скважине относятся к тематике «Технология резервуара» [93, 97, 107]. В то же время, на широко известном ежегодном семинаре при Стэндфордском университете вопросы стимулирования рассматриваются в контексте EGS [44, 82, 115]. Как отмечено в [90], общее количество статей по тематике EGS к 2014 году приблизилось к 20% от общего количества статей по освоению геотермальных ресурсов.

Также высокие позиции имеет впервые появившаяся на конгрессах в 2010 году тематика «Производственная технология, системы сбора пара», имеющая непосредственное отношение к повышению эффективности процессов освоения ресурсов. Заметим, что в отечественной практике применительно к вопросам данной тематики ранее активно использовалось подзабытое к настоящему времени определение направления: «Обустройство геотермальных промыслов».

Согласно данным таблицы, среди тематик с понижающимся интересом оказалось ранее весьма востребованное направление «Выработка электроэнергии». Данный факт не следует рассматривать как тенденцию к потере интереса к указанной тематике в принципе. Указанная тенденция является следствием того, что технологии данного направления уже хорошо изучены, и со временем все труднее в нем найти исследовательский интерес.

Также отмечено снижение интереса к тематике «Оценка ресурсов». Это можно объяснить смещением акцента в отношении ресурсной базы в пользу практических работ, отраженным в росте статей по тематике «Разведка», что выражает общую тенденцию к акценту на работы, имеющие непосредственное отношение к эффективности освоения ресурсов.

Нельзя обойти вниманием последнюю позицию, не считая статистически незначимую тематику «Другие», тематики «Технология закачки». В 80-х годах прошлого века закачка считалась важнейшим аспектом разработки геотермальных месторождений, как в части обеспечения экологических запросов, так и, по

аналогии с разработкой месторождений жидких и газообразных полезных ископаемых, в части наиболее полного использования ресурсов. Опыт применения закачки на различных месторождениях мира не всегда оправдывал ожидания. Например, неоправданные надежды на восполнение ресурсов посредством закачки стали одной из причин снижения установленной мощности электростанций с 1990 г. по 2004 г. на 346 МВт [84] на месторождении Гейзеры (Geysers, США). Заметим, что при этом объем реально демонтированного оборудования в четыре раза превосходит установленную мощность всех геотермальных электростанций России. Кроме неоправданного положительного эффекта закачка может иметь и отрицательный эффект. В работе [36] показано, что снижение энтальпии флюида в геотермальном резервуаре в результате закачки способно привести к раннему выходу из строя добычной скважины, эксплуатирующийся в режиме парлифта.

Тематические разделы, указанные в таблице за номерами 30 и 31 на WGC 2015 были объединены под тематикой «Экологические и социальные аспекты». В таблице приведены данные сравнения двух указанных разделов WGC 2020 с соответствующим разделом WGC 2015. Возросший интерес к данным тематикам, а также расширение круга вопросов за счет рассмотрения культурных аспектов определили высокое значение индекса.

Тематические разделы, указанные в таблице за номерами 32 и 33 на WGC 2015 также были объединены под одной тематикой «Местное теплоснабжение и агрокультура». Тематический раздел, указанный в таблице за номером 34 ранее был представлен двумя разделами «Правовые и регулирующие аспекты» и «Энергетическое ценообразование и правила». Значения индексов также указывают на возросший интерес к данным тематикам.

В представленной таблице за цифрами 35–38 указаны новые тематические разделы, появившиеся в 2020 году. При этом раздел «Устойчивое развитие и изменение климата» в некоторой степени может рассматриваться как расширенный вариант тематического раздела «Устойчивое развитие», представленного на WGC 2015 девятью статьями. Заметим, что интерес к вопросам

использования нефтяных и газовых скважин для извлечения геотермальной энергии возродился в 1999 г. после почти двадцатилетнего забвения [90].

Два тематических раздела: «Горячие осадочные водоносные пласты» (HSA) и «Механизм чистой разработки», имевшие место на WGC 2015 с числом статей 11 и 3, соответственно, в 2020 году не заявлены. Статьи по вопросам, относящимся к указанным тематикам, на WGC 2020 будут рассматриваться в рамках других тематических разделов.

В целом, динамика числа статей, представленных на WGC 2020 по различным тематическим разделам, показывает повышение актуальности вопросов, связанных, в конечном счете, со снижением затрат и рисков при освоении ресурсов. Следует отметить, что в первой десятке по индексу опережающего развития в таблице половина тематических разделов имеет непосредственное отношение к геотермальным технологиям. В этой связи геотермальные технологии можно считать наиболее актуальным направлением для исследований в области освоения геотермальных ресурсов.

1.3 Современные мировые тенденции в освоении геотермальных ресурсов

Анализ статей, представленных на Всемирные геотермальные конгрессы, по тематике дает полезную, но не исчерпывающую информацию о современных мировых тенденциях в области освоения геотермальных ресурсов. Дополнительную информацию дает анализ публикаций в ведущих специализированных изданиях и изданиях по смежным областям, которых немало ввиду наличия множества вопросов, требующих междисциплинарного подхода к их решению.

Несколько лет назад существенно активизировались исследования процессов и технологий использования скважинных теплообменников. Это нашло отражение в ряде публикаций в ведущих специализированных изданиях в области

освоения геотермальных ресурсов [45, 68, 77, 81]. Интерес к указанной тематике сохраняется и по сей день [72, 76, 85], и его можно связать с развитием локальных систем теплоснабжения, использующих тепловые насосы.

Тепловой насос, работающий по обратному термодинамическому циклу (принципу хорошо известного холодильника), позволяет перекачивать энергию в форме тепла от относительно холодного тела к теплему. При этом количество энергии, получаемой в форме тепла в обогреваемом месте, превосходит работу, затрачиваемую на перекачку энергии. Относительно постоянная, не подверженная сезонным изменениям и достаточно высокая температура недр, даже на небольших глубинах, приемлема для объекта, используемого в качестве теплоисточника. Использование скважинных теплообменников позволяет добывать геотермальную энергию без подъема глубинных флюидов на поверхность, более того, допускает возможность эффективной работы даже при отсутствии глубинных флюидов. Современный уровень развития технологий скважинных теплообменников и теплонасосной техники позволяет добывать геотермальную энергию практически в любой точке Земного шара для использования в локальных системах теплоснабжения.

Анализируя современное состояние в мировой сфере исследований и разработок, трудно обойти вниманием возрастающую роль китайских ученых [66, 67, 70, 116]. Не располагая такими легкодоступными высокопотенциальными геотермальными месторождениями как Италия, США, Новая Зеландия, Исландия, Россия и др., Китай уже вышел в лидеры по направлению прямого использования геотермальной энергии [83]. При этом активно исследуются вопросы использования энергии горячих сухих пород [57, 113, 118, 120]. Нет сомнений, что усилиями китайских коллег данное направление, совместно с применением скважинных теплообменников и тепловых насосов, будет развиваться и в дальнейшем.

Ранее, при рассмотрении развития тематик на Всемирных геотермальных конгрессах, отмечалось, что направление по использованию энергии горячих сухих пород (HDR) из самостоятельных передовых технологий

трансформировалось в раздел направления по созданию и разработке улучшенных геотермальных систем (EGS). Это объясняется наличием множества общих вопросов, касающихся извлечения энергии как сухих пород, так и обводненных, слабопроницаемых пластов, требующих для эффективной эксплуатации улучшения их характеристик, например, увеличения проницаемости в геотермальном резервуаре путем температурного стимулирования [108].

Рассмотрению вопросов создания и разработки улучшенных геотермальных систем в настоящее время посвящается множество публикаций как в специализированных изданиях, так и в ведущих изданиях по смежным наукам [117]. Это свидетельствует о том, что данное направление в настоящее время находится в состоянии активной разработки. При этом, учитывая наличие междисциплинарных вопросов, отмечается тенденция к созданию коллаборационных команд [55].

Как было отмечено, современный уровень развития геотермальных технологий позволяет добывать геотермальную энергию даже в районах, не имеющих температурных аномалий, т.е. практически везде. Вместе с тем, основой современной геотермальной энергетики по-прежнему является направление, связанное с подъемом на поверхность глубинных флюидов (в России данное направление ассоциируется с разработкой месторождений теплоэнергетических вод). Отмечено, что высокая эффективность конвективной теплопередачи обеспечивает значительную, привлекательную для практического использования, тепловую мощность в районах, характеризующихся наличием восходящих потоков горячих ювенильных флюидов. Поэтому, если говорить о создании мощных объектов геотермальной энергетики, например, геотермальных электростанций, то ближайшие перспективы следует связывать именно с геотермальными месторождениями, формируемыми восходящими потокам горячих ювенильных флюидов, которые, как правило, привязаны к областям повышенной вулканической активности.

На современном этапе освоение высокопотенциальных геотермальных месторождений все чаще осуществляется на коммерческой основе. Это

вынуждает геотермальную энергетику равноправно, без каких-либо предпочтений конкурировать на энергетическом рынке. Отмечались случаи, когда геотермальной энергетике приходилось успешно конкурировать с традиционными видами, имеющими дотационную поддержку [20]. В таких условиях вопросы себестоимости продукции приобретают ключевое значение.

Возможности снижения себестоимости продукции за счет развития технологий использования геотермальной энергии не так велики. В направлении прямого использования поставляемой продукцией являются непосредственно геотермальные флюиды. В направлении электроэнергетики геотермальные электростанции по принципу работы представляют собой хорошо изученные тепловые станции. Есть некоторая специфика в работе бинарных геотермальных электростанций, использующих в качестве рабочих тел агенты с низкой температурой кипения (фреон, изопентан и т.д.). Тем не менее, основной резерв в снижении себестоимости продукции заключен в совершенствовании технологий добычи и транспортировки геотермальной энергии к потребителю, т.е. в совершенствовании геотермальных технологий.

Геотермальные технологии объединяют наиболее важные специфические вопросы практического освоения геотермальных ресурсов, например, такие как стимулирование продуктивных пластов [108], возбуждение парлифтных скважин [86], совершенствование системы транспортировки теплоносителя [98], обеспечение устойчивого режима работы добычных скважин [104]. Как ранее отмечалось, динамика числа статей по тематикам на Всемирных геотермальных конгрессах также указывает на повышение внимания к вопросам, относящимся к геотермальным технологиям.

Таким образом, важной характеристикой современного этапа освоения геотермальных ресурсов является тенденция к переходу от дотационных к коммерческим проектам. Эта тенденция практической сферы повышает актуальность исследований в области геотермальных технологий, наиболее отчетливо отражающей специфику процессов освоения данных ресурсов и имеющей существенное влияние на их экономическую эффективность.

В части дотационных проектов, ставящих перед собой не только коммерческие, но и исследовательские цели, наиболее актуальными являются работы в рамках направления EGS – улучшенные геотермальные системы. В исследовательской части данное направление включает многие вопросы геотермальных технологий.

1.4 Состояние отечественной сферы исследований и разработок в области освоения геотермальных ресурсов

Согласно обобщению данных, представленных на WGC 2020 по странам, Россия, находясь в числе ведущих стран по располагаемым геотермальным ресурсам, по масштабам их освоения в прямом использовании и по установленной мощности ГеоЭС ощутимо отстает от мировых лидеров [71, 83].

К началу перестройки Россия располагала одной из самых развитых в мире сферой исследований и разработок в области освоения геотермальных ресурсов, соответствующей масштабности планов по их освоению. Например, к концу прошлого века планировалось всю энергетику Камчатки перевести на геотермальные ресурсы. Вопросами разведки геотермальных месторождений активно занимались в Институте вулканологии (г. Петропавловск-Камчатский) В.В. Аверьев, В.М. Сугробов и др., вопросами разработки геотермальных месторождений занимались в Ленинградском горном институте (г. Санкт-Петербург) Ю.Д. Дядькин, Ю.М. Парийский и др., вопросами геотермальных электростанций занимались в ЭНИНе (г. Москва) Д.А. Лабунцов, Ф.Г. Соломозода и др., комплексом вопросов занимались во ВНИПИГеотерм (г. Махачкала) Г.М. Гаударов, Ф.Г. Шарафутдинов и др. Отдельные разработки выполнялись в Институте теплофизики (г. Новосибирск), Казанском госуниверситете (г. Казань), Центральном котлотурбинном институте (г. Санкт-Петербург), изучением геотермальных ресурсов занимались и в других вузах и научных учреждениях России. Активная научная работа проводилась также в

производственных организациях Камчатки: РЭУ «Камчатскэнерго», Камчатском управлении по использованию глубинного тепла Земли, Гидрогеологической экспедиции ПГО «Камчатгеология», Гидрогеологической экспедиции ПГО «Сахалингеология» и др.

Проблемы конца прошлого века, связанные с так называемой «перестройкой», негативно отразились на сфере исследований и разработок, прежде всего в области технических наук, в том числе в области освоения геотермальных ресурсов. Тем не менее, созданного задела хватило для успешной реализации Мутновского проекта, итогом которого стало строительство и введение в эксплуатацию в 1999 и 2003 г. двух электростанций на Камчатке, суммарной установленной мощностью 62 МВт, чему в немалой степени содействовал предпринимательский талант О.А. Поварова. Данные станции до сих пор являются флагманами отечественной геотермальной энергетики, вырабатывающими более 80 % отечественной электроэнергии на геотермальных ресурсах.

В последнее время после примерно двадцатилетнего периода упадка наблюдается тенденция к возрастанию, по большей части декларативного, интереса к отечественным геотермальным ресурсам и незначительное оживление в соответствующей сфере исследований и разработок. Указанная тенденция обусловлена декларированием стратегического курса на развитие Российских регионов, располагающих доступными запасами геотермальной энергии (Камчатка, Курилы, Кавказ). Тем не менее, часто геотермальные ресурсы выпадают из области внимания конкретных программ и проектов.

В настоящее время планомерная работа по геотермальной тематике ведется в ряде отечественных вузов и научных организаций. В Институте проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиале ОИВТ РАН (г. Махачкала) ведутся исследования по комплексу тем, связанных с использованием низкопотенциальных термальных вод [3], в том числе по вопросам выделения компонентного состава геотермальных рассолов [28], а также по технологии циркуляционной системы добычи геотермальной энергии [2]. Изучение

циркуляционных систем добычи геотермальной энергии осуществляется также в Грозненском государственном нефтяном техническом университете имени академика М.Д. Миллионщикова (г. Грозный) [16]. Плановые работы по моделированию геотермальных резервуаров ведутся в Институте вулканологии и сейсмологии ДВО РАН (г. Петропавловск-Камчатский) [4, 27]. В Научно-исследовательском геотехнологическом центре ДВО РАН (г. Петропавловск-Камчатский) занимаются моделированием геотермальных систем [23–25, 96], а также вопросами использования отработанных теплоносителей [5, 6, 13]. Парлифтная технология добычи геотермальных флюидов изучается в Институте горного дела ДВО РАН (г. Хабаровск) [31, 38, 42].

Представленный перечень организаций позволяет сделать вывод о наличии центробежной тенденции в географии сферы исследований и разработок – в перечне не представлены центральные регионы России. Это настораживающая тенденция. Заметим, что обычно именно центральные регионы определяют научно-техническую политику, и отсутствие их протекции сказывается на внутрироссийском авторитете научного направления.

Значительная часть отечественных исследований основывается на численном моделировании процессов теплообмена в геотермальных системах. В международной практике подобные исследования принято относить к тематике «Технологии резервуара», которая, как показывают данные таблицы 1, теряет свои позиции. То же самое, но в несколько меньшей степени, можно сказать в отношении исследований по выделению компонентного состава геотермальных флюидов. Несмотря на наличие в геотермальных флюидах большого количества ценных компонентов [39], малая концентрация является существенным препятствием для создания эффективной технологии их извлечения. В то же время, некоторые наиболее актуальные темы, в том числе, относящиеся к развитию геотермальных технологий, вовсе не входят в круг внимания отечественной сферы исследований и разработок. Это указывает на ее неполное соответствие современным мировым тенденциям.

Исторически, в освоении отечественных геотермальных ресурсов высокую активность проявляли специалисты в области гидрогеологии. Под их влиянием в значительной степени формировалась отечественная сфера исследований и разработок, подготавливались регламентирующие документы. Например, основным документом, ранее регламентирующим разработку геотермальных месторождений, являются Правила разработки месторождений теплоэнергетических вод [26]. В указанном документе проводится прямая аналогия геотермального месторождения с месторождением подземных вод. Такой подход ограничивает рассматриваемые ресурсы геотермальной энергии только энтальпией подземных флюидов, исключая из рассмотрения энтальпию вмещающих пород. Зарубежный опыт, о чем писал еще 30 лет назад Ю.Д. Дядькин [15], предполагает рассмотрение в качестве источника энергии как флюиды, так и сухие породы. Соответственно, оценка ресурсов месторождения, разрабатываемого путем добычи флюидов, должна осуществляться с учетом энергии вмещающих пород. отождествление геотермальных месторождений с месторождениями подземных вод не дает полного представления о располагаемых ресурсах и может негативно влиять на выбор технологий их освоения.

Указанный ограниченный взгляд на разработку геотермальных месторождений тормозит развитие отечественной сферы исследований и разработок. Известно, что возможность опубликования работ является существенным стимулом для проведения исследований. Некоторые отечественные издания горного профиля отказываются принимать статьи по геотермальной тематике, ссылаясь на приверженность к твердым полезным ископаемым. Некоторые издания по водным ресурсам также не признают геотермальную тематику своей. Еще раз стоит отметить, что с некоторыми допущениями при освоении геотермальных ресурсов, полезным ископаемым, т.е. минеральным образованием земной коры, обладающим необходимыми физическими свойствами (высокая энтальпия), выступают как флюиды, так и

сухие породы, причем наличие пород, в отличие от флюидов, является обязательным.

Несмотря на трудности, отечественная сфера исследований и разработок в области освоения геотермальных ресурсов жива и развивается. Работы, проводимые в ранее отмеченных отечественных научных организациях, выполняются на современном мировом уровне, результаты публикуются в ведущих мировых изданиях [74, 88, 95, 104].

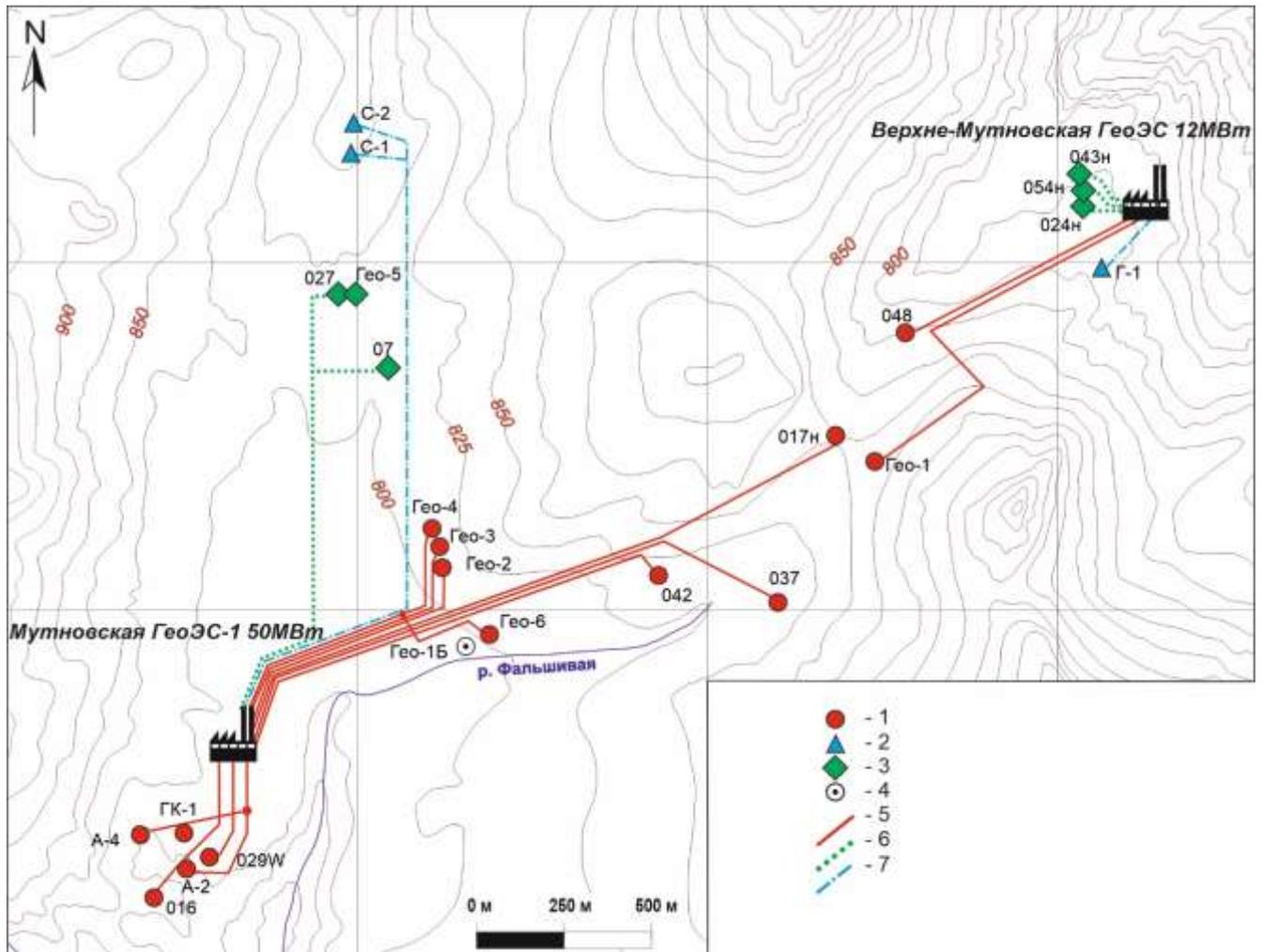
Для повышения эффективности процессов освоения отечественных геотермальных ресурсов необходимо адаптировать сферу исследований и разработок к современным мировым тенденциям в данной области. Необходимо преодолеть одностороннее восприятие геотермальных месторождений как месторождений подземных вод и разработать новую нормативно-методическую базу их освоения.

1.5 Новые вызовы при освоении месторождений парогидротерм с транспортировкой пароводяной смеси

Современные исследования заставляют по-иному взглянуть на работу высокопотенциальных геотермальных месторождений, в том числе на систему транспортировки геотермального флюида. Изначально при освоении месторождений парогидротерм широко использовалась отдельная схема транспортировки теплоносителя – разделение фаз происходило вблизи устья скважин, далее пар поступал по трубопроводам на электростанцию, а вода сливалась на рельеф. Однако со временем возникла необходимость транспортировки к общему месту использования не только пара, но и воды, чему способствовало ужесточение экологических требований и широкое внедрение возвратной закачки теплоносителя для поддержания пластового давления. Рациональным решением в данном случае является транспортировка пароводяной смеси в том виде, в котором ее получают из скважин, а разделение фаз

осуществлять на общей сепарационной станции [109]. Это дало основание для активного внедрения в конце XX века схемы двухфазной транспортировки [59, 80, 111, 119]. Интерес к двухфазной транспортировке сохранился и в последующие годы [54, 62, 63, 98].

В отечественной практике двухфазная транспортировка получила наибольшее распространение на Мутновском месторождении, схема которого представлена на рисунке 1.2. Также, двухфазная транспортировка используется на Паужетском месторождении при транспортировке смеси от некоторых скважин на небольшие расстояния до удобных мест расположения сепараторов, где сепарация, в основном, осуществляется в непосредственной близости от устья.



1 – добычная скважина; 2 – скважина водозабора; 3 – реинжекционная скважина; 4 – планируемая скважина; 5 – трубопровод пароводяной смеси; 6 – трубопровод реинжекции; 7 – трубопровод холодного водоснабжения.

Рисунок 1.3 – Схема Мутновского месторождения, Камчатка

Несмотря на видимые преимущества, в ходе эксплуатации трубопроводов пароводяной смеси были выявлены две основные проблемы: неустойчивые режимы, встречающиеся при низких скоростях транспортировки, и значительные гидравлические сопротивления, характерные для высоких скоростей. В этой связи, на стадии проектирования трубопроводов возникла проблема выбора оптимального диаметра, который, с одной стороны, обеспечил бы минимальные гидравлические потери и, с другой стороны, обеспечил бы устойчивый режим транспортировки. Также возникла и методическая проблема – выполнить расчет трубопровода в части взаимосвязи перепада давления с расходом, учитывая при этом зависимость расхода скважин от устьевого давления [36].

Мировая практика располагает очень малым количеством сведений о конкретных путях решения указанных проблем. Однако, имеется подобный опыт при освоении отечественных месторождений. Для расчета трубопроводов пароводяной смеси А.Н. Шулюпиным и А.А. Чермошенцевой была разработана компьютерная программа MODEL [33]. Изначально, программа задумывалась как упрощенная версия более масштабного продукта, основанного на сложной модели дисперсно-кольцевого потока [35]. Но простота применения, а главное достаточная точность, выявленная в ходе введения в эксплуатацию первых трубопроводов, построенных на основании расчетов по указанной программе, предопределили ее широкое использование.

Программа предполагает расчет перепада давления по значению параметров в одной узловой точке и применима для коротких труб. Длинные трубы необходимо разбивать на короткие (до 200 м) расчетные участки. Параметры состояния определяются по уравнениям IFPWS-IF 97 [1]. Гидравлический расчет ориентирован на дисперсно-кольцевой режим течения. Для расчетного участка программа определяет соответствие паросодержания принципиальной возможности устойчивой транспортировки по условию

$$x > \frac{1}{1 + 1,6\sqrt{\rho_l / \rho_g}}, \quad (1.2)$$

где x – массовое расходное паросодержание, кг/с;

ρ_l – плотность воды, кг/м³;

ρ_g – плотность пара, кг/м³.

Затем выдается рекомендация по выбору диаметра для устойчивой транспортировки согласно условию

$$D \leq 0,278 \left(\frac{G}{\rho_w} \right)^{0,4}, \quad (1.3)$$

где D – внутренний диаметр трубы, м;

G – массовый расход смеси, кг/с;

ρ_w – плотность смеси, определяемая по гомогенной модели, кг/м³.

После ввода выбранного диаметра, рассчитывается перепад давления

$$\Delta p = \Delta p_f + \Delta p_m, \quad (1.4)$$

где Δp – общий перепад давления, Па;

Δp_f – перепад давления на трение, Па;

Δp_m – суммарный перепад давления на местных сопротивлениях, Па.

Перепад давления на трение рассчитывается по формуле, полученной как упрощенное обобщение результатов численной реализации модели дисперсно-кольцевого течения [35],

$$\Delta p_f = \frac{0,02 \rho_w (w - v_b)^2 L}{2D}, \quad (1.5)$$

где w – скорость смеси, соответствующая гомогенной модели, м/с;

v_b – скорость движения поверхности трения, равная критической скорости движения насыщенной воды, м/с;

L – длина расчетного трубопровода, м.

Падение давления на местных сопротивлениях рассчитывается по формуле

$$\Delta p_m = \frac{1,4 \zeta \rho_w v^2}{2}, \quad (1.6)$$

где ζ – суммарный коэффициент местного сопротивления, определяемый как для однофазного потока.

Обычно, в качестве неизменного параметра задается давление в конечной точке трубопровода (на входе в групповой стационарный сепаратор). Расходные параметры смеси зависят от устьевого давления. Практика показала, что найти решение с учетом влияния устьевого давления наиболее удобно графическим методом, когда на основании графика производительности скважины, отражающего зависимость расхода от устьевого давления, с помощью расчетов трубопровода строится график производительности системы скважина–трубопровод, отражающий зависимость расхода от давления на выходе из трубопровода [33]. Дальнейшие шаги предпринимаются уже на основе этого графика.

Большинство действующих трубопроводов Мутновского месторождения и их модификация (замена П-образных компенсаторов на сильфонные, удаление нефункциональной запорной арматуры и т.д.) были рассчитаны с помощью программы MODEL. Расчет двух трубопроводов Паужетского месторождения также был осуществлен с помощью данной программы. Во всех случаях прогнозные оценки по перепадам давления и расходам были практически подтверждены.

Попытки выверить наиболее точный способ расчета перепада давления в трубопроводе принимались неоднократно [110]. Например, в работе [98] сравниваются 6 различных вариантов расчета перепада давления на трение с экспериментальными данными, полученными на геотермальном месторождении Лахендонг, Индонезия, для горизонтальных труб диаметром 10–22 дюйма (0,254–0,559 м). Режим течения, который является основным в использованных экспериментальных данных – дисперсно-кольцевой. В работе авторами было установлено, что максимально близкий к экспериментальным данным результат, особенно для больших диаметров трубопроводов, дает гомогенная модель. Формула (1.5), с помощью которой программа MODEL считает перепад давления на трение, близка к классической гомогенной модели, однако в ней введена поправка на скорость движения поверхности трения. Для условий Мутновского месторождения данная поправка равна 6 м/с и ее введение снижает расчетный

перепад давления. В трубопроводах больших диаметров повышенное значение коэффициента трения по сравнению с рекомендациями [98] может компенсировать это снижение. В программе MODEL коэффициент трения принят 0,02.

Четких рекомендаций для определения коэффициента трения в [98] не указывается, однако прослеживается его зависимость от шероховатости. Если определять коэффициент трения как функцию шероховатости, то для труб малого диаметра он, вероятнее всего будет больше 0,02, а для труб большого диаметра – меньше 0,02. Следовательно, расчетный перепад давления для труб большого диаметра по рекомендациям [98] снижается за счет коэффициента трения, а в формуле, используемой в программе MODEL, за счет поправки на скорость движения поверхности трения. Таким образом, можно утверждать, что расчет по используемым в программе рекомендациям согласуется не только с отечественным опытом, но не противоречит представленным в [98] экспериментальным данным.

Как уже отмечалось, риск возникновения неустойчивости напрямую связан с низкими скоростями транспортировки пароводяной смеси. По этой причине объединять скважины в один магистральный трубопровод не рекомендуется – вывод из работы одной скважины может значительно снизить скорость всего потока и вызвать неустойчивость. В то же время, строительство индивидуальных трубопроводов от каждой скважины мероприятие достаточно затратное. Отсюда попытки объединения потоков от скважин видится логичным. Заметим, что на Мутновском месторождении также имеется подобный опыт. В этой связи становится актуальным вопрос о научном обосновании подобного решения, в том числе, обоснования возможности транспортировки с пониженными скоростями.

С учетом выполнения условия (1.3), при транспортировке пароводяной смеси имеют место значительные гидравлические потери. Ввиду этого встает вопрос о возможности расширения диапазона ограничения значений данного условия с учетом конкретных обстоятельств. Для этого имеются практические основания: например, в процессе проектирования трубопровода от скважины 053

длинной 2240 м, с учетом отсутствия восходящих участков на нем, для снижения гидравлических потерь выбирался диаметр, превосходящий это ограничение. При эксплуатации целесообразность этого решения была подтверждена.

Практика освоения геотермальных месторождений показывает, что скважины со временем снижают свою производительность. Возникает ситуация, в которой трубопровод изначально рассчитан на определенный расход и эксплуатируется в устойчивом режиме, но со временем расход падает до значений, не обеспечивающих выполнение условия (1.3). Вновь возникает необходимость корректировки условия устойчивости течения [106].

Все вышперечисленные нюансы требуют нового подхода к определению условий устойчивой транспортировки, которые позволят расширить расчетную методику в область меньших скоростей. Также отмечено, что формула определения перепада давления на трение в программе принципиально ориентирована на высокие скорости (для обеспечения дисперсно-кольцевого режима), т.е. требуется радикальное изменение методики расчета [8].

Новые представления о режиме работы добычной скважины на месторождениях парогидротерм свидетельствуют о том, что трубопровод является одним из факторов стабилизации ее режима работы. При спонтанном увеличении расхода на устье, увеличивается перепад давления в трубопроводе, увеличивается устьевое давление, гасится развитие неустойчивости. При спонтанном снижении расхода на устье, снижается перепад давления в трубопроводе, снижается устьевое давление, вызывая компенсационное увеличение расхода [36].

При наличии восходящих участков на трубопроводе в условиях транспортировки по ним смеси при низких скоростях трение не играет существенной роли. Перепад давления в таком случае будет значительно зависеть от гравитационной составляющей, которая может уменьшаться с ростом расхода. Интерес в этом случае также представляют и нисходящие потоки в наклонных трубопроводах, эксплуатация которых осуществляется на отечественных ГеоЭС (рисунок 1.3).



Рисунок 1.4 –Трубопровод с нисходящим потоком от скважины Гео-1 Мутновского геотермального месторождения, Камчатка

Таким образом текущие исследования и меняющиеся условия эксплуатации геотермальных скважин указывают на актуальность разработки научных основ транспортировки пароводяной смеси с низкими скоростями с учетом современных представлений об устойчивости пароводяных течений. В то же время, на разработанной научной основе, требуется создание методики расчета перепада давления в трубопроводе, которая должна в обязательном порядке адекватно учитывать гравитационную составляющую, что позволит прогнозировать возникновение неустойчивых режимов эксплуатации скважин и принимать соответствующие меры по их устранению на стадии проектирования и эксплуатации трубопроводов.

1.6 Постановка задач исследований

Исходя из проделанного анализа современного состояния и тенденций в развитии освоения геотермальных ресурсов определена цель настоящей работы – обосновании мер по повышению устойчивости режима парлифтной добычи геотермального флюида на основе создания условий, препятствующих развитию

неустойчивости течения при двухфазной (пар и вода) транспортировке добытого теплоносителя от скважины к потребителю. Данная цель основана на идее о том, что система транспортировки двухфазного флюида от скважины к потребителю может оказывать как стабилизирующее, так и дестабилизирующее влияние на режим работы добычной скважины, и создание благоприятных условий транспортировки в такой системе будет способствовать повышению устойчивости режима парлифтной добычи геотермального флюида.

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- провести анализ современного состояния отечественных и мировых тенденций в освоении геотермальных ресурсов;

- изучить механизмы, обеспечивающие устойчивую работу добычной скважины в режиме парлифта;

- установить влияние режима эксплуатации и геометрических характеристик трубопровода пароводяной смеси на устойчивость добычи геотермального флюида в режиме парлифта;

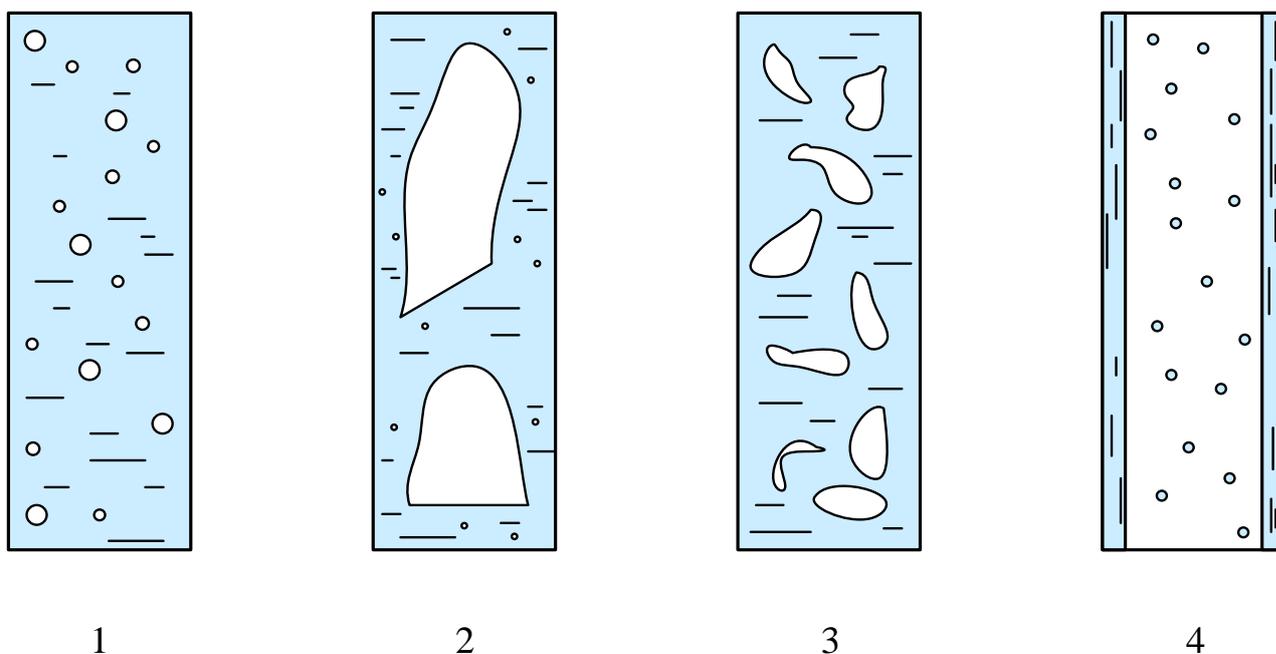
- обосновать практические рекомендации по созданию благоприятных условий для транспортировки пароводяной смеси, способствующих предотвращению развития неустойчивости режима парлифтной добычи геотермального флюида.

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСТОЙЧИВОСТИ РЕЖИМА РАБОТЫ ДОБЫЧНОЙ СКВАЖИНЫ С ДВУХФАЗНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКОЙ ФЛЮИДА

2.1 Условие устойчивости для течения в скважине

Большинство скважин на месторождениях парогидротерм, имеют уровень пластовых вод ниже устья, в то время как их эксплуатация осуществляется с помощью самоизлива, который обеспечивается за счет парлифта. Следует отметить, что во всем мире на месторождениях парогидротерм существуют скважины, изначально неспособные работать на самоизлив [87]. Более того, со временем производительность продуктивных скважин уменьшается, создавая неустойчивость течения и подводя к невозможности обеспечения работы в данном режиме [86].

Чтобы понимать проблематику возникновения неустойчивости в скважинах, важно обозначить, что в газожидкостных средах, в отличие от однофазных потоков, различают гораздо большее количество режимов (структур) течения, чем турбулентный и ламинарный. Самые распространенные из них приведены на рисунке 2.1.



1 – пузырьковая структура; 2 – снарядная структура; 3 – эмульсионная структура;
4 – дисперсно-кольцевая структура.

Рисунок 2.1 – Структуры газожидкостных потоков в вертикальных трубах

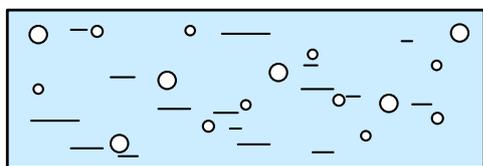
Пузырьковая структура характеризуется доминированием жидкостной фазы и малым содержанием газа, который находится в виде пузырьков, по размеру несоизмеримым с размером сечения канала. Данный режим наблюдается сразу после вскипания воды. По мере движения флюида скорость газовой фазы оказывается выше и пузырьки, догоняя друг друга, образуют кластеры. Увеличение объемной концентрации газовой фазы при соответствующих условиях, кластеры занимают большую часть трубопровода и режим переходит в снарядный. Особенность данного режима заключается в наличии газовых «снарядов», которые окружены пленкой жидкости между друг другом и стенками трубопровода, а также содержанием пузырьков в жидкостной фазе.

С увеличением расхода газа и, следовательно, скорости снарядов и перемычки, наблюдается неупорядоченность структуры и режим переходит в эмульсионный. При чем, в случае высоких скоростей, пузырьковое течение может сразу переходить в эмульсионное.

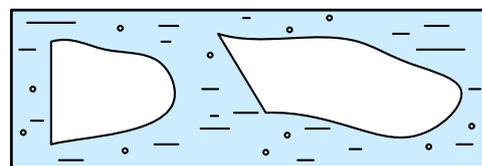
Наиболее стабильным режимом, существующим при максимально высоких скоростях (более 40 м/с), считается пленочный. В случае, когда речь идет о трубах

круглого сечения, этот режим называют дисперсно-кольцевым: вдоль стенок трубопровода формируется пленка жидкости, а в качестве несущей фазы дисперсного ядра выступает газ с мелкими каплями жидкости.

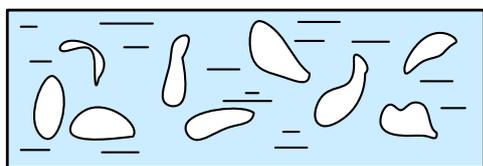
Если речь идет о трубопроводах на геотермальных месторождениях, транспортирующих пароводяную смесь, то здесь основными являются те же структуры течения с дополнительной – расслоенной. При значительных объемных концентрациях газовой фазы и малых скоростях в потоке динамическое воздействие газа на жидкость недостаточно велико для формирования пленки – жидкость концентрируется в нижней части трубы. Структуры газожидкостного течения в горизонтальных трубах представлены на рисунке 2.2.



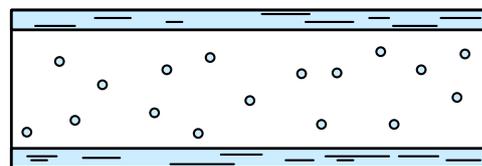
1



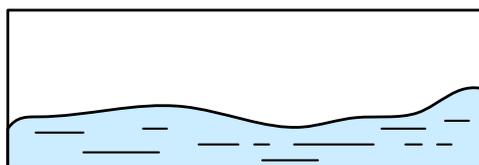
2



3



4



5

1 – пузырьковая структура; 2 – снарядная структура; 3 – эмульсионная структура;
4 – дисперсно-кольцевая структура; 5 – расслоенная структура.

Рисунок 2.2. Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубах

Механизм перехода режимов в настоящий момент изучен слабо. При расчете параметров газожидкостных потоков часто приходится пользоваться

эмпирическими методами и формулами. Необходимо также учитывать, что глубина геотермальной скважины может достигать нескольких километров, и в одной скважине теплоноситель может быть представлен в виде всех основных структур.

Неустойчивость системы подразумевает наличие условий, которые обеспечивают нарастание изначально малых возмущений. В свою очередь, устойчивость предполагает наличие в системе механизмов, способствующих подавлению этих возмущений [43].

По масштабу проявления неустойчивость можно разделить на макроскопическую и микроскопическую (сопоставимую с размером канала и намного меньше его), а по принципу развития на темпоральную (развитие возмущений которой происходит во времени в фиксированном объеме пространства) и пространственную (соответственно, развитие возмущений в пространстве).

С точки зрения выражения на практике, неустойчивость режима работы скважины можно разделить на 3 типа: колебания, пульсации, гейзерный режим. Колебания, как правило, не являются потенциальной проблемой для эксплуатации добычной скважины, поскольку считаются естественным свойством газожидкостных потоков (например, колебания могут быть вызваны сменой режимов течения внутри скважины). Гейзерный режим – наоборот, характеризуясь чередованием фаз с максимальным и нулевым расходом (при чем последняя является довольно продолжительной), представляет собой яркий пример неустойчивого режима, несовместимого с эксплуатацией. Промежуточный режим между гейзерным и колебаниями – пульсации с непродолжительными фазами расхода, близким к нулю.

Неустойчивость, связанная с возникновением двух последних режимов, подразумевает развитие возмущения во времени в фиксированном объеме пространства, характерный масштаб проявления которого сопоставим с характерным размером канала.

Для определения факторов, играющих дестабилизирующую роль в работе скважины, необходимо задаться условием ее устойчивой работы, которое, согласно [43] выглядит как

$$\frac{\partial \Delta p_i}{\partial G} > \frac{\partial \Delta p_{ext}}{\partial G}, \quad (2.1)$$

где Δp_i – внутренний перепад давления (сумма перепадов давления на конвективное ускорение, трение и гравитацию), Па;

Δp_{ext} – внешний перепад давления, Па, определяемый как

$$\Delta p_{ext} = p_1 - p_2, \quad (2.2)$$

где p_1 – внешнее давление на нижнее сечение элемента (давление на забое), Па;

p_2 – внешнее давление на верхнее сечение элемента (давление на устье), Па.

Соотношение (2.1) совпадает с неустойчивостью Лединегга [79] относится к классу «статической» неустойчивости [50, 89, 99]. Однако в [43], показано, что соотношение (2.1) относится к динамическому процессу; развитие неустойчивости определяется появлением нестационарного члена в уравнении движения. Поэтому соотношение (2.1) целесообразно отнести к классу макроскопической темпоральной неустойчивости.

Рассмотрение пароводяного течения в геотермальной скважине показывает решающее значение гравитационного эффекта для развития данной неустойчивости [43, 105]. Увеличение/снижение импульса (или расхода) приводит к увеличению/снижению движущей силы за счет снижения плотности смеси и снижения силы тяжести, препятствующей движению. Этот случай можно охарактеризовать как гравитационную неустойчивость двухфазного потока [105]. Также в исследованиях [43] было показано наличие факторов, затрудняющих влияние внешнего входного давления на развитие гравитационной неустойчивости. Поэтому для геотермальной скважины условие гравитационной устойчивости рекомендовано в виде

$$\frac{\partial \Delta p_i}{\partial G} + \frac{\partial p_2}{\partial G} > 0, \quad (2.3)$$

Поскольку устьевое давление является суммой давления на выходе из трубопровода (в групповом стационарном сепараторе) и перепада давления в наземном трубопроводе, принимая давление на выходе постоянным, не зависящим от расхода скважины, условие (2.3) запишем в виде

$$\frac{\partial \Delta p_i}{\partial G} + \frac{\partial \Delta p_{tr}}{\partial G} > 0, \quad (2.4)$$

где Δp_{tr} – перепад давления в системе наземной транспортировки флюида, Па.

Согласно новым представлениям, трубопровод является фактором стабилизации режима работы скважины. При спонтанном увеличении расхода на устье, увеличивается перепад давления в трубопроводе, увеличивается устьевое давление, гасится развитие неустойчивости. При спонтанном снижении расхода на устье, снижается перепад давления в трубопроводе, снижается устьевое давление, вызывая компенсационное увеличение расхода.

Наклонные наземные трубопроводы пароводяной смеси можно рассматривать как аналог скважин и в них также может развиваться гравитационная неустойчивость. Как правило, давление на выходе из трубопровода не имеет существенной зависимости от расхода. Например, на Мутновском месторождении, трубопроводы пароводяной смеси подключены к групповым сепараторам, давление в которых не имеет значимой зависимости от расхода конкретной скважины. На Паужетском месторождении трубопроводы пароводяной смеси подключены к индивидуальным сепараторам, давление в которых определяется давлением в магистральных трубопроводах. В этом случае второе слагаемое левой части (2.4) близко к нулю, и условие устойчивости можно представить в виде

$$\frac{\partial \Delta p}{\partial G} > 0 \quad (2.5)$$

Новый подход накладывает еще более строгие требования к объединению потоков от разных скважин. Магистральный трубопровод менее зависим от расхода одной скважины, что снижает второе слагаемое левой части (2.4), снижая

устойчивость системы. В данном случае устойчивость системы будет определяться положительным значением первого слагаемого. Более того, спонтанное возмущение, запускающее механизм неустойчивости, может наложиться на благоприятное для развития неустойчивости возмущение в магистральном трубопроводе.

Особое внимание приобретает транспортировка с низкими скоростями, при которых трение не играет существенной роли. При наличии восходящих участков перепад давления в системе транспортировки будет существенно зависить от гравитационной составляющей, которая может уменьшаться с ростом расхода. В этом случае возможно отрицательное значение второго слагаемого левой части (2.4), т.е. трубопровод будет играть дестабилизирующую роль.

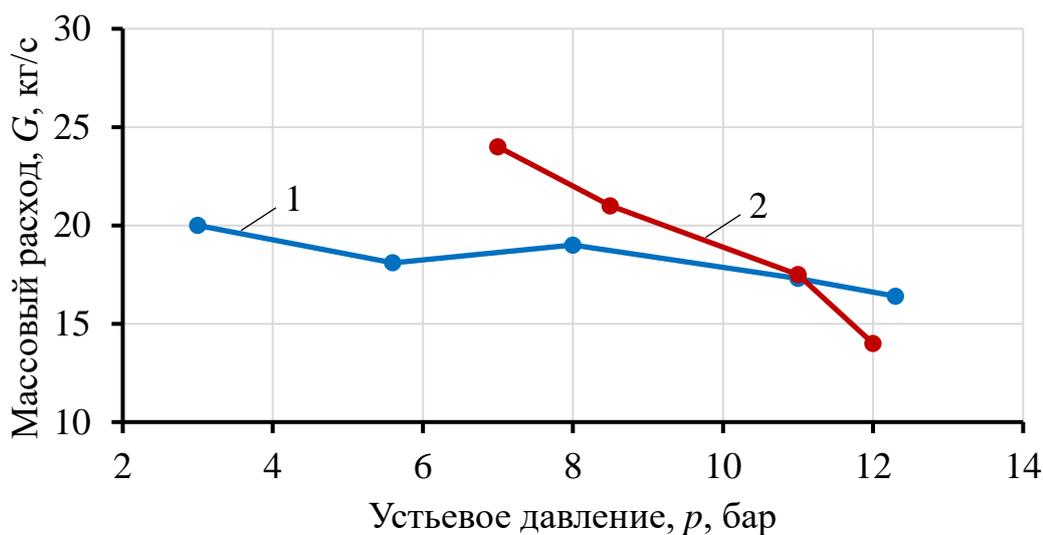
Таким образом, новые представления указывают на актуальность разработки научных основ транспортировки пароводяной смеси с низкими скоростями с учетом современных представлений об устойчивости пароводяных течений. На разработанной научной основе требуется создание методики расчета, которая должна в обязательном порядке учитывать гравитационную составляющую перепада давления в трубопроводе.

При проведении ряда исследований [43] были выявлены основные причины невозможности обеспечения парлифта: малое статическое пластовое давление; низкая проводимость пласта; неблагоприятные условия течения вниз по потоку от устья; несоответствующий (завышенный) внутренний диаметр обсадной колонны; технические дефекты при строительстве скважины, или возникшие в процессе ее эксплуатации или простаивания; неудачно выбранный способ и нерациональная процедура возбуждения.

В одном из исследований [12] в качестве характеристики подъемной способности парлифта предлагается использовать предельное пластовое давление, соответствующее забойному давлению в точке экстремума на графике характеристики скважины.

2.2. Влияние условий транспортировки пароводяной смеси на устойчивость режима работы скважины

В качестве обоснования зависимости устойчивой работы скважины от работы трубопровода, можно рассмотреть практику эксплуатации отечественных геотермальных месторождений, где есть примеры наличия скважин, значение устьевого давления, необходимого для эксплуатации, которых входит в диапазон устойчивой работы, установленный в ходе испытаний, но не способных эксплуатироваться при этом давлении. Данное явление иногда объясняли тем, что со временем расходные параметры скважины могут меняться и значительно отличаться на момент испытаний и ввода в эксплуатацию. Но, например, в случае со скважинами А-2 и А-3 Мутновского месторождения, этот фактор исключается, так как попытки ввести их в эксплуатацию были как до, так и сразу после их опробования. При устойчивой работе в диапазоне устьевых давлений 7.0 – 11.9 бар (А-2) и 3.0 – 12.2 бар (А-3) на этапе опробования, эти скважины оказались неспособными к эксплуатации с устьевым давлением 7.0 – 7.5 бар. График производительности скважин А-2 и А-3 представлен на рисунке 2.3.



1 – характеристика скважины А-3; 2 – характеристика скважины А-2.

Рисунок 2.3 – График производительности скважин А-2 и А-3

Особенность процедуры опробования скважин заключалась в способе изменения устьевого давления, которое регулировалось степенью дросселирования потока на задвижке, расположенной перед входом в расходомерную установку. В этом случае имел место значительный перепад давления вблизи устья скважины, что влекло за собой увеличение значения второго слагаемого левой части условия (2.4), повышая устойчивость. Однако рассматриваемые скважины при эксплуатации должны работать на групповой сепаратор, давление в котором постоянно и не зависит от расхода конкретной скважины. Это значит, что устьевое давление является величиной постоянной, соответственно, второе слагаемое левой части (условие) близко к нулю и фактор поддержки устойчивости отсутствует. Отсутствие указанной поддержки объясняет пониженную устойчивость работы скважины в процессе эксплуатации.

Более детально рассмотреть данный вопрос можно с помощью представления графиков производительности типовой скважины Мутновского месторождения на рисунке 2.4. Глубина скважины до верхней границы пласта составляет 1400 м, внутренней диаметр до глубины 1100 м составляет 0.225 м, ниже – 0.152 м. Энтальпия пластовой воды 1200 кДж/кг, статическое давление на верхней границе пласта 80 бар. Текущее давление в скважине на уровне верхней границы пласта, принимая для упрощения пласт тонким, будем считать забойным. Графики зависимости забойного давления от расхода представлены на рисунке 2.4. Расчеты выполнены при постоянных устьевых давлениях с помощью программы WELL-4. Устойчивый режим соответствует значениям в области положительного наклона графиков. Также на рисунке 2.4 через точку экстремума графика, соответствующему устьевому давлению 7 бар, проведена характеристика пласта скважины, следовательно, при данной характеристике скважина не может работать при постоянном устьевом давлении свыше 7 бар.

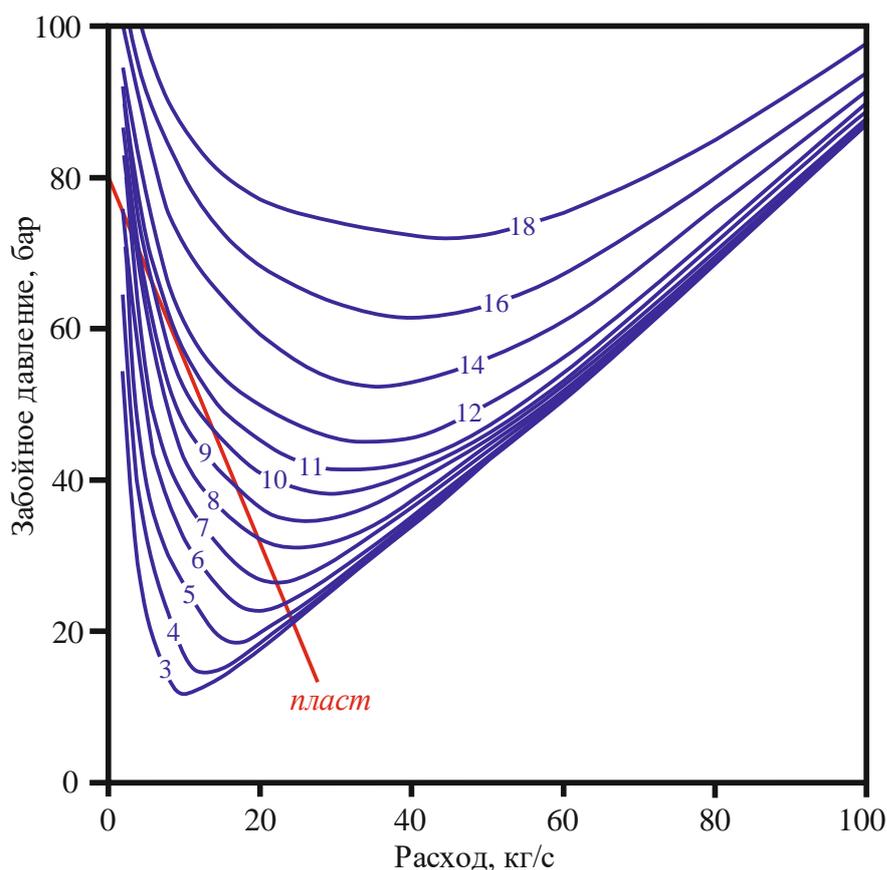


Рисунок 2.4 – Графики зависимости забойного давления от расхода типовой скважины Мутновского месторождения при различных, не зависящих от расхода устьевых давлениях (от 3 до 18 бар, давления указаны на графиках) и характеристика пласта

В процессе опробования скважины между ее устьем и внешней средой (то есть атмосферой) имеется перепад давления, связанный с потерями в установке для измерения расходных параметров и дросселированием при установлении ступени устьевого давления, который при развитом турбулентном течении определяется по формуле

$$p_2 = p_a + 400kG^2, \quad (2.6)$$

где p_a – атмосферное давление, Па;

k – коэффициент потерь давления.

На рисунке 2.5 представлены графики зависимости забойного давления от расхода, рассчитанные по модели WELL-4 с учетом зависимости устьевого давления от расхода, для различных коэффициентов потерь (от 0.25 до 128).

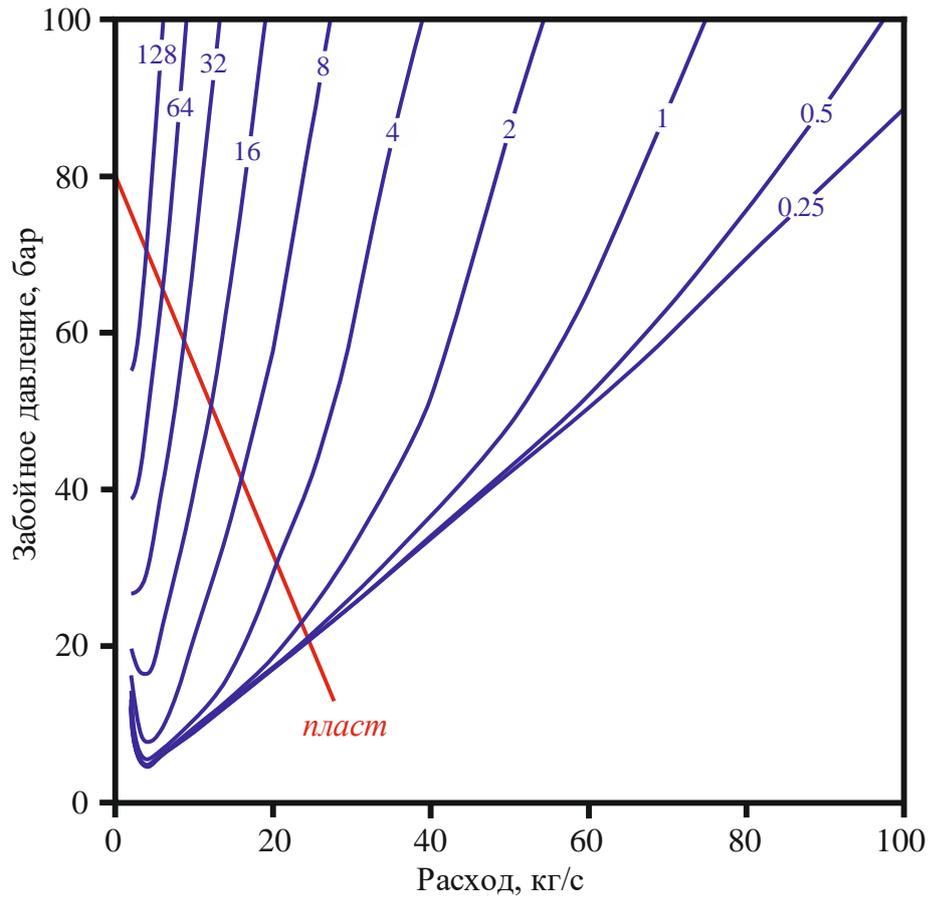
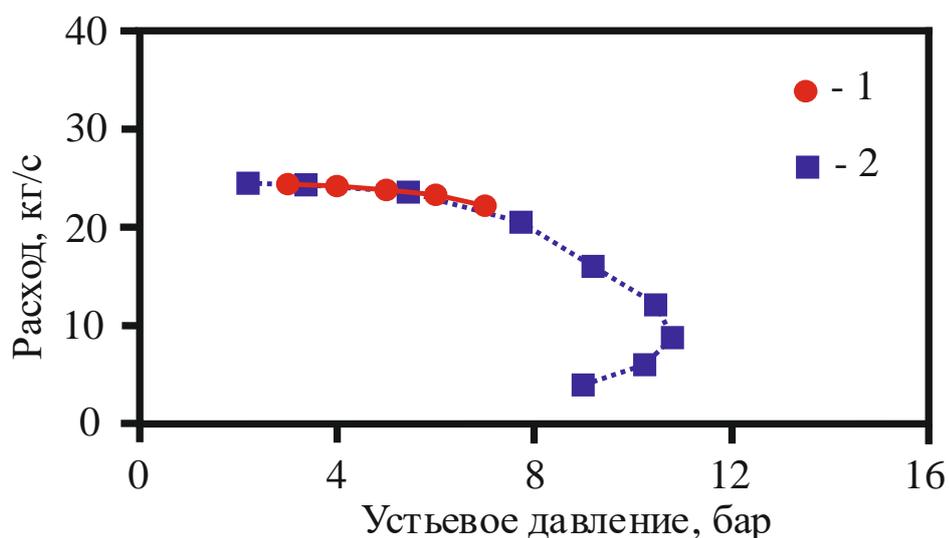


Рисунок 2.5 – Графики зависимости забойного давления от расхода типовой скважины Мутновского месторождения при различных коэффициентах потерь давления (от 0.25 до 128, коэффициенты указаны на графиках) и характеристика пласта

По точкам пересечения характеристик пласта и усредненной скважины на рисунках 2.4 и 2.5 построены графики производительности, представленные на рисунке 2.6.



1 – независимое от расхода устьевое давление (рисунок 2.4); 2 – зависимое от расхода устьевое давление (рисунок 2.5).

Рисунок 2.6 – Графики производительности скважины, построенные по рабочим точкам графиков на рисунке 2.4 и рисунке 2.5

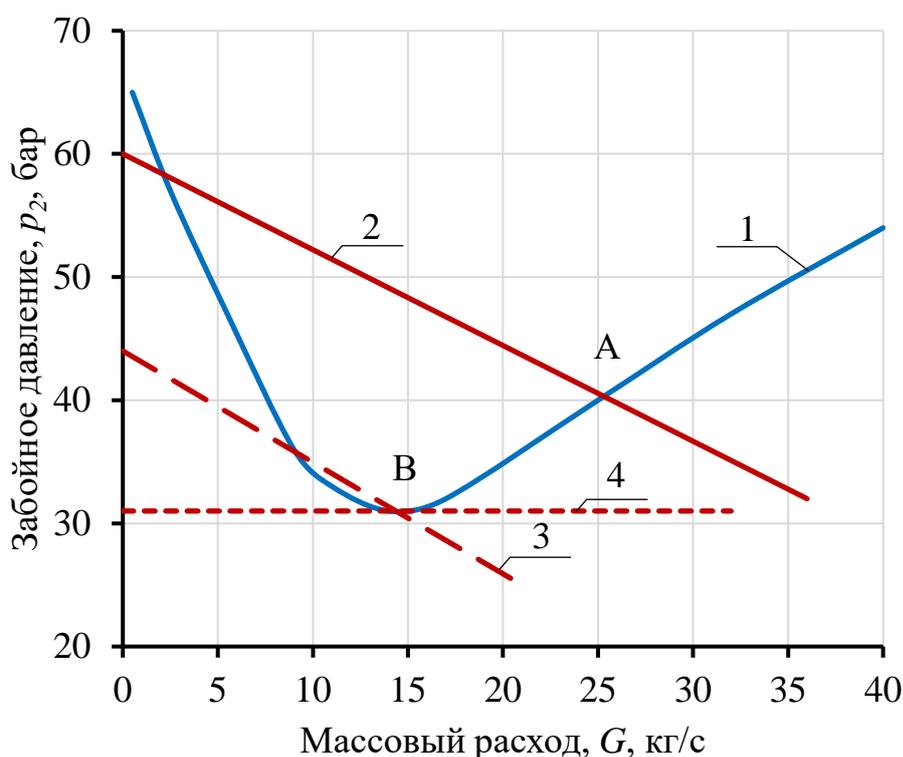
Как видно на рисунке 2.6, если в процессе опробования на отдельных ступенях поддерживается независимое от расхода устьевое давление, что соответствует условиям эксплуатации, график монотонный, минимальный расход 22.2 кг/с, максимальное устьевое давление 7 бар. При опробовании с дросселированием, график имеет продолжение в область более высокого давления (пунктирные линии до 10.8 бар при расходе 9 кг/с). Это согласуется с опытными данными по скважинам А-2 и А-3, что позволяет считать зависимость результатов опробования от условий течения вниз по потоку от устья, предсказанную теоретически, экспериментально доказанной. Также, это дает объяснение фактам неудач ввода в эксплуатацию скважин, показавших устойчивую работу в необходимом диапазоне давлений при опробовании [43].

Поэтому очень важно не допустить нарушение условия (2.1). Такие случаи имели место в практике освоения геотермальных месторождений. Например, при проектировании и строительстве некоторых трубопроводов для транспортировки пароводяной смеси от скважин до групповых стационарных сепараторов на Мутновском месторождении были допущены ошибки в выборе диаметра – был выбран слишком большой диаметр, не соответствующий критерию (1.3). В том числе, это относится к трубопроводам от скважин А-2 и А-3. В результате на

восходящих участках трубопроводов могут сложиться условия для возникновения темпоральной макроскопической неустойчивости, аналогичной рассмотренной для скважины, которая характеризуется снижением перепада давления в трубопроводе при увеличении расхода, а это, при постоянстве давления в сепараторе, приводит к отрицательному значению производной устьевого давления. Возникновение неустойчивости также возможно на нисходящих участках трубопроводов, когда увеличение расхода может вызвать увеличение плотности смеси [43].

2.3. Оценка предельного пластового давления на примере Паужетского месторождения

Определение условия устойчивой работы добычной скважины возможно с помощью графического представления характеристик скважины и пласта, которые отражают зависимость забойного давления от расхода. На рисунке 2.7 под цифрой 1 представлена характеристика типовой скважины Паужетского месторождения (Камчатка): глубина 800 м, внутренний диаметр 0,2 м, энтальпия флюида 800 кДж/кг, устьевое давление 3 бара (определяется, главным образом, давлением в магистральном паропроводе, принималось постоянным). Расчеты забойного давления производились по программе WELL-4 [40]. Также на рисунке под цифрой 2 показана типовая характеристика пласта. Устойчивая работа соответствует точке пересечения характеристик на восходящей ветви характеристики скважины (точка А).



1 – характеристика типовой скважины Паужетского месторождения; 2, 3, 4 – варианты характеристик питающего пласта.

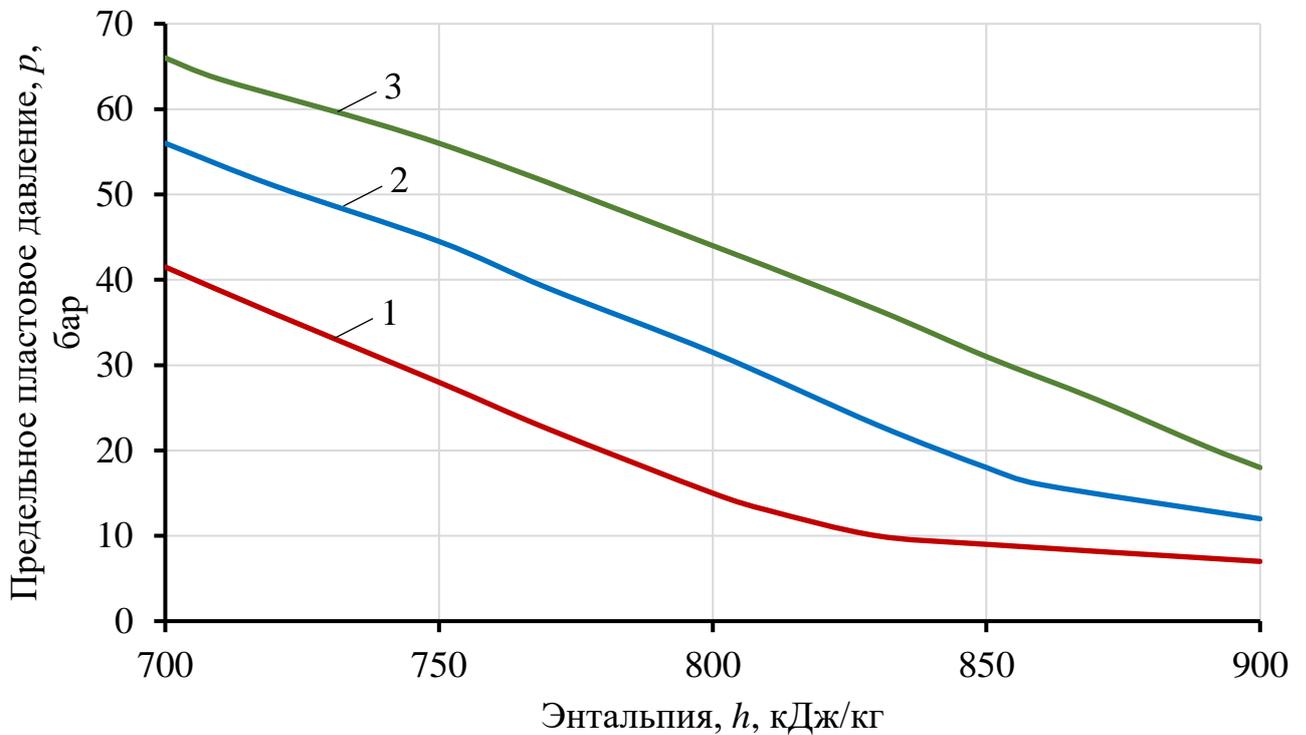
Рисунок 2.7 Характеристика типовой скважины Паужетского месторождения и варианты характеристик пласта

Если в процессе эксплуатации произойдет изменение пластовых условий, например, в связи со снижением статического давления, и характеристика пласта будет соответствовать линии 3, рабочая точка сместится в точку В, дальнейшее снижение пластового давления выведет скважину из эксплуатации. Наклон характеристики пласта определяется его проницаемостью. Как отмечено в [43], существуют методы, позволяющие повысить проницаемость пласта. Но даже при абсолютной проницаемости (горизонтальная линия) существует предельное пластовое давление, ниже которого эксплуатация скважины будет невозможна (линия 4). Предельное пластовое давление соответствует забойному давлению в точке экстремума на характеристике скважины (точка В) и характеризует подъемную способность парлифта, указывая, при каком давлении в пласте парлифт принципиально не сможет поднять флюид на поверхность.

Работа скважины в режиме парлифта происходит с помощью энергии самого флюида. Поэтому, логично предположить, что чем выше энтальпия

пластового флюида, тем выше подъемная способность парлифта, соответственно, меньше предельное пластовое давление. Очевидно также, чем меньше допустимое значение устьевого давления, которое определяется внешними условиями (например, давлением в магистральных трубопроводах или давлением в групповых станционных сепараторах), тем ниже предельное пластовое давление.

Графически представить зависимость предельного пластового давления от вышеперечисленных факторов возможно с помощью расчетов по программе WELL-4, определяя предельное пластовое давление как давление в точке экстремума графика производительности скважины. Соответствующие графики для типовой скважины Паужетского месторождения представлены на рисунке 2.8.



1 – значения при устьевом давлении 2 бара; 2 – значения при устьевом давлении 3 бара; 3 – значения при устьевом давлении 4 бара.

Рисунок 2.8 – Зависимость предельного пластового давления от энтальпии смеси типовой по конструкции скважины Паужетского месторождения при разных устьевых давлениях

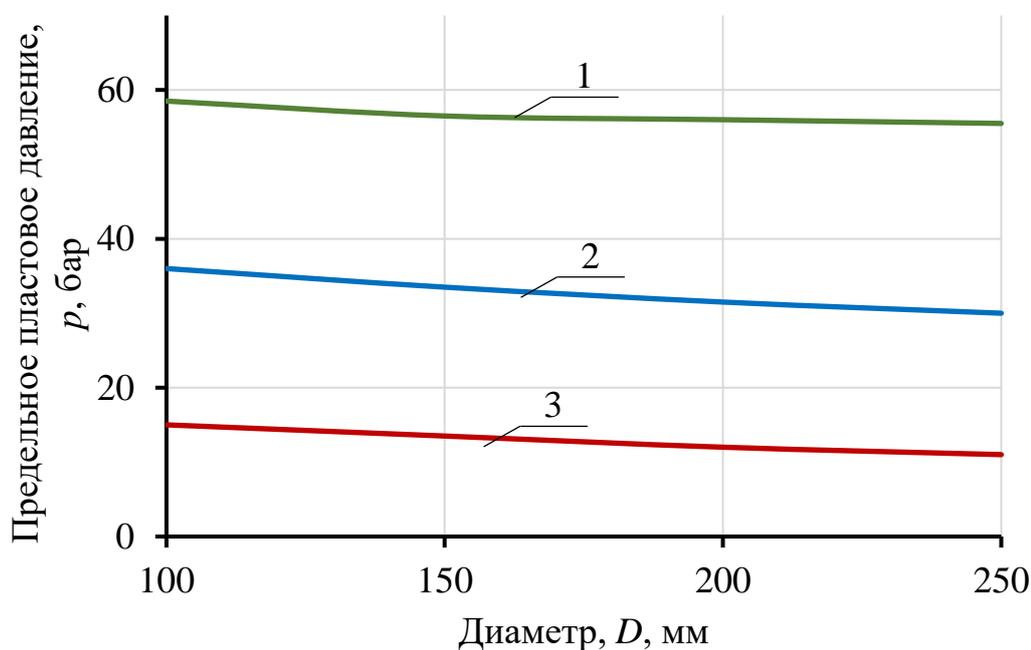
Как видно на рисунке 2.8, имеется существенная зависимость предельного пластового давления от устьевого давления и энтальпии флюида, показывающая,

что подъемная способность парлифта существенно зависит от данных параметров. Снижая устьевое давление можно существенно увеличить способность парлифта к подъему флюида из пластов с низким давлением. Однако, такое снижение не всегда возможно по техническим характеристикам оборудования ГеоЭС, требующего определенного давления на входе, и, как минимум, ведет к снижению термического коэффициента полезного действия при преобразовании теплоты в работу, т.к. при снижении давления в пароводяной среде снижается и ее температура.

В практике освоения месторождений парогидротерм многократно обсуждался вопрос о нагнетании отработанного теплоносителя в пласт с целью поддержания необходимого пластового давления [73]. Подобная практика широко используется при разработке нефтяных месторождений [46, 51, 52, 56]. Однако в нашем случае следует иметь ввиду существенную особенность – объектом добычи является не сам флюид, а заключенная в нем энергия. Как было отмечено ранее, эффективность парлифта существенно зависит от энтальпии флюида, и если нагнетание будет способствовать охлаждению геотермального резервуара, то негативные последствия в виде снижения энтальпии добываемого флюида и снижения эффективности парлифта с риском преждевременного самозадавливания добычных скважин будут существенно значимей положительного эффекта. Например, для типовой скважины Паужетского месторождения, имеющей энтальпию 800 кДж/кг и работающей при устьевом давлении 3 бара, изменение энтальпии на 4,2 кДж/кг, что соответствует изменению температуры пластового флюида, находящегося в жидком состоянии (вода), на 1°C, согласно рис. 2, предельное пластовое давление изменится на 1 бар. Следовательно, охлаждение флюида в результате нагнетания всего на 1°C для эффективности парлифта эквивалентно снижению пластового давления на 1 бар.

Так как значение предельного пластового давления определяется точкой экстремума графика характеристики скважины, изменить данный параметр возможно путем изменения характеристики скважины. В процессе реконструкции некоторых скважин на Мутновском месторождении парогидротерм внутри

эксплуатационных колонн были установлены вкладыши, уменьшающие внутренний диаметр обсадных колонн. Установка вкладыша приводит к изменению характеристики скважины, смещая точку экстремума, соответствующую предельному пластовому давлению, в сторону меньшего расхода [21]. В результате характеристика пласта с низким статическим давлением (линия 3 на рисунке 2.7) может пересекать измененную характеристику скважины на восходящей ветви, то есть уменьшение диаметра может рассматриваться как способ повышения устойчивости режима работы скважины. В то же время при уменьшении диаметра скважины точка экстремума смещается в сторону увеличения забойного давления [43], что влечет за собой изменение предельного пластового давления. Зависимость предельного пластового давления от внутреннего диаметра при различных энтальпиях флюида для скважины глубиной 800 м, работающей с устьевым давлением 3 бара, представлена на рисунке 2.9 (определение минимального забойного давления выполнялся с помощью программы WELL-4).



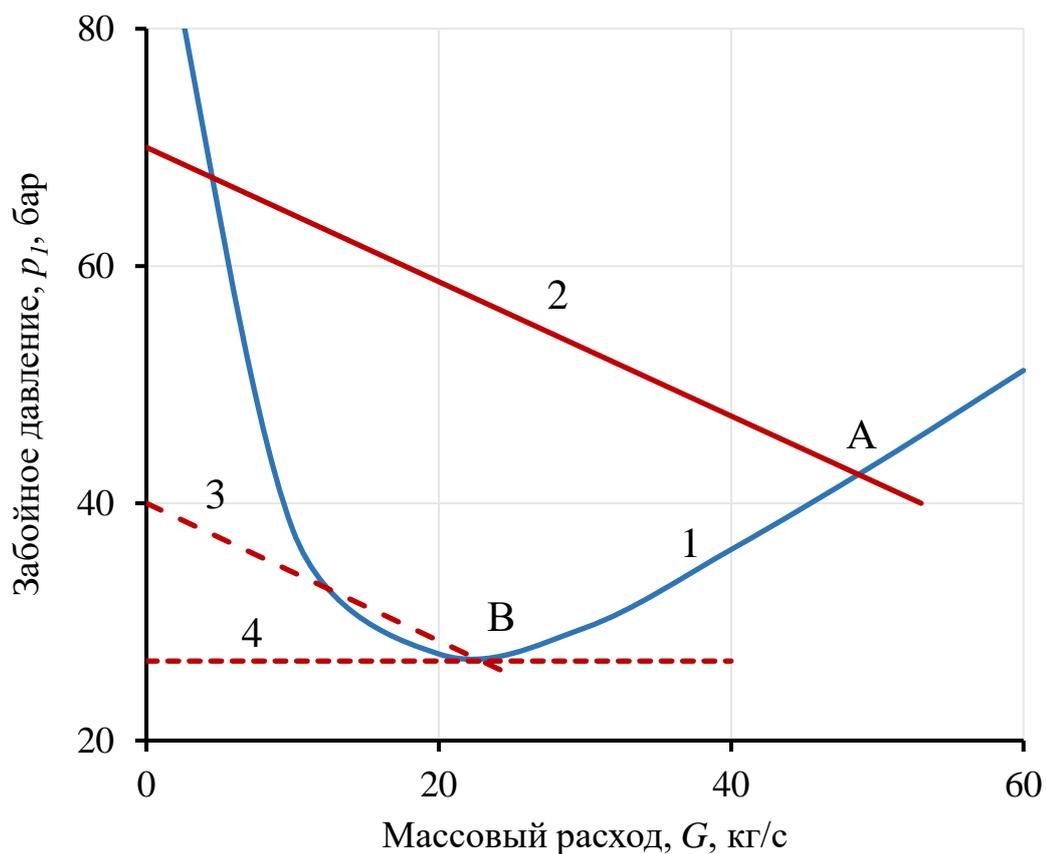
1 – значения при энтальпии 700 кДж/кг; 2 – значения при энтальпии 800 кДж/кг; 3 – значения при энтальпии 900 кДж/кг.

Рисунок 2.9 – Зависимость предельного пластового давления от диаметра типовой по конструкции скважины Паужетского месторождения при различных значениях энтальпии

Как показывает рисунок 2.9, уменьшение диаметра, цель которого стабилизация режима работы добычной скважины, приводит к увеличению предельного пластового давления, то есть подъемная способность парлифта снижается. Это говорит о том, что использовать данный метод рекомендуется только как крайнюю меру, что согласуется с рекомендациями, основанными на других доводах [43]. В результате установки вкладыша возможно не только снижение расхода добываемого флюида, но и снижение подъемной способности парлифта. Следовательно, для повышения устойчивости работы скважины в первую очередь необходимо рассмотреть альтернативные способы, направленные, например, на повышение проницаемости пласта [22].

2.4. Оценка предельного пластового давления на примере Мутновского месторождения

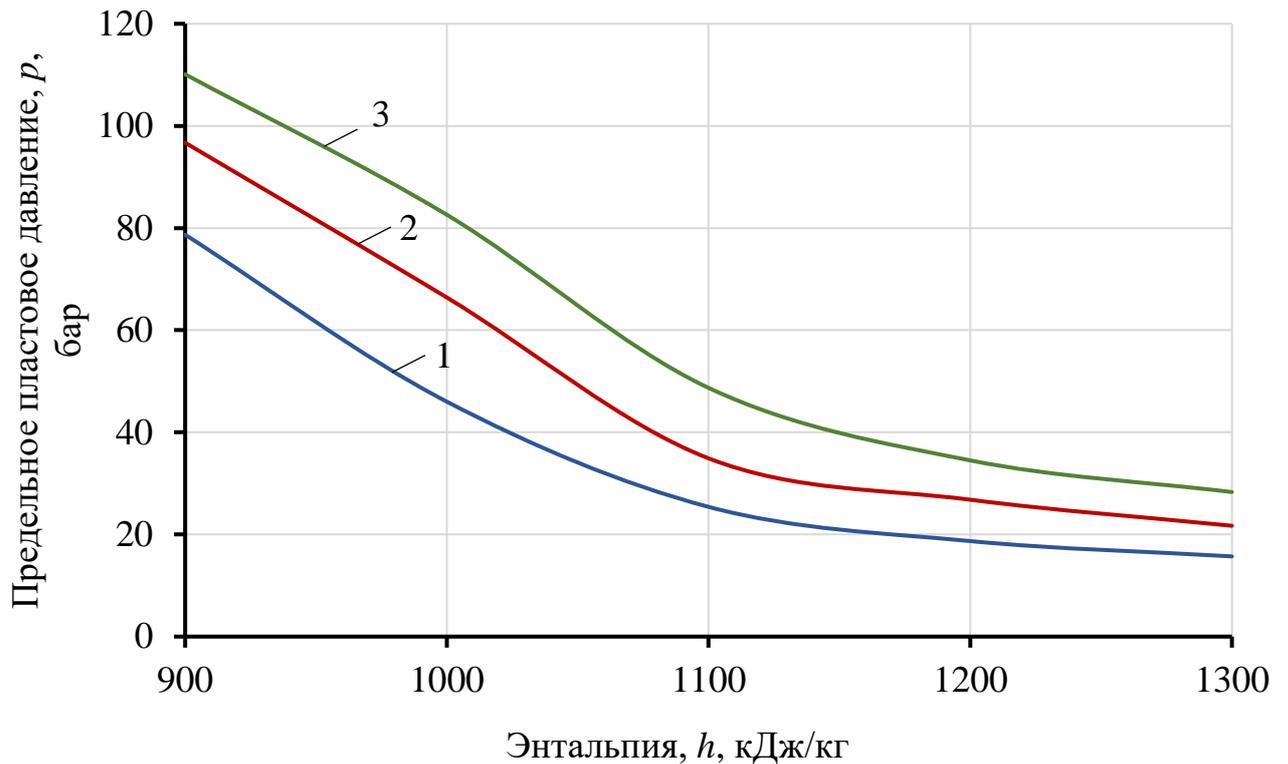
Аналогичные исследования были проведены для типовой скважины Мутновского месторождения парогидротерм. На рисунке 2.10 представлена характеристика типовой скважины Мутновского месторождения (линия 1): общая глубина скважины 1400 м, внутренний диаметр до глубины 1100 м – 0.225 м, на глубине 1100-1400 м – 0.152 м, энтальпия флюида 1200 кДж/кг, устьевое давление 7 бар, принимается постоянным. Расчеты забойного давления производились по программе WELL-4 [40]. Также на рисунке под цифрой 2 показана типовая характеристика пласта. Для устойчивой работы пластовые условия должны обеспечить нахождение рабочей точки на восходящей ветви характеристики скважины (точка А).



1 – характеристика типовой скважины Мутновского месторождения; 2, 3, 4 – варианты характеристик питающего пласта.

Рисунок 2.10 Характеристика типовой скважины Мутновского месторождения и варианты характеристик пласта

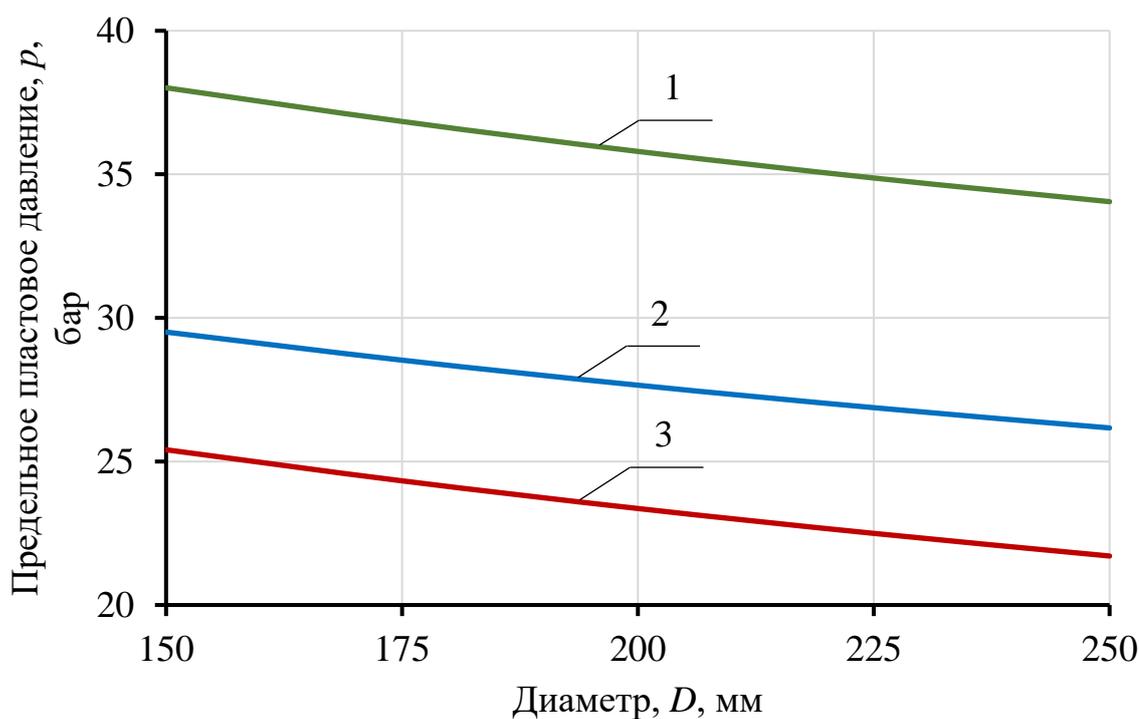
Как видно на рисунке 2.11, в данном случае, аналогично типовой скважине Паужетской ГеоЭС, имеется существенная зависимость предельного пластового давления от устьевого давления и энтальпии флюида, показывающая, что подъемная способность парлифта существенно зависит от данных параметров.



1 – значения при устьевом давлении 5 бар; 2 – значения при устьевом давлении 7 бар; 3 – значения при устьевом давлении 9 бар.

Рисунок 2.11 – Зависимость предельного пластового давления от энтальпии смеси при разных устьевых давлениях

Зависимость предельного пластового давления при различных энтальпиях пароводяной смеси от внутреннего диаметра типовой скважины Мутновского месторождения общей глубиной 1400 м, работающей при устьевом давлении 7 бар, показана на рисунке 2.12, расчеты выполнены с помощью программы WELL-4.



1 – значения при энтальпии 1100кДж/кг; 2 – значения при энтальпии 1200 кДж/кг;
3 – значения при энтальпии 1300 кДж/кг.

Рисунок 2.12 – Зависимость предельного пластового давления от диаметра скважины при различных значениях энтальпии

Из проведенных расчетов для скважин Паужетского и Мутновского месторождений следует, что использование нагнетаний отработанного флюида обратно в пласт и снижение внутреннего диаметра ствола скважины следует использовать в качестве способа обеспечения устойчивой работы скважины только как крайнюю меру.

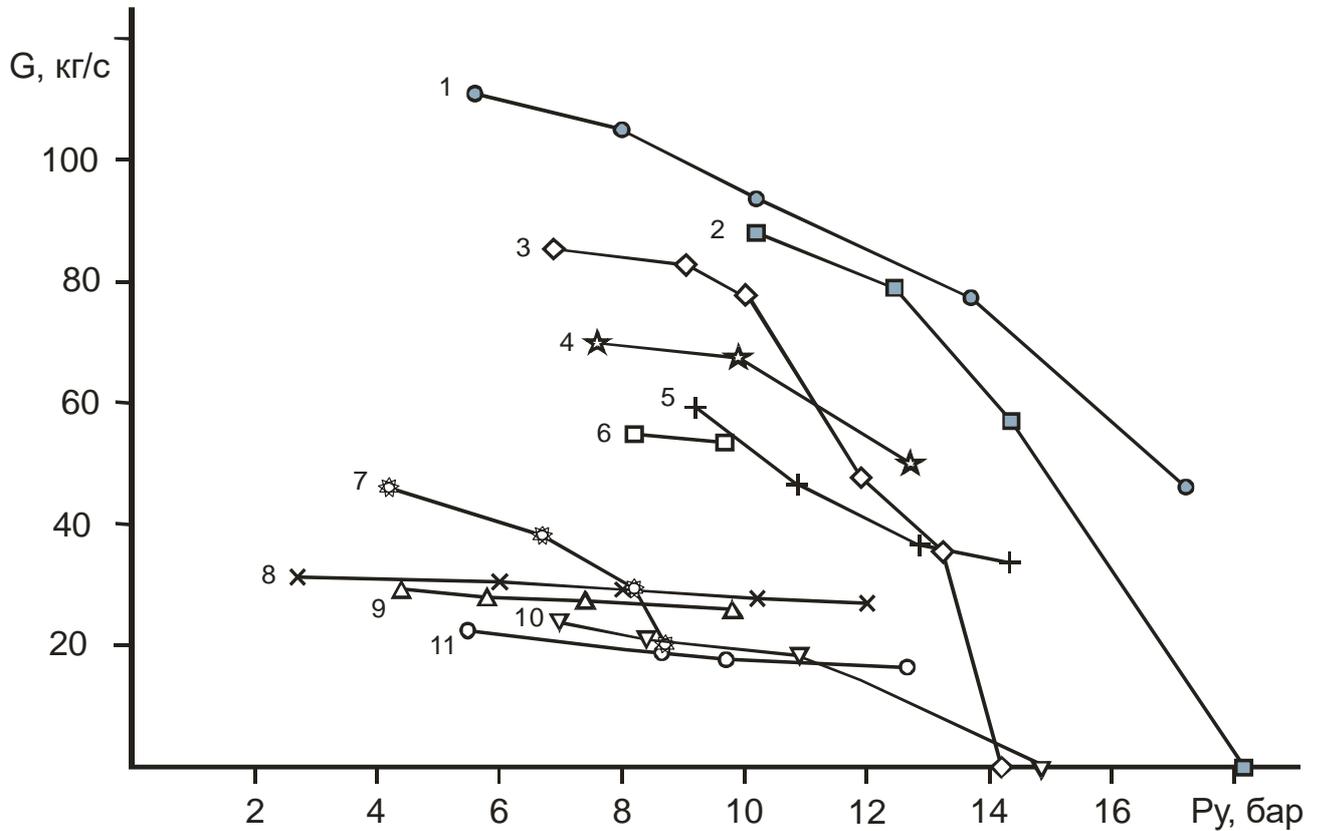
3 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ

3.1 Особенности гидравлического расчета трубопроводов пароводяной смеси при освоении геотермальных месторождений

Гидравлический расчет является важной частью как на этапе проектирования трубопровода, так и при его эксплуатации или реконструкции. При проектировании задача гидравлического расчета сводится к выбору оптимального диаметра трубопровода и прогнозу изменения расходных параметров скважины и перепада давления в трубопроводе при изменении режима работы геотермальной станции. В случае с существующими трубопроводами интерес представляет в основном вышеупомянутый прогноз. Поэтому первый случай целесообразно рассматривать как общий. При чем давление во входном коллекторе станции (то есть в конечной точке трубопровода) будет единственной определенной характеристикой теплоносителя. Все остальные показатели должны определяться в результате расчета. Отметим, что методические подходы для гидравлического расчета трубопровода пароводяной смеси достаточно полно изложены в [33], в настоящей работе целесообразно привести основные моменты существующих подходов.

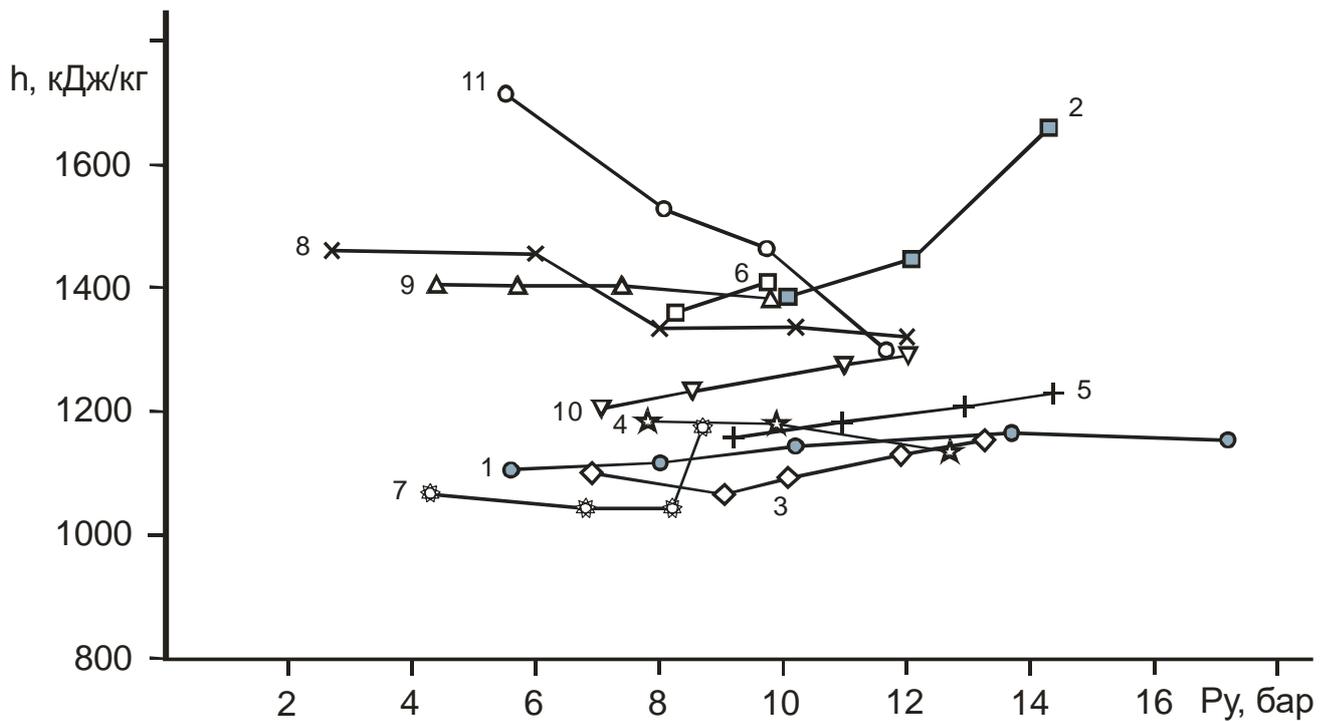
В случае достаточного объема данных о геотермальном резервуаре, выполнить прогноз изменения характеристик скважины возможно на основе численного моделирования фильтрации в резервуаре, сопряженного с моделированием течения в скважине [18]. Основным источником исходных данных по скважинам являются результаты их опробования, представленные в виде графиков зависимости расхода и энтальпии смеси от устьевого давления, изображенные на рисунке 3.1 и 3.2 [33]. Изменения характеристик скважин, которые могут иметь место в процессе их эксплуатации, учитываются с помощью введения запаса надежности, который обеспечивает устойчивый режим работы

трубопровода при изменении параметров. Также важно знать геометрию трассы системы транспортировки флюида и рабочее давление в конечной точке трубопровода (на входе в ГеоЭС).



1 – скважина 042 (год опробования 2005); 2 – 048 (2002); 3 – 048 (2006); 4 – 053 (2004); 5 – 029W (2010); 6 – 01 (2002); 7 – 055 (2006); 8 – 037 (2003); 9 – 017 (2004); 10 – А-2 (2010); 11 – 013 (2003).

Рисунок 3.1 – Графики производительности скважин Мутновского месторождения



1 – скважина 042 (год опробования 2005); 2 – 048 (2002); 3 – 048 (2006); 4 – 053 (2004); 5 – 029W (2010); 6 – 01 (2002); 7 – 055 (2006); 8 – 037 (2003); 9 – 017 (2004); 10 – А-2 (2010); 11 – 013 (2003).

Рисунок 3.2 – Графики зависимости энтальпии от устьевого давления скважин Мутновского месторождения

Методика расчета геотермального трубопровода на сегодняшний день известна, однако задача выполнить конкретный расчет является довольно сложной ввиду зависимости расхода транспортируемой смеси от устьевого давления, выступающего в качестве неизвестного. Поэтому гидравлический расчет системы транспортировки пароводяной смеси сводится к двум задачам: расчету течения в традиционном смысле и нахождению решения для системы скважина – трубопровод. Исходя из практики эксплуатации геотермальных месторождений, решение первой задачи заключается в нахождении взаимосвязи перепадов давления с расходами, скоростями и плотностями фаз, давлением, температурой и диаметрами труб. Также одним из главных вопросов является определение условий беспульсационной транспортировки теплоносителя, поскольку, например, выбор слишком большого диаметра трубопровода от скважины А-2 Мутновского месторождения, которая работала устойчиво при избыточном давлении на устье 10 бар, способствовал образованию жидких

пробок на восходящих участках при подключении скважины к трубопроводу и избыточном давлении около 7 бар. Это привело к пульсационному режиму и выводу скважины из нормальной эксплуатации. Решение первой задачи достаточно подробно изложено в [34].

За основу решения второй задачи изначально было предложено взять метод последовательных приближений, который, как выяснилось в результате практического применения, имеет ограничения. Поэтому вместо него был предложен графический метод, который был модифицирован в метод использования обобщенной характеристики системы скважина – трубопровод. Ниже приведено краткое описание каждого из этих методов.

3.1.1 Метод последовательных приближений

Расчет первых трубопроводов, транспортирующих пароводяную смесь на Мутновском месторождении, был произведен с помощью программы MODEL по методу последовательного приближения (с последовательным уточнением расходных параметров) [38]. Согласно этому методу в качестве начального значения для расчета берется значение давления в конечной точке трубопровода, которое соответствует техническим условиям потребителя. С учетом приближенно ожидаемых перепадов давления, принимаемых равными 1 бар на 1 км длины трубопровода, определяется давление в начальной точке трубопровода (на устье скважины давление). По этому давлению, в соответствии с графиком производительности скважины, определяется энтальпия и расход смеси и далее выполняется расчет трубопровода от конечной его точки к начальной, то есть в противоположном потоку направлении. Исходя из полученного в результате расчета устьевого давления, уточняются расходные параметры. Процедура расчета повторяется до тех пор, пока уточненные параметры не совпадут с теми, что были использованы при расчетах. Как правило, достаточно не более четырех приближений.

Следует отметить, что трубопроводы протяженностью более 100 м рекомендуется разделять на участки, двигаясь от конечной точки вверх по потоку, принимая конечное давление на предыдущем участке равным начальному на текущем. Подобным образом, с помощью компьютерной программы MODEL, был произведен расчет проектируемого трубопровода от скважины 013 на Мутновском месторождении. Расчет суммарного перепада давления производился без учета перепада на гравитацию, т.к. он не предусмотрен в программе MODEL и в конкретном случае им можно было пренебречь. Трубопровод разбивался на участки от 60 до 200 м. Давление в конечной точке трубопровода принималось равным 5,9 бар, длина трубопровода – 1600 м, суммарный коэффициент местных сопротивлений по трассе составил 4,9. Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Пример расчета трубопровода от скважины 013 до Мутновской ГеоЭС-1

Вариант	Диаметр, D , мм	Массовый расход, G , кг/с	Энтальпия, h , кДж/кг	Перепад давления, Δp , бар	Устьевое давление, p_2 , бар	Запас расхода, %	G'' , кг/с
1	325	19,15	1519	2,4	8,3	39	7,81
2	377	20,5	1560	1,5	7,4	22	8,76
3	426	21,4	1616	0,9	6,8	4	9,72
4	325; 377	19,5	1531	2,1	8,0	23	8,06
5	377; 426	20,8	1588	1,3	7,2	7	9,17

Оптимальным, с точки зрения эксплуатации при расчетных условиях, считается диаметр трубопровода, близкий к максимально возможному значению в соответствии с условием (1.3). Однако, ввиду тенденции скважин менять параметры в процессе эксплуатации в сторону снижения расхода, необходимо также предусмотреть запас его уменьшения, показывающий возможность устойчивой работы системы скважина-трубопровод при длительной эксплуатации.

В результате расчетов сделан вывод, что варианты № 3 и № 5 являются нецелесообразными ввиду малого запаса уменьшения расхода. Наиболее надежным является вариант № 1, но в этом случае величина суммарного перепада давления будет наибольшая из рассчитанных. Наиболее подходящими в этом случае являются варианты № 2 и № 4. В процессе выбора варианта строительства необходимо руководствоваться условиями эксплуатации в каждом конкретном случае, стоимостью трубопровода и предполагаемыми потерями теплоносителя. Для скважины 013, учитывая, что данные опробования указывали на возможное увеличение паросодержание смеси, способное компенсировать уменьшение ее расхода, был выбран вариант № 2. В первые двое суток общий перепад давления существенно превышал расчетное значение, однако после стабилизации он приблизился к расчетному. На этом же примере можно отметить, что впоследствии расход смеси в скважине увеличился почти в два раза, что подтверждает факт изменения в условии притока флюида к скважине.

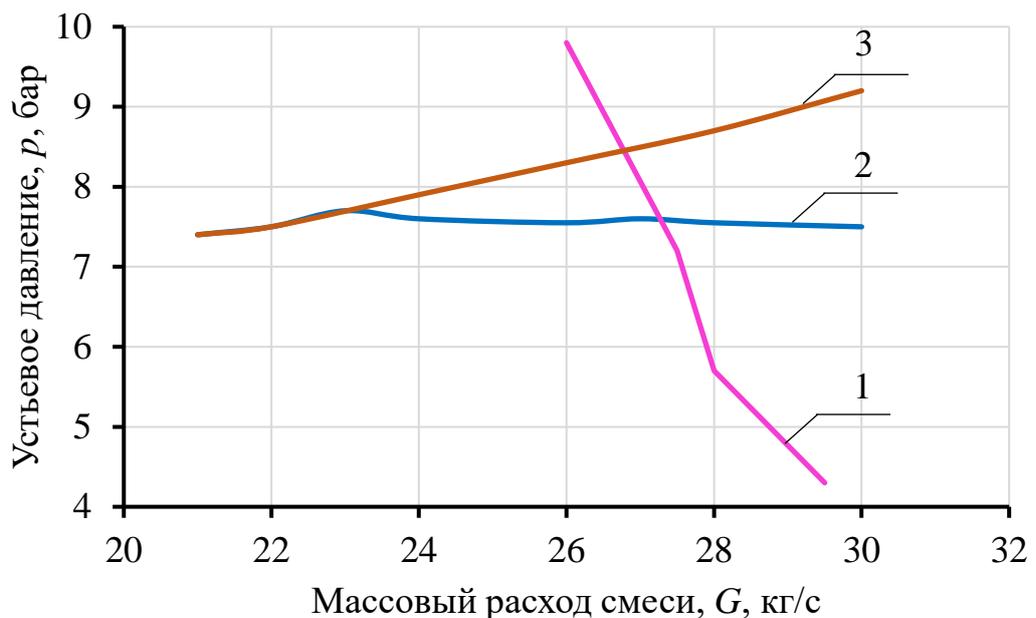
3.1.2 Графический метод

Как правило, метод последовательных приближений позволяет достаточно быстро получить согласованное значение устьевого давления. Однако по результатам расчета трубопроводов от скважин 017 и 053 возникали случаи неустойчивости предложенной схемы с существенной зависимостью расхода скважины от устьевого давления и перепадом давления в трубопроводе. Для таких случаев был предложен графический метод, при котором на график производительности скважины накладывается график расчетной характеристики трубопровода. Точка пересечения данных характеристик и будет являться рабочей точкой системы скважина-трубопровод.

Для трубопровода график зависимости устьевого давления от расхода для трубопровода пароводяной смеси рассчитывается так же, как и в предыдущем случае – вверх по потоку. Исходным принимается давление в конечной точке

трубопровода. Далее осуществляется расчет давления в начальной точке для нескольких значений расхода и соответствующих энтальпий. По полученным результатам строится график зависимости устьевого давления от расхода и накладывается на аналогичный график для скважины, построенный по результатам опробования.

Пример применения графического метода для решения задачи транспортировки пароводяной смеси от скважины 017 Мутновского месторождения представлен на рисунке 1. Длина трассы по проекту – 2500 м, сумма коэффициентов местных сопротивлений по трассе – 6,0, рабочее давление на станции – 5,9 бар, Характеристики скважины, построенные по данным результатам опробования, представлены на рисунке 3.3.



1 – данные опробования скважины; 2 – расчетная характеристика оптимального (по гидравлике) трубопровода; 3 – расчетная характеристика рекомендованного трубопровода.

Рисунок 3.3 – Зависимость устьевого давления скважины 017 Мутновского месторождения от расхода

Расчет производился с применением программы MODEL, учитывая перепад давления на гравитационную составляющую. Трубопровод, аналогично предыдущему случаю, разбивался на короткие участки. На рисунке 3.3 под

номером 2 представлена характеристика трубопровода, которая строго соответствует рекомендациям по подбору его диаметра. При этом при расходе скважины с таким трубопроводом больше 23 кг/с, устьевое давление практически не зависит от расхода. Поскольку в данном расчетном случае трубопровод имеет разные диаметры: вначале 377 мм и далее 426 мм, происходит компенсация увеличения сопротивлений при росте расхода, так как увеличивается протяженность участка с большим диаметром (и меньшими гидравлическими сопротивлениями).

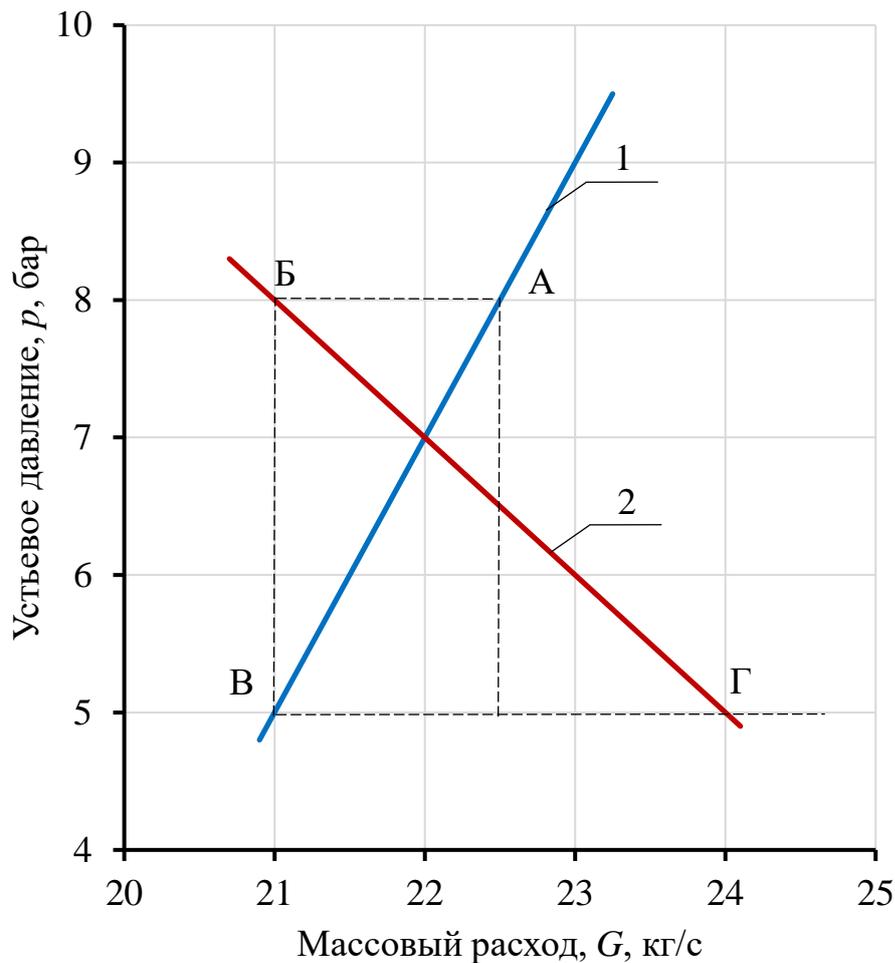
На основе анализа сочетания графиков характеристики трубопровода и производительности геотермальной скважины дал возможность сформулировать критерий устойчивости схемы решения методом последовательного приближения. В соответствии с этим схема считается устойчивой, если в точки пересечения графика производительности и характеристики трубопровода выполняется условие

$$Kp = |\kappa_1 / \kappa_2| < 1, \quad (3.1)$$

где κ_1 – угловой коэффициент характеристики;

κ_2 – угловой коэффициент графика производительности.

В случае, если $Kp > 1$, дальнейшее уточнение расхода в соответствии с графиком производительности будет все больше отличаться от истинного решения. Например, на рисунке 3.4 изображено пересечение характеристики трубопровода с $\kappa_1 = 2$ и графика производительности скважины трубопровода с $\kappa_2 = -1$. Согласованное решение находится в точке со значением 7 бар и 22 кг/с. Если при первом приближении расход был выбран неверно и составил 22,5 кг/с, то при расчете трубопровода получим значение 8 бар (точка А). «Уточненное» значение расхода по графику производительности составит 21 кг/с (точка Б). Дальнейший расчет трубопровода даст значение давления 5 бар (точка В), а следующее уточнение – расход 24 кг/с (точка Г).



1 – характеристика трубопровода; 2 – график производительности скважины.

Рисунок 3.4 – Согласование характеристики трубопровода и графика производительности скважины при неустойчивости использования метода последовательных приближений.

3.1.3 Метод общей характеристики системы скважина – трубопровод

Описанными выше методами были рассчитаны несколько трубопроводов пароводяной смеси Мутновского месторождения, причем длина некоторых из них составляла более 2000 м. Успешный опыт эксплуатации таких трубопроводов позволил поставить вопрос о строительстве сложных систем. Но в данном случае методы, основанные на обратном к течению расчете трубопроводов, оказались неудобными, так как при объединении потока в общий трубопровод в качестве

неизвестного выступает и давление в его конечной точке, создавая сложности при расчете.

В этом случае предлагается использовать метод, который можно рассматривать как вариант графического решения задачи и применять в том числе для простых схем: трубопроводы рассматриваются как продолжение скважин, а для конечной точки трубопроводов строится общий график производительности системы скважина – трубопровод. Расчет будет осуществляться вниз по потоку, начальные значения принимаются на основании опробования скважин, а на выходе определяются параметры в конечной точке трубопроводов. Для построения более детальной обобщенной характеристики исходными значениями могут служить не только данные фактических замеров, но и интерполяционные значения, определяемые по графикам на рисунке 3.1 и 3.2.

Данный метод можно рассмотреть на примере гидравлического расчета трубопроводов от скважины 013 Мутновского месторождения, который до этого был рассчитан с помощью метода последовательного приближения. Исходные данные указаны в таблице 3.2. Геометрические параметры соответствовали построенному варианту: длина трубопровода 1600 м, диаметр 377 мм.

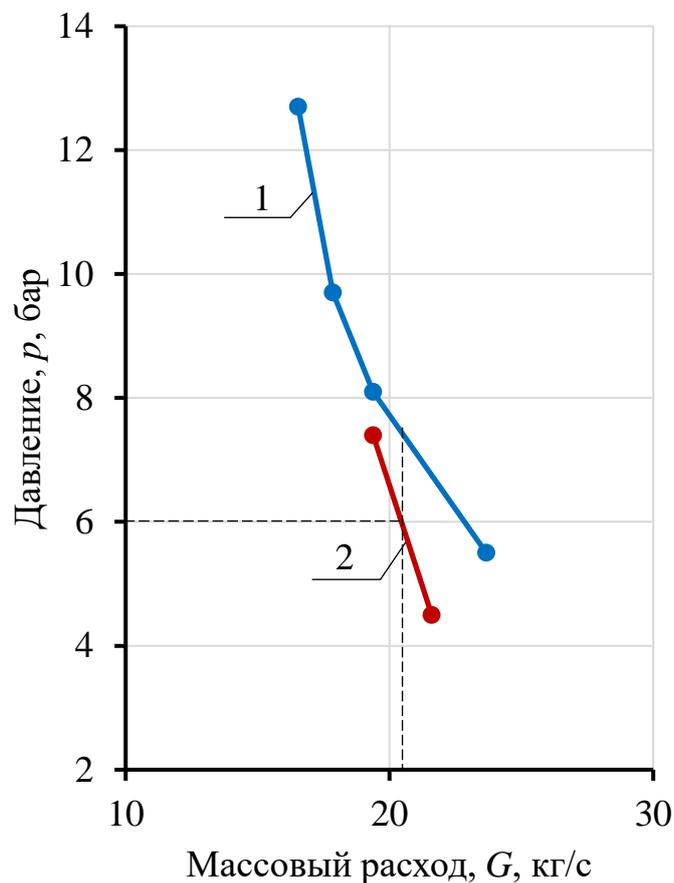
Таблица 3.2 – Исходные данные по скважине 013

Ступень	Давление на устье, p_2 , бар	Массовый расход смеси, G , кг/с	Энтальпия, кДж/кг
1	5,5	23,67	1712
2	8,1	19,38	1528
3	9,7	17,85	1465
4	12,7	16,54	1298

В этом случае расчет также производился с помощью программы MODEL, трубопровод разбивался на короткие участки, но начальной точкой служило давление на устье скважины и перепады давления вычитались от начального. Для первой ступени опробования ближе к концу трубопровода давление оказалось меньше 1 бара и уравнения состояние в программе MODEL не позволили продолжить расчет. Для второй ступени перепад давления составил 0,7 бар с

давлением в конечной точке 7,4 бар. Так как заданное давление в конечной точке ниже полученного (5,9 бар), для расчета была найдена итерационная точка, находящаяся между первой и второй ступенями опробования: давление – 6,8 бар, расход – 21,6 кг/с, энтальпия – 1589 кДж/кг. В результате были получены следующие значения: перепад давления – 2,3 бар, давление в конечной точке – 4,5 бар.

На основании полученных значений давления в конечной точке возможно построить общую характеристику системы скважина – трубопровод в диапазоне, включающем заданное давление в конечной точке, который изображен на рисунке 3.5.



1 – график производительности скважины 013; 2 – характеристика системы скважина-трубопровод для скважины 013.

Рисунок 3.5 – График производительности и характеристика системы скважина-трубопровод для скважины 013

Строить график производительности по всем ступеням опробования в данном случае нецелесообразно, так как при некоторых ступенях устьевое

давление может быть недостаточным для получения адекватного значения в конце трубопровода. Также рекомендованный диаметр труб при высоких давлениях может оказаться меньше рекомендованного для рабочего давления. В этом случае при построении характеристики для всего диапазона возможно потребуется расчет различных систем трубопроводов и характеристика не будет общей для единой системы.

Для заданного давления в конечной точке 5,9 бар расход составил 20,5 кг/с. Данный расход используется для определения параметров скважины. По графику производительности (рисунок 3.5), с учетом интерполяции данных таблицы (последней), получаем: устьевое давление – 7,4 бар, энтальпия – 1560 кДж/кг. Следует отметить, что такие же значения имели место при расчете методом последовательного приближения.

3.1.4 Опыт расчета простых трубопроводов

Строительство первых трубопроводов на Мутновском месторождении парогидротерм подразумевало наличие от каждой скважины отдельного трубопровода, то есть все они были простыми. Кроме того, по причине отсутствия методической базы, их строительство осуществлялось без предварительного расчета. Однако после первых сложностей в работе станции, выраженных проблемами с устойчивостью скважины А-2, возникла острая необходимость в проведении гидравлического расчета. Позже было определено, что подбор диаметра трубопровода от этой скважины был принят существенно больше необходимого. Ещё одна причина поиска согласующейся с практическими данными методики расчета в том, что на станции постоянно ведется строительство новых объектов (скважин и трубопроводов).

На сегодняшний день имеется достаточно большой опыт гидравлического расчета пароводяных трубопроводов на Мутновском месторождении парогидротерм: были рассчитаны трубопроводы от скважин 013, 042, 017, 053, 01,

Гео-1 до ГеоЭС-1; от скважин 017, 053, Гео-1 до Верхне-Мутновской станции; расчет уже действующих трубопроводов с целью их реконструкции от скважин 037, 055, 048, А-2. Также выполнены расчеты для скважин Паужетского месторождения с энтальпией около 800 кДж/кг.

По мере накопления данных в истории эксплуатации трубопроводов пароводяной смеси, совершенствовалась соответствующая методическая база. Первые варианты расчетов производились по методу последовательного приближения. Практика показала, что при его использовании для нахождения согласованного значения устьевого давления достаточно двух-трех приближений. Однако, применительно к нескольким вариантам трубопроводов с большим перепадом давления от скважин 017 и 053 до ГеоЭС-1, возникли проблемы устойчивости данного метода. В результате был предложен графический метод, который оказался более удобным в практическом применении, и на основании анализа графиков производительности скважины и пропускной способности трубопровода был получен критерий устойчивости метода последовательных приближений (3.1). В обоих методах ключевой точкой при согласовании характеристик является устье скважины при том, что расчет трубопровода осуществляется от его конечной точки с известным давлением (коллектор ГеоЭС) к начальной (устье скважины).

В ходе рассмотрения варианта строительства сложных трубопроводов пароводяной смеси, то есть позже ранее упомянутых методов, был разработан метод общей характеристики скважина – трубопровод. Опыт его применения показал возможность сведения вычислений к минимуму и отсутствие необходимости в дополнительных расчетах в случае изменения задаваемого давления в конечной точке.

Поскольку транспортировка геотермального флюида в виде пароводяной смеси всегда связана с существенными потерями давления, для каждой скважины в соответствии с ее расходными характеристиками имеется максимально допустимая длина трубопровода, больше которой необходимое давление на станции не будет обеспечено. Предельное значение длины трубопровода будет

тем выше, чем больше значение максимального рабочего давления на устье и энтальпии. При проектировании трубопроводов от скважин 017 и 053 до ГеоЭС-1 изначально их длина предполагалась равная 2500 м, что было близко к предельно допустимому значению. Учитывая этот факт, который мог стать причиной проблем эксплуатации, а также большую стоимость трубопроводов, было принято решение о строительстве одного трубопровода от скважины 053, расход пара которой был больше, а скважину 017 оставить как резервную. При пересмотре схемы трассировки трубопровода его длина была сокращена до 2241 м, а также устранены все восходящие участки, на которых могли образовываться жидкие пробки, а режим течения переходить в снарядный и выводить скважину из устойчивой работы. Все это, а также наличие резерва в виде возможности подключения скважины 017, позволило увеличить диаметр труб относительно рекомендованных значений и снизить гидравлические сопротивления. Как крайний вариант рассматривалась возможность сепарации добытого флюида на устье скважины с последующей транспортировкой по трубопроводу пароводяной смеси только пара. На сегодняшний день трубопровод от скважины 053 является самым большим по протяженности на Мутновском месторождении.

Перед проведением практических расчетов считалось, что максимальную эффективность транспортировки пароводяной смеси можно обеспечить с помощью применения телескопической конструкции трубопроводов, снижая при этом гидравлические сопротивления по мере снижения давления и роста скоростей. Однако опыт показал нецелесообразность использования такой конструкции на Мутновском месторождении и рекомендаций для строительства трубопроводов с изменяющимся диаметром труб не было дано ни для одного трубопровода.

Преимущества телескопической конструкции были выявлены при расчете трубопроводов Паужетского месторождения, на котором скважины характеризуются в основном низкой энтальпией. Обобщая опыт расчета трубопроводов пароводяной смеси на Мутновском и Паужетском месторождении, можно сформулировать вывод о том, что конструкция схемы трубопровода с

изменяющимся диаметром рекомендуется для длинных труб от скважин с невысокой энтальпией (менее 1000 кДж/кг).

Исходя из успешного опыта эксплуатации пароводяных трубопроводов на Мутновском месторождении, предпринимались попытки внедрения данного вида транспортировки теплоносителя на Паужетском месторождении парогидротерм. История эксплуатации данного месторождения насчитывает более 50 лет, а сепарация пароводяной смеси осуществляется на устье скважины. Скважины Паужетского месторождения расположены выше по рельефу от станции примерно на 110 м на расстоянии около 1,5 км и характеризуются низкой, относительно Мутновского, энтальпией (750-880 кДж/кг). Для данных условий были просчитаны возможные варианты проектирования трубопроводов, но рекомендаций для использования транспортировки флюида в виде пароводяной смеси не было надо. Однако для частных случаев, например, от добычных скважин до расположенной неподалеку общей сепарационной станции, была теоретически показана и практически доказана эффективность двухфазной транспортировки теплоносителя.

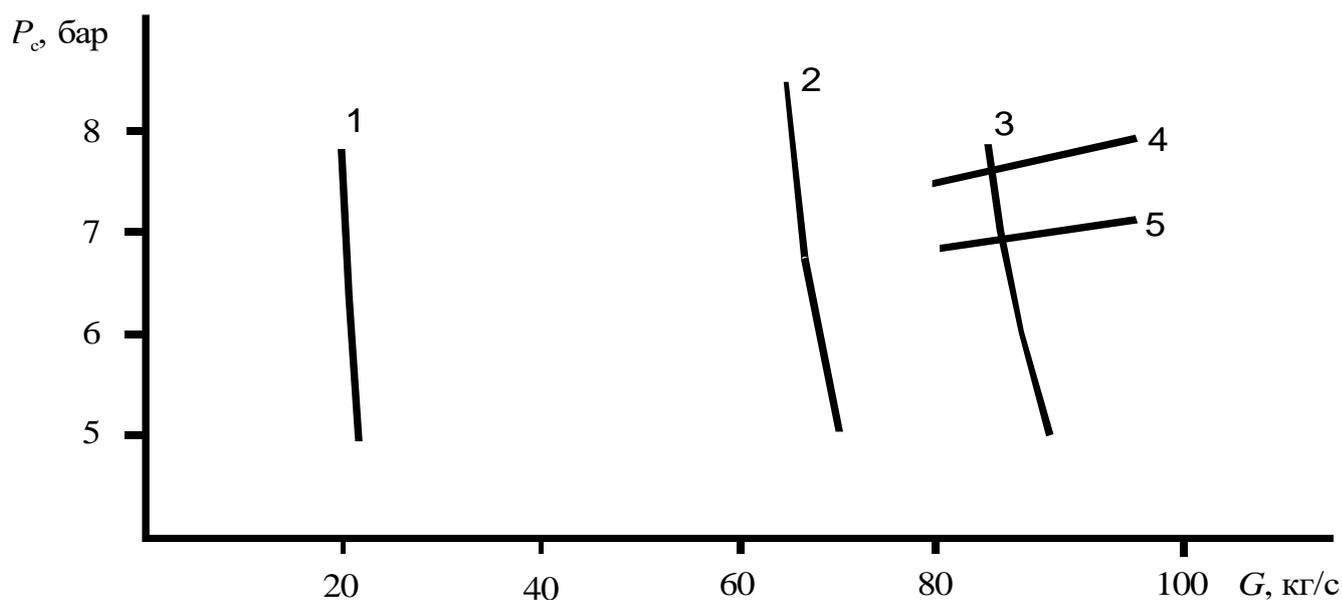
3.1.5 Опыт расчета сложных трубопроводов

Ввиду планируемого объединения потоков от скважин 013 и 053 Мутновского месторождения, была поставлена задача расчета сложного трубопровода. Методы, основанные на расчете трубопровода от конечной точки к начальной, оказались нерациональными, поскольку давление в конце трубопровода, которое служит исходным для графического и метода последовательных приближений, теперь неизвестно.

Как отмечалось выше, для данного случая был предложен метод общей характеристики системы скважина – трубопровод [34]. Зная характеристики скважин 013 и 057 (рисунок 3.1 и 3.2), рассмотрим реализацию данного метода применительно к трубопроводам от этих скважин. Давление (абсолютное) в

конечной точке системы (давление в коллекторе на входе в стационарные сепараторы) принималось равным 6,2 бар.

Трассировка труб определялась фактическим их расположением. От скважины 013 идет трубопровод диаметром 377 мм (длина 890 м), от скважины 053 – 529 мм (длина 1530 м). Далее теплоноситель транспортируется по общему трубопроводу диаметром 529 мм и длиной 710 м. Показатели давления, энтальпии и расхода, которые были получены в результате опробования, использовались как исходные значения для начальной точки. С помощью этих значений рассчитывалось давление в конечной точке отдельных трубопроводов, то есть в точке их соединения. Таким образом определялся аналог графика производительности, характеризующий систему скважина – трубопровод. На основании этих графиков строился график суммарной производительности, представленный на рисунке 3.6.



p_c – давление в точке соединения трубопроводов; G – расход теплоносителя; 1 – график производительности системы трубопровод – скважина 013; 2 – график производительности системы трубопровод – скважина 053; 3 – график суммарной производительности; 4 – характеристика общего трубопровода диаметром 529 мм; 5 – характеристика общего трубопровода диаметром 630 мм.

Рисунок 3.6. Характеристики системы скважина – трубопровод (013 и 053) и пропускной способности общего трубопровода

На рисунке 3.6 предложено графическое решение нахождения согласованного решения для графика суммарной производительности и характеристики общего трубопровода. Кроме того, рассмотрены изменения в случае замены общего трубопровода с диаметра 529 на 630 мм. В точке соединения трубопроводов расчетное давление – 7,7 бар, расход смеси – 85,0 кг/с, расход пара на станцию – 23,9 кг/с. Расчетное давление на устье скважины 013 – 8,1 бар, скважины 053 – 8,6 бар. Следует также отметить, что в трубопроводе от скважины 013 скорости потока несколько меньше рекомендуемых методикой, т. е. возможно возникновение пульсаций. При увеличении диаметра общего трубопровода до 630 мм расчетное давление в точке соединения составляет 6,9 бар, расход смеси – 86,5 кг/с, расход пара на станцию – 24,4 кг/с, при этом улучшаются условия транспортировки теплоносителя от скважины 013.

При возникновении необходимости расчета более сложных трубопроводов, например, если общий трубопровод далее по трассе также объединяется, рекомендуется продолжить нахождение общей характеристики системы скважины – отдельные трубопроводы – общий трубопровод до точки следующего объединения. Количество объединений в данном случае не является ограничивающим фактором. Однако усложнение схемы транспортировки, как правило, вызывает сложности в эксплуатации. Например, в случае отключения одной скважины от сложного трубопровода может привести к возникновению пульсаций в нем по причине нарушения условия (5.4). Ещё одна наиболее вероятная проблема – «передавливание» одной действующей скважины по причине изменения режима эксплуатации другой, что вызывает существенное снижение общей производительности.

3.2 Математическая модель пароводяного потока в трубопроводе

Как было описано в разделе 1.4, в практике освоения российских месторождений с успехом применялась компьютерная программа MODEL [102].

Математическая модель, лежащая в основе этой программы, не предполагает расчет гравитационной составляющей перепада давления, которая является принципиальной для рассматриваемого типа неустойчивости. Кроме того, модель рассчитана на узкий диапазон скоростей, что не отвечает современным вызовам [43]. С учетом этих факторов была разработана новая математическая модель [100].

Внутренний перепад давления в трубопроводе выражается через составляющие на трение, ускорение, гравитацию и местные сопротивления

$$\Delta p = \Delta p_f + \Delta p_m + \Delta p_a + \Delta p_g, \quad (3.2)$$

где Δp – общий внутренний перепад давления в трубопроводе, Па;

Δp_f – составляющая перепада давления на трение, Па;

Δp_m – составляющая перепада давления на местные сопротивления, Па;

Δp_a – составляющая перепада давления на ускорение, Па;

Δp_g – составляющая перепада давления на гравитацию, Па.

Рекомендации по практическому определению отдельных составляющих формулы (3.2) для двухфазных сред существенно зависят от параметров среды и условий ее транспортировки. Пароводяная смесь, транспортируемая по трубопроводам на месторождениях парогидротерм, характеризуется доминирующим по объему содержанием паровой фазы. Исключение может составить смесь в трубопроводах, транспортирующих сепарат. Например, на Паужетском месторождении сепарация обычно осуществляется вблизи устья скважин. Уровень воды в сепараторе устанавливается путем подбора степени дросселирования на задвижке по водяной линии. В результате дросселирования насыщенная вода вскипает, и в магистральный трубопровод поступает пароводяная смесь.

Не принимая в расчет исключительные случаи, трубопроводы пароводяной смеси на месторождениях парогидротерм характеризуются большим диаметром (от 0.3 м) и невысоким давлением (до 15 бар). В насыщенной среде температура связана с давлением. Для сохранения температуры, определяющей энергетический потенциал теплоносителя, при транспортировке стараются

минимизировать потери давления, т.е., как правило, перепады давления невелики, и по составу смесь в начале и в конце трубопровода мало отличается. Такие условия позволяют пренебречь составляющей перепада давления на ускорение.

Согласно классическим представлениям, составляющая на трение определяется формулой, полученной из анализа сил, действующих на выделенный элемент трубы

$$dp_f = \frac{4\tau}{D} dL, \quad (3.3)$$

где τ – касательное напряжение на стенке трубы, Па;

dL – длина элемента, м.

Общий перепад на трение определяется интегрированием (3.3) по всей длине трубопровода. Данная процедура не представляет затруднений, когда диаметр трубы и касательное напряжение могут считаться постоянными. Сложности возникают при определении самого касательного напряжения. Существует множество рекомендаций для определения касательного напряжения или непосредственно перепада на трение в двухфазных потоках. Эти рекомендации ориентированы на определенные условия и обосновываются экспериментально. При наличии дефицита соответствующих опытных данных, специальных формул для рассматриваемых условий нет. Не удивительно, что в данном случае расчет по простейшей гомогенной модели показывает лучшее согласование с опытными данными по сравнению с некоторыми наиболее известными рекомендациям [98]. Разумным решением в таком случае представляется компиляция известных формул, показавших хорошее согласование с опытными данными в условиях, близких к рассматриваемым.

Расчет перепада на трение в рамках программы MODEL показал успешные практические результаты. Однако, используемые в данном случае формулы исходно ориентированы на высокие скорости транспортировки и для описания потоков с низкими скоростями, характерными для возникновения неустойчивости, неприемлемы. В свое время, был выполнен поиск наиболее подходящего выражения для касательного напряжения применительно к течению

в геотермальной скважине [101]. Рассматривался верхний участок скважины, где трение играет заметную роль и где параметры потока близки к условиям наземной транспортировки. Поиск выявил лучшее, по сравнению с гомогенной моделью, согласование с экспериментальными данными формулы

$$\tau = (\rho_l v_l^2 (1 - \alpha) + \rho_g v_g^2 \alpha) \lambda / 8, \quad (3.4)$$

v_l – скорость воды, м/с;

v_g – скорость пара, м/с;

α – истинное объемное паросодержание (отношение объема газовой фазы к общему объему рассматриваемого элемента);

λ – коэффициент трения.

Формула (3.4) представляет касательное напряжение смеси как сумму напряжений, создаваемых газом и жидкостью с учетом их усредненных по сечению (истинных) скоростей и доли в рассматриваемом объеме. Для определения коэффициента трения рекомендуется известная формула Шифринсона [30]

$$\lambda = 0,11(\delta / D)^{0,25}, \quad (3.5)$$

где δ – абсолютная эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубы, м.

Также, удовлетворительное согласование с экспериментальными данными для больших туб дает гомогенная модель [98]. Для гомогенной модели

$$\tau = \lambda \rho_w w^2 / 8, \quad (3.6)$$

Итоговое выражение получаем компиляцией формул (3.4) и (3.6)

$$\tau = (\rho_l v_l^2 (1 - \alpha) + \rho_g v_g^2 \alpha + \rho_w w^2) \lambda / 16. \quad (3.7)$$

Для определения перепада давления на местном сопротивлении в программе MODEL использовалась формула, основанная на гомогенной модели,

$$\Delta p_m = 0,7 \zeta \rho_w w^2, \quad (3.8)$$

Эта формула изначально рассчитана на широкий диапазон скоростей. Многочисленные расчеты для обоснования реконструкции трубопроводов пароводяной смеси на Мутновском месторождении (Камчатка, Россия) в части

ликвидации нефункциональных местных сопротивлений, подтвержденные практическими результатами, позволяют рекомендовать эту формулу для новой модели.

3.3 Определение истинного объемного паросодержания при гидравлическом расчете пароводяной геотермальной смеси

Гравитационная составляющая перепада давления по направлению потока определяется интегрированием выражения

$$dp_g = -\rho g \sin \theta dL, \quad (3.9)$$

где θ – угол наклона оси трубы относительно горизонтальной плоскости, рад;

g – модуль ускорения свободного падения, м/с²;

ρ – плотность смеси, кг/м³, определяемая выражением

$$\rho = \rho_g \alpha + \rho_l (1 - \alpha), \quad (3.10)$$

Ввиду отсутствия экспериментальных данных и обоснованных эмпирических формул для определения истинного объемного паросодержания в условиях транспортировки геотермального теплоносителя, важно выбрать удобный подход к его определению [64] и провести анализ основных факторов, влияющих на конкретный вид рекомендуемых формул. Существует несколько подходов к определению истинного объемного паросодержания, в частности, и газосодержания, в общем. Также следует отметить и отсутствие экспериментальных данных, соответствующих условиям транспортировки пароводяных геотермальных теплоносителей, как минимум по такому важному параметру как диаметр труб. В экспериментах по определению истинного объемного газосодержания большой считается труба диаметром 0.15 м [58], в то время как трубопроводы пароводяной смеси на месторождениях парогидротерм имеют диаметр от 0.3 м и выше. Наиболее теоретически корректным считается

подход на основе модели дрейфа [48, 49, 112, 114], согласно которому усредненная по сечению скорость газовой фазы определяется формулой

$$v_g = C_0 w + v_d, \quad (3.11)$$

где C_0 – параметр распределения;

v_d – скорость дрейфа, м/с.

Скорость дрейфа характеризует действительную разность скоростей фаз, а параметр распределения учитывает неравномерность распределения фаз в неравномерном поле скоростей, которая в результате усреднения по сечению приводит к отличию скоростей фаз даже в случае равенства их действительных локальных значений. Истинное объемное паросодержание определяется через скорость пара известным выражением, вытекающим из дефиниций входящих в него величин,

$$\alpha = w_g / v_g, \quad (3.12)$$

где w_g – приведенная скорость пара, определяемая как отношение объемного расхода газа к общей площади сечения трубы, м/с.

Для полностью гомогенного потока (равенство не только скоростей фаз, но и отсутствие изменения параметров по сечению потока) параметр распределения равен 1. Отклонение от указанного значения в реальном потоке будет определяться отклонением от гомогенной модели. На неравномерность распределения фаз по сечению канала влияют несколько факторов. Во-первых, прямое действие гравитации, связанное с отклонением от вертикальной оси, стремящееся концентрировать более тяжелую фазу в нижней части сечения канала. Во-вторых, косвенное действие гравитации, связанное с отклонением от горизонтальной оси, вызывающее отличие скоростей фаз, в результате чего дискретные элементы, находясь в неравномерном поле несущей фазы испытывают неравномерное лобовое сопротивление, вызывающее смещение в сторону меньшей разности скоростей (например, в восходящем дисперсном потоке капли жидкости прижимаются к стенкам канала). В-третьих, гидродинамические силы, стремящиеся придать газовой фазе большую скорость за счет меньшей вязкости и инерции, что сопряжено с действием ранее

упомянутого механизма. Таким образом, для параметра распределения в простейшем виде имеем

$$C_0 = 1 + k_1 \sin \theta + k_2 \cos \theta + k_3, \quad (3.13)$$

где k_1 , k_2 и k_3 – некие коэффициенты.

Скорость дрейфа определяется влиянием двух факторов: гравитация, стремящаяся придать жидкой фазе дополнительную скорость, относительно газа, по направлению вниз; гидродинамические силы, стремящиеся придать газовой фазе большую скорость за счет меньшей вязкости и инерции. Считая второй фактор пропорциональным приведенной скорости смеси, для скорости дрейфа имеем

$$v_d = k_4 w + v_s \sin \theta, \quad (3.14)$$

где k_4 – некий коэффициент;

v_s – скорость дрейфа, обусловленная гравитацией, для вертикального потока, м/с.

Подставляя (3.13) и (3.14) в (3.11) получаем

$$v_g = Cw + v_s \sin \theta, \quad (3.15)$$

где C – параметр структуры (расширенный за счет гидродинамической части скорости дрейфа параметр распределения)

$$C = 1 + k_1 \sin \theta + k_2 \cos \theta + k_3 + k_4, \quad (3.16)$$

Виду отсутствия экспериментальных данных, позволяющих определить коэффициенты в формуле (3.16), и принимая во внимание их зависимость от трех факторов (прямое действие гравитации, косвенное действие гравитации, гидродинамический эффект), в первом приближении будем считать максимальное действие указанных факторов равнозначным

$$k_1 = k_2 = k_3 + k_4. \quad (3.17)$$

Тогда имеем

$$C = 1 + k_1(1 + \sin \theta + \cos \theta), \quad (3.18)$$

Формула (3.15) предполагает отрицательное значение скорости дрейфа в нисходящих потоках. В этом случае обнаруживается недостаток традиционной

модели дрейфа – возможность нереальных значений для скорости пара при малой приведенной скорости смеси. Истинная скорость пара не может принимать значения, ниже его приведенной скорости, а равенство этих скоростей возможно только при нулевом расходе воды, а также при $v_l \rightarrow \infty$. Чтобы исключить такую возможность, для нисходящих потоков предлагается вместо (3.15) использовать аналогичную формулу, но определяющую скорость воды

$$v_l = Kw - v_s \sin \theta, \quad (3.19)$$

где K – аналог параметра структуры, определяемый как

$$K = 1 + k_5(1 + \sin \theta + \cos \theta), \quad (3.20)$$

где k_5 – коэффициент структуры нисходящего потока, при этом k_1 , приобретает смысл обобщенного коэффициента структуры восходящего потока.

Истинное объемное паросодержание связано с усредненной скоростью воды известной зависимостью, вытекающей из дефиниций входящих в нее величин,

$$\alpha = 1 - w_l / v_l, \quad (3.21)$$

где w_l – приведенная скорость воды, определяемая по ее расходу для полного сечения канала без учета наличия в нем пара, м/с.

Расчет коэффициента структуры нисходящего потока осуществлялся таким образом, чтобы для горизонтального потока подходы, основанные на формулах (3.15) и (3.19), приводили к одинаковому результату. Используя формулы (3.19) и (3.20) при условии $\theta = 0$ можно убедиться, что

$$k_5 = \frac{1}{2} \left(\frac{v_{l0}}{w} - 1 \right), \quad (3.22)$$

где v_{l0} – скорость воды для горизонтального течения, м/с,

$$v_{l0} = w_l / (1 - \alpha_0), \quad (3.23)$$

где α_0 – истинное объемное паросодержание для горизонтального течения, определяемое формулой (3.12) с учетом скорости пара согласно (3.15) и (3.18)

$$v_{g0} = w(1 + 2k_1), \quad (3.24)$$

где v_{g0} – скорость пара для горизонтального течения, м/с.

Для определения скорости дрейфа, обусловленной гравитацией, в вертикальных трубах большого диаметра часто используются формулы в виде

$$v_s = a_d (g\sigma(\rho_l - \rho_g) / \rho_l^2)^{0,25}, \quad (3.25)$$

где a_d – коэффициент для скорости дрейфа;

σ – коэффициент поверхностного натяжения, Н/м.

Согласно литературным данным в различных корреляциях значения a_d варьируются от 1,18 до 2,9 [48, 49, 112, 114]. Заметим, что обычно формулы представленного типа применяется для потоков с малым газосодержанием, когда дрейф вызван процессом всплытия газа в жидкости. Рассматриваемый случай больше соответствует движению жидкости в газовой среде, а в этом случае скорость дрейфа должна зависеть от плотности пара в большей степени, чем предписывает представленная корреляция. Например, для падения капель используется аналогичная формула, но в знаменателе дроби стоит не плотность воды, а плотность пара [30], соответственно, скорость дрейфа характеризуется большими значениями. Поэтому в данной корреляции для рассматриваемого случая предлагается взять значение, близкое к максимальному, но лежащее внутри указанного диапазона: $a_d = 2,8$ [37].

Опыты по критическому истечению пароводяных смесей в условиях геотермальных месторождений, в том числе значения динамического давления, указывают на наличие полной гомогенности смеси [33]. Для гомогенного потока $C = 1$, $v_s = 0$. При скоростях, приближающихся к критическим, должно иметь место соответствующее стремление данных величин. Ведем в круг рассматриваемых параметров число Маха как отношение приведенной скорости смеси к скорости критического истечения. Используя для скорости критического истечения формулу, соответствующую гомогенной метастабильной модели [33], число Маха определяется как

$$M = w_g (1,1xp/\rho_g)^{-0,5}, \quad (3.26)$$

где M – число Маха;

p – давление, Па.

Учитывая в простейшем виде указанные факторы, для скорости дрейфа, обусловленной гравитацией, окончательно имеем

$$v_s = 2,8(1 - M)(g\sigma(\rho_l - \rho_g)/\rho_l^2)^{0,25}. \quad (3.27)$$

Часто в модели дрейфа для параметра распределения использует значение 1,2 [48, 49, 112, 114], рекомендуемое, в принципе, для снарядного режима течения [30]. В рассматриваемом случае паросодержание обычно превышает значения, характерные для снарядного течения. В случае пароводяных скважин, находящихся в условиях, близких к рассматриваемым, для лучшего согласования с экспериментальными данными рекомендовано значение 1,1 [14]. Ориентируясь в (3.18) на значение 0,05 для k_1 , применительно к вертикальному восходящему потоку формула (3.15) будет соответствовать обычно используемому виду классической модели дрейфа с рекомендованным для скважины коэффициентом распределения.

Среди величин, определяющих значение параметра распределения, следует также отметить массовое расходное паросодержание. В рассматриваемых условиях устремление к единице расходного паросодержания должно приводить к такому же стремлению параметра распределения. Также параметр распределения должен зависеть от числа Маха. Как отмечалось, в критическом потоке смесь соответствует гомогенной модели ($C_0 = 1$). Гомогенная модель также будет иметь место при близости плотностей фаз.

С учетом всех отмеченных факторов, для обобщенного коэффициента структуры восходящего потока в (3.18) имеем

$$k_1 = 0,05(1 - x)(1 - M)(1 - \rho_g / \rho_l). \quad (3.28)$$

Таким образом для определения истинного объемного паросодержания в трубопроводах, транспортирующих пароводяной геотермальный теплоноситель, в восходящих потоках рекомендуются формулы (3.26–3.28), (3.18), (3.15), и (3.12); в нисходящих потоках: (3.26–3.28), (3.19–3.24). Данные рекомендации были использованы при создании программы по гидравлическому расчету трубопроводов пароводяной смеси на геотермальных месторождениях [29]. В

программе, кроме гравитационного перепада давления рассчитывается перепад давления на трение и местные сопротивления. При этом для расчета перепада давления на трение и местные сопротивления использовались формулы, хорошо согласующиеся с опытными данными [103].

3.4 Верификация модели

Экспериментальных данных для качественной верификации модели крайне мало. В то же время имеется богатый опыт применения программы MODEL по расчету трубопроводов на Мутновском и Паужетском месторождениях (Камчатка, Россия) [102]. Изначально, программа задумывалась как упрощенная версия более масштабного продукта, основанного на детальной модели дисперсно-кольцевого потока. В 2003 г. необходимость экстренных расчетов заставила обратиться к этой программе. Верификация была выполнена по одному трубопроводу – от скважины 037 на Мутновском месторождении (длина 2080 м, внутренний диаметр 0,309 м, энтальпия смеси 1336 кДж/кг, расход 27,8 кг/с, давление на устье 10,1 бар). Отклонение расчетного перепада давления (4,2 бар) от экспериментального значения не превысило 3%. Простота применения и достаточная точность предопределили ее использование. Впоследствии расчеты по программе MODEL использовались как при проектировании трубопроводов пароводяной смеси, так и при проектировании их реконструкции. Ни одной рекламации по поводу расхождения расчетных и практических данных не поступало. Это позволяет использовать программу MODEL, в типовых условиях ее применения, для верификации новой модели.

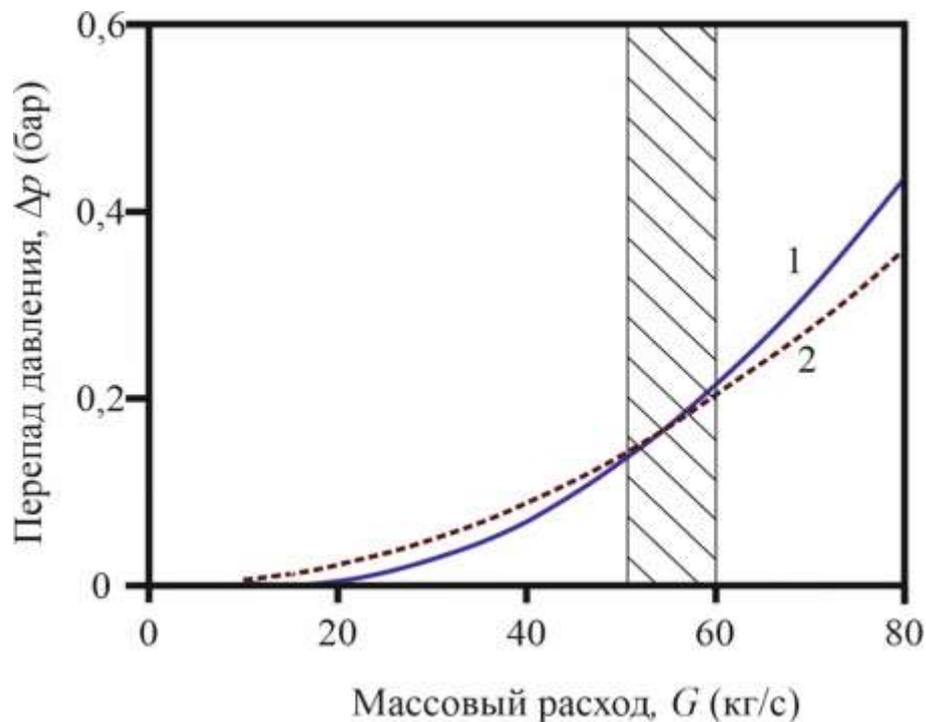
Программа MODEL предполагает расчет перепада давления по значению параметров в одной узловой точке и приемлема для коротких труб. Длинные трубы необходимо разбивать на короткие расчетные участки. Гидравлический расчет ориентирован на дисперсно-кольцевой режим течения. Для выбора диаметра трубопровода используется условие

$$D \leq 0,278Q^{0,4}, \quad (3.29)$$

где Q – объемный расход смеси, м³/с.

Перепад давления на местных сопротивлениях определяется по формуле (1.6). Перепад давления на трение определяется по формуле (1.5)

Типовые условия практического использования программы MODEL: горизонтальная труба, внутренний диаметр 0,4 м, энтальпия смеси 1200 кДж/кг, давление на устье 7,5 бар, приведенная скорость 25–30 м/с (для указанных условий соответствует расходу 50–60 кг/с). Поскольку программа MODEL не учитывает гравитационную компоненту, а местные сопротивления определяются также как в новой модели, верификация осуществлялась для горизонтальной трубы без наличия местных сопротивлений. Длина трубы принималась 100 м. Расчетные перепады давления представлены на рисунке 3.7. В номинальном диапазоне расходов имеет место хорошее согласование.



1 – расчет по программе MODEL; 2 – расчет по предложенной модели.

Рисунок 3.7 – Расчетные перепады давления

Для верификации новой модели в условиях наклонных труб использовались данные по трубопроводу от скважины Гео-1 на Мутновском месторождении

(рисунок 3.8 и 3.9). Этот трубопровод имеет самый большой перепад высот из действующих в настоящее время трубопроводов пароводяной смеси на Камчатке. Данные по трубопроводу: длина 1050 м, перепад высот от начала к концу 110 м, внутренний диаметр 0,406 м, суммарный коэффициент местных сопротивлений 8. Для верификации использовались данные, полученные на два момента времени: 16.09.2011 г. и 11.09.2019 г. Параметры на входе в трубопровод (устье скважины) и результаты расчетов приведены в таблице 3.3.

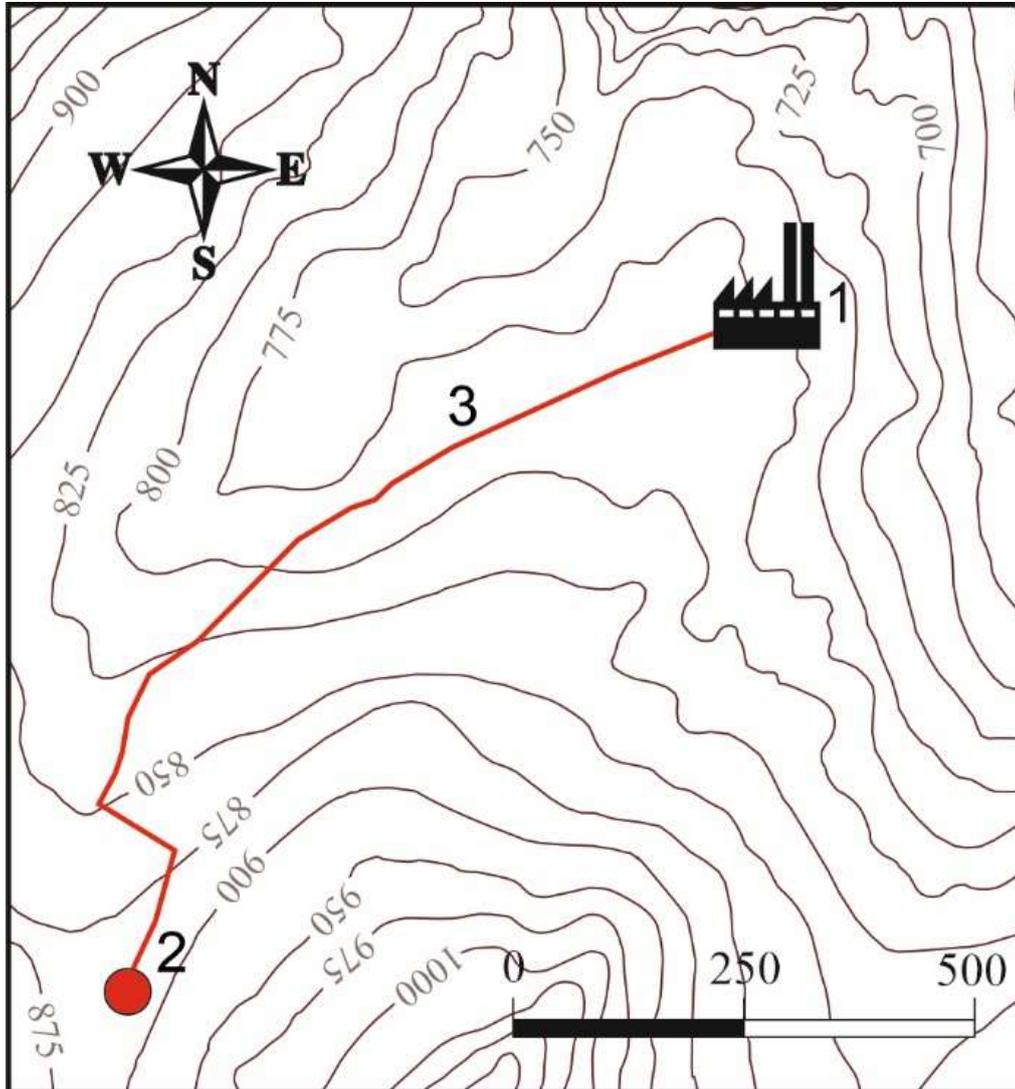
Таблица 3.3 – Параметры на входе в трубопровод (устье скважины) и результаты расчетов

Дата	Массовый расход, G , кг/с	Энтальпия, кДж/кг	Устьевое давление, p_2 , бар	Расчетный перепад давления, Δp , бар	Опытный перепад давления, Δp , бар
16.09.2011	65	1221	11,3	1,52	1,5
11.09.2019	65	1121	8,9	1,76	1,8

При расчете суммарного перепада давления трубопровод разбивался на 7 равных участков. Погрешность определения тестового перепада давления оценивается $\pm 0,2$ бар. Несмотря на введение в модель приблизительных значений для некоторых коэффициентов, таблица показывает хорошее согласование расчетных и измеренных перепадов давления.

При проектировании данного трубопровода использовалась программа MODEL. Учитывая отсутствие восходящих участков, для снижения гидравлических сопротивлений выбор диаметра осуществлялся по максимальному значению, удовлетворяющему условию (3.29). Заметим, что на 16.09.2011 г. диаметр в начале трубопровода не удовлетворяет условию (3.29) (рекомендуется диаметр менее 0,401 м). В таких условиях расчет перепада давления на трение по формуле (1.5) должен давать заниженное значение. Реально перепад давления на трение и местные сопротивления, рассчитанный по программе MODEL, составил 1,48 бар. Если учесть гравитационную компоненту даже с низкой плотностью смеси, соответствующей гомогенной модели, общий

перепад давления составит 1,22 бара, что значительно меньше измеренного значения. Схема и фото трубопровода пароводяной смеси от скважины Гео-1 до Верхне-Мутновской ГеоЭС представлены на рисунке 3.8 и рисунке 3.9.



1 – Верхне-Мутновская ГеоЭС; 2 – скважина Гео-1; 3 – трубопровод.

Рисунок 3.8 – Трасса трубопровода пароводяной смеси от скважины Гео-1 до Верхне-Мутновской ГеоЭС



Рисунок 3.9 – Переход через дорогу трубопровода от скважины Гео-1

Таким образом, предложенная модель в типовых условиях транспортировки пароводяной геотермальной смеси хорошо согласуется с расчетом по программе MODEL, которая в указанных условиях хорошо согласуется с опытными данными. Для нетиповых условий (значительный угол наклона трубопровода, низкие скорости потока) предпочтительнее выглядит новая модель.

4. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУБОПРОВОДОВ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ РЕЖИМА РАБОТЫ СИСТЕМЫ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ФЛЮИДА

4.1. Влияние наклона трубопровода

Для характеристики устойчивости течения в предложенной модели рассчитывается индекс, находящийся в левой части условия (2.5).

$$a = \frac{\partial \Delta p}{\partial G}, \quad (4.1)$$

Отрицательное значение этого индекса указывает на наличие условий для развития гравитационной неустойчивости.

При расчете горизонтального трубопровода, результаты которого показаны на рисунке 3.7, индекс устойчивости имел положительное значение во всем диапазоне расходов, а согласно программе MODEL, критерий (3.29) указывает на риск возникновения неустойчивых режимов при расходах ниже 40,2 кг/с. Опыт эксплуатации трубопроводов на Мутновском месторождении убеждает в том, что возможна устойчивая транспортировка смеси в условиях, не соответствующих критерию (3.29), если отсутствуют участки восходящего потока. Предложенная модель позволяет учитывать наклон трубопроводов при прогнозировании неустойчивости потока [9, 10].

Исследование влияния наклона осуществлялось для типовых условий транспортировки пароводяной смеси на Мутновском месторождении: энтальпия смеси 1200 кДж/кг, давление в узловой точке 7,5 бар. Расчет по предложенной модели выполнялся для трубопровода длиной 100 м с внутренним диаметром 0,4 м. Результаты расчета для восходящего и нисходящего потоков представлены на рисунке 3.1 и рисунке 3.2. На рисунках видно, неустойчивость имеет место не только в восходящих, но и в нисходящих потоках.

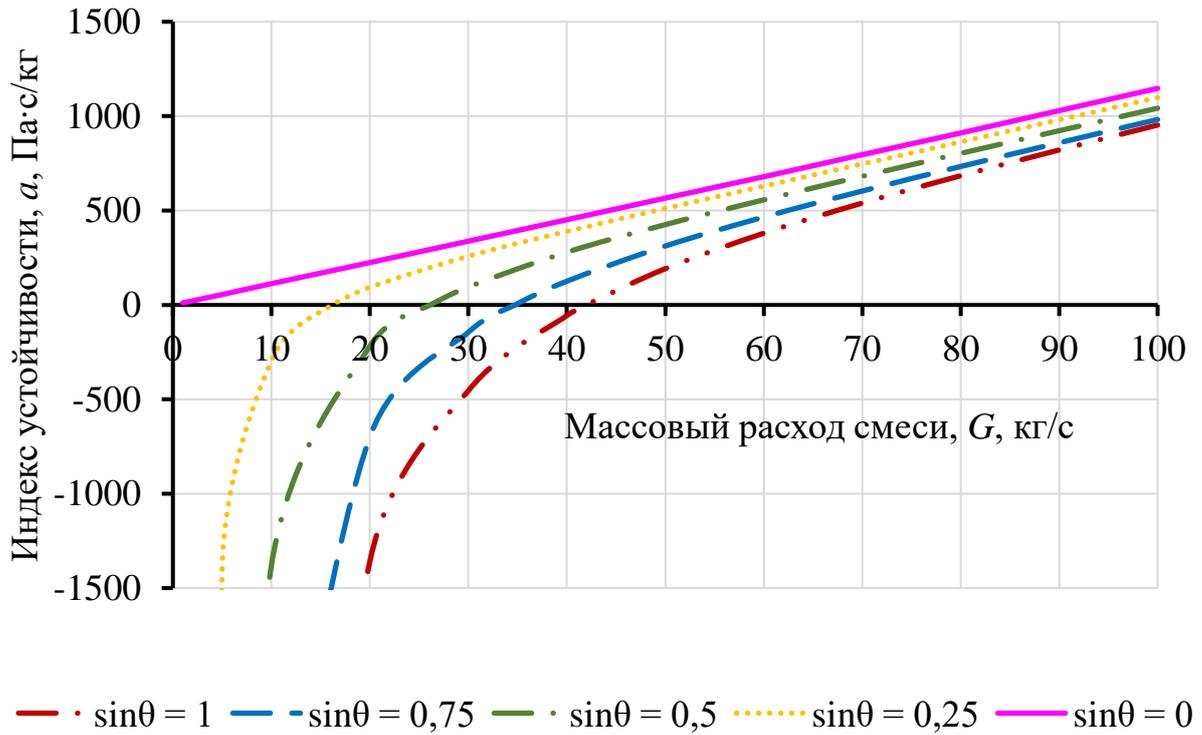


Рисунок 4.1 – Индекс устойчивости для восходящего потока

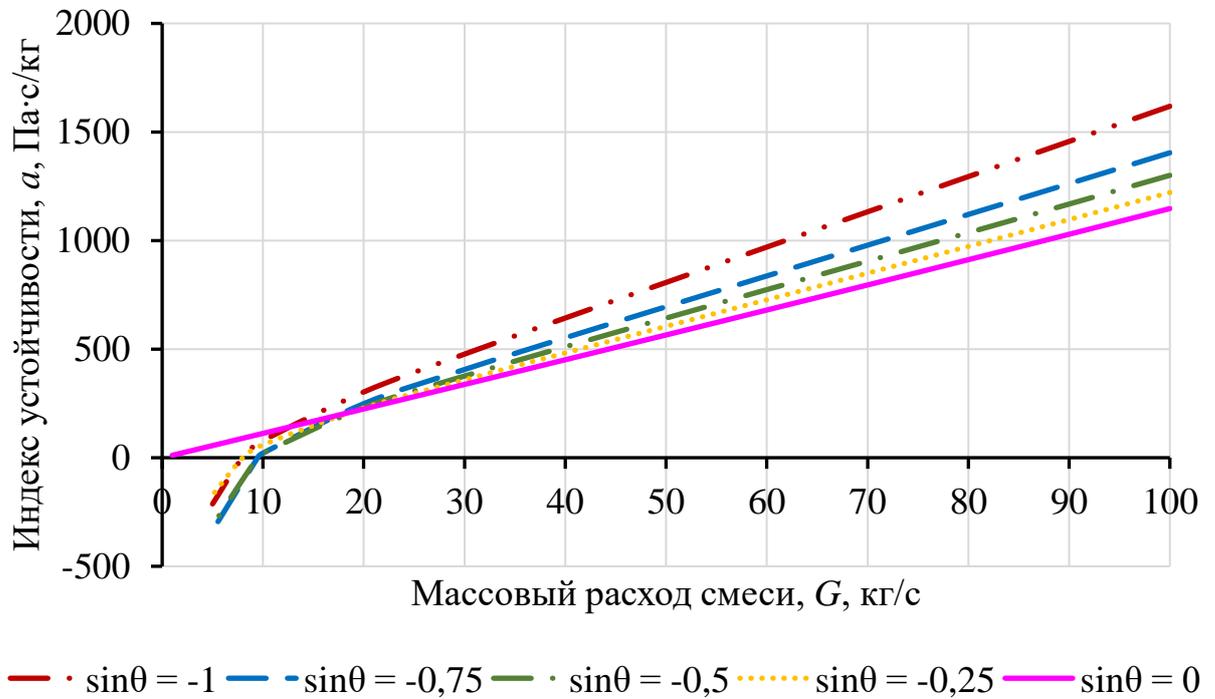


Рисунок 4.2 – Индекс устойчивости для нисходящего потока

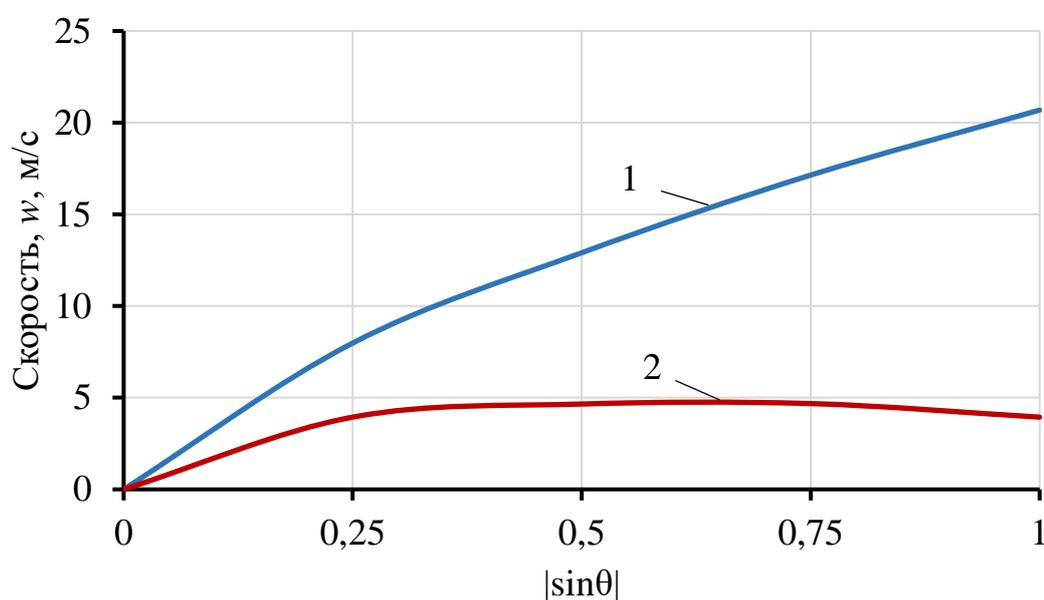
Для данного трубопровода номинальным считается расход в диапазоне от 50 до 60 кг/с. Учитывая отмечаемую повсеместно тенденцию к снижению расхода скважин со временем, риск возникновения гравитационной неустойчивости будет увеличиваться. Это особенно актуально для восходящих потоков с большим углом наклона, в которых отрицательное значение индекса имеет место при близких к указанному диапазону значениях расходов. Заметим, что на практике имеются трубопроводы, расходы в которых ниже номинальных. В нисходящих потоках расходы, при которых возникает неустойчивость, существенно ниже имеющих место на практике значений, поэтому данный случай представляет больше теоретический, чем практический интерес.

Нарушение условия (2.5) в трубопроводе в целом негативно отражается не только на режиме работы самого трубопровода, но и способствует развитию гравитационной неустойчивости в стволе скважины, что может вызвать ее самозадавливание с выводом из дальнейшей эксплуатации [43]. Возникновение неустойчивости на отдельных участках трубопровода, например, на вертикальных переходах через преграды, также имеет негативный эффект – формируется локальная неустойчивость, способствующая возникновению пульсаций в трубопроводе. Обычно это не препятствуют принципиальной возможности эксплуатации, но может существенно ее усложнить.

Следует отметить отличие условий развития неустойчивости в восходящих и нисходящих потоках. В восходящих потоках спонтанное увеличение расхода приводит к снижению плотности смеси, снижая силу тяжести, препятствующую движению, увеличивая суммарную силу, вызывающую движение. При этом спонтанное увеличение расхода в нижней части не приводит к снижению массы смеси в трубе в целом, т.е. эффективное развитие неустойчивости возможно только от выхода из трубы (вверх по потоку, вниз по рельефу). В нисходящих потоках при экстремально малых расходах, когда скорость воды превышает скорость пара, спонтанное увеличение расхода может приводить к увеличению плотности смеси, увеличивая силу тяжести и суммарную силу, вызывающую движение. При этом спонтанное увеличение расхода на выходе из трубы не

увеличит силу тяжести в трубе в целом, т.е. процесс развития неустойчивости будет иным. В частности, для нисходящих потоков не следует ожидать аналогов наиболее опасного проявления неустойчивости – самозадавливания [40].

В зависимости от угла наклона для восходящих потоков меняется необходимая для обеспечения устойчивости течения минимальная скорость потока. На рисунке 4.3 показана такая зависимость. Максимальное значение (20,7 м/с), соответствующее восходящему потоку в вертикальной трубе. Заметим, что аналогичное значение, соответствующее эмпирическому условию (3.29), составляет 19,9 м/с.



1 – восходящий поток; 2 – нисходящий поток.

Рисунок 4.3 – Зависимость минимальной приведенной (гомогенной) скорости, обеспечивающей устойчивое течение, от угла наклона трубы

Близость полученных значений можно связать с условиями проведения экспериментов, использованных при обосновании условия (3.29). Данное условие предложено М.А. Готовским и Е.Н. Гольдбергом по результатам обобщения экспериментальных данных, полученных на стенде «Камчатскэнерго» [33]. На завершающем этапе экспериментов технические работы на стенде проводились под руководством А.Н. Шулюпина. Эксперименты проводились на трубопроводе, имеющем внутренний диаметр 0,31 м. Трубопровод имел наклонные ($\sin \theta = \pm 0,5$) и вертикальные участки (перепад высот 5,5 м), которые являлись

потенциальным генератором неустойчивости. Условие (3.29) определяет минимальное значение необходимой скорости.

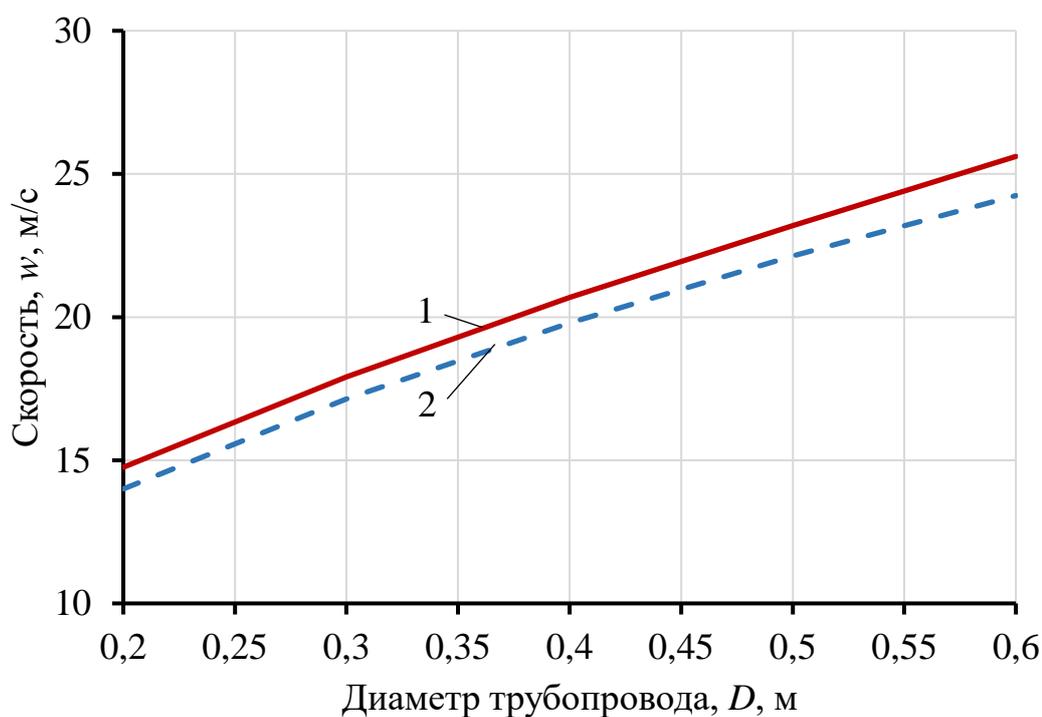
4.2 Влияние диаметра трубопровода

Диаметр трубопровода является ключевым параметром, от которого зависит устойчивости трубопровода заданных расходных параметрах пароводяной смеси. При проектировании трубопроводов необходимо осуществлять подбор диаметра труб с тем, чтобы скорости транспортировки обеспечивали устойчивость потока. Ранее, при использовании программы MODEL, диаметр труб выбирался в соответствии с жестким критерием (3.29), не зависящим от наклона труб. Как отмечалось, данный критерий согласуется в теоретическим индексом устойчивости для вертикального восходящего потока. Критерий (3.29) можно представить в виде [33]

$$w > 31,4\sqrt{D}. \quad (4.2)$$

На рисунке 4.4 представлена зависимость минимально допустимой приведенной скорости смеси от диаметра, определенная с помощью предложенной модели с использованием условия (2.5) для вертикального восходящего потока, а также расчет в соответствии с условием (4.2). Как видно на рисунке, с увеличением диаметра трубы необходимая для обеспечения устойчивости скорость потока возрастает. При этом наблюдаются незначительные расхождения графиков, соответствующих условиям (2.5) и (4.2).

При использовании нового подхода к определению условия устойчивости потока, диаметр труб также должен выбираться с тем расчетом, чтобы обеспечить положительное значение индекса устойчивости по трубопроводу во всем диапазоне предполагаемых характеристик транспортируемой смеси.



1 – расчет по условию (2.5) с помощью предложенной модели для вертикального восходящего потока, 2 – расчет согласно (4.2).

Рисунок 4.4 – Зависимость предельно допустимой скорости для обеспечения устойчивого течения от диаметра трубы

4.3 Влияние рельефа трассы

Применительно к реальным трубопроводам на перепад давления и индекс устойчивости может оказывать влияние особенность рельефа трассы. Например, из точки А в точку В, имеющую превышение Н над точкой А, трасса может пройти по двум вариантам, как показано на рисунке 4.5: сначала по наклонному, затем по горизонтальному участку (вариант 1, рисунок 4.5); сначала по горизонтальному затем по наклонному участку (вариант 2, рисунок 4.5). Кроме того, при одинаковой общей длине трубопровода (L) возможна различная протяженность наклонного (L_1) и горизонтального (L_2) участков.

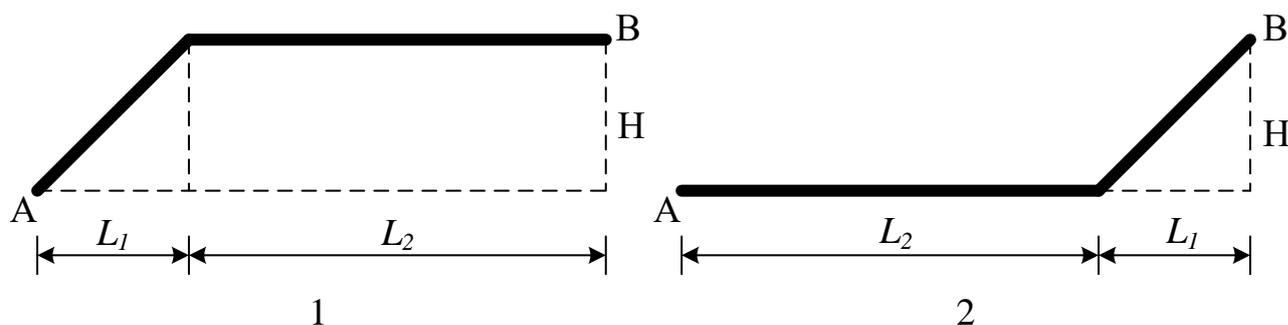
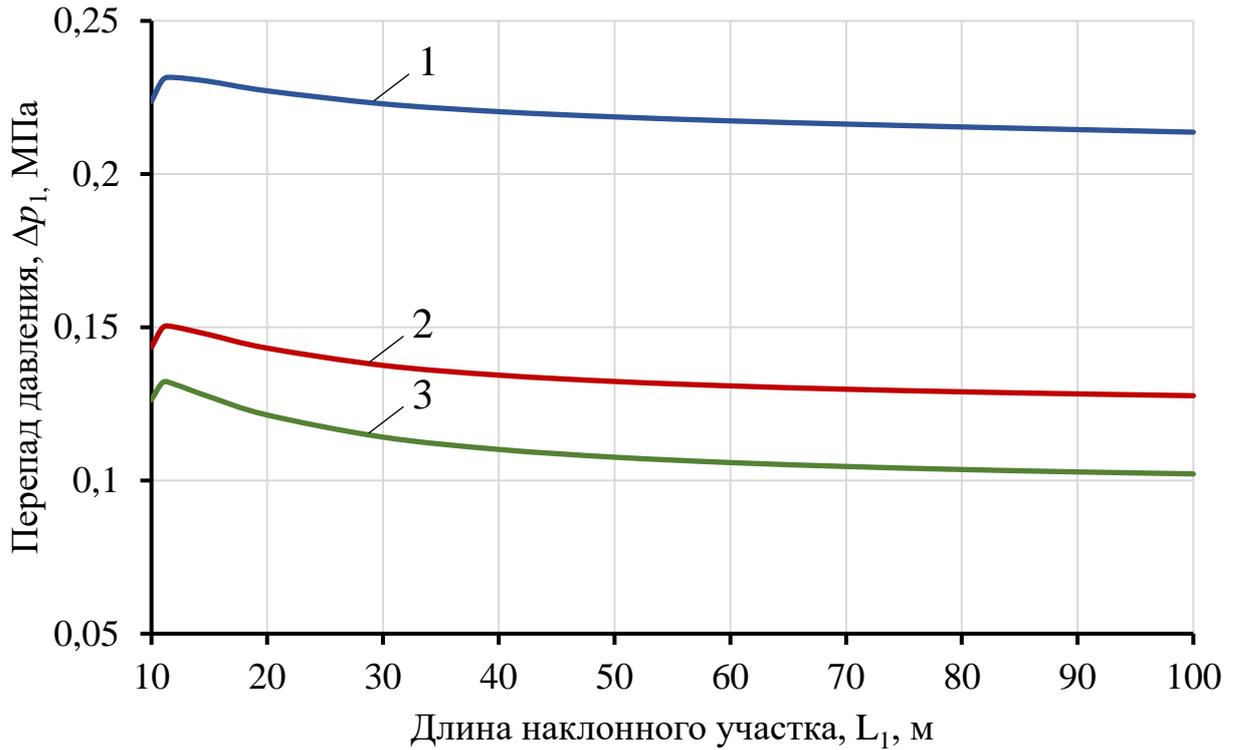


Рисунок 4.5 – Варианты (1 и 2) рельефа трассы трубопровода от точки А до точки В, имеющей превышение Н

Ранее было отмечено, что нисходящие потоки в части гравитационной неустойчивости не представляют практический интерес, поэтому целесообразно провести исследование влияние рельефа трассы на перепад давления и индекс устойчивости только для трубопроводов, транспортирующих смесь вверх по рельефу. При этом исследование целесообразно осуществлять для типовых условий Мутновского месторождения (энтальпия 1200 кДж/кг, давление 7,5 бар), где транспортировка пароводяной смеси является базовой.

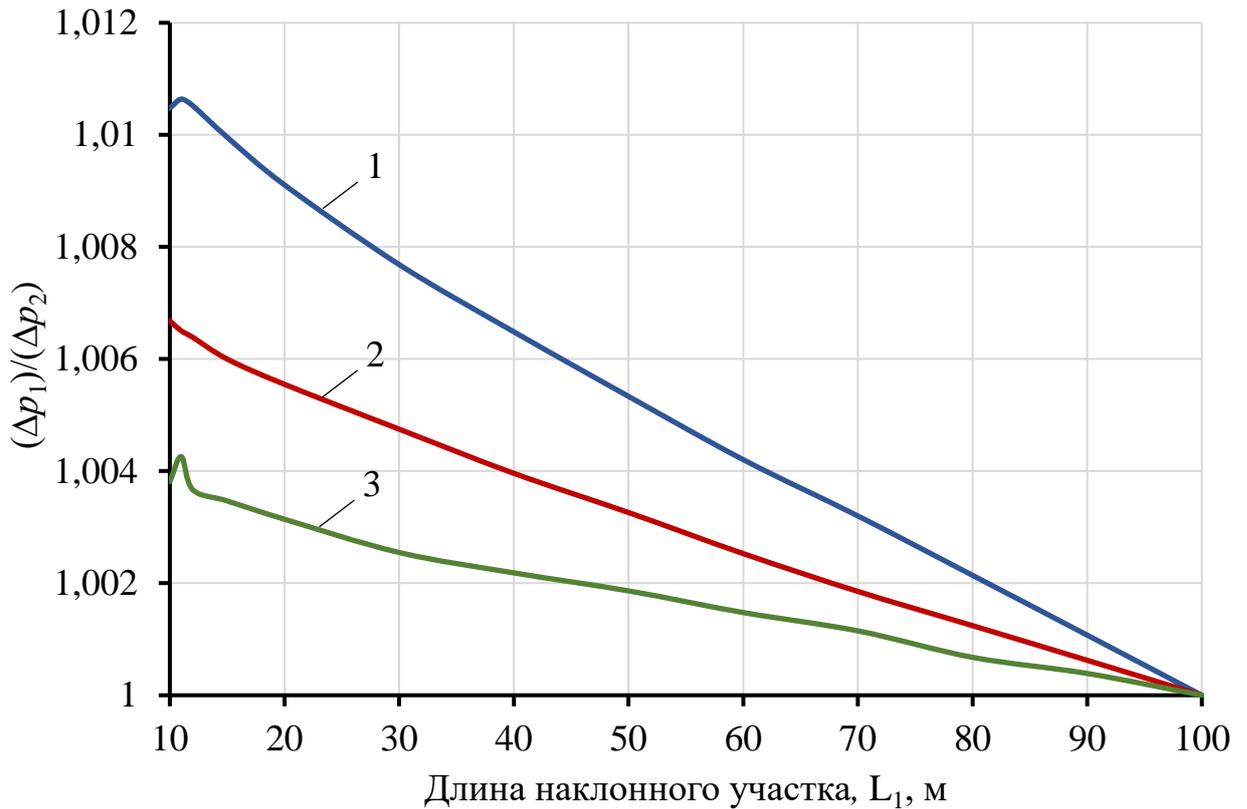
Расчет по предложенной модели выполнялся для трубопровода с внутренним диаметром 0,4 м и длиной (L) 100 м, состоящим из наклонного (L_1) и горизонтального (L_2) участков. Превышение конечной точки (В) над начальной (А) принималось 10 м. Расчеты выполнялись для трех значений расходов: 50, 30 и 20 кг/с. Первое значение соответствует номинальным условиям транспортировки, второе – рискованным условиям (согласно рисунку 3.1 при расходах менее 42 кг/с на вертикальных участках восходящего потока будет формироваться гравитационная неустойчивость), третье – очень рискованным. Результаты расчета перепадов давления по первому варианту (рисунок 4.5) представлен на рисунке 4.6.



1 – результаты расчета для массового расхода 50 кг/с; 2 – результаты расчета для массового расхода 30 кг/с; 3 – результаты расчета для массового расхода 20 кг/с.

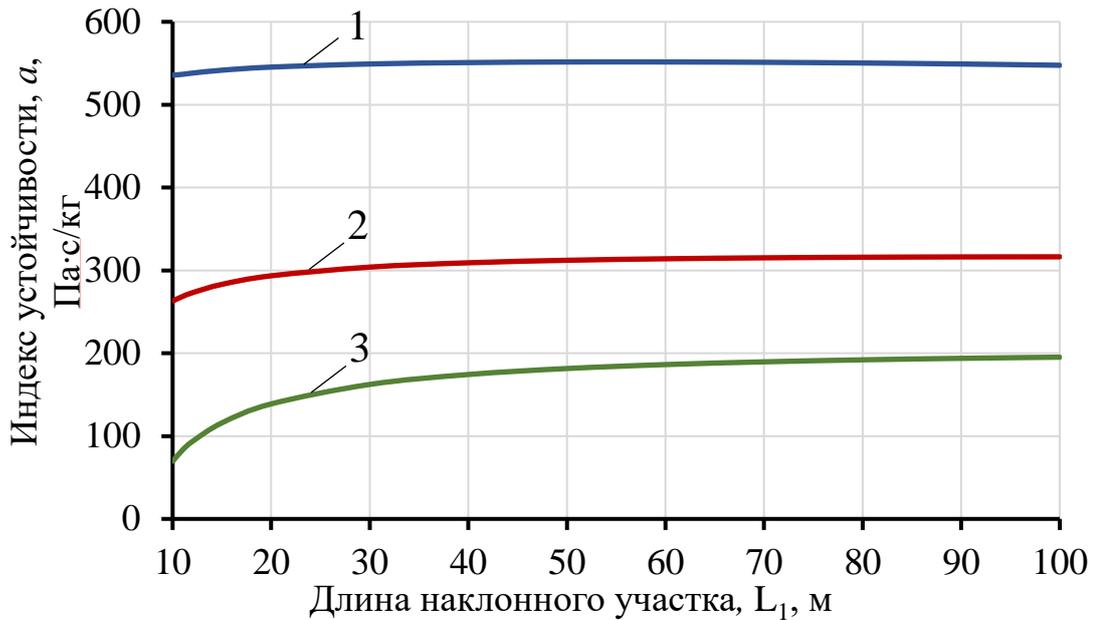
Рисунок 4.6 – Зависимость перепада давления для варианта 1 (Δp_1) от длины наклонного участка (L_1)

Аналогичные зависимости для расчетов по второму варианту имеют схожий с представленным на рисунке 4.6 вид. Наглядно, отличие вариантов представлено на рисунке 4.7.



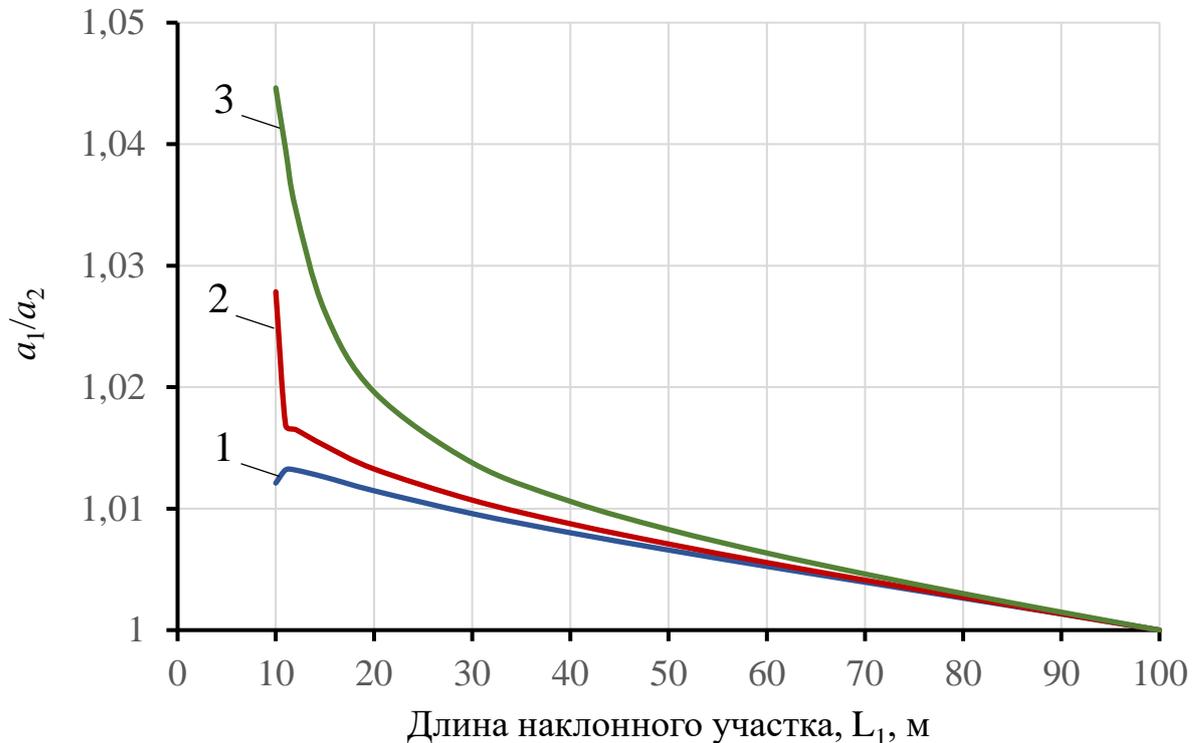
1 – результаты расчета для массового расхода 50 кг/с; 2 – результаты расчета для массового расхода 30 кг/с; 3 – результаты расчета для массового расхода 20 кг/с. Рисунок 4.7 – Зависимость отношения перепадов давления по первому варианту (Δp_1) и второму варианту (Δp_2) от длины наклонного участка

Результаты расчета индекса устойчивости по первому варианту, изображенному на рисунке 4.5, представлен на рисунке 4.8, а отличие индексов по первому и второму вариантам – на рисунке 4.9.



1 – результаты расчета для массового расхода 50 кг/с; 2 – результаты расчета для массового расхода 30 кг/с; 3 – результаты расчета для массового расхода 20 кг/с.

Рисунок 4.8 – Зависимость индекса устойчивости по первому варианту (a_1) от длины наклонного участка



1 – результаты расчета для массового расхода 50 кг/с; 2 – результаты расчета для массового расхода 30 кг/с; 3 – результаты расчета для массового расхода 20 кг/с.

Рисунок 4.9. Зависимость отношения индексов устойчивости по первому варианту (a_1) и второму варианту (a_2) от длины наклонного участка

На практике, снижение перепада давления является положительным моментом, а снижение индекса устойчивости – отрицательным. Ожидаемо, минимальные значения индекса устойчивости имеют место при максимальном наклоне соответствующего участка – вертикальном подъеме (рисунок 4.8), причем имеются заметные расхождения в вариантах реализации подъема (рисунок 4.9). Максимальные значения соответствуют равномерному уклону по всей длине трубопровода. Отметим также, что при малых расходах отличие перепадов давления по вариантам незначительны (менее 1 %, рисунок 4.7) и со снижением расхода уменьшается.

Для рассматриваемого трубопровода с наличием вертикального участка общий индекс устойчивости становится отрицательным при расходах 17,54 и 17,63 кг/с для первого и второго вариантов, соответственно. То есть в первый вариант в отношении устойчивости выглядит предпочтительнее – в нем работа может быть устойчивой при расходах, менее 17,63 кг/с, когда во втором варианте будет иметь место неустойчивость. Следовательно, если наличие вертикальных участков при строительстве трубопроводов неизбежно, лучше их иметь в начале трубопровода. При этом следует иметь в виду, что, учитывая возможность развития неустойчивости в стволе скважины, благоприятные условия для которой необходимы прежде всего на устье [43], и непосредственно вблизи устья скважины наличие таких участков следует избегать. Таким образом, наиболее рационально иметь крутые восходящие потоки не в конце и не в начале (близ устья) трубопроводов, а в их средней части.

4.4 Влияние местных сопротивлений

Для исследования был выбран трубопровод с характеристиками, которые могут считаться типовыми для Мутновского месторождения: давление в начальной точке 7,5 бар, энтальпия смеси 1200 кДж/кг, шероховатость труб 0,2 мм, диаметр трубопровода 0,4 м, массовый расход скважины 40 кг/с.

Протяженность трубопровода 1000 м с равномерным увеличением высотных отметок и общим перепадом высот 100 м. Параметры трубопровода были выбраны на основе усредненных характеристик трубопроводов пароводяной смеси на Мутновском месторождении за исключением высотной характеристики. Учитывая, что для горизонтальных и нисходящих потоков проблема устойчивости не столь актуальна, для более наглядного примера был выбран трубопровод с восходящим потоком и перепадом высот, близким к максимально имеющему место на Мутновском месторождении.

При расчетах трубопровод был разбит на 4 равных участка по 250 м с перепадом высот по 25 м. Суммарный коэффициент местных сопротивлений был принят равным 10. Рассматривалось 4 варианта, с размещением всех местных сопротивлений на первом (от начала) втором, третьем и четвертом участках. Возможность устойчивой работы трубопровода оценивалась по значению суммарного индекса устойчивости. Результаты расчета приведены в таблице 1 и представлены в графическом виде на рисунках 4.10, 4.11, 4.12. Номер графика на рисунке 4.10 соответствует номеру участка расположения местных сопротивлений.

В качестве параметра, характеризующего устойчивость течения, принят индекс, определяемый по (4.1). Положительное значение данного индекса указывает на устойчивость течения, отрицательное – на неустойчивость.

Таблица 4.1 – Расчет параметров трубопровода при различном расположении местных сопротивлений

Вариант	Показатель	Участок 1	Участок 2	Участок 3	Участок 4	Суммарное значение
1	Коэффициент местных сопротивлений	10	0	0	0	10
	Перепад давления, (Δp , бар)	0,898	0,448	0,468	0,494	2,308
	Индекс устойчивости, (a , Па·с/кг)	3540,6	1311,7	1432,2	1581,6	7866,2
2	Коэффициент местных сопротивлений	0	10	0	0	10
	Перепад давления, (Δp , бар)	0,418	0,952	0,469	0,495	2,334
	Индекс устойчивости, (a , Па·с/кг)	1118,7	3829,5	1439,0	1590,2	7977,4
3	Коэффициент местных сопротивлений	0	0	10	0	10
	Перепад давления, (Δp , бар)	0,418	0,431	1,017	0,497	2,362
	Индекс устойчивости, (a , Па·с/кг)	1118,7	1201,7	4176,9	1599,5	8096,8
4	Коэффициент местных сопротивлений	0	0	0	10	10
	Перепад давления, (Δp , бар)	0,418	0,431	0,446	1,098	2,393
	Индекс устойчивости, (a , Па·с/кг)	1118,7	1201,7	1299,6	4605,8	8225,8

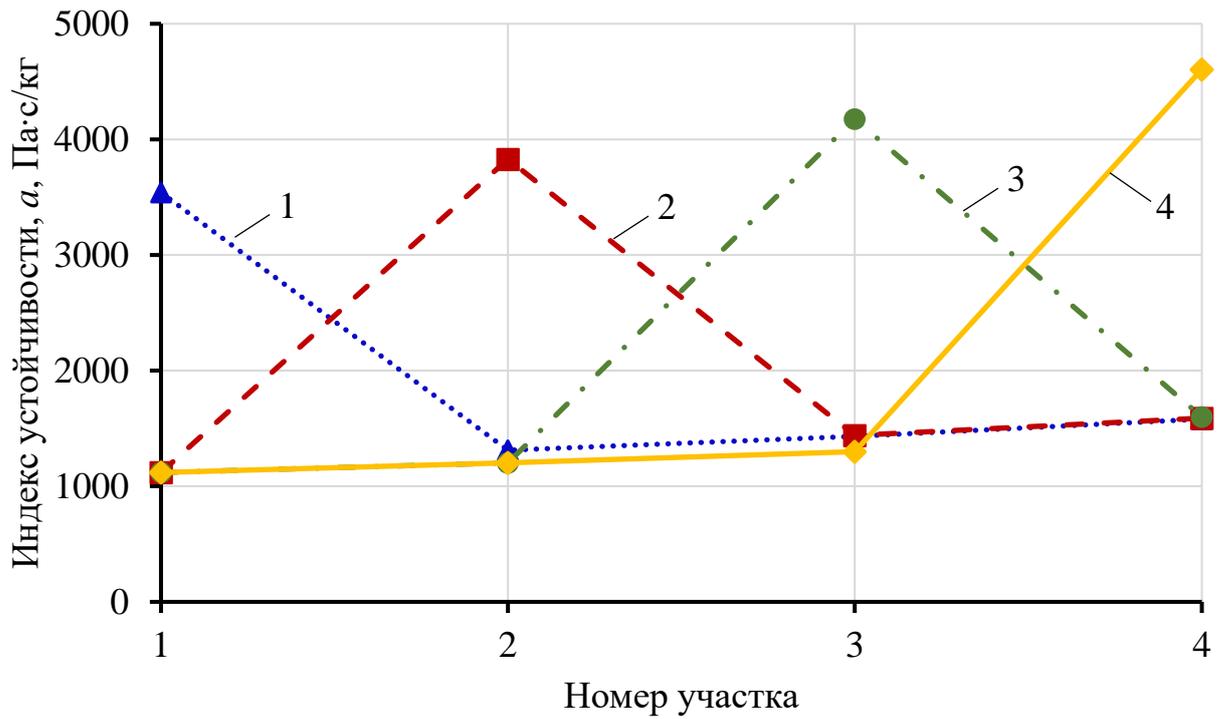


Рисунок 4.10 – Зависимость индекса устойчивости по участкам от места расположения местных сопротивлений

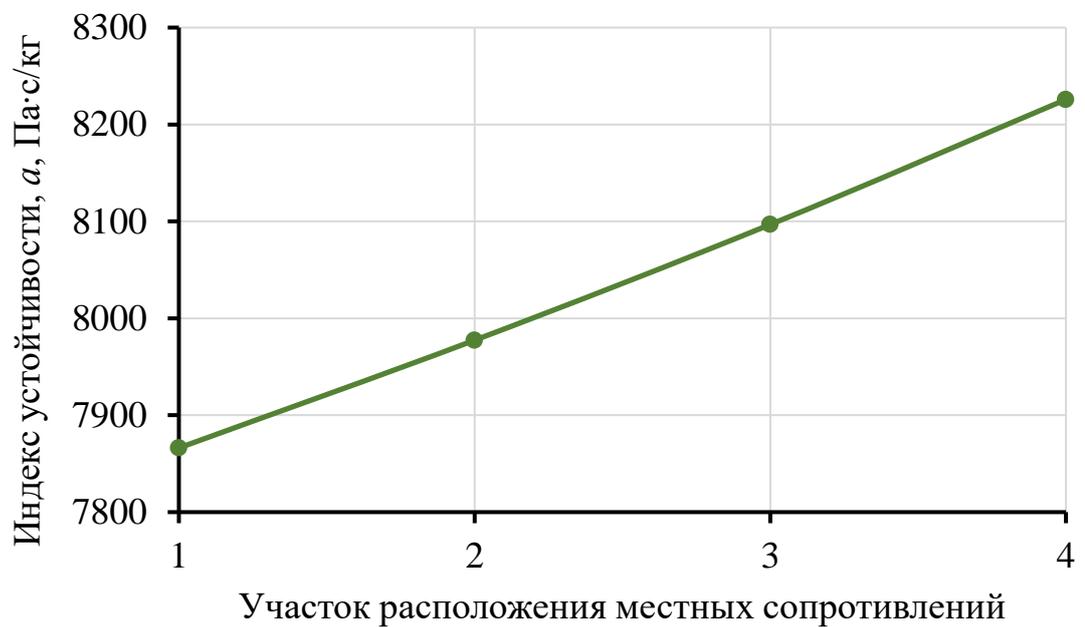


Рисунок 4.11 – Зависимость суммарного индекса устойчивости от места расположения местных сопротивлений



Рисунок 4.12 – Зависимость общего перепада давления от места расположения местных сопротивлений

Было выявлено незначительное (по абсолютным значениям) влияние расположения местных сопротивлений по трассе трубопровода на суммарный индекс устойчивости, при этом, чем ближе к устью скважины сосредоточены местные сопротивления, тем меньше значение индекса. В то же время, максимальная его локальная величина будет именно на участке, где сосредоточены местные сопротивления. При возникновении неустойчивости в скважине, повышенная устойчивость именно на первом участке будет наилучшим образом способствовать подавлению ее развития. Следовательно, учитывая малое влияние места расположения местных сопротивлений на устойчивость течения в трубопроводе в целом, вариант расположения сопротивлений на первом участке для работы системы скважина – трубопровод представляется предпочтительным.

Кроме того, ещё один важный показатель для оценки устойчивой работы системы скважина-трубопровод – перепад давления. Снижение перепада давления в трубопроводе снижает устьевое давление в скважине, что способствует увеличению ее расхода и положительно влияет на устойчивость режима работы как скважины, так и трубопровода. Заметим, что увеличение расхода само по себе

является также положительным фактором. Следовательно, по минимизации перепада давления (рисунок 4.12) для рассмотренного случая подъема смеси вверх по рельефу вариант размещения местных сопротивлений на первом участке выглядит предпочтительным. Очевидно, для случая течения низ по рельефу в части влияния на перепад давления наличие местных сопротивлений на конечном участке будет предпочтительным, поскольку их расположение на начальном участке будет снижать плотность смеси, увеличивая потери на трение, стремящиеся снизить давление по направлению транспортировки, и увеличивать гравитационную составляющую, стремящуюся увеличить давление по направлению транспортировки. Но, как отмечалось, случай течения низ по рельефу в части проявления неустойчивости течения представляет значительно меньший практический интерес.

Заметим также, что расположение местных сопротивлений вблизи устья скважины, т.е. на начальном участке трубопровода, является положительным фактором, способствующим подавлению возможного развития неустойчивости потока в самой скважине [43].

Таким образом, при конструктивной необходимости наличия местных сопротивлений на трубопроводе геотермальной пароводяной смеси и возможности выбора места их расположения целесообразно размещать местные сопротивления на начальном участке трубопровода (вблизи скважины) [32].

4.5 Рекомендации по расчету систем транспортировки пароводяной смеси и их проектированию с учетом обеспечения устойчивой эксплуатации

Основываясь на полученных результатах и предполагая снижение расхода теплоносителя в процессе эксплуатации, в целях обеспечения устойчивости режима работы трубопроводов можно сформулировать следующие практические рекомендации:

1) при строительстве трубопроводов для транспортировки смеси целесообразно избегать наличия участков со значительными углами наклона восходящих потоков;

2) если наличие таких участков неизбежно, и имеется возможность выбрать места их расположения, то лучше размещать их в средней части трубопровода;

3) при гидравлическом расчете трубопровода участки со значительными углами наклона следует рассчитывать отдельно (расчет индекса устойчивости с введением общего, равномерного уклона для всего трубопровода может давать неверные результаты, как показано на рисунке 4.8, где общему уклону соответствует длина наклонного участка 100 м);

4) в случае высокого риска возникновения неустойчивости у устья скважины, например, при низких расходах геотермального флюида, рекомендовано располагать местные сопротивления в начале трассы;

5) для уменьшения перепада давления в трубопроводе, осуществляющем подъем смеси вверх по рельефу, что имело место в рассмотренном примере, рекомендуется также располагать местные сопротивления в начале трассы.

Особо необходимо отметить, что при проектировании трубопроводов, как и ранее с использованием программы MODEL, необходимо осуществлять подбор диаметра труб. Ранее диаметр труб выбирался в соответствии с жестким критерием (3.29), не зависящим от наклона труб (как отмечалось, данный критерий согласуется с теоретическим индексом устойчивости для вертикального восходящего потока). При новом подходе диаметр труб должен обеспечивать положительное значение индекса устойчивости по трубопроводу во всем диапазоне предполагаемых характеристик транспортируемой смеси.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей диссертационной работе научно обоснованы меры по повышению устойчивости режима парлифтной добычи геотермального флюида на основе создания условий, препятствующих развитию неустойчивости течения при двухфазной (пар и вода) транспортировке добытого теплоносителя от скважины к потребителю.

В результате проведенных работ можно выделить следующие основные выводы:

1. Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов указывают на повышение актуальности вопросов, связанных со снижением затрат и рисков при получении геотермальной энергии, в том числе при разработке представляющих наибольший практический и исследовательский интерес высокопотенциальных месторождений с эксплуатацией добычных скважин в режиме парлифта.

2. Подъемная способность парлифта существенно зависит от энтальпии флюида. Например, для типовой скважины Паужетского месторождения охлаждение пластового флюида на 1°C эквивалентно снижению пластового давления на 1 бар. С учетом этого, планируя использование нагнетания для поддержания пластового давления необходимо учитывать риск снижения энтальпии флюида, что может привести к выходу добычных скважин из эксплуатации.

3. Важным аспектом при разработке адекватной, отвечающей современным вызовам математической модели, предназначенной для расчета пароводяного течения в трубопроводах на геотермальных месторождениях, является учет гравитационной составляющей. Ранее в мировой практике при подобных расчетах составляющая перепада давления на гравитацию, определяемая плотностью смеси, зависящей от истинного объемного паросодержания, как правило, не учитывалась.

4. При определении истинного объемного паросодержания в математической модели пароводяного течения в трубопроводах на геотермальных месторождениях целесообразно использовать «модель дрейфа» для восходящих потоков, а для нисходящих потоков – ее модификацию, определяющую скорость не газовой, а жидкой фазы. При этом необходимые коэффициенты в формулах по модифицированной модели можно определять с учетом необходимости равенства результатов расчета по основной и модифицированной модели в случае горизонтального течения.

5. Планируя строительство трубопровода для транспортировки пароводяной смеси на геотермальных месторождениях следует избегать наличия участков восходящих потоков с большим углом наклона, а если наличие таких участков неизбежно, рационально иметь их в средней части трубопровода. При этом для условий, характерных для Мутновского геотермального месторождения, где схема двухфазной транспортировки реализуется как основная, рекомендуется выбирать диаметр труб, обеспечивающий транспортировку смеси со скоростями выше 20,7 м/с.

6. С целью повышения устойчивости режима парлифтной добычи геотермального флюида необходимые для функционирования трубопровода пароводяной смеси местные сопротивления, особенно в случае подъема смеси вверх по рельефу, целесообразно размещать в начале трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александров, А.А. Система уравнений IFPWS-IF 97 для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Ч.1. Основные уравнения / А. А. Александров // Теплоэнергетика. – 1998. – № 9. – С. 69–77.
2. Алишаев, М. Г. Оценки показателей циркуляционной системы добычи геотермальной энергии в случае маломощного пласта / М. Г. Алишаев // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2019. – № 1. – С. 140–158.
3. Алхасов, А. Б. Комплексное использование низкопотенциальных термальных вод Юга России для тепло-, водоснабжения и решения экологических проблем / А. Б. Алхасов, Д. А. Алхасова // Теплоэнергетика. – 2019. – № 5. – С. 82–88.
4. Басманов, О. Л. Термогидрогеомеханическое моделирование вертикальных деформаций земной поверхности при эксплуатации Мутновского геотермального месторождения / О. Л. Басманов, А. В. Кирюхин, М. А. Магуськин [и др.] // Вулканология и сейсмология. – 2016. – № 2. – С. 70–82.
5. Белова, Т. П. Разработка сорбентов для извлечения лития из техногенных растворов геотермальных станций / Т. П. Белова // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – S 57. – С. 347–353.
6. Белова, Т. П. Экспериментальные исследования сорбционного извлечения бора и лития из термальных вод / Т. П. Белова // Вулканология и сейсмология. – 2017. – № 2. – С. 38–44.
7. Богуславский, Э. И. Освоение тепловой энергии недр : монография / Э. И. Богуславский. – Санкт-Петербург : Научное издание, 2020. – 435 с. – ISBN 978-5-6044036-8-6
8. Варламова, Н. Н. Вопросы устойчивой работы системы добычи и транспортировки пароводяной смеси при освоении месторождений парогидротерм / Н. Н. Варламова // Молодые ученые – Хабаровскому краю.

Материалы XXI краевого конкурса молодых ученых и аспирантов. – Хабаровск, 2019. – С. 50–55.

9. Варламова, Н. Н. Исследование влияния наклона трубопровода на гравитационную устойчивость течения двухфазного геотермального флюида / Н. Н. Варламова // Молодые ученые – Хабаровскому краю: материалы XXII краевого конкурса молодых ученых и аспирантов. – Хабаровск, 2020. С. 62–65.

10. Варламова, Н. Н. Исследование влияния угла наклона трубопровода на устойчивость пароводяного течения при освоении геотермальных месторождений / Н. Н. Варламова // Проблемы недропользования. – 2021. – № 1 (28). – С. 57–62.

11. Варламова, Н. Н. Проблемы неустойчивой работы скважины при парлифтной добыче геотермального флюида / Н. Н. Варламова // Проблемы недропользования. – 2019. – № 2 (21). – С. 178–181.

12. Васянович, Ю.А. Оценка предельного пластового давления для парлифтной добычи флюида на Мутновском геотермальном месторождении / Ю. А. Васянович, А. Н. Шулюпин, Н. Н. Варламова // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – S30. – С. 25–32.

13. Горбач, В. А. Проблемы утилизации отработанных геотермальных растворов / В. А. Горбач // Георесурсы. – 2014. – № 3 (58). – С. 44–48.

14. Дрознин, В. А. Физическая модель вулканического процесса / В. А. Дрознин. – Москва : Наука, 1980. – 92 с.

15. Дядькин, Ю. Д. Разработка геотермальных месторождений / Ю. Д. Дядькин. – Москва : Недра, 1989. – 229 с.

16. Илюхин, А. В. АСУТП опытно-промышленной геотермальной станции с циркуляционной схемой отбора тепла на Ханкальском месторождении Чеченской Республики / А. В. Илюхин, М. Ш. Минцаев, М. Р. Исаева [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции: Geoenery. – Грозный, 2015. – С. 233–240.

17. Кирюхин, А. В. Геотермофлюидомеханика гидротермальных, вулканических и углеводородных систем : монография / А. В. Кирюхин. – Санкт-Петербург : Эко-Вектор Ай-Пи, 2020. – 431 с.

18. Кирюхин, А. В. Гидрогеология вулканогенов : монография / А. В. Кирюхин, В. А. Кирюхин, Ю. Ф. Манухин. – Санкт-Петербург : Наука, 2010. – 395 с.

19. Кирюхин, А. В. Геотермальные ресурсы камчатки и ближайшие перспективы их освоения / А. В. Кирюхин, В. М. Сугробов // Вулканология и сейсмология. – 2019. – № 6. – С. 50-65.

20. Колесников, Д. В. Проблемы эксплуатации ГеоЭС Камчатки / Д. В. Колесников, А. Н. Шулюпин, А. А. Любин // Электрические станции. – 2015. – № 4. – С. 16-19.

21. Колесников Д.В. Малозатратные способы восполнения дефицита пара при эксплуатации ГеоЭС / Д.В. Колесников, А.А. Любин, И.И. Чернев, А.Н. Шулюпин // Материалы Международной научно-практической конференции: Geoenery. – Грозный, 2015. – С. 117–121.

22. Константинов, А. В. Методы стимулирования притока флюида к геотермальным скважинам / А. В. Константинов, А. Н. Шулюпин // Маркшейдерия и недропользование. – 2016. – № 5. – С. 8-11.

23. Мамаев, Д. В. Теплоперенос в породах Кошелевской геотермальной системы в естественном состоянии и при перспективном получении геотермальной энергии : специальность 25.00.20 «Геомеханика, разрушение горных пород, рудничная аэрогазодинамика и горная теплофизика» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мамаев Дмитрий Викторович ; Научно-исследовательский геотехнологический центр Дальневосточного отделения Российской академии наук. – Петропавловск-Камчатский. – 2021. – 159 с. – Место защиты: Хабаровский Федеральный исследовательский центр Дальневосточного отделения Российской академии наук.

24. Павлов, К. А. Исследование процессов теплопереноса в породах Авачинской площади в естественном состоянии и при перспективном получении геотермальной энергии : специальность 25.00.20 «Геомеханика, разрушение горных пород, рудничная аэрогазодинамика и горная теплофизика» : диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук / Павлов Кирилл Алексеевич ; Научно-исследовательский геотехнологический центр Дальневосточного отделения Российской академии наук. – Петропавловск-Камчатский. – 2017. – 122 с. – Место защиты: Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук.

25. Пашкевич, Р. И. Термогидродинамическое моделирование Авачинской гидротермальной системы с учетом данных термометрии и космических снимков / Р. И. Пашкевич, Д. В. Мамаев, К. А. Павлов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – S63. – С. 63–78.

26. ПБ 07-599-03. Правила разработки месторождений теплоэнергетических вод: утверждены приказом Госгортехнадзора России от 06.06.03 № 69: дата введения 2003-06-06.

27. Поляков, А. Ю. Анализ условий водного и газового питания Мутновского геотермального резервуара (Камчатка) : специальность 25.00.07 «Гидрогеология» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Поляков Андрей Юрьевич ; Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Вулканологии и сейсмологии Дальневосточного отделения Российской академии наук. – 2018. – 116 с. – Место защиты: Санкт-Петербургский горный университет.

28. Рамазанов, М. М. Математическая модель движения растворов с учётом осмотического эффекта / М. М. Рамазанов, А. В. Каракин, Л. И. Лобковский // Доклады Академии наук. – 2019. – № 489 (1). С. 75–79.

29. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020660438 Российская Федерация. SWIP-S / Шулюпин А. Н., Чермошнцева А. А., Чернев И. И., Варламова Н. Н. ; Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Хабаровский Федеральный исследовательский центр Дальневосточного отделения Российской академии наук обособленное подразделение Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук. – № 2020619195 ; дата поступления 18.08.2020 ; дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 03.09.2020. – 1 с.

30. Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент : справочник / под ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 560 с.

31. Чернев, И. И. Обоснование способов повышения производительности добычных скважин на месторождениях парогидротерм камчатки : специальность 25.00.20 «Геомеханика, разрушение горных пород, рудничная аэрогазодинамика и горная теплофизика» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Чернев Иван Иванович ; Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук. – Хабаровск. – 2017. – 124 с.

32. Шулюпин, А. Н. Влияние геометрии трассы трубопровода на устойчивость пароводяного течения при эксплуатации ГеоЭС / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева, Н. Н. Варламова // Вестник КРАУНЦ. Физико-математические науки. – 2020. – Т. 32. – № 3. – С. 143-153.

33. Шулюпин, А. Н. Вопросы гидравлики пароводяной смеси при освоении геотермальных месторождений : монография / А. Н. Шулюпин. – Владивосток : Дальнаука, 2011. – 262 с. – ISBN 978-5-8044-1248-8

34. Шулюпин, А. Н. Гидравлический расчет транспортировки пароводяного теплоносителя на геотермальных месторождениях : монография / А. Н. Шулюпин. – Петропавловск-Камчатский : КамчатГТУ, 2008. – 93 с.

35. Шулюпин, А. Н. Модель дисперсно-кольцевого потока в геотермальной скважине / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Динамика гетерогенных сред в геотехнологическом производстве. Петропавловск-Камчатский, 1998. – Вып. 3. – С. 23–35.

36. Шулюпин, А. Н. Новые вызовы при освоении месторождений парогидротерм с транспортировкой пароводяной смеси / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева, Н. Н. Варламова // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – № 2. – С. 43–49.

37. Шулюпин, А. Н. Определение истинного объемного паросодержания при гидравлическом расчете трубопроводов пароводяной геотермальной смеси / А. Н. Шулюпин, Н. Н. Варламова // Теплоэнергетика. – 2021. – № 5. – С. 72–77.

38. Шулюпин, А.Н. Пароводяные течения на геотермальных промыслах : монография / А. Н. Шулюпин. – Петропавловск-Камчатский : Камчатский государственный технический университет, 2004. – 149 с.

39. Шулюпин, А. Н. Проблемы и перспективы освоения геотермальных ресурсов Камчатки / А. Н. Шулюпин, И. И. Чернев // Георесурсы. – 2012. – № 1 (43). – С. 19–21.

40. Шулюпин, А. Н. Семейство математических моделей WELL-4 для расчета течений в пароводяных геотермальных скважинах / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошнцева // Математическое моделирование. – 2016. – № 28 (7). – С. 56–64.

41. Шулюпин, А. Н. Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов / А. Н. Шулюпин, Н. Н. Варламова // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 4. – С. 113-122.

42. Шулюпин, А. Н. Способы обеспечения устойчивой работы пароводяных скважин / А. Н. Шулюпин // Георесурсы. – 2019. – № 21 (1). – С. 99–106.

43. Шулюпин, А. Н. Устойчивость режима работы пароводяной скважины : монография / А. Н. Шулюпин. – Хабаровск : Амурпринт, 2018. – 136 с. – ISBN 978-5-905652-23-3

44. Aguiar, A. C. Microseismic Focal Mechanisms and Implications for Changes in Stress During the 2014 Newberry EGS Stimulation / A. C. Aguiar, S. C. Myers // Proceedings of the 44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, 2019. – 6 p.

45. Alimonti, C. Coupling of energy conversion systems and wellbore heat exchanger in a depleted oil well / C. Alimonti, D. Berardi, D. Bocchetti, E. Soldo // Geothermal Energy. – 2016. – № 4 (11). – 17 p.

46. Alimonti, C. Study of geothermal power generation from a very deep oil well with a wellbore heat exchanger / C. Alimonti, E. Soldo // Renewable Energy. – 2016. – V. 86. – P. 292–301.

47. Bertani, R. Geothermal energy: an overview on resources and potential / R. Bertani // Proceedings of the international conference on national development of geothermal energy use. – Slovakia, 2009. – 17 p.
48. Bhagwat, S. M. A flow pattern independent drift flux model based void fraction correlation for a wide range of gas–liquid two phase flow / S. M. Bhagwat, A. J. Ghajar // International Journal of Multiphase Flow. – 2014. – № 59. – P. 186–205.
49. Bhagwat, S. M. Similarities and differences in the flow patterns and void fraction in vertical upward and downward two phase flow / S. M. Bhagwat, A. J. Ghajar // Experimental Thermal and Fluid Science. – 2012. – № 39. P. 213–227.
50. Boure, J. A. Review of two-phase flow instabilities / J. A. Boure, A. E. Bergles, L. S. Tong // Nuclear Engineering and Design. – 1973. – V. 25 (2). – P. 165–192.
51. Bu, X. Geothermal energy production utilizing abandoned oil and gas wells / X. Bu, W. Ma, H. Li // Renewable Energy. – 2012. – V. 41. – P. 80–85.
52. Caulk, R. A. Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production / R. A. Caulk, I. Tomac // Renewable Energy. – 2017. – V. 112. – P. 388–397.
53. Chandrasekharam, D. Desalination of Seawater using Geothermal Energy for Food and Water Security: GCC and Sub-Sahara countries / D Chandrasekharam // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021. – 5 p.
54. Cheik, H. S. Prefeasibility design of single flash in Asal geothermal power plant 2x25 MW, Djibouti / H. S. Cheik, H. A. Ali // Proceedings of the World Geothermal Congress. – Australia, 2015. – № 25030.
55. Chen, Y. Optimal design of 3D borehole seismic arrays for microearthquake monitoring in anisotropic media during stimulations in the EGS collab project / Y. Chen, L. Huang, EGS Collab Team // Geothermics. – 2019. – № 79. – P. 61–66.
56. Cheng, W.-L. An Analysis of Insulation of Abandoned Oil Wells Reused for Geothermal Power Generation / W.-L. Cheng, T.-T. Li, Y.-L. Nian, K. Xie // Energy Procedia. – 2014. – V. 61. – P. 607–610.

57. Cheng, Y. Investigation on Reservoir Stimulation Characteristics in Hot Dry Rock Geothermal Formations of China During Hydraulic Fracturing / Y. Cheng, Y. Zhang, Z. Yu, Z. Hu // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. – 2021. – № 54. – P. 3817–3845

58. Dang, Z. Experimental study on void fraction, pressure drop and flow regime analysis in a large ID piping system / Z. Dang, Z. Yang, X. Yang, M. Ishii // *International Journal of Multiphase Flow*. – 2019. – № 111. – P. 31–41.

59. Delnov, Y. Geothermal power generation in Kamchatka, Russia / Y. Delnov, A. Shulyupin // *Proceedings of the 1996 Annual Meeting of the Geothermal Resources Council*. – Portland, 1996. – V. 20. – P. 733–736.

60. Dini, A. “Geothermal lithium”: a new resource for Italy? / A. Dini, P. Lattanzi, G. Ruggieri, E. Trumphy // *Academia letters*. – 2021. – № 170. – 3 p.

61. DiPippo, R. Geothermal power plants: Evolution and performance assessments / R. DiPippo // *Geothermics*. – 2015. – № 53. – P. 291–307.

62. Garcia-Gutierrez, A. Thermal Efficiency of the Los Humeros Geothermal Field Fluid Transportation Network / A. Garcia-Gutierrez, J. I. Martinez-Estrella, R. Ovando-Castelar [et al.] // *Proceedings of the World Geothermal Congress*. – Australia, 2015. – № 25007.

63. Ghaderi, I. Comprehensive comparison between transmission two-phase flow in one line and two line separately for 50 MWe power plant in Sabalan, Iran / I. Ghaderi // *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*. – Bali, 2010. – № 2501.

64. Ghajar, A. J. Effect of void fraction and two-phase dynamic viscosity models on prediction of hydrostatic and frictional pressure drop in vertical upward gas–liquid two-phase flow / A. J. Ghajar and S. M. Bhagwat // *Heat transfer engineering*. – 2013. – V. 34. – № 13. – P. 1044–1059.

65. Gude, V. G. Geothermal source potential for water desalination – Current status and future perspective / V. G. Gude // *Renewable and sustainable energy reviews*. – 2016. – № 57. – P. – 1038–1065.

66. Guo, Q. Hydrogeochemistry of high-temperature geothermal systems in China: A review / Q. Guo // *Applied Geochemistry*. – 2012. – V. 27. – № 10. – P. 1887–1898.

67. Guo, L.-L. Parameter sensitivity analysis and optimization strategy research of enhanced geothermal system: A case study in Guide Basin, Northwestern China / L.-L. Guo, Y.-B. Zhang, Z.-Ch. Wang // *Renewable Energy*. – 2020. – № 153. – P. 813–831.

68. Holmberg, H. Numerical model for nongrouted borehole heat exchanges, part 2 – Evaluation / H. Holmberg, J. Acuña, E. Næss, O.K. Sønju // *Geothermics*. – 2016. – № 59. – P. 134-144.

69. Horne, R.N. Introduction to the World Geothermal Congress 2015 Technical Program / R.N. Horne // *Proceedings of the World Geothermal Congress*. – Melbourne, Australia, 2015. – 00000. – 15 p.

70. Hou, J. Development and utilization of geothermal energy in China: Current practices and future strategies / J. Hou, M. Cao, P. Liu // *Renewable Energy*. – 2018. – V. 125. – P. 401–412.

71. Hutterer, G. W. Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report / G. W. Hutterer // *Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1*. – Reykjavik, Iceland, 2021. – 17 p.

72. Iry, S. Transient numerical simulation of the coaxial borehole heat exchanger with the different diameters ratio / S. Iry, R. Rafee // *Geothermics*. – 2019. – № 77. – P. 158–165.

73. Kamila, Z. A worldwide review update of reinjection in geothermal fields / Z. Kamila, E. Kaya, S. J. Zarrouk // *Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1*. – Reykjavik, Iceland, 2021. – 18 p.

74. Kiryukhin, A. V. Thermal and permeability structure and recharge conditions of the low temperature Paratunsky geothermal reservoirs in Kamchatka, Russia / A. V. Kiryukhin, L. A. Vorozheikina, P. O. Voronin, P. A. Kiryukhin // *Geothermics*. – 2017. – 70. – P. 47–61.

75. Kiryukhin, A. V. Thermal-permeability structure and recharge conditions of the Mutnovsky high temperature geothermal field (Kamchatka, Russia) / A. V. Kiryukhin, A.Y. Polyakov, O.O. Usacheva, P.A. Kiryukhin // *Journal of Volcanology and Geothermal Research*. – 2018. – V. – 356. P. 36–55.

76. Koochi-Fayegh, S. Long-term study of vertical ground heat exchangers with varying seasonal heat fluxes / S. Koochi-Fayegh, M.A. Rosen // *Geothermics*. – 2018. – № 75. – P. 15–25.

77. Kujawa, T. Utilization of existing deep geological wells for acquisitions of geothermal energy / T. Kujawa, W. Nowak, A. A. Stachel // *Energy*. – 2006. – V. 31. – № 5. – P. 650–664.

78. Lea, J. Silica and Other Minerals Extraction from Geothermal Brine in New Zealand // J. Lea, M. O’Sullivan // *Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1*. – Reykjavik, Iceland, 2021. – 11 p.

79. Ledinegg, M. Instability of flow during natural and forced circulation / M. Ledinegg // *Die Wärme*. – 1938. – № 61 (8). – P. 891–898.

80. Lee, K. C. Ohaaki geothermal steam transmission pipelines / K. C. Lee, D. G. Jenks // *Proceedings of the 11-th New Zealand Geothermal Workshop*. – Auckland, 1989. – P. 25–30.

81. Lous, M. L. Thermal performance of a deep borehole heat exchanger: Insights from a synthetic coupled heat and flow model / M. L. Lous, F. Larroque, A. Dupuy, A. Moignard // *Geothermics*. – 2015. – № 57. – P. 157-172.

82. Lu, J. Coupled THMS Modeling of Fractured Reservoir Stimulation with Application to EGS Collab / J. Lu, A. Ghassemi // *Proceedings of the 44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. – Stanford, 2019. – 13 p.

83. Lund, J. W. Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review / J. W. Lund, A. N. Toth // *Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1*. – Reykjavik, Iceland, 2021. – 39 p.

84. Lund, J.W. The United State of America Country Updade 2010 / J.W. Lund, K. Gawell, T.L. Boyd, D. Jennejohn // *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*. – Bali, Indonesia, 2010. – 0102. – 18 p.

85. Michalski, A. First field application of temperature sensor modules for groundwater flow detection near borehole heat exchanger / A. Michalski, N. Klitzsch // *Geothermal Energy*. – 2019. – № 7:37. – 16 p.

86. Mubarak, M. H. Discharge stimulation of geothermal wells: Overview and analysis / M. H. Mubarak, S. J. Zarrouk // *Geothermics*. – 2017. – № 70. – P. 17–37.

87. Mubarak, M. H. Enthalpy determination and two phase wells discharge evaluation using p&t down hole measurement at Ulubelu field / M. H. Mubarak // *Proceedings of the 13th Indonesia International GEOTHERMAL Convention & Exhibition 2013*. – Jakarta, Indonesia, 2013. – 6 p.

88. Muratov, P. V. Reflux condensation of steam inside a short vertical large diameter tube / P. V. Muratov, R. I. Pashkevich // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2015. – № 91. – P. 494–501.

89. Nayak, A. K. Flow instabilities in boiling two-phase natural circulation systems: A review / A. K. Nayak, P. K. Vijayan // *Science and Technology of Nuclear Installations*. – 2008. – V. 2008. – № 573192. – 15 p.

90. Newson, J. Geothermal Conference Publications: what are we talking about? / J. Newson // *Proceedings of the World Geothermal Congress*. – Melbourne, Australia, 2015. – 00001. – 12 p.

91. Norbeck, J.H. Field observations at the Fenton Hill enhanced geothermal system test site support mixed-mechanism stimulation / J.H. Norbeck, M.W. McClure, R.N. Horne // *Geothermics*. – 2018. – № 74. – P. 135–149.

92. Olasolo, P. Enhanced geothermal systems (EGS): A review / P. Olasolo, M. C. Juárez, M. P. Morales [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – № 56. – P. 133–144.

93. On, M. D. G. Evaluation of hydraulic stimulation-induced permeability enhancement / M. D. G. On, R. P. Andrino // *Proceedings of the World Geothermal Congress*. – Melbourne, Australia, 2015. – 22094. – 8 p.

94. Parisio, F. Modeling fluid reinjection into an Enhanced Geothermal System / F. Parisio and K. Yoshioka // *Geophysical Research Letters*. – 2020. – V. 47. – № 19. – e2020GL089886. – 10 p.

95. Pashkevich, R. I. Film condensation in a large diameter tube with upward steam flow / R. I. Pashkevich, P. V. Muratov // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2015. – № 81. – P. 804–810.

96. Pashkevich, R. I. Thermo-hydrodynamic model of the Koshelev geothermal system, Kamchatka, Russia / R. I. Pashkevich, D. V. Mamaev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – № 367 (012013). – 8 p.

97. Pasikki, R. G. Well stimulation techniques applied at the Salak geothermal field / R. G. Pasikki, F. Libert, K. Yoshioka, R. Leonard // Proceedings of the World Geothermal Congress. – Bali, Indonesia, 2010. – 2274. – 11 p.

98. Rizaldy. Pressure drop in large diameter geothermal two-phase pipelines / Rizaldy, S.J. Zarrouk // Proceedings of the 38th New Zealand Geothermal Workshop. – New Zealand, 2016. – P. 1–5.

99. Ruspini, L. C. Two-phase flow instabilities: a review / L. C. Ruspini, C. P. Marcel, A. Clause // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2014. – V. 71. – P. 521–548.

100. Shulyupin, A. A new program for the hydraulic calculation of steam-water mixture pipelines in geothermal fields / A. Shulyupin, A. Chermoshentseva, N. Varlamova // E3S Web of Conferences, «8th International Scientific Conference "Problems of Complex Development of Georesources", PCDG 2020». – 2020. – № 04004. – 7 p.

101. Shulyupin, A. N. Flow in a geothermal well: model and experiment / A. N. Shulyupin // Volcanology & Seismology. – 1992. – № 13 (4). – P. 426–434.

102. Shulyupin, A. N. Hydraulic calculations for the transport of a steam–water heat carrier at hydrother-mal fields / A. N. Shulyupin // Journal of Volcanology and Seismology. – 2013. – № 7 (3) P. 196–203.

103. Shulyupin, A. N. Numerical study of the stability of the steam-water flow in pipelines of geothermal gathering system / A. N. Shulyupin, A. A. Chermoshentseva, N. N. Varlamova // CEUR Workshop Proceedings (Information Technologies and High-Performance Computing). – 2426. – P. 103–109. – URL: <http://ceur-ws.org/Vol-2426/paper15.pdf> (дата обращения 05.11.2021).

104. Shulyupin, A. N. Some methods for reducing of steam deficit at geothermal power plants exploitation: Experience of Kamchatka (Russia) / A. N. Shulyupin, I. I. Chernev // *Geothermal Energy*. – 2015. – № 3:23. – 11 p.

105. Shulyupin, A. N. Steam-water flow instability in geothermal wells / A. N. Shulyupin // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2017. – V. 105. – P. 290–295.

106. Shulyupin, A. N. Transportation of steam-water mixture during development of steam-water fields / A. N. Shulyupin, N. N. Varlamova // *E3S Web of Conferences*, «VII International Scientific Conference “Problems of Complex Development of Georesources»». – 2018. – № 01008. – 6 p.

107. Siratovich, P. Experimental thermal stimulation of the Rotokawa Andesite / P. Siratovich, J. Cole, M. Heap [et al.] // *Proceedings of the World Geothermal Congress*. – Melbourne, Australia, 2015. – 22044. – 6 p.

108. Siratovich, P. A. Saturated heating and quenching of three crustal rocks and implications for thermal stimulation of permeability in geothermal reservoirs / P.A. Siratovich, M. C. Villeneuve, J. W. Cole [et al.] // *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*. – 2015. – № 80, P. 265–280.

109. Smith, J. H. Collection and transmission of geothermal fluids / J. H. Smith // *Geothermal energy: review of research and development. Earth sciences*. – UNESCO, Paris, 1973. – P. 97–105.

110. Tang, C. C. Effect of void fraction on pressure drop in upward vertical two-phase gas-liquid pipe flow / C. C. Tang, S. Tiwari, A. J. Ghajar // *Journal of engineering for gas turbines and power*. – 2013. – V. 135. – 7 p.

111. Wigly, D. M. Separation plant & pipework design Ohaaki steamfield / D. M. Wigly // *Proceedings of the 11-th New Zealand Geothermal Workshop*. – Auckland, 1989. – P. 19–24.

112. Woldesemayat, M. A. Comparison of void fraction correlations for different flow patterns in horizontal and upward inclined pipes / M. A. Woldesemayat, A. J. Ghajar // *International Journal of Multiphase Flow*. – 2007. – № 33. – P. 347–370.

113. Xu, T. Geologic Setting of the Potential EGS Site at the Gonghe Basin, China: Suitability for Research and Demonstration of Hot Dry Rock Geothermal Energy Development / T. Xu, X. Liang, B. Feng, Zh. Jiang // Proceedings of the 44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, 2019. – 6 p.

114. Xu, Y. Correlations of void fraction for two-phase refrigerant flow in pipes / Y. Xu, X. Fang // Applied Thermal Engineering. – 2014. – № 64. – P. 242–251.

115. Ye, Zh. Failure Behavior of the Poorman Schist and Its Fractures from EGS Collab Stimulation Site / Zh. Ye, A. Vachaparampil, X. Zhou [et al.] // Proceedings of the 44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, 2019. – 11 p.

116. Zhang, C. The high-temperature geothermal resources in the Gonghe-Guide area, northeast Tibetan plateau: A comprehensive review / C. Zhang, R. Huang, S. Qin [et al.] // Geothermics. – 2021. V. 97. – № 102264. – 14 p.

117. Zhang, J. Numerical evaluation of heat extraction for EGS with tree-shaped wells / J. Zhang, J. Xie, X. Liu // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2019. – № 134. – P. 296–310.

118. Zhang, Y. Analysis of HDR resources development potential in North China / Y. Zhang, J. Feng, X. Wu // Proceedings of the 44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, 2019. – 6 p.

119. Zhao, H. D. Geothermal two-phase flow in horizontal pipes / H. D. Zhao, K. C. Lee, D. H. Freeston // Proceedings of the World Geothermal Congress 2000. – Kyushu–Tohoku, 2000. –P. 3349–3353.

120. Zhou, Z. Pumping Rate-Dependent Temperature Difference Effect on Hydraulic Fracturing of the Breakdown Pressure in Hot Dry Rock Geothermal Formations / Z. Zhou, Y. Jin, L. Zhuang [et al.] // Geothermics. – 2021. – V. 96. – № 102175. – 8 p.

УТВЕРЖДАЮ



Директор Филиала
ПАО «Камчатскэнерго»
Возобновляемая энергетика

Любин А.А.

2022 г.

Акт

**о внедрении результатов диссертационной работы
Варламовой Натальи Николаевны по специальности 25.00.20
«Геомеханика, разрушение горных пород, рудничная аэрогазодинамика
и горная теплофизика»**

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы Варламовой Натальи Николаевны «Повышение устойчивости парлифтной добычи флюида с двухфазной транспортировкой на геотермальном месторождении» внедрены в Филиале Публичного акционерного общества «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергетика в части рекомендаций по расчету систем транспортировки пароводяной смеси и их проектированию с учетом обеспечения устойчивой эксплуатации на Мутновском геотермальном месторождении.

Зам. главного инженера
Филиала ПАО «Камчатскэнерго»
Возобновляемая энергетика

Чернев И.И.

УТВЕРЖДАЮ



Директор Филиала
 ПАО «Камчатскэнерго»
 Возобновляемая энергетика

Любин А.А.

2022 г.

Акт

**о внедрении компьютерной программы SWIP-S для гидравлического
 расчета трубопроводов пароводяной смеси**

Настоящим актом подтверждается, что компьютерная программа SWIP-S (авторы: Шулюпин А.Н., Чермошенцева А.А., Чернев И.И., Варламова Н.Н.) внедрена в Филиале Публичного акционерного общества «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергетика для гидравлического расчета трубопроводов пароводяной смеси с учетом обеспечения их устойчивой эксплуатации при разработке Мутновского геотермального месторождения.

Зам. главного инженера Филиала
 ПАО «Камчатскэнерго»
 Возобновляемая энергетика

Чернев И.И.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019612396

WELL-4z

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук (RU)*

Авторы: *Шулюпин Александр Николаевич (RU), Чермошенцева Алла Анатольевна (RU), Варламова Наталья Николаевна (RU)*

Заявка № 2019611255

Дата поступления 12 февраля 2019 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 19 февраля 2019 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Излиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020660438

SWIP-S

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Хабаровский Федеральный исследовательский центр Дальневосточного отделения Российской академии наук обособленное подразделение Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук (ИГД ДВО РАН) (RU)*

Авторы: *Шулюпин Александр Николаевич (RU), Чермошеница Алла Анатольевна (RU), Чернев Иван Иванович (RU), Варламова Наталья Николаевна (RU)*

Заявка № **2020619195**

Дата поступления **18 августа 2020 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **03 сентября 2020 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022619598

SWIP-L

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Хабаровский Федеральный исследовательский центр Дальневосточного отделения Российской академии наук (ХФИЦ ДВО РАН) (RU)*

Авторы: *Шулюпин Александр Николаевич (RU), Чермошеница Алла Анатольевна (RU), Чернев Иван Иванович (RU), Варламова Наталья Николаевна (RU)*

Заявка № 2022614410

Дата поступления 23 марта 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 24 мая 2022 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Ю.С. Зубов