ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ КАМЧАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

pr

Чермошенцева Алла Анатольевна

РАЗВИТИЕ НАУЧНЫХ ОСНОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ДОБЫЧЕ ДВУХФАЗНЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ФЛЮИДОВ

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

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант доктор технических наук Шулюпин Александр Николаевич

Петропавловск-Камчатский – 2024

оглавление

	ВВЕДЕНИЕ	5
1	СОСТОЯНИЕ, СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ, ПЕРСПЕКТИВЫ	
	И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ	15
1.1	Основные современные направления использования геотермаль-	
	ных ресурсов	15
1.2	Проблемы и методы измерения расходных параметров пароводя-	
	ных скважин	29
1.3	Проблемы описания газожидкостных течений при освоении высо-	
	копотенциальных геотермальных месторождений	33
2	ОСНОВЫ ГИДРАВЛИКИ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ ПРИ ОСВОЕ-	
	НИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	38
2.1	Подходы к описанию газожидкостных потоков	38
2.2	Основные параметры газожидкостного потока	41
2.3	Структуры газожидкостных течений	50
2.4	Основные гидродинамические уравнения газожидкостного по-	
	тока	56
3	ОСОБЕННОСТИ ИСТЕЧЕНИЯ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ ПРИ	
	ОСВОЕНИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	61
3.1	Критические пароводяные потоки	61
	3.1.1 Стадии формирования пароводяного критического потока	61
	3.1.2 Математические модели описания критических пароводяных	
	ПОТОКОВ	64
	3.1.3 Сравнение расчетных и экспериментальных данных	71
3.2	Дисперсно-кольцевое течение	75
3.2	Дисперсно-кольцевое течение в горизонтальной трубе 3.2.1 Дисперсно-кольцевое течение в горизонтальной трубе	75 76

3.3	Исследование высокоскоростных потоков на основе модели дис-	
	персно-кольцевого течения	88
3.4	Анализ экспериментальных данных	93
4	МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ТЕЧЕНИЯ В ПАРОВОДЯНЫХ	
	СКВАЖИНАХ	100
4.1	Принципы моделирования течения в пароводяных скважинах	100
4.2	Математическая модель пароводяного течения в скважине WELL	
	и ее совершенствование	112
4.3	Модель WELL-4	121
	4.3.1 Основные уравнения	122
	4.3.2 Учет особенностей структур двухфазного течения	124
	4.3.3 Сравнение расчетных и экспериментальных данных	131
4.4	Модификации модели WELL-4	137
5	УСТОЙЧИВОСТЬ ПАРОВОДЯНОГО ТЕЧЕНИЯ В ДОБЫЧНОЙ	
	СКВАЖИНЕ	147
5.1	Общие представления о неустойчивости режима работы пароводя-	
	ной скважины	147
5.2	Гипотеза Ентова – Дрознина для обоснования неустойчивости ра-	
	боты пароводяной скважины	152
5.3	Механизм возникновения и развития неустойчивости	158
5.4	Зависимость результатов опробования скважин от условий тече-	
	ния вниз по потоку от устья	165
5.5	Метастабильное течение в пароводяных скважинах	178
6	ТРАНСПОРТИРОВКА ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ	185
6.1	Особенности гидравлического расчета транспортировки пароводя-	
	ной смеси на геотермальных месторождениях	185
6.2	Методические основы для гидравлического расчета. Программа	
	MODEL	191
6.3	Новые вызовы при транспортировке пароводяной смеси	200

6.4	Математическая модель SWIP – Steam Water Inclining Pipeline	203	
6.5	Компьютерные программы SWIP-S и SWIP-L для гидравлического		
	расчета трубопроводов пароводяной смеси	213	
6.6	Влияние наклона трубопровода на устойчивость пароводяного те-		
	чения	220	
7	НЕКОТОРЫЕ ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ, СВЯЗАННЫЕ С ТЕП-		
	ЛОФИЗИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНС-		
	ПОРТИРОВКЕ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА ГЕОТЕРМАЛЬ-		
	НЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	230	
7.1	Оценка изменения условий в термоводоносном комплексе Паужет-		
	ского геотермального месторождения	230	
7.2	Оценка возможности определения характеристик питающего пла-		
	ста добычной пароводяной скважины по данным измерений на		
	устье	240	
7.3	Исследование устойчивости работы скважин Паужетского место-		
	рождения	247	
7.4	Оценка максимальных расходов добычных скважин Паужетского		
	месторождения парогидротерм	253	
ЗАК	ЗАКЛЮЧЕНИЕ		
СПІ	ИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	261	
При	Приложение А		
При	Приложение Б		
При	Приложение В		
При	- Приложение Г		
СПІ	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ		

введение

Актуальность работы. Постоянный рост энергопотребления, глобальное истощение традиционных видов топлива, экологические проблемы и многие другие факторы обуславливают возрастающий интерес к альтернативным возобновляемым источникам энергии, к числу которых относятся геотермальные ресурсы. Активно развиваются технологии добычи низкотемпературной геотермальной энергии с использованием тепловых насосов для теплоснабжения жилых и производственных помещений. Термальные воды используются в бальнеологии и являются источником ценных химических компонентов. Неуклонно растут масштабы освоения высокотемпературных геотермальных месторождений для нужд электроэнергетики. При этом геотермальные электростанции имеют ряд преимуществ: относительная экологическая чистота, возобновляемый источник тепла с независимым от условий окружающей среды, времени суток и сезона энергетическим потенциалом, сопоставимая с традиционными тепловыми станциями себестоимость продукции.

Наиболее широким спектром проблем характеризуется освоение месторождений парогидротерм, поставляющих энергоноситель в виде смеси пара и воды. Их разработка, обустройство промысла и эксплуатация выявили проблемы, связанные с двухфазными течениями в добычных скважинах и системах наземной транспортировки добытых флюидов. Сложность процессов динамики газожидкостной смеси, которые в данном случае находятся во взаимосвязи с термодинамическими процессами, часто не позволяет получать простые решения возникающих задач. С помощью математических моделей соответствующих процессов определяются эксплуатационные характеристики скважин и трубопроводов при их строительстве, ремонте и реконструкции, прогнозируется реакция питающих пластов при различных схемах эксплуатации, оценивается жизнеспособность и эффективность проектов.

Актуальность данной работы определяет недостаточная изученность гидрогазодинамических процессов при добыче геотермальных флюидов, что требует развития соответствующих теоретических и научно-методических основ для их описания, разработки конкретных методов и средств для адекватного современным вызовам расчета двухфазного пароводяного течения в добычных скважинах и наземных трубопроводах, а также обоснования рекомендаций по выбору конструктивных параметров трубопроводов, обеспечивающих устойчивую работу системы добычи и транспортировки флюидов на месторождениях парогидротерм.

Работа выполнялась по инициативным проектам РФФИ «Выявление механизмов, обеспечивающих устойчивость пароводяного течения в добычной геотермальной скважине, и определение условий их реализации» (2016–2018 гг., № 16-01-00398 a), «Гравитационная неустойчивость пароводяного течения при освоении геотермальных ресурсов» (2020–2022 гг., № 20-05-00161 а); по госбюджетным темам КамчатГТУ «Математическое моделирование пароводяных течений в элементах оборудования геотермальных промыслов» (2012–2014 гг., № 01201351663), «Исследование и компьютерное моделирование пароводяных течений в условиях геотермальных месторождений» (2015–2017 гг., № АААА-А16-116060810034-8), «Исследование и математическое моделирование физических процессов в условиях геотермальных промыслов» (2018–2021 гг., № АААА-А19-119011790008-5), «Исследование процессов тепломассопереноса на геотермальных месторождениях» (действующий, с 2022 г., № 122013100136-4); по хоздоговорам с ОАО «Геотерм» (в настоящее время Филиал ПАО «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергетика): «Разработка способов повышения эффективности парлифтной добычи теплоносителя. Мутновское месторождение парогидротерм» (2019 г., 2021 г.), «Разработка способов повышения эффективности эксплуатации системы добычи и транспортировки теплоносителя на Мутновском месторождении парогидротерм» (2020 г.), «Разработка научно-технического обоснования по возможности извлечения высокопотенциального теплоносителя из глубинных водоносных горизонтов» (2021-2022 г.).

Цель диссертационной работы заключается в разработке отвечающих современным запросам научных основ описания гидрогазодинамических процессов

в добычных скважинах и системах наземной транспортировки на месторождениях парогидротерм и развитии методической базы их практического применения.

Идея работы заключается в том, что повышение эффективности разработки месторождений парогидротерм требует развития научно-методической базы решения задач гидрогазодинамики пароводяного геотермального флюида с учетом накопленного опыта и выявленных при этом научных проблем, а также новых практических вызовов.

Для реализации идеи и достижения указанной цели решались следующие задачи:

1. Анализ состояния научной базы для расчета гидрогазодинамческих процессов с учетом современного состояния и новых вызовов при освоении месторождений парогидротерм.

2. Разработка научных основ для расчета пароводяного течения в стволе добычной геотермальной скважины и их реализация при создании математических моделей потока в пароводяной скважине, отвечающих современным запросам при освоении месторождений парогидротерм.

3. Выявление факторов, определяющих развитие неустойчивости газожидкостного потока в добычной геотермальной скважине, и оценка их влияния на результаты опробования скважин.

4. Разработка научных основ для расчета пароводяного течения в системе транспортировки добытого флюида и их реализация при создании математической модели пароводяного потока в трубопроводе, отвечающей современным вызовам при освоении месторождений парогидротерм.

5. Использование разработанных научных основ расчета гидрогазодинамических процессов для решения конкретных задач, связанных с двухфазными течениями при освоении отечественных месторождений парогидротерм.

Методы исследований. При выполнении диссертационной работы использовался комплекс методов, включающих анализ отечественной и зарубежной литературы по предмету исследования, экспериментальные исследования пароводяных

потоков на Мутновском и Паужетском месторождениях парогидротерм (Камчатка), теоретическое исследование, математическое и численное моделирование гидро-, газо- и термодинамических процессов в добычных скважинах и системах наземной транспортировки двухфазных геотермальных флюидов, натурные эксперименты для верификации разработанных расчетных моделей.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1. Сравнение результатов расчета по разработанной математической модели течения в добычной скважине на месторождении парогидротерм WELL-4 и доступным ее зарубежным аналогам с опытными данными давлений на глубине работающих скважин Паужетского месторождения показало наименьшее расхождение с опытными данными отечественного продукта. Расхождение по зарубежным аналогам в среднем в 2,5 раза больше.

2. Стабилизирующий эффект дросселирования потока вблизи устья позволяет расширить диапазон наблюдаемых параметров устойчивой работы при опытном определении графика производительности скважины. Часть опытного графика в области высоких устьевых давлений и малых расходах может не соответствовать устойчивой работе при эксплуатации, осуществляемой без указанного эффекта. При использовании дросселирования, как способа стабилизации режима работы скважины, целесообразно избегать возникновения критического режима истечения.

3. Математическая модель, описывающая пароводяное течение в наземных трубопроводах на геотермальных месторождениях с риском возникновения гравитационной неустойчивости потока, должна учитывать гравитационную составляющую градиента давления. Новая модель SWIP для расчета пароводяного течения в трубопроводах хорошо согласуется с компьютерной программой MODEL в типовых условиях Мутновского геотермального месторождения. Для нетиповых условий (значительный наклон трубопровода, низкие скорости потока) предпочтительна новая модель.

4. Основным фактором изменения производительности добычных скважин Паужетского месторождения является снижение давления в термоводоносном комплексе (на 7–13 бар за время эксплуатации), которое сопровождается распространением зоны кипения на питающий коллектор и формированием в термоводоносном комплексе «паровых шапок», создающих опасность геотермальных взрывов.

5. Возможности расчетного определения фильтрационных характеристик питающего пласта пароводяной скважины по данным измерений на устье являются крайне ограниченными и сокращаются с ростом энтальпии теплоносителя и водопроводимости пласта. В частности, для скважин Паужетского и Мутновского месторождений, эксплуатируемых в настоящее время, такой способ неприемлем.

Достоверность научных положений обеспечивается использованием фундаментальных физических законов в качестве исходных предпосылок для теоретического анализа, законов логики применительно к научным выводам, использованием корректно разработанных математических моделей и компьютерных программ, удовлетворительным согласованием расчетных и экспериментальных данных, представленных в достаточном объеме, успешной реализацией выработанных рекомендаций при освоении месторождений парогидротерм.

Научная новизна работы заключается в разработке соответствующего современным требованиям научных основ описания пароводяных течений в добычных скважинах и системах наземной транспортировки на месторождениях парогидротерм; разработке математических моделей пароводяных течений в геотермальных скважинах и наземных трубопроводах, с учетом условий и опыта разработки отечественных месторождений; создании компьютерных программ по реализации разработанных моделей.

Получены следующие научные результаты:

 Установлено, что аномально высокие расходы критического истечения пароводяной смеси с высоким паросодержанием не могут быть описаны в рамках одномерных термодинамически равновесных и неравновесных моделей. Адекват-

ное описание критического истечения пароводяной смеси возможно на основе гипотезы о неоднородности поля скоростей, распределения фаз и давлений в сечении канала при формировании критического потока.

– Разработано семейство математических моделей WELL-4 и на их основе созданы компьютерные программы, позволяющие решать весь спектр задач, связанных с расчетом течений в добычных скважинах при освоении месторождений парогидротерм, включая течения в наклонных скважинах и в областях сопряжения скважины и питающего пласта.

– На основе численного моделирования установлено наличие гравитационной неустойчивости пароводяного течения в добычных скважинах, выявлены особенности ее проявления. На примере скважин А-2 и А-3 Мутновского месторождения доказана теоретически предсказанная зависимость результатов опробования скважин от условий течения вниз по потоку от устья.

– Разработана отвечающая современным требованиям математическая модель SWIP для расчета пароводяного течения в наземных трубопроводах на геотермальных месторождениях и созданы компьютерные программы по ее реализации для коротких и длинных трубопроводов.

– Установлено соответствие теоретически определяемого условия гравитационной неустойчивости течения в вертикальных восходящих потоках эмпирическому критерию, определяющему предельную скорость устойчивого течения, ранее использовавшемуся в компьютерной программе MODEL для расчета трубопроводов (для типовых условий Мутновского месторождения расхождение предельных скоростей составляет 4 %). Выявлены особенности проявления гравитационной неустойчивости в наклонных каналах, включая нисходящие течения.

– Установлено снижение давления в термоводоносном комплексе Паужетского месторождения парогидротерм (на 7–13 бар за время эксплуатации), сопровождающееся распространением зоны кипения на питающий коллектор и формированием в термоводоносном комплексе «паровых шапок», создающих опасность геотермальных взрывов.

– Выяснены возможности расчетного определения фильтрационных характеристик питающего пласта по данным измерений на устье добычных скважин месторождений парогидротерм. Обосновано отсутствие такой возможности для находящихся в эксплуатации скважин Паужетского и Мутновского месторождений.

Научная значимость работы заключается в создании соответствующих современным вызовам научных основ определения параметров гидрогазодинамических процессов в добычных скважинах и системах наземной транспортировки при освоении месторождений парогидротерм; разработке, на новой основе, математических моделей пароводяного течения в добычных скважинах и наземных трубопроводах; решении, с использованием разработанных моделей, ряда практических научных задач.

Практическая значимость работы заключается в создании комплекса компьютерных программ WELL-4 для расчета течений в добычных скважинах, охватывающего весь спектр возможных задач, отвечающих современному уровню технологий разработки месторождений парогидротерм (наклонные скважины, течение в области питающего пласта и т. д.), а также в создании компьютерных программ для расчета наземных трубопроводов пароводяной смеси, расширяющих возможности гидравлических расчетов по диапазону скоростей транспортировки и учету рельефа трассы. Кроме того, решен ряд конкретных задач, в том числе, установлено снижение давления и образование паровых зон в термоводоносном комплексе Паужетского месторождения, обосновано отсутствие возможности определения фильтрационных характеристик питающего пласта по данным испытания скважин на Паужетском и Мутновском месторождениях, разработаны рекомендации по проектированию геометрии трасс трубопроводов пароводов пароводяной смеси.

Реализация работы. Разработанные математические модели были реализованы в соответствующих компьютерных программах, используемых для расчета систем добычи и транспортировки пароводяной смеси. Программы семейства WELL-4 использовались при проектировании реконструкции добычных скважин

Мутновского месторождения. Компьютерная программа MODEL до 2021 г. широко применялась при проектировании и обосновании реконструкции трубопроводов пароводяной смеси на Мутновском и Паужетском месторождениях, позднее ее заменила обладающая более широкими возможностями программа SWIP-L. Разработанные математические модели были использованы для исследовательских задач, в том числе с выходом на практические рекомендации по повышению эффективности добычи и транспортировки флюидов на месторождениях парогидротерм в рамках договоров с недропользователями. Также результаты исследований внедрены в учебный процесс КамчатГТУ.

Личный вклад автора. В диссертационной работе изложены результаты исследований, выполненные непосредственно автором: разработаны адекватные современным запросам научные основы описания пароводяных течений в добычных скважинах и системах наземной транспортировки на месторождениях парогидротерм, созданы соответствующие математические модели и компьютерные программы для расчета. С применением созданных программ проведены исследования и решены практические задачи: выполнены обоснования проектов реконструкции добычных скважин Мутновского месторождения, гидравлический расчет для строительства и обоснования реконструкции трубопроводов пароводяной смеси, исследована устойчивость режима работы добычных скважин на Мутновском и Паужетском месторождениях, изучена возможность определения фильтрационных характеристик питающего пласта по данным измерений параметров на устье добычных скважин и динамика состояния термоводоносного комплекса Паужетского месторождения.

Апробация работы. Результаты исследований докладывались и обсуждались на семинарах кафедры физики КамчатГТУ (г. Петропавловск-Камчатский, 2006 и 2007 гг.), на Научно-методической конференции «Проблемы научно-технического развития Камчатского края (КамчатГТУ, г. Петропавловск-Камчатский, 2008 г.), на Всероссийских научно-практических конференциях «Наука, образование, инновации: пути развития» (КамчатГТУ, г. Петропавловск-Камчатский, 2011– 2018 гг.), на Международной научно-практической конференции «GEOENERGY»

(ГГНТУ, г. Грозный, 2015 г.), на Международной геотермальной конференции «GEOHEAT» (НИГТЦ ДВО РАН, г. Петропавловск-Камчатский, 2017 г.), на Международных научных конференциях «Проблемы комплексного освоения георесурсов» (ИГД ДВО РАН, г. Хабаровск, 2018, 2020 и 2023 гг.), на Национальной (Всероссийской) научно-практической конференции «Природные ресурсы, их современное состояние, охрана, промысловое и техническое использование» (КамчатГТУ, г. Петропавловск-Камчатский, 2019 г.), на Международной научно-практической конференции «Информационные технологии и высокопроизводительные вычисления» (ВЦ ДВО РАН, г. Хабаровск, 2019 г.), на семинарах лаборатории геотехнологии и горной теплофизики ИГД ДВО РАН (г. Хабаровск, 2022 и 2023 гг.), на семинаре в Вычислительном центре ДВО РАН (г. Хабаровск, 2022 г.), на Всемирном геотермальном конгрессе (г. Пекин, Китай, 2023 г.), на семинаре лаборатории тепломассопереноса Института вулканологии и сейсмологии ДВО РАН (г. Петропавловск-Камчатский, 2023 г.), на расширенном заседании Научно-технического Совета ПАО «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергетика (г. Петропавловск-Камчатский, 2023 г.), на расширенном заседании кафедры физики и высшей математики КамчатГТУ (г. Петропавловск-Камчатский, 2023 г.). Получена первая премия в Международном конкурсе научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отраслей 2021 г.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 70 печатных работ, в том числе 37 в научных изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией при Министерстве науки и высшего образования РФ, из которых 11 работ в научных изданиях, индексируемых в базах Scopus и Web of Science, 8 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ и две монографии.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, семи глав, заключения, списка литературы (316 источников), приложений (4), 64 иллюстраций, 18 таблиц, общий объем 311 страниц.

Автор выражает глубокую признательность д.т.н. Шулюпину Александру Николаевичу за многолетнее сотрудничество и всестороннюю поддержку, включая

консультирование в процессе подготовки настоящей диссертационной работы. За содействие в организации и проведении экспериментальных исследований, в практическом внедрении полученных результатов автор благодарит к.т.н. Чернева И.И., Любина А.А.; за сотрудничество к.т.н. Варламову Н.Н., Константинова А.В.; за ценные советы чл.-корр. РАН, д.ф.-м.н. Смагина С.И., д.г.-м.н. Кирюхина А.В., д.ф.-м.н. Намма Р.В., д.ф.-м.н. Паровика Р.И., д.т.н. Пашкевича Р.И.

1 СОСТОЯНИЕ, СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ, ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

1.1 Основные современные направления использования геотермальных ресурсов

Современное общество использует огромное количество природных ресурсов. Практически все сферы человеческой деятельности связаны с потреблением энергии, основное производство которой приходится на традиционные виды топлива, такие как уголь, нефть, природный газ. Уменьшение запасов и неравномерность распределения этих видов топлива являются одной из причин нарастания кризисных явлений в мировой энергетике и экономике в целом. Необходимость удовлетворения возрастающих потребностей человечества привела к поиску альтернативных источников энергии.

В СТО 17330282.27.010.001-2008 ОАО «ЕЭС России» возобновляемые источники энергии (ВИЭ) определяются как источники, образующиеся на основе постоянно существующих или периодически возникающих естественных природных процессов. Характерной особенностью является их неистощаемость, либо способность восстановить свой потенциал за короткое время. Использование возобновляемых источников энергии позволяет не только улучшить экологию, но и значительно снизить кризисные проявления, а во многих случаях кардинально изменить ситуацию, обеспечив энергетическую безопасность регионов, нерасполагающих ископаемыми топливно-энергетическими ресурсами. В многочисленной специальной литературе и нормативных документах приводятся различные перечни источников, относящиеся к возобновляемым. В основном это солнечная, ветровая, геотермальная энергия, энергия морских волн, приливов и отливов, энергия преобразования биомассы и пр. В настоящий момент развитие возобновляемой энергетики является одним из ведущих мировых трендов. По данным [304] в 2019 году 26,8 % мирового энергопотребления было удовлетворено из ВИЭ. В [262] отмечаются высокие темпы роста за последние 20 лет. Так, за период с 1990 по 2000 гг. прирост составлял в среднем 1,7 % в год, с 2000 г. – 3,2 % [57], а за 2020 г. – более 6 % [221].

Борьба с загрязнениями окружающей среды повышает интерес к использованию ВИЭ. Одна из важнейших причин быстрого вовлечения возобновляемых источников – это экологичность [55, 57, 75, 284]. Уменьшение выбросов парниковых газов положительно влияет на сдерживание роста среднемировой температуры, что поддерживает климатическую повестку Парижского соглашения. За малое негативное воздействие на окружающую среду возобновляемая энергетика получила название «зеленая энергетика».

Играет роль и социальный фактор. Так, за период 2017–2019 гг. в США возобновляемая энергия позволила создать больше рабочих мест, чем уголь или нефть. По всему миру в сфере ВИЭ занято около 11 миллионов человек [57], разрабатываются новые инновационные технологии и производства.

Согласно данным [221] в 2020 г. суммарная установленная мощность электростанций на основе возобновляемых источников составляла в мире 2799094 МВт, в России – 54274 МВт (менее чем 2 % от мирового значения). Причем две трети из этого приходятся на гидроэнергетику, а одна треть – на все остальные типы источников [6]. Практически во всех регионах России существуют один или два типа ВИЭ, коммерческая эксплуатация которых может быть оправдана, но настоящее время используется лишь незначительная доля огромных запасов [6, 11].

По данным [83] к началу 2022 года установленная мощность электростанций Единой энергетической системы России составляла 246,6 ГВ. Из них 163,1 ГВт (66,1%) – на тепловых электростанциях, 50 ГВт (20,3%) – на гидравлических, 29,5 ГВт (12%) – на атомных и 4,0 ГВт (1,6%) – на электростанциях, функционирующих за счет возобновляемых источников энергии. К 2023 году установленная мощность генерации на основе ВИЭ в российской энергосистеме увеличилась до

4,4 ГВт и составила 1,8 % [83], не оправдав оптимистичный прогноз в 4,5 %, представленный в [54].

Планы развития ЕЭС России направлены на обеспечение прогнозируемых потребностей и предотвращение дефицитов электрической энергии. Но, в основном, в сфере повышения энергетической эффективности за счет использования ВИЭ акцент делают на поддержке ветровой и солнечной энергетики [54, 77, 83], практически не уделяя внимания одному из перспективных направлений – геотермальной энергетике. Выработка энергии за счет ветра обычно доступна 25–30 % времени, солнца – 10–25 %. Возможность использования геотермальных ресурсов с целью выработки электроэнергии не зависит от условий окружающей среды, времени суток и года [16], что является их важным преимуществом.

Сокращение и удорожание поставок нефти и газа делает использование геотермальной энергии еще более экономически выгодным. Даже несмотря на то, что первоначальные затраты на разработку геотермальных ресурсов высоки (разведка, бурение скважин, строительство трубопроводов и энергоустановок), долгосрочная стоимость невелика по сравнению с ископаемым топливом, особенно если к цене конкурента будут применены штрафные санкции за выбросы углерода. А внедрение технологий разработки геотермальных месторождений с возвратной закачкой отработанного флюида имеет еще и дополнительные экологические преимущества.

История использования глубинного тепла Земли насчитывает тысячелетия. Началом промышленного освоения геотермальных ресурсов можно считать ввод в эксплуатацию в 1904 году первой геотермальной электростанции на месторождении Лардерелло (Larderello) в Италии [187]. Активное освоение геотермальных ресурсов началось во второй половине прошлого века. В 1958 г. введена в эксплуатацию электростанция на геотермальном поле Вайракей (Wairakei) в Новой Зеландии, в 1960 г. – в Калифорнии (США) на месторождении Гейзеры (Geysers).

Энергетический кризис 70-х годов привлек внимание к геотермальным ресурсам как к возможной альтернативе возмещения топливного дефицита и получения экономического эффекта. С 1970 по 1982 гг. установленная мощность геотермальных электрических станций возросла более чем в четыре раза [89]. В 1988 г. в Окленде (Новая Зеландия) была создана Международная геотермальная ассоциация (IGA – International Geothermal Association) для продвижения исследований, разработок и использования геотермальных ресурсов по всему миру. Начиная с 1995 г. IGA регулярно проводит Всемирные Геотермальные конгрессы (WGC – World Geothermal Congress), собирая тысячи участников. Оценивая перспективы развития мировой геотермальной энергетики, на WGC-2000 в Японии отмечалось, что использование тепла Земли станет одним из магистральных направлений в энергетике. И, по оценкам, к концу XXI века доля геотермальной энергии в мировом энергобалансе достигнет 30 % [227].

В настоящее время более 20 стран производят электроэнергию на основе геотермальных ресурсов [207]. Стабильно растет установленная мощность геотермальных электрических станций (ГеоЭС) мира. На рисунке 1.1 представлены данные, согласно работам [168, 169, 207] и планируемые показатели на 2025 г. в соответствии с работой [207].



Рисунок 1.1 – Установленная мощность ГеоЭС мира [168, 169, 207] и планируемые показатели на 2025 г. [207]

Распределение установленной мощности ГеоЭС по странам мира по состоянию на 2020 год (данные работы [207]) представлено на рисунке 1.2. Лидирующее место занимает США с установленной мощностью 3700 МВт (23,2 % от общемирового значения), второе место – Индонезия – 2289 МВт (14,4 %), третье – Филиппины – 1918 МВт (12 %). Россия, обладая огромными запасами геотермальных ресурсов, занимает только 14 место с установленной мощностью 82 МВт, что составляет лишь 0,5 % от общемирового значения. Несмотря на столь незначительные показатели, следует отметить, что наша страна обладает огромным потенциалом и имеет хорошие перспективы развития геотермальной энергетики [6, 18, 30, 93]. По различным оценкам, энергетический потенциал отечественных геотермальных ресурсов в 8–12 раз превышает потенциал всех углеводородных видов топлива [6, 17, 207].



Рисунок 1.2 – Распределение установленной мощности ГеоЭС по странам мира, МВт, (на 2020 г. по данным [207])

В нашей стране активное использование энергии земных недр началось в середине XX-го века. Обладая хорошей ресурсной базой и развитой сферой исследований, в 60-х годах прошлого века СССР занимал ведущие позиции в области освоения геотермальных ресурсов и имел соответствующие масштабные планы по их реализации. Времена застоя и особенно перестройки замедлили процесс освоения геотермальных месторождений, снизив интерес к развитию отрасли и все достигнутые показатели. Большинство предприятий были приватизированы и перестали существовать. Восстановление производственных мощностей началось в конце 90-х. Последующие энергетические и финансовые кризисы, очевидная ограниченность традиционных видов топлива, экологические проблемы потребовали обращения к возобновляемой энергетике, в том числе и геотермальным ресурсам, связанный с восстановлением утраченных позиций как по объемам вовлечения геотермальных ресурсов в экономику, так и по развитию высокотехнологичных производств, направленных в том числе на их комплексное использование.

Проблемами использования геотермальных ресурсов в нашей стране занимается более 50 научных организаций Российской академии наук и ряда министерств [6], работает несколько научных школ, среди которых ведущими являются Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН, Институт горного дела ДВО РАН, Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики Объединенного института высоких температур РАН, Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Научно-исследовательский геотехнологический центр ДВО РАН и др.

Значительный вклад в освоение геотермальных ресурсов внесли такие советские и российские ученые как В.В. Аверьев, А.Б. Алхасов, Х.И. Амирханов, В.И. Белоусов, Э.И. Богуславский, В.А. Бутузов, Г.П. Васильев, А.А. Гавронский, Г.М. Гайдаров, С.А. Джамалов, В.А. Дрознин, Ю.Д. Дядькин, Г.Н. Забарный, О.А. Кремнев, А.В. Кирюхин, Р.И. Пашкевич, Б.И. Пийп, О.А. Поваров, Б.Г. Поляк, В.М. Сугробов, Г.В. Томаров, М.Д. Хуторской, А.Н. Шулюпин и др.

Наиболее перспективными регионами для практического использования геотермальных ресурсов на территории России являются Дальний Восток, Северный

Кавказ, Западная Сибирь, Прибайкалье [17]. Самые крупные и высококачественные геотермальные ресурсы находятся в дальневосточной части страны – на Камчатке и Курильских островах (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 – Карта геотермальных ресурсов России [17]

На Камчатке функционируют три ГеоЭС, вырабатывающие более 90 % отечественной электроэнергии на геотермальных ресурсах. Работу станций обеспечивают Мутновское и Паужетское геотермальные месторождения: Паужетская ГеоЭС (установленная мощность 12 МВт, введена в эксплуатацию в 1966 году), Верхне-Мутновская ГеоЭС (установленная мощность 12 МВт, введена в эксплуатацию в 1999 году) и Мутновская ГеоЭС (установленная мощность 50 МВт, введена в эксплуатацию в 2002 году).

Мутновские станции работают в едином комплексе и обеспечивают совместно до 30 % энергопотребления Центрального энергоузла Камчатки. По оптимистическим оценкам [84] потенциал месторождения позволяет обеспечить электростанции общей мощностью до 300 МВт. Увеличить мощности Мутновской ГеоЭС (рисунок 1.4) можно как за счет строительства новых энергоблоков, так и за счет повышения эффективности действующих объектов. Согласно работам [128, 152] общий ресурсный потенциал региона составляет 700 МВт. По данным работы [87] прогнозные запасы геотермальной энергии месторождений Камчатки в эквиваленте электрической мощности составляют 150·10¹⁸ Дж и могут обеспечить работу ГеоЭС мощностью до 1250 МВт.



Рисунок 1.4 – Мутновская ГеоЭС-1, Камчатка

Принцип работы геотермальной электростанции схож с принципом работы обычной тепловой электростанции, где углеводородное топливо (мазут, уголь, газ), сгорая, нагревает воду до состояния пара, который подается на турбину. В случае ГеоЭС добычные скважины выводят на поверхность высокотемпературный теплоноситель, как правило, в виде смеси воды и пара, требующей сепарации. Пар подается на турбину, а вода подвергается обратной закачке или сливается на рельеф. Существуют также бинарные схемы работы ГеоЭС, когда отсепарированная горячая вода пропускается через теплообменник, нагревая другую рабочую жидкость, имеющую более низкую температуру кипения, пары которой и вращают турбину.

Эксплуатация электростанций на основе геотермальных ресурсов наносит значительно меньший экологический ущерб [6, 152]. Например, по разным источникам, выброс углекислого газа на ГеоЭС оценивается в 45–122 кг на 1 МВт·ч выработанной энергии. Для сравнения для угольных станций этот показатель равен 1000–1050 кг, для мазутных – 840–910 кг, для газовых – 450–470 кг.

Отсутствие транспортных расходов на топливо, возобновляемость ресурсов и относительная экологическая чистота производства позволяют геотермальной энергетике успешно конкурировать с традиционными тепловыми станциями, а в некоторых случаях производить и более дешевую продукцию. По результатам 2022 г. себестоимость электроэнергии, произведенной на камчатских ГеоЭС была в 2,3 раза ниже, чем на обычных ТЭС.

Оценка себестоимости должна учитывать всю совокупность затрат в процессе производства электроэнергии и ее передачи. При этом используются отличающиеся подходы и методики калькуляции. Один из показателей для сравнения затрат при различных способах производства электроэнергии – LCOE (Levelized cost of electricity – выровненная стоимость электроэнергии или показатель средней чистой стоимости выработки электроэнергии за весь период эксплуатации). На рисунке 1.5 представлены значения показателей LCOE (\$/MBt·ч) за 2009–2023 гг. по данным одной из крупнейшей корпорации мира Lazard, занимающейся инвестиционно-банковской деятельностью.

Отмечая очевидную перспективность освоения геотермальных месторождений с целью выработки электроэнергии [18, 28, 93, 143, 265], следует отметить отдельное направление, связанное с потреблением геотермальных ресурсов – их прямое использование. В настоящее время более 80 стран мира используют геотермальные ресурсы как непосредственный источник энергии в тепловых насосах, бальнеологических бассейнах, системах отопления жилых и производственных помещений и пр. [226].

Прямое использование геотермальных ресурсов в мире на начало 2020 года составило 107727 МВт, что на 52,0 % больше, чем в 2015 году [228, 229]. Распре-

деление прямого использования геотермальной энергии по категориям представлено на рисунке 1.6. Примерно 58,8 % приходится на геотермальные тепловые насосы; 18,0 % – для купания и плавания (включая бальнеологию); 16,0 % – для отопления помещений (из которых 91,0 % приходится на централизованное теплоснабжение); 3,5 % – для отопления теплиц; 1,6 % – для промышленного применения; 1,3 % – для аквакультуры; 0,4 % – для сушки сельскохозяйственных культур; 0,2 % – для охлаждения и 0,2 % – для других применений [229].



Рисунок 1.5 – Значения показателей LCOE (\$/МВт·ч) за 2009–2023 гг. по данным компании Lazard

Растущая популярность геотермальных тепловых насосов оказала наиболее значительное влияние на увеличение прямого использования геотермальной энергии. За период 2015–2019 годов в 42 странах было пробурено примерно 2647 скважин как для производства электроэнергии, так и для прямого использования. Эти данные не учитывают неглубокие скважины с тепловыми насосами, количество которых составляет примерно 20000 скважин глубиной до 100 м [229]. Что касается типов скважин, то 43,2 % были пробурены для выработки электроэнергии, 40,5 % – для прямого использования, 8,7 % – в качестве комбинированных теплоэнергетических скважин и 7,6 % – в качестве исследовательских или разведочных скважин.



Рисунок 1.6 – Распределение прямого использования геотермальной энергии по категориям, в процентах по данным [229]

Активно изучаются вопросы использования энергии горячих сухих пород (HDR – Hot Dry Rock) [3, 195, 306, 308, 310, 314]. Развивается актуальное направление по созданию и разработке улучшенных (усовершенствованных) геотермальных систем (EGS – Enhanced Geothermal Systems), позволяющее расширить возможность использования геотермальных ресурсов, улучшить их характеристики и повысить эффективность эксплуатации за счет сочетания гидравлических, химиче-

ских, термических и взрывных методов стимулирования. Создаются международные междисциплинарные коллаборационные исследовательские команды [177, 206, 247, 250, 315].

В последнее время ведущие специализированные издания в области освоения геотермальных ресурсов уделяют большое внимание развитию технологий использования скважинных теплообменников [157, 182, 205, 209, 220, 230, 235]. При этом добыча геотермальной энергии осуществляется без подъема глубинных флюидов на поверхность, а также возможна эффективная работа и в случае их отсутствия [157, 205, 227, 245, 261, 303, 316]. Даже для районов, не имеющих температурных аномалий современные технологии скважинных теплообменников и теплонасосной техники позволяют получать геотермальную энергию для использования в локальных системах теплоснабжения. Использование геотермальных ресурсов с низкой и умеренной температурой в системах прямого нагрева при надлежащих условиях является экономически целесообразным бизнесом и может внести значительный вклад в энергетический баланс региона и страны в целом [6, 11].

Формируясь в контакте с различными по химическому составу горными породами, природный геотермальный теплоноситель накапливает в себе множество ценных компонентов и соединений. Общая минерализация воды высокотемпературных месторождений оценивается несколькими граммами на литр [20, 21, 41, 90]. При этом ее химический состав включает натрий, калий, хлор, бор, бром, литий, магний и многие другие элементы и соединения [24, 36, 71, 173, 206, 259, 308], извлечение которых может дать бо́льший экономический эффект по сравнению с теплоэнергетическим направлением [8, 51, 120].

Разработка технологий извлечения ценных компонентов и соединений из геотермальных флюидов является предметом многих исследований [7, 8, 24, 69, 167, 173, 252]. Фазовый и химический состав теплоносителя, его термодинамические параметры отличаются на разных месторождениях и даже на отдельных скважинах одного месторождения. За год на Мутновском месторождении выводится на поверхность порядка 24 миллионов тонн теплоносителя, содержащего большое количество различных компонентов [152]. Анализ его химического состава выявил наличие более 60 элементов. Приближенные оценки вывода на поверхность различных химических компонентов теплоносителя Мутновского месторождения представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Приближенные оценки вывода на поверхность различных химических компонентов теплоносителя Мутновского месторождения [152]

Химический элемент	Количество, кг/год
Литий	22000
Рубидий	3000
Цезий	2000
Никель	9000
Медь	4000
Цинк	37000
Вольфрам	1400
Бор	296000
Сера	1663000
Алюминий	33000
Серебро	130
Золото	3

Комплексный подход к использованию геотермальных флюидов значительно повышает интерес к геотермальным месторождениям. Но, вместе с тем, наличие в теплоносителе химических элементов и соединений создает и проблемы геотермальному производству: образование отложений, коррозия и пр. Все это может привести к нестабильной добыче, снижению производительности и нарушению целостности элементов оборудования (рисунок 1.7). Изучению этих вопросов уделяется большое внимание [71, 158, 160, 266, 292, 308]. Наличие коррозионно-агрессивных примесей существенно влияет на выбор технологической схемы и конструкции энергетического оборудования ГеоЭС, адаптируя его к свойствам теплоносителя конкретного месторождения [87].



Рисунок 1.7 – Отложения кремнезема в паропроводе WS-06 (месторождение Tiwi, Филиппины, 2015 г.) [158]

Перспективы решения мировой энергетической проблемы за счет привлечения геотермальных ресурсов предполагают создание таких мощных объектов как геотермальные электростанции, что напрямую связано с разработкой месторождений теплоэнергетических вод и необходимостью вывода на поверхность глубинных высокотемпературных флюидов, привязанных, как правило, к зонам повышенной вулканической активности.

На современном этапе освоение высокопотенциальных геотермальных месторождений осуществляется в основном на коммерческой основе [6, 44, 93], сокращается доля субсидий различных фондов и программ. Переход к условиям полной окупаемости вынуждает конкурировать геотермальную энергетику на энергетическом рынке. В связи с чем растет актуальность исследований, направленных на повышение экономической эффективности производства. Основная возможность снижения себестоимости продукции заключена в совершенствовании технологий добычи теплоносителя и его транспортировки до места использования [145, 158, 258, 267]. Особую актуальность приобретают вопросы, связанные с повышением эффективности использования уже имеющегося фонда скважин, бурение которых составляет значительную часть затрат при реализации геотермальных проектов. Большое внимание уделяется стимулированию скважин [163, 198, 217, 241, 249, 251, 280, 281].

Необходимость совершенствования геотермальных технологий, требует создания научных основ описания гидрогазодинамических процессов в добычных скважинах и системах наземной транспортировки, удовлетворяющих современным требованиям, а также развития методической базы их практического применения при освоении высокопотенциальных месторождений.

1.2 Проблемы и методы измерения расходных параметров пароводяных скважин

Высокотемпературный теплоноситель, извлекаемый на поверхность на отечественных геотермальных месторождениях, представлен в основном смесью воды и водяного пара. Подсчет запасов месторождения, проектирование его разработки, выбор устьевого оборудования, контроль за разработкой месторождения основывается на качественной и количественной оценке теплоносителя, для чего необходимо знать его расходные параметры. Сложность определения заключается в том, что требуется измерить сразу два независимых параметра, характеризующих пароводяную смесь, например, расходы пара и воды, расход воды и паросодержание, расход и энтальпия смеси и т. д. Применить методы однофазной гидравлики [14, 44, 74] здесь не удается. Для измерения параметров двухфазных потоков используют комбинации различных методов или разрабатывают специальные [4, 12, 45, 58, 70, 126, 214, 305, 309]. На каждом этапе опробования скважин к проводимым измерениям предъявляются различные требования. Условно можно выделить пробные выпуски, опытно-эксплуатационные и мониторинг при эксплуатации.

Основной задачей пробного выпуска является получение графика производительности [86, 110, 121, 124, 242, 290]. График производительности – это основная характеристика скважины, представляющая собой зависимость расхода от устьевого давления. Здесь высоких требований к точности измерений не предъявляют, важнее простота и удобство их проведения. По данным пробного выпуска выбирается оборудование для реализации более точных методов и определяется режим опытного или опытно-эксплуатационного выпуска [110, 126].

Опытно-эксплуатационные выпуски предполагают достаточно длительный период времени работы скважины (до нескольких лет) при устьевом давлении, близком к расчетному давлению при дальнейшей эксплуатации. Их основной целью является подсчет запасов месторождения. На данном этапе уточняются графики производительности и зависимости энтальпии от устьевого давления, что требует повышения точности измерений. Кроме того, длительные выпуски не должны оказывать вредного экологического воздействия. Также важно обеспечить контроль и регулирование расхода скважин для упорядочения характера возмущения [126].

Мониторинговые методы измерения расходных параметров скважин проводятся с целью контроля за системой разработки [72, 73, 158, 239, 312]. Основными требованиями, предъявляемыми к этим методам, являются способность реагировать на незначительные изменения расхода и энтальпии, экономичность при эксплуатации оборудования и экологичность [110, 126].

Отметим методы измерения расходных параметров, получившие наибольшее распространение в практике освоения геотермальных месторождений. Изначально при освоении месторождений парогидротерм, когда скважины характеризовались невысокими расходами, определение расходных параметров проводилось методом калориметрирования [100]. Пароводяной поток смешивался в калориметре с охлаждающей водой до полной конденсацией паровой фазы. По разности массы воды в калориметре после смешивания и до него определялся массовый расход. По разности температур определялась энтальпия смеси. С появлением высокопроизводительных скважин этот метод стал малопригодным, поскольку требовалось большое количество охлаждающей воды и большой объем калориметра. На начальных этапах освоения Мутновского месторождения проводили калориметрирование для представительного объема смеси [165], но сложности, связанные с обоснованием представительности отбираемой пробы, не позволили широко использовать такой подход [126].

Более надежным и точным считается метод сепарации [73, 183]. При реализации данного метода, пароводяная смесь разделяется на воду и пар, определяются расходы и энтальпии каждой фазы отдельно, а затем для смеси в целом. К проблемам использования метода сепарации следует отнести возможность вскипания насыщенной воды при определении расхода [124, 165]. Кроме того, этот метод является дорогостоящим, и его применение экономически оправданно только на стадии эксплуатации месторождения при использовании промысловой схемы с сепарацией на устье.

Для измерения расходных параметров пароводяной смеси используют также метод диафрагмы, метод динамических давлений, трассерный метод др. [124].

Широкое распространение получили методы критического истечения. Измерив давление критического истечения в выходном сечении, можно определить один из неизвестных параметров смеси по формуле, предложенной Р. Джеймсом в результате обобщения опытных данных натурных экспериментов [216]:

$$G = 46300 \frac{D^2 p_{\rm kp}^{0.96}}{h_0^{1.102}},\tag{1.1}$$

где G – массовый расход смеси, кг/с;

D – диаметр трубы, из которой происходит истечение, м;

 $p_{\rm kp}$ – давление критического истечения, Па;

*h*₀ – удельная энтальпия заторможенного потока смеси (сумма удельной энтальпии и удельной кинетической энергии смеси), Дж/кг.

Для определения второго неизвестного параметра используют различные методы. Например, энтальпию смеси можно определить хлоридным методом [124, 232], или по результатам термометрии в скважинах, или по отношению давлений критического истечения и заторможенного потока при использовании сужающих устройств для создания критического потока [126, 213] и пр. Поскольку давление критического истечения определяется в основном расходом паровой фазы, то при использовании любого из методов критического истечения, погрешность в определении расхода пара, являющегося основным технологическим параметром, будет невелика [110, 126].

В работе [213] рекомендуется использовать формулу (1.1) для всех видов насадок, вплоть до диафрагм, однако в [270] показано, что при уменьшении длины насадка наблюдается снижение показателя степени при энтальпии, и в качестве первого приближения применительно к любым коротким каналам рекомендуется формула

$$G = 6000 \frac{D^2 p_{\rm kp}}{h_0}.$$
 (1.2)

В настоящее время универсальной формулы для точных расчетов параметров истечения из каналов любой геометрии нет. В этой связи интерес представляет детальное исследование критического режима истечения пароводяной смеси. А принимая во внимание выявленное экспериментально влияние длины насадки на параметры истечения, необходимо также исследование высокоскоростных пароводяных течений и физических процессов, формирующих критический поток. Разработка адекватной математической модели критического потока и ее использование вместо эмпирических формул (1.1) и (1.2) позволит повысить надежность методов критического истечения. Критические потоки подробно рассмотрены в третьей главе.

1.3 Проблемы описания газожидкостных течений при освоении высокопотенциальных геотермальных месторождений

Изучение вопросов, относящихся к проблемам гидродинамики многофазных систем, являются значимыми для различных отраслей техники. В химической и нефтегазовой промышленности, в атомной энергетике, ракетной технике и других сферах человеческой деятельности многочисленные технологические процессы сопровождаются образованием газожидкостных смесей или непосредственно связаны с их использованием.

В процессе освоения высокопотенциальных геотермальных месторождений актуальность приобрели вопросы, связанные добычей и транспортировкой теплоносителя, представленного пароводяной смесью или водой, вскипающей по мере течения в стволе скважины. При этом сложные процессы динамики газожидкостной смеси, связанные в данном случае с термодинамическими процессами, приводят к необходимости решения масштабных и многогранных задач.

Двухфазное состояние теплоносителя определяет актуальность широкого круга проблем, многие из которых имеют высокую практическую значимость и носят принципиальный характер для конкретных стадий освоения месторождений. Еще на стадии бурения скважин можно столкнуться с двухфазными потоками, если возникает кипение промывочной жидкости [110, 126]. Но основные проблемы, связанные с двухфазным течением, проявляются уже после окончания буровых работ.

Как правило, статический уровень жидкости находится ниже устья скважины, и не всегда забойное давление оказывается достаточным для выдавливания из скважины столба жидкости, изначально находящегося в ней. После удаления этой жидкости, скважина частично или полностью заполняется пароводяной смесью за счет поступления более горячего флюида из водоносных горизонтов. За счет паровой фазы столб флюида в скважине облегчается, уменьшается гидростатическое давление в стволе скважины, что обеспечивает дальнейший приток флюида из подземного резервуара, и скважина может работать на самоизливе. Режим работы скважин при увеличении расхода за счет облегчения флюида в стволе вследствие парообразования называют парлифтным, а сам процесс – «возбуждение скважин» [110, 126]. Вопросы связанные с технологий возбуждения скважин являются весьма сложными и имеют очевидную практическую значимость. Научно-методические основы технологии обеспечения парлифтной добычи и практические рекомендации представлены в [128].

Еще одной ключевой проблемой является необходимость расчета характеристик пароводяных потоков в скважинах. Это позволяет перейти от параметров на устье к параметрам резервуара при подсчете запасов месторождения и, наоборот, от параметров резервуара к параметрам на устье при проектировании разработки месторождения. Скважины представляют собой обычно вертикальные, иногда наклонные горные выработки, часто имеющие телескопическую конструкцию с увеличением диаметра от забоя (нижний конец) до устья (верхний конец). Правильно подобранная конструкция скважины с учетом расходных параметров позволяет обеспечить необходимую поставку теплоносителя с заданными характеристиками.

Существенную помощь здесь оказывает математическое моделирование соответствующих процессов и явлений. Хорошо построенная математическая модель, как правило, более доступна и удобна для исследования, а также позволяет научиться правильно управлять объектом путем апробирования различных вариантов. Например, математические модели течения в скважинах можно использовать для исследования параметров резервуара на стадии разведки месторождений или выбора рациональных режимов эксплуатации подземного резервуара на стадии проектирования разработки.

Получение адекватной расчетной модели пароводяного течения в скважине является сложной задачей, при решении которой приходится использовать эмпирические формулы. Причем решаемая задача должна соответствовать условиям экспериментов, лежащих в основе получения формул, иначе полученные результаты расчета будут сомнительны. К сожалению, проведение экспериментальных исследований в действующих пароводяных скважинах крайне затруднительно и их количество весьма невелико. Следует проявлять осторожность в использовании эмпирических формул при описании течения в скважинах. Количество используемых в модели эмпирических формул, по возможности рекомендуется сократить до минимума, заменяя их разумными допущениями. Вопросы, связанные с минимизацией использования эмпирических формул рассмотрены в [126, 127].

Анализ состояния имеющейся научной базы, существующих методов и подходов к описанию гидро-, газо- и термодинамических процессов в газожидкостных течениях, выявил недостаточную изученность этих процессов при добычи геотермальных флюидов на месторождениях парогидротерм. В связи с чем была поставлена задача разработать отвечающие современным запросам научные основы для расчета пароводяного течения в стволе добычной геотермальной скважины с последующим созданием соответствующих математических моделей потока.

При реализации геотермальных проектов буровые работы составляют значительную часть затрат. Бурение скважины обходится в сотни миллионов рублей. На настоящий момент крайне актуальными являются вопросы, связанные с повышением эффективности использования имеющегося фонда скважин. Один из способов заключается в обеспечении устойчивого режима работы скважины, позволяющего продлить срок ее эксплуатации, а в некоторых случаях перевести некондиционные скважины в разряд эксплуатационных. Для этого необходимо выявление механизма возникновения и развития неустойчивости, разработка методов ее предотвращения, а также определение условий для обеспечения устойчивого режима работы скважины. Поэтому была поставлена задача выявить факторы, определяющие развития неустойчивости пароводяного потока в добычной геотермальной скважине, и оценить их влияние на результаты работы скважин.

К геотермальному промыслу относят оборудование для транспортировки теплоносителя от подземного резервуара до потребителя: добычные и нагнетательные скважины, оборудование для наземной транспортировки флюида и контроля за разработкой месторождения (рисунок 1.8) [110, 126]. В начале освоения месторождений парогидротерм сепарация добытого теплоносителя производилась вблизи устья скважины, пар по трубопроводам поставлялся на станцию, вода

сливалась на рельеф [165]. Введение более строгих экологических требований, внедрение технологий возвратной закачки привели к необходимости транспортировать теплоноситель в виде пароводяной смеси [15, 186, 225, 281, 301]. Возникла необходимость осуществления гидравлического расчета наземных трубопроводов для транспортировки пароводяной смеси [112, 113, 125, 133].



1 – добычная скважина; 2 – оборудование для измерения расходных параметров;
3 – трубопровод для транспорта флюида; 4 – потребитель; 5 – водовод закачки;
6 – нагнетательная скважина; 7 – зона естественной разгрузки (горячие источники или паровые струи); 8 – зона поступления метеорных вод; 9 – непроницаемые породы; 10 – проницаемые породы; 11 – зона теплового питания (конвекция ювенильного флюида или кондуктивный тепловой поток)

Рисунок 1.8 – Условная схема эксплуатации геотермального месторождения,

[110, 126]

Особенность описания наземной транспортировки пароводяных течений заключается в преимущественно горизонтальной ориентации труб, причем трубопроводы могут иметь как восходящие, так и нисходящие участки с различными углами наклона, вплоть до вертикальных. Также следует отметить разнообразные варианты местных сопротивлений. Здесь, кроме внезапных расширений, возможны компенсаторы, клапаны, отводы и пр. Кроме того, возможно наличие
сложных трубопроводов [110, 126]. В этой связи была поставлена задача разработать научные основы для расчета пароводяного течения в системе наземной транспортировки и создать на их основе математическую модель, соответствующую современным требованиям при освоении месторождений парогидротерм. Более разнообразный диапазон условий течения позволяет определить указанную проблему как обобщающую среди проблем двухфазной гидравлики на геотермальных месторождениях [112].

Следует отметить, что газожидкостные течения также наблюдаются в геотермальных резервуарах [39, 40, 41] и в элементах теплоэнергетического оборудования [68, 94]. Рассмотрение этих вопросов не входит в рамки настоящего диссертационного исследования.

Наибольшую убедительность теоретические построения приобретают в результате успешного практического подтверждения. Опыт эксплуатации Паужетского и Мутновского месторождений парогидротерм выявил ряд проблем, требующих обоснованных решений. По этой причине была поставлена еще одна задача: использовать разработанные научные основы определения параметров гидрогазодинамических процессов для решения конкретных задач, возникших в практике освоения отечественных месторождений парогидротерм.

2 ОСНОВЫ ГИДРАВЛИКИ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ ПРИ ОСВОЕНИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1 Подходы к описанию газожидкостных потоков

Для описания природных явлений в современной физике используются два подхода – статистический и феноменологический. Статистический подход основан на изучении внутренней структуры вещества. При этом среда рассматривается как некоторая физическая система, состоящая из большого числа частиц с заданными свойствами и законами взаимодействия. Поведение макроскопического тела определяется путем вероятностного осреднения характеристик движения составляющих его частиц. В феноменологическом подходе к изучению макроскопических тел их микроструктуры не рассматриваются. Исходят из общих законов и принципов, являющихся обобщением множества опытных фактов, описывающих внутренние свойства макрообъектов и закономерности их движения.

Оба подхода обладают как достоинствами, так и недостатками, взаимно дополняя друг друга. Феноменологический подход не вскрывает природы физических процессов, происходящих в макроскопических телах, но позволяет установить связи межу параметрами, характеризующими процесс в целом. При этом необходимо использовать экспериментальные данные, точность которых определяет и точность самого метода, что является недостатком этого подхода. К тому же, проведение эксперимента часто является весьма непростой и дорогостоящей задачей. Статистический метод позволяет получить соотношения без дополнительного проведения эксперимента, но всегда связан с введением некоторых гипотез о свойствах микроскопической структуры среды, что усложняет задачу, при этом не давая результатов, обладающих большой общностью.

Более эффективным для решения прикладных задач, связанных с гидро- газои термодинамическими процессами, является феноменологический подход, что вполне правомерно, поскольку размеры объектов исследования достаточно велики по сравнению с размерами молекул и межмолекулярными расстояниями. Это позволяет ввести гипотезу о сплошности изучаемой среды, когда ее масса считается непрерывно распределенной по рассматриваемому объему, что дает возможность использовать мощный математический аппарат, оперирующий непрерывными функциями. Справедливы будут и законы классической механики и термодинамики.

Для решения задач гидродинамики существуют два метода исследования движения жидкости – метод Лагранжа и метод Эйлера. В методе Лагранжа в качестве объекта наблюдения выделяют определенную контрольную массу движущейся среды, перемещающуюся в пространстве за некоторый промежуток времени. В общем случае ее граница деформируется во времени, и в разные моменты объем может быть разным. Рассматривая совокупность траекторий, описываемых частицами, делают выводы о движении среды в целом. Получаемые при этом уравнения движения сложны и трудно решаемы. По этой причине метод Лагранжа не получил широкого распространения в гидродинамике.

Практически более рациональным является метод Эйлера, когда фиксируется некоторый неподвижный контрольный объем, заполненный движущейся средой и изучается изменение различных параметров во времени, тогда поток в целом может быть представлен векторными полями. Здесь, в отличии от метода Лагранжа, рассматриваются не отдельные движущиеся частицы среды, а отдельные области пространства, через которые проходит множество частиц.

Традиционно в гидродинамике такие области пространства (называемые «контрольный объем», «представительный объем», «элементарный объем») представляют собой минимальное пространственное ограничение, необходимое для включения достаточного числа молекул, позволяющих описать свойства среды. Характерные линейные размеры представительного объема весьма малы, но все же намного больше межмолекулярных расстояний [19, 50]. Для решения задач гидравлики при рассмотрении течения в круглых трубах целесообразно брать представительный объем, ограниченный полным сечением канала.

Для математического описания газожидкостных течений используют основ-

ные уравнения, опирающиеся на фундаментальные законы физики. Уравнение неразрывности отражает закон сохранения массы, уравнение движения – второй закон Ньютона, уравнение энергии – закон сохранения энергии. То есть основу описания составляют законы классической гидромеханики, но уравнения для них более сложны и многочисленны, чем в случае однофазных течений. Наличие двух фаз требует введения не только параметров, характеризующих каждую фазу отдельно, но и параметров, характеризующих смесь в целом.

Формы движения газожидкостных потоков исключительно многообразны. При совместном движении жидкости и газа необходимо учитывать особенности взаимодействия фаз между собой и изменения, вносимые фазовыми переходами. Все это требует введения дополнительных соотношений. На межфазных поверхностях вводят, так называемые условия совместимости, отражающие эффекты взаимодействия фаз.

Существуют два метода получения балансовых уравнений: интегральный и дифференциальный [92]. При использовании интегрального метода представительный объем ограничен полным сечением канала и балансовые уравнения записываются для двухфазной смеси в целом. Возникает необходимость описания межфазного взаимодействия внутри представительного объема, что решается путем принятия различных допущений. При этом получают одномерные уравнения.

В дифференциальном методе балансовые уравнения записывают для представительного объема движущейся среды с характерными размерами намного меньше размеров канала. Геометрия канала учитывается путем введения соответствующих граничных условий и реализуется на этапе решения. Для получения уравнений для полного сечения требуется знание закономерностей распределения параметров по сечению канала, что, как правило, неизвестно. При дифференциальном методе получают трехмерные уравнения, что существенно усложняет математическое описание и последующее численное решение.

2.2 Основные параметры газожидкостного потока

Газожидкостный поток можно характеризовать как фактическими значениями в данной конкретной пространственно-временной точке, так и значениями, осредненными по некоторому правилу [47]. В [76], например, описываются четыре типа осреднения: пространственное осреднение мгновенных значений (по объему или по площади сечения); осреднение по некоторому промежутку времени локальных величин; осреднение локальных мгновенных величин по ансамблю, например, по всем возможным распределениям данной фазы и двойное осреднение – по ансамблю и по пространственным переменным или по времени и по пространству. В [56] отмечается, что поскольку в процессе движения газожидкостная смесь совершает пульсирующие, колебательные движения, что меняет характер потока во времени, все физические величины, определяющие движение газожидкостного потока, приходится осреднять по пространству и времени, причем в гидродинамике несущественно какое осреднение какому предшествует.

Важной характеристикой, дающей количественную оценку фазового состава газожидкостного потока, является газосодержание. По величине газосодержания определяются параметры потока, его структура, выбираются соответствующие расчетные методики. Принимая во внимание неоднозначность используемой терминологии и вкладываемого в них смысла в различных источниках, опишем различные виды газосодержаний, используемые в настоящей диссертационной работе в соответствии с работами [110, 126].

Определим в некотором представительном объеме V текущее объемное газосодержание как долю объема, занятого газовой фазой в некоторый момент времени:

$$\varphi_t = \frac{V_g}{V}, \qquad (2.1)$$

где ϕ_t – текущее объемное газосодержание;

V – представительный объем, м³;

 V_g – объем газовой фазы внутри рассматриваемого объема, м³.

Очевидно, что текущее объемное газосодержание может принимать значения от 0 до 1, т. е. $0 \le \varphi_t \le 1$. Но, поскольку размеры представительного объема весьма малы, скорее всего, он будет заполнен либо газовой фазой ($\varphi_t = 1$), либо жидкой ($\varphi_t = 0$). Шанс, что текущее объемное газосодержание примет значение между нулем и единицей, представляется мало возможным. Для этого выбор представительного объема должен прийтись на межфазную границу. Таким образом, определенное по (2.1) текущее объемное газосодержание не является параметром, характеризующим газожидкостный поток в целом.

Добиться репрезентативности этого параметра можно за счет его осреднения во времени. Если за время t_{cp} через контрольный объем V пройдет достаточное количество структурных элементов жидкой и газовой фазы, то осредненный во времени параметр можно рассматривать как характеристику газожидкостной смеси

$$\varphi = \frac{1}{t_{\rm cp}} \int_{t_{\rm cp}} \varphi_t dt \,, \tag{2.2}$$

где ф – истинное объемное газосодержание;

t – текущее время, с;

 t_{cp} – время осреднения, с.

Полученную при этом характеристику называют истинным объемным газосодержанием, что является общепринятым термином и не означает неистинность других параметров [92].

При фиксированном объеме V, получаем

$$\varphi = \frac{\left\langle V_g \right\rangle}{V},\tag{2.3}$$

где $\langle V_g \rangle$ – осредненный по времени объем газа в представительном объеме V, м³, определяемый по формуле

$$\left\langle V_g \right\rangle = \frac{1}{t_{\rm cp}} \int_{t_{\rm cp}} V_g dt \,. \tag{2.4}$$

Уменьшая представительный объем V до характерного размера, сопоставимого с межмолекулярными расстояниями, а именно, уменьшая линейный размер Vвдоль оси трубы, получим новый элементарный объем, стремящийся относительно начального объема к плоскости *S*. Поэтому истинное объемное газосодержание может быть также определено как осредненная во времени доля рассматриваемого элементарного сечения, занятая газом [110, 126]. При этом в [33, 47] прилагательное «объемное» упускается, и используется термин «истинное газосодержание».

$$\varphi = \frac{\langle S_g \rangle}{S},\tag{2.5}$$

где *S* – элементарная площадь, м²;

 $\langle S_{g} \rangle$ – осредненная по времени площадь элементарной площади, занимаемая газом:

$$\langle S_g \rangle = \frac{1}{t_{\rm cp}} \int_{t_{\rm cp}} (S_g) dt$$
 (2.6)

Рассматривая всю совокупность представительных объемов, далее следует осреднить определяемую характеристику по пространству Ω_{cp} (по объему или по площади сечения)

$$\left\langle \varphi \right\rangle = \frac{\int\limits_{\Omega_{\rm cp}} \int\limits_{t_{\rm cp}} \varphi d\Omega dt}{\Omega_{\rm cp} t_{\rm cp}},\tag{2.7}$$

где $\langle \phi \rangle$ – среднее истинное газосодержание потока, осредненное по области пространства Ω_{cp} за время t_{cp} .

Отметим, что все параметры смеси в скважинах испытывают колебания, и результаты измерений фактически являются уже осредненными как по сечению канала, так и по времени. И поскольку для решения задач практической геотермии, связанных с двухфазными течениями, применяется в основном интегральный метод, то будем рассматривать характеристики газожидкостных потоков для полного сечения канала и использовать осредненные по времени параметры как характеристики действительных физических величин, опуская при записи угловые скобки, указывающие на процедуру осреднения параметров по времени.

Записав элементарную площадку *S* как сумму элементарных площадей, занимаемых фазами, имеем

$$S = S_g + S_l. ag{2.8}$$

Опуская из формулы (2.5), как было условлено, обозначения на осреднение по времени, можно получить

$$S_g = S \cdot \varphi \qquad \qquad S_l = S \cdot (1 - \varphi), \qquad (2.9)$$

откуда

$$\varphi = \left(1 + \frac{S_l}{S_g}\right)^{-1}.$$
(2.10)

Для описания газожидкостных потоков кроме истинного объемного газосодержания, используют объемное расходное газосодержание и массовое расходное газосодержание (степень сухости), которые определяются через соответствующие объемные и массовые расходы. Расход – это количество вещества, проходящее через заданное сечение в единицу времени. Если количество определяется в единицах объема, расход называется объемным, а если в единицах массы, то – массовым. При этом необходимо учитывать, что значения текущих расходов следует определять через соответствующие осредненные во времени расходы (объемные или массовые) [92].

Общий объемный расход представляет собой сумму объемных расходов компонентов

$$Q = Q_g + Q_l, \tag{2.11}$$

где
$$Q, Q_g$$
 и Q_l – объемные расходы смеси, газа и жидкости, м³/с.
Аналогично для массового расхода

$$G = G_g + G_l, \tag{2.12}$$

где *G*, *G*_g и *G*_l – массовые расходы смеси, газа и жидкости, кг/с; Массовые расходы связаны с объемными через соответствующие плотности

$$G = Q \cdot \rho \qquad \qquad G_g = Q_g \cdot \rho_g \qquad \qquad G_l = Q_l \cdot \rho_l, \qquad (2.13)$$

где ρ , ρ_g и ρ_l – плотности смеси, газа и жидкости, кг/м³.

Плотность газожидкостной смеси определяется как отношение массы вещества осредненной по времени в представительном объеме к величине этого объема. Поскольку масса смеси представляет собой сумму масс газовой и жидкой фаз, которые равны произведению соответствующих плотностей и объемов, а суммарный объем равен рассматриваемому объему, то с учетом (2.3) получаем

$$\rho = \rho_g \varphi + \rho_l (1 - \varphi). \tag{2.14}$$

Объемное расходное газосодержание β:

$$\beta = \frac{Q_g}{Q},\tag{2.15}$$

с учетом (2.11)

$$Q_g = Q \cdot \beta \qquad Q_l = Q \cdot (1 - \beta). \qquad (2.16)$$

Аналогично, массовое расходное газосодержание *x*:

$$x = \frac{G_g}{G},\tag{2.17}$$

с учетом (2.12)

$$G_g = G \cdot x$$
 $G_l = G \cdot (1 - x).$ (2.18)

Плотность объемного расхода (приведенная скорость) определяется, как отношение соответствующего объемного расхода к площади сечения:

$$w = \frac{Q}{S} \qquad \qquad w_g = \frac{Q_g}{S} \qquad \qquad w_l = \frac{Q_l}{S}, \qquad (2.19)$$

где *w* – приведенная скорость смеси, м/с.

w_g – приведенная скорость течения газа (рассчитывается по расходу газа без учета наличия жидкости), м/с;

*w*_l – приведенная скорость течения жидкости (рассчитывается по расходу жидкости без учета наличия газа), м/с.

То есть приведенная скорость – это скорость, которую имела бы соответствующая фаза при заполнении всего сечения. Очевидно, что приведенная скорость смеси равна

$$w = w_g + w_l. (2.20)$$

Аналогично, плотности массового расхода определяются, как отношения соответствующих массовых расходов к площади сечения:

$$j = \frac{G}{S} \qquad \qquad j_g = \frac{G_g}{S} \qquad \qquad j_l = \frac{G_l}{S}, \qquad (2.21)$$

где j, j_g и j_l – плотности массового расхода смеси, газа и жидкости, кг/(с·м²), и

$$j = j_{g} + j_{l}.$$
 (2.22)

Приведенные скорости связаны со скоростями фаз через истинное объемное газосодержание

$$w_g = v_g \phi \qquad \qquad w_l = v_l (1 - \phi),$$
(2.23)

где v_g и v_l – скорости газа и жидкости, м/с.

Уже при определении основных концентрационных и кинематических характеристик газожидкостного потока появляются их произведения осредняемые во времени и в пространстве. В общем случае, среднее произведения величин не равно произведению их средних величин, что, впрочем, вполне допустимо в первом приближении [47].

Осреднение часто применяют при моделировании, используя вместо уравнений для мгновенных значений параметров, уравнения для их осредненных величин. Широкое распространение получило осреднение по Рейнольдсу, когда меняющиеся характеристики потока представляют в виде суммы их осредненных по времени частей и флуктуационных составляющих, что затем приводит к появлению дополнительные членов в уравнениях. Осредненные по Рейнольдсу переменные удобно использовать для несжимаемых течений, когда плотность постоянна, а для сжимаемых течений в полученных уравнениях появляется большое количество членов, содержащих пульсации плотности. Тогда применяют осреднение по Фавру, используя, так называемые, среднемассовые значения параметров [59].

Для плотностей массового расхода газовой и жидкой фаз аналогично (2.23) получаем

$$j_g = v_g \rho_g \phi \qquad \qquad j_l = v_l \rho_l (1 - \phi). \tag{2.24}$$

Объемные расходы фаз можно выразить через их скорости используя (2.19) и (2.23)

$$Q_g = v_g \varphi S \qquad \qquad Q_l = v_l (1 - \varphi) S. \qquad (2.25)$$

Аналогично для массовых расходов с учетом (2.21) и (2.24), получим

$$G_g = v_g \rho_g \phi S \qquad \qquad G_l = v_l \rho_l (1 - \phi) S \qquad (2.26)$$

Скорости газовой и жидкой фаз в общем случае различны. Их разность называется скольжением, а отношение – коэффициентом скольжения:

$$v_{\rm or} = v_g - v_i, \qquad (2.27)$$

$$s = \frac{v_g}{v_l},\tag{2.28}$$

где $v_{\rm ot}$ – скольжение, м/с;

s – коэффициент скольжения фаз.

Подставляя в (2.10) формулы (2.18), (2.26) и (2.28), для истинного объемного газосодержания получаем

$$\varphi = \left(1 + s \cdot \frac{(1 - x)}{x} \cdot \frac{\rho_g}{\rho_l}\right)^{-1}.$$
(2.29)

Аналогично для объемного расходного газосодержания из (2.15) можно получить

$$\beta = \left(1 + \frac{(1-x)}{x} \cdot \frac{\rho_g}{\rho_l}\right)^{-1}.$$
(2.30)

Сравнивая формулы (2.29) и (2.30) и учитывая, что в газожидкостных потоках скорость газа обычно выше скорости жидкости, т. е коэффициент скольжения больше единицы (формула (2.28)), получаем, что величина объемного расходного газосодержания обычно больше величины истинного объемного газосодержания.

Для описания газожидкостных потоков на парогидротермальных месторождениях, глубинные флюиды которых представлены либо пароводяной смесью, либо водой, вскипающей по мере течения в стволе скважины, необходимо знать термодинамические параметры, характеризующие энергетический потенциал теплоносителя: давление, температуру, удельные энтальпии и плотности фаз. Поскольку термодинамические параметры пара и воды связаны линией насыщения, достаточно знать лишь один параметр, обычно это давление, а остальные можно определить по соответствующим уравнениям состояния или таблицам [1, 79, 80].

Необходимость измерения давления также обосновывается зависимостью расходных параметров от устьевого давления. Отметим, что устьевое давление и давление, при котором определяются расходные параметры, обычно не совпадают.

Поскольку для сжимаемых сред объемные расходы существенно зависят от давления, для характеристики пароводяной смеси в качестве основных параметров, как правило, используют массовые расходы, а для характеристики качественного состава смеси – массовое расходное паросодержание, определяемое по (2.17). В общем для характеристики потока в скважине целесообразнее использовать расход смеси, а не расходы фаз. При постоянном режиме работы скважины изменение давления может привести к перераспределению массовых расходов фаз за счет дополнительного выделения пара или его конденсации, при этом расход смеси является параметром менее подверженным изменениям.

Удельную энтальпию тоже определяют для смеси

$$h = h_{o} x + h_{i} (1 - x), \qquad (2.31)$$

где h_g и h_l – удельные энтальпии газа и жидкости, Дж/кг.

Тогда можно выразить массовое расходное паросодержание

$$x = \frac{h - h_l}{h_g - h_l}.$$
(2.32)

Здесь необходимо отметить, что на практике обычно определяют и используют удельную энтальпию заторможенного потока, представляющую собой сумму энтальпии движущейся смеси и ее кинетической энергии, отнесенную к единице массы. То есть действительная энтальпия существенно отличается от заторможенной только для высокоскоростных потоков и учитывать данное отличие следует в случае критических и околокритических скоростей. В остальных случаях это отличие несущественно. Так, в [110, 124] отмечено, что общая кинетическая энергия потоков пара и воды после сепаратора составляет не более 0,1 % энтальпии смеси. Изменение расходов фаз в связи с изменением давления не меняет суммарного массового расхода смеси. Изменение энтальпии заторможенного потока может произойти только за счет внешнего теплообмена, который обычно от скважины до измерительного устройства пренебрежимо мал или может быть учтен дополнительно. Следовательно, при отсутствии особых условий массовый расход и удельная энтальпия смеси будут одинаковы и для устьевого давления, и для давления, при котором они определялись.

Таким образом, основными измеряемыми расходными параметрам скважин являются: h_0 – удельная энтальпия заторможенного потока смеси (удельная энтальпия смеси h, определяемая при малой кинетической энергии) и G – массовый расход смеси. Дополнительно определяют: G_g – массовый расход пара, G_l – массовый расход воды и x – массовое расходное паросодержание, определяющее доли расходов фаз. Любые два из указанных параметров позволяют определить остальные три оставшихся. Исключение составляет пара x и h_0 , характеризующая только качественный состав смеси. Дополнительные параметры зависят от давления в измерительном устройстве. При их измерении необходимо определять термодинамические параметры и производить пересчет на устьевое давление, который осуществляется через определение основных параметров.

В динамике газожидкостных потоков вводят еще ряд параметров причем, как уже отмечалось, с различным толкованием одних и тех же терминов. Перечислять их представляется нецелесообразными, поскольку введенных параметров и определений для полноценного описания пароводяных потоков в условиях геотермальных месторождений вполне достаточно.

2.3 Структуры газожидкостных течений

При совместном движении жидкости и газа поверхности раздела текущих сред изменяются в пространстве и во времени. Такая особенность объясняется главным образом различием плотностей фаз и является причиной значительного разнообразия структур газожидкостного течения. В результате проведения экспериментальных исследований было описано большое количество наблюдаемых структур газожидкостных течений, отличающихся формой межфазных поверхностей. До сих пор нет единой классификации структурных форм движения газожидкостных смесей, называемых также режимами течения. Они зависят от скорости движения, количественного соотношения фаз и их физических свойств, поверхности канала и пр. Учитывая неоднозначность использования терминов в различных источниках, выделим основные из них, которые используются для описания пароводяных течений в условиях геотермальных месторождений.

Для вертикальных труб к основным структурам газожидкостных течений следует отнести пузырьковую, снарядную, эмульсионную и дисперсно-кольцевую (рисунок 2.1). В [26, 48, 49, 76, 85, 94, 110, 126] описан процесс смены структур потока по мере увеличения газосодержания. Пузырьковая структура часто встречается в пароводяных потоках, соответствует малому расходу пара и наблюдается сразу после начала вскипания воды (рисунке 2.1, *a*). Доминирующая по объему жидкость является несущей фазой, а распределенная в ней газовая фаза представлена отдельными пузырьками, размеры которых намного меньше диаметра трубы.

С увеличением газосодержания при относительно низких скоростях смеси наблюдается снарядный режим течения (рисунке 2.1, δ). Пузырьки сливаются в снарядные образования. Диаметр снарядов сравним по величине с диаметром канала. Следуют они один за другим, разделенные жидкой прослойкой, которая может содержать незначительное количество более мелких пузырьков. При визуальном наблюдении отмечается правильная почти сферическая форма головной части снарядов. При высоких скоростях смеси может происходить как слияние, так и

дробление пузырьков, в результате возникает структура с хорошо перемешанными фазами – наблюдается эмульсионный режим течения (рисунок 2.1, *в*), иногда называемым также пенным или вспененным [49, 76, 94], характеризующийся крайней неупорядоченностью. При высоких скоростях пузырьковое течение может сразу перейти в эмульсионное, минуя стадию снарядной структуры [48].



а – пузырьковая; *б* – снарядная; *в* – эмульсионная; *г* – дисперсно-кольцевая

Рисунок 2.1 – Структуры газожидкостного течения в вертикальных трубах

При высоких газосодержаниях устанавливается дисперсно-кольцевой режим течения (рисунок 2.1, *г*). Жидкость движется в основном в тонкой пленке на внутренней поверхности трубы, образуя жидкое кольцо. Кроме жидкой пленки структура этого течения содержит ядро, в котором несущей фазой является газ, а жидкость содержится в виде мелких капель, которые срываются с поверхности жидкой пленки и уносятся потоком газа. При отсутствии в ядре капель структуру называют кольцевой. В обогреваемых каналах возможно высушивание пленки, и тогда течение называют дисперсным. Для газожидкостных потоков в горизонтальных трубах также выделяют пузырьковую, снарядную, эмульсионную и дисперсно-кольцевую структуры (рисунок 2.2, *a–г*). При этом следует отметить неравномерность распределения структурных составляющих потока по сечению канала, связанную с действием силы тяжести, что вследствие различия плотностей фаз вызывает смещение более тяжелой жидкой фазы к нижней части канала. С ростом скорости движения смеси степень асимметрии снижается.

При малых скоростях в потоке и значительных объемных концентрациях газовой фазы динамическое воздействие газа на жидкость недостаточно велико для формирования кольцевой пленки, и жидкость концентрируется в нижней части трубы – наблюдается расслоенная структура (рисунок 2.2, *д*). При этом на поверхности жидкости могут возникать поверхностные волны, вызванные движением газовой фазы [76].



а – пузырьковая; *б* – снарядная; *в* – эмульсионная; *г* – дисперсно-кольцевая; *д* – расслоенная

Рисунок 2.2 – Структуры газожидкостного течения в горизонтальных трубах

Принимая во внимание особенности различных режимов течения, при расчете параметров газожидкостного потока для каждого из них требуется использование определенных методов и формул, а значит важно правильно идентифицировать режим течения. В настоящее время механизмы смены структур течения изучены слабо, но разработано множество методов определения границ режимов двухфазных течений.

На практике распространение получили карты режимов течений, представляющие собой графическое обобщение экспериментальных данных. Обычно на плоскости изображают области, относящиеся к различным режимам в зависимости от параметров потока. Разные авторы используют различные комбинации характеристик смеси, используя, как правило, два параметра (размерные или безразмерные). Практическое использование карт режимов требует соответствия условий решаемой задачи условиям экспериментов, лежащих в основе получения применяемых карт. Доказательство такого соответствия является, как правило, непростой задачей, поскольку газожидкостный поток характеризуется большим числом гидродинамических и термодинамических параметров. Кроме того, режимы течения зависят от конструктивных параметров и специфики входных условий, что приводит к огромному количеству возможных комбинаций различных параметров и можно говорить лишь о частичном соответствии имеющихся экспериментов решаемой задаче, а значит и о корректности использования полученных карт.

Более надежными для определения границ режимов являются расчетные рекомендации, построенные на конкретных физических моделях, а не просто являющиеся обобщением экспериментальных данных. В этом случае достоверность результатов, полученных с помощью моделирования, будет определяться не условиями экспериментов, лежащих в основе используемых формул и соотношений, а адекватностью модели исследуемого процесса, что потребует бо́льшего числа используемых для идентификации параметров.

На рисунке 2.3 представлена карта режимов Тейтела и Даклера из [49, 85], рекомендованная для горизонтальных каналов. Для расчетов используется параметр Локкарта – Мартинелли:

53

$$X = \sqrt{\left(\frac{dp}{dz}\right)_l / \left(\frac{dp}{dz}\right)_g}, \qquad (2.33)$$

где $\left(\frac{dp}{dz}\right)_{l}$ – градиент давления в рассматриваемом канале при течении в нем только жидкой фазы с ее действительным расходом, Па/м. $\left(\frac{dp}{dz}\right)_{l}$ – градиент давления в рассматриваемом канале при течении в нем

только газовой фазы с ее действительным расходом, Па/м.



1 - F в зависимости от X; 2 - X = 1,6; 3 - T в зависимости от X

Рисунок 2.3 – Карта режимов течения Тейтела и Даклера для горизонтальных каналов, [49, 85]

На карте отмечены зоны существования режимов течения в зависимости от значений параметра *F*, связанного с числом Фруда и параметра *T*, который представляет собой модификацию числа Фруда и определяется по жидкой фазе:

$$F = \sqrt{\mathrm{Fr}_g} = w_g \sqrt{\frac{\rho_g}{(\rho_l - \rho_g)gD}},$$
(2.34)

$$T = w_l \sqrt{\frac{\rho_l}{(\rho_l - \rho_g)gD}}, \qquad (2.35)$$

где Fr_g – число Фруда газовой фазы;

g – модуль ускорения свободного падения, м/с²;

D – диаметр канала, м.

Представленная карта отражает взаимозависимость трех безразмерных комплексов. Снарядная и эмульсионная структуры объединены в перемежающийся режим, дающий для границы с кольцевым режимом значение параметра Локкарта – Мартинелли X = 1,6, что соответствует кривой 2. Границу волнового (расслоенного) режима определяет кривая 1. При X > 1,6 волновой режим переходит в перемежающийся, при X < 1,6 – в кольцевой. Граница пузырькового и перемежающегося режимов определяется зависимостью T(X) – кривая 3.

Для определения режимов течения используются также различные соотношения и неравенства. Например, критерием перехода к дисперсно-кольцевому течению в вертикальных восходящих потоках в [49] рекомендовано неравенство:

$$Ku = \frac{\rho_g^{1/2} w_g}{\left(\sigma_g \left(\rho_l - \rho_g\right)\right)^{1/4}} \ge 3,1,$$
(2.36)

где Ки – безразмерный комплекс (число Кутателадзе);

σ – коэффициент поверхностного натяжения, Н/м.

Качественное обоснование этого неравенства связано с тем, что капли должны уноситься газом вблизи поверхности пленки, где локальная скорость ниже, чем средняя и для установления кольцевого режима скорость газа должна превышать предельную скорость падения крупных капель (константа 3,1 определена на основе опытных исследований) [49].

Отметим также интересный подход для определения режимов течения с использованием фракталов, представленный в [190].

2.4 Основные гидродинамические уравнения газожидкостного потока

Рассмотрим основные балансовые уравнения, описывающие гидро-, газо- и термодинамические процессы при движении пароводяных потоков в скважинах на геотермальных месторождениях. Формы движения двухфазных потоков значительно разнообразнее чем для однородных сред, а описывающие их законы гораздо сложнее. Проблем добавляют межфазные взаимодействия. В настоящее время не существует универсального метода, позволяющего осуществить точный расчет газожидкостных течений.

Для описания движения и процессов переноса можно записать соответствующие уравнения для каждой фазы отдельно и связать полученные зависимости условиями, характеризующими протекание этих процессов на границе раздела фаз. Другой способ предполагает фазы распределенными одна в другой по определенному закону. При этом во всем рассматриваемом объеме непрерывными считаются либо обе фазы, либо одна из них, тогда другая будет представлена дисперсными включениями внутри первой (несущей) фазы. Уравнения для них записываются для среды в целом, для чего требуется осреднение характеристик фаз потока. В обоих случаях, задаются условия на границе движущейся среды с поверхностью твердого тела, ограничивающего ее.

Выводы основных гидродинамических уравнений для газожидкостных потоков достаточно подробно представлены в работах [27, 38, 47–50, 56, 59, 62, 76, 92, 95]. Исходя из условий каждой рассматриваемой задачи, предпочтение отдается тому или иному методу, что определяет общий вид получаемых уравнений, а принятые для данного конкретного случая допущения влияют на его частный вид.

Рассматривая модель двух квазинепрерывных взаимно проникающих сред, при использовании дифференциального метода уравнение неразрывности (сохранения массы) может быть записано в виде [47]:

$$\frac{\partial \left(\rho_{g} \varphi + \rho_{l} (1 - \varphi)\right)}{\partial t} + div \left(\rho_{g} \varphi \vec{v}_{g} + \rho_{l} (1 - \varphi) \vec{v}_{l}\right) = 0.$$
(2.37)

56

При использовании интегрального метода уравнение (2.37) приводится к одномерному виду. Совмещая ось *z* с осью трубы и опуская обозначения, связанные с осреднением (в данном случае по сечению *S*), получаем [110, 126]

$$\frac{\partial \left(\rho_{g}\phi + \rho_{l}(1-\phi)\right)}{\partial t} + \frac{1}{S} \cdot \frac{\partial \left(S\left(\rho_{g}\phi v_{g} + \rho_{l}(1-\phi)v_{l}\right)\right)}{\partial z} = 0, \qquad (2.38)$$

где *S* – площадь сечения трубы, м².

z – координата, м.

Для канала с постоянной площадью сечения во втором слагаемом уравнения (2.38) можно вынести *S* из-под знака частной производной и сократить. Для стационарных течений первое слагаемое в уравнение (2.38) будет равно нулю, тогда массовый расход смеси, стоящий под знаком дифференциала во втором слагаемом, будет величиной постоянной по длине канала.

При использовании дифференциального метода уравнения движения и энергии записывают в виде [110, 126]:

$$\rho_g \varphi \left(\frac{d\vec{v}_g}{dt}\right)_g + \rho_l \left(1 - \varphi\right) \left(\frac{d\vec{v}_l}{dt}\right)_l + \chi \left(\vec{v}_g - \vec{v}_l\right) = div \left(T_{ij}\right) + \rho \vec{g} , \qquad (2.39)$$

$$\rho_{g} \varphi \left(\frac{dh_{g}}{dt}\right)_{g} + \rho_{l} \left(1 - \varphi\right) \left(\frac{dh_{l}}{dt}\right)_{l} + \chi \left(h_{g} - h_{l}\right) - \left(\varphi \left(\frac{dp}{dt}\right)_{g} + \left(1 - \varphi\right) \left(\frac{dp}{dt}\right)_{l}\right) = Q_{ob}, \quad (2.40)$$

где *Т*_{*ij*} – тензор напряжений в смеси, Па;

 $Q_{\rm ob}$ – общий поток тепла к единице объема, Дж/(м³·с);

χ – скорость фазового перехода, кг/(м³·с), определяемая выражениями

$$\chi = \frac{\partial(\rho_g \varphi)}{\partial t} + div(\rho_g \varphi \bar{v}_g)$$
(2.41)

ИЛИ

$$-\chi = \frac{\partial(\rho_l(1-\varphi))}{\partial t} + div(\rho_l(1-\varphi)\overline{v}_l), \qquad (2.42)$$

которые представляют собой одну из форм записи уравнения неразрывности отдельно для каждой из фаз: (2.41) – газовой, (2.42) – жидкой. Их сумма дает общее уравнение неразрывности для смеси (2.37) [110, 126]. В уравнениях (2.39) и (2.40) присутствуют субстанциональные (полные) производные

$$\frac{d}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} + v_i \frac{\partial}{\partial x_i}, \qquad (2.43)$$

где v_i – проекция вектора скорости в *i*-ом направлении.

Поскольку в выражении через частные производные появляются компоненты вектора скорости, то субстанциональные производные для жидкой $\left(\frac{d}{dt}\right)$ и газовой

 $\left(\frac{d}{dt}\right)_{g}$ фаз будут отличаться. Но получить принципиально разрешимую модель не

удастся пока взаимосвязь касательных напряжений тензора T_{ij} с другими параметрами потока остается неопределенной. То есть требуется корректно сформулировать законы взаимодействия фаз, и детально определить касательные напряжения, что даже для однофазных потоков при возникновении турбулентности является весьма непростой задачей. Поэтому математическая модель, основанная на балансовых уравнениях, полученных дифференциальным методом, может быть реализована лишь в частных упрощенных условиях.

Применение интегрального метода приводит к одномерным уравнениям, а предположения о распределении параметров в потоке позволяют получить разрешимую задачу. Наиболее просто балансовые уравнения получаются в случае предположения о гомогенности потока. Полагая равномерное распределение газосодержаний, скоростей, термодинамических параметров фаз по сечению канала и равенство скоростей фаз, фактически рассматривают однородную среду. Такое предположение является вполне допустимым для условий, когда гидродинамические параметры описываются с достаточной степенью точности осредненными во времени и пространстве величинами, например, для пузырькового течения с развитой турбулентностью [85].

Для режимов течения с явной неравномерностью распределения фаз по сечению такой подход неприемлем. В таких случаях наиболее часто используемой является двухскоростная модель (двухжидкостная модель), учитывающая, что следует из названия, различие скоростей газа и жидкости. Запишем уравнение движения [110, 126]:

$$\rho_{g}\varphi\left(\frac{\partial v_{g}}{\partial t}+v_{g}\frac{\partial v_{g}}{\partial z}\right)+\rho_{l}\left(1-\varphi\right)\left(\frac{\partial v_{l}}{\partial t}+v_{l}\frac{\partial v_{l}}{\partial z}\right)+\chi\left(v_{g}-v_{l}\right)=-\tau_{c}\frac{\Pi}{S}+\rho g_{z}-\frac{\partial p}{dz},\qquad(2.44)$$

где П – периметр сечения канала, м;

 g_z – проекция вектора ускорения свободного падения на ось z, м/с²;

 τ_c – касательное напряжение на стенке канала, Па.

Здесь скорость фазового перехода будет определяться равенствами

$$\chi = \frac{\partial(\rho_s \phi)}{\partial t} + \frac{1}{S} \cdot \frac{\partial(S\rho_s \phi v_s)}{\partial z}, \qquad (2.45)$$

ИЛИ

$$-\chi = \frac{\partial(\rho_{l}(1-\varphi))}{\partial t} + \frac{1}{S} \cdot \frac{\partial(S\rho_{l}(1-\varphi)v_{l})}{\partial z}, \qquad (2.46)$$

Также, как (2.41) и (2.42), формулы (2.45) и (2.46) фактически являются уравнениями неразрывности, записанными отдельно для фаз. Сумма этих уравнений приводит к уравнению неразрывности (2.38).

Уравнение энергии для двухскоростной модели будет иметь вид [110, 126]:

$$\rho_{g} \varphi \left(\frac{\partial h_{g}}{\partial t} + v_{g} \frac{\partial h_{g}}{\partial z} \right) + \rho_{l} \left(1 - \varphi \right) \left(\frac{\partial h_{l}}{\partial t} + v_{l} \frac{\partial h_{l}}{\partial z} \right) + \chi \left(h_{g} - h_{l} \right) + \left(\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial z} \left(\varphi v_{g} + (1 - \varphi) v_{l} \right) \right) = Q_{o6}$$

$$(2.47)$$

Для гомогенной модели, которая является частным случаем двухскоростной, при равенстве скоростей фаз уравнения (2.44) и (2.47) значительно упрощаются.

Для описания режимов течения с выраженной структурой можно применять, так называемый, структурный подход, заключающийся в отдельном анализе динамики характерных элементов потока. Уже отмечалось, что балансовые уравнения можно записывать для каждой фазы отдельно, связав затем их соотношениями, описывающими протекание процессов на границе раздела фаз. Причем для описания различных составляющих потока можно использовать различные методы (интегральный или дифференциальный), сочетая их достоинства [288]. Для этого требуется детальная информация о структуре потока. Например, при рассмотрении снарядного течения (рисунки 2.1, б и 2.2, б) отдельно может быть описана жидкая перемычка между снарядами (возможно с газовыми пузырями), сам газовый снаряд и жидкая пленка, находящаяся на боковой поверхности снаряда [37]. При рассмотрении дисперсно-кольцевого режима (рисунки 2.1, *г* и 2.2, *г*) в качестве таких элементов структуры можно выделить жидкую пленку и дисперсное ядро [110, 126].

Применение структурного подхода приводит к увеличению числа рассматриваемых элементов структуры потока и числа используемых параметров, что значительно усложняет математическую модель и ее реализацию [116]. По этой причине использовать структурный подход следует только в тех случаях, когда это оправдано.

Таким образом, для разработки практических моделей, описывающих гидро-, газо- и термодинамические процессы при движении газожидкостной (пароводяной) смеси на геотермальных месторождениях, достаточной основой являются уравнения, полученные интегральным методом в рамках двухскоростной модели.

3 ОСОБЕННОСТИ ИСТЕЧЕНИЯ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ ПРИ ОСВОЕНИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3.1 Критические пароводяные потоки

3.1.1 Стадии формирования пароводяного критического потока

При истечении сжимаемых сред при снижении противодавления (давление в среде, куда происходит истечение) логично ожидать монотонного роста расхода, однако, экспериментально было установлено, что наступает момент, когда расход, достигнув максимального значения, не увеличивается при снижении противодавления, а остается постоянным. При этом говорят, что формируется критический режим истечения. Критическое истечение характеризуют три практических признака: независимость расхода от противодавления, превышение давления истечения (в выходном сечении) над противодавлением и независимость давления истечения от противодавления.

При истечении однофазных сред все указанные признаки наблюдаются одновременно, а само явление объясняется достижением скорости истекающей жидкости скорости звука [61]. При формирование критического газожидкостного потока отмеченные признаки проявляются последовательно [27, 110, 126]. Учитывая сложности определения самого понятия скорости звука в газожидкостной среде, стараются не отождествлять скорость критического истечения пароводяной смеси со скоростью звука [98, 101], но, тем не менее используют для анализа [136].

Причиной появления интереса к исследованию критических пароводяных течений явились проблемы ядерной энергетики, связанные с прогнозом последствий аварий на АЭС при разгерметизации (разрыве) сосудов, содержащих горячую воду под высоким давлением [68, 210]. Снятие давления вызывает кипение, и на выходе происходит критическое истечение пароводяной смеси. Другое направление исследований критических потоков связано с началом масштабного освоения месторождений парогидротерм. Добычные скважины выводят на поверхность пароводяную смесь с доминирующей по объему паровой фазой и с расходами, обеспечивающими возникновение критических потоков на выходе из скважин или устанавливаемого на устье оборудования.

Для исследования пароводяных течений с параметрами смеси, близкими к потокам в скважинах, в период с 1985 по 1992 гг. на Камчатской ТЭЦ-1 на специально построенном экспериментальном стенде «Камчатскэнерго» было проведено большое количество экспериментов, в том числе и по критическим режимам истечения. Целями исследований было получение экспериментального материала, необходимого для создания методик гидравлического расчета двухфазных потоков в наземных трубопроводах, элементах оборудования геотермальных станций и промыслов, а также испытание нового геотермального оборудования в условиях, близких к реальным. Стенд позволял проводить экспериментальное исследование пароводяных течений в следующих диапазонах параметров: давление от 0,1 до 1,0 МПа, расход пара от 0 до 8 кг/с, расход воды от 0 до 30 кг/с, массовое расходное паросодержание от 0 до 1. Предел допустимой относительной погрешности определения расхода и удельной энтальпии смеси на стенде составлял 3 % [2].

Опыты, проводимые на стенде, подтвердили ранее отмеченную неодновременность проявления признаков критичности истечения газожидкостных сред [27]. При истечении смеси с энтальпией заторможенного потока 2040 кДж/кг из цилиндрического сопла с острой входной кромкой диаметром 0,1 м и длиной 0,1 м, установленного на трубе диаметром 0,3 м были получены зависимости параметров пароводяной смеси от противодавления [110, 126] (рисунок 3.1). Нормирование давления истечения осуществлялось по минимальному давлению истечения. Отметим, что в [33, 94] в схожей ситуации нормирование проводилось по давлению заторможенного потока, но в описываемых экспериментах условие заторможенности потока не обеспечивалось, и для нормирования была взята наиболее подходящая из доступных величин.



 $\overline{p}_{\rm c}$ – давление в выходном сечении, отнесенное к его минимальному значению в опытах; $\overline{p}_{\rm n}$ – противодавление, отнесенное к минимальному давлению в выходном сечении; \overline{G} – массовый расход смеси, отнесенный к его максимальному значению в опытах

Рисунок 3.1 – Зависимость параметров истечения от противодавления (верхний график – массовый расход смеси, нижний – давление истечения)

По мере снижения противодавления в процессе истечения последовательно проявлялись признаки стадий критического истечения. При величине относительного противодавления менее 2 отмечалась независимость массового расхода от противодавления при равенстве последнего и давления истечения, т. е. имела место первая стадия. Затем, при величине относительного противодавления менее 1,5, наблюдалась вторая стадия, когда давление истечения начинает превышать противодавление, но все еще зависит от него. Далее наступала третья стадия полной независимости параметров истечения от противодавления, которая в проведенных опытах, отмечалась при величине относительного противодавления менее 0,8 (при этом давление истечения превышало противодавление более чем на 0,3 бара). Таким образом, наличие стадий при критическом истечении пароводяной смеси подтверждается экспериментами. Признавая существование стадий критического истечения, при наличие текущей стадии в выходном сечении следует учитывать, что предшествующая стадия реализуется в сечении выше по потоку, т. е. говорить о критическом потоке следует не только в выходном сечении. Кроме того, процедуру сравнения расчетных и экспериментальных данных нужно проводить для одной и той же стадии критического истечения.

3.1.2 Математические модели описания критических пароводяных потоков

Для создания адекватной модели критического пароводяного потока требуется выяснение механизма возникновения и развития этого процесса, но в настоящее время общепринятая точка зрения по этому вопросу еще не сложилась. В [110, 126] отмечается, что при критическом потоке достигаются условия полной компенсации градиента давления составляющей на ускорение в связи с изменением плотности жидкости. Учитывая, что последнее также определяется градиентом давления, данное условие характеризуется независимостью решения гидродинамических уравнений от градиента давления. При этом модуль градиента давления может принимать любые значения (включая бесконечность) без изменения параметров потока, а значит, рассматривая течение с модулем градиента давления, устремленным к бесконечности, можно определить условие независимости конкретных параметров потока от градиента давления.

Наличие скачка давления в выходном сечении свидетельствует о разрыве градиента давления. Такое состояние характеризуют как критичность по градиенту давления.

Для описания критического газожидкостного потока в уравнениях (2.37), (2.39) и (2.40) установим одну из координатных осей *n* параллельно градиенту давления, но с противоположным направлением. Учитывая, что $-\frac{\partial p}{\partial n} \rightarrow \infty$, оставляют только устремленные к бесконечности члены и получают соответствующие уравнения неразрывности, движения и энергии [110, 126]:

$$\frac{\partial \left(\rho_{g} \varphi v_{gn} + \rho_{l} (1 - \varphi) v_{ln}\right)}{\partial n} = 0, \qquad (3.1)$$

$$\rho_{g} \varphi v_{gn} \frac{\partial v_{gn}}{\partial n} + \rho_{l} (1 - \varphi) v_{ln} \frac{\partial v_{ln}}{\partial n} + (v_{gn} - v_{ln}) \frac{\partial (\rho_{g} \varphi v_{gn})}{\partial n} = -\frac{\partial p}{\partial n}, \qquad (3.2)$$

$$\rho_{g}\varphi v_{gn}\frac{\partial h_{g}}{\partial n} + \rho_{l}(1-\varphi)v_{ln}\frac{\partial h_{l}}{\partial n} + (h_{g}-h_{l})\frac{\partial(\rho_{g}\varphi v_{gn})}{\partial n} = \frac{\partial p}{\partial n}(\varphi v_{gn} + (1-\varphi)v_{ln}).$$
(3.3)

Главной особенностью критических потоков является невозможность изменить параметры потока снижая давление вниз по потоку. Система уравнений (3.1) – (3.3) применима к течению с разрывом градиента давления (для разрывов производных применяется термин «слабый разрыв» [50], при этом сами функции испытывают скачок). Снижение давления вниз по потоку приведет к формированию и увеличению скачка давления.

Рассмотрим механизм развития критичности по мере снижения противодавления при истечении пароводяной смеси. Критичность пароводяного потока зависит от истинного объемного паросодержания, и в случае неравномерного распределения фаз по сечению или неравномерности профиля скоростей следует ожидать и неравномерного достижения условия критичности в сечении канала. Определяющую роль здесь играет эффект локальной критичности, подробно описанный в [125, 126].

Когда скорости фаз достигают предельных значений, в некоторой локальной области выходного сечения канала устанавливается критический режим истечения. Дальнейшее снижение противодавления приводит к падению давления в выходном сечении, исключая возникшую критическую область, в которой вследствие установления критического режима давление должно остаться неизменным. В результате на границе этой области должен сформироваться скачок давления и должны возникнуть поперечные по отношению к начальному движению локальные потоки массы из области с критичностью в смежные области выходного сечения. При этом область зарождения критичности смещается вверх по потоку, а область критического потока в выходном сечении расширяется.

Первая стадия соответствует доминированию в выходном сечении критического потока. Массовый расход практически не зависит от противодавления, а его снижение приводит к перераспределению массы по сечению и снижению давления в выходном сечении.

Вторую стадию можно связать с нестабильной реализацией условий критического потока во всем выходном сечении. При этом осредненное во времени давление истечения еще реагирует на изменения противодавления, хотя может от него существенно отличаться. Массовый расход также не зависит от противодавления.

Третья стадия характеризуется наличием непрерывного во времени критического потока во всем выходном сечении. Все параметры истечения остаются постоянными при снижении противодавления. Наблюдается предельная степень гомогенизации потока. При этом скорости фаз будут близки, что позволяет для теоретического исследования принять положения об их равенстве, т. е.

$$\vec{v} = \vec{v}_o = \vec{v}_l, \tag{3.4}$$

где \vec{v} – скорость смеси, м/с.

Предположение о близости скоростей фаз в критическом потоке имеет и опытное подтверждение, отмеченное в [85]. Об этом свидетельствуют и данные в работе [117], где представлены результаты сравнения экспериментальных измерений динамического давления в критическом потоке при давлении истечения 2 бара из [214] с расчетами по гомогенной модели и по наиболее распространенным моделям со скольжением (рисунок 3.2). Для расчетов, использовалась модель Муди [98] с вычислением коэффициента скольжения по формуле

$$s = \left(\frac{\rho_l}{\rho_g}\right)^{\frac{1}{2}},\tag{3.55}$$

и модель Фауске с коэффициентом скольжения

$$s = \left(\frac{\rho_l}{\rho_g}\right)^{\frac{1}{3}}.$$
(3.56)



1 – модель Муди; 2 – модель Фауске; 3 – гомогенная модель; 4 – эксперимент



Модели со скольжением дают значительно меньшие значения для динамического давления, демонстрируя, кроме того, некорректную зависимость расчетных динамических давлений от энтальпии смеси.

Принимая условие (3.4), система уравнений (3.1) – (3.3) приводится к виду [110, 126]:

$$\rho \frac{\partial v_n}{\partial n} + v_n \frac{\partial \rho}{\partial n} = 0, \qquad (3.5)$$

$$\rho v_n \frac{\partial v_n}{\partial n} = -\frac{\partial p}{\partial n}, \qquad (3.6)$$

$$\frac{\partial h}{\partial n} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial n}, \qquad (3.7)$$

где *р* – плотность смеси, вычисляема по формуле (2.14);

h – удельная энтальпия смеси, вычисляема по формуле (2.31).

Учитывая, что частные производные определяются только по одной координате, заменим их отношением обыкновенных дифференциалов и, опустив индексы

67

у скорости, получим основные уравнения для описания критического пароводяного потока:

$$d(\rho v) = 0, \tag{3.8}$$

$$\rho v dv = -dp, \tag{3.9}$$

$$\rho dh = dp. \tag{3.10}$$

При реализации системы уравнений (3.8) – (3.10), с учетом формул (2.14), (2.29) и (2.31), было получено аналитическое выражение для критической скорости [125]:

$$v = \left[\varphi \frac{d\rho_g}{dp} + (1 - \varphi) \frac{d\rho_l}{dp} + \varphi^2 \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_l} \right) \cdot \left(\frac{(1 - x)}{x} \cdot \left(\frac{d\rho_g}{dp} - \frac{\rho_g}{\rho_l} \cdot \frac{d\rho_l}{dp} \right) + \frac{\rho_g}{rx^2} \cdot \left(\frac{dh_l}{dp} + \frac{xdr}{dp} - \frac{1}{\rho} \right) \right) \right]^{-0.5}$$
(3.11)

где r – удельная теплота фазового перехода ($r = h_g - h_l$), Дж/кг.

При условии термодинамического равновесия фаз величины $\frac{d\rho_g}{dp}$, $\frac{d\rho_l}{dp}$, $\frac{dh_l}{dp}$, $\frac{dh_l}{dp}$ и $\frac{dr}{dp}$ определяются по уравнениям насыщенного состояния воды и водяного пара [1, 79, 80], тогда полученное выражение (3.11) для критической скорости соответствует гомогенной равновесной модели.

Поскольку при зарождении критического потока, логично ожидать значительно меньшие скорости течения, следует определить минимальные значения скорости по формуле (3.11) во всем диапазоне паросодержаний при условии термодинамического равновесия фаз. В работе [107] исследовалась зависимость скорости критического пароводяного потока от массового расходного паросодержания для гомогенной равновесной модели. На рисунке 3.3 представлены графики для различных давлений (10, 50 и 100 бар). В силу их монотонного возрастания, была детально рассмотрена область малых паросодержаний ($10^{-6} < x < 10^{-5}$). Никаких особенных точек выявлено не было, т. е. при уменьшении паросодержания скорость устойчиво стремится к минимальному значению. То есть минимальная скорость критического потока соответствует скорости течения насыщенной воды.



Рисунок 3.3 – Зависимость скорости критического пароводяного потока (гомогенная равновесная модель) от массового расходного паросодержания

В [125] из (3.11) с учетом (2.29), предполагая $x \to 0$, но $dx \neq 0$, было получено выражение для критической скорости движения насыщенной воды

$$v = \left(\frac{d\rho_l}{dp} + \frac{(\rho_l - \rho_g) \cdot \rho_l}{\rho_g r} \cdot \left(\frac{dh_l}{dp} - \frac{1}{\rho_l}\right)\right)^{-0.5}.$$
(3.12)

На рисунке 3.4 представлен графики зависимости критической скорости движения насыщенной воды от давления, рассчитанный по (3.12). Отметим, что значения минимальных скоростей при возникновении локальной критичности невелики. Так, для давления 10 бар, характерного для систем транспорта геотермального пароводяного теплоносителя, критическая скорость движения насыщенной воды составляет менее 10 м/с, в то время как характерная скорость течения теплоносителя составляет 30–50 м/с.

Для приближенного расчета критической скорости движения насыщенной воды для диапазона давлений от 10 до 100 бар ($10^6) методом наимень-$

ших квадратов была получена линейная функция с коэффициентом аппроксимации 0,9997:

$$v_{l\,\rm kp} = 2,745 + 6,276p \cdot 10^{-6}.\tag{3.13}$$

где *р* – давление, Па.





Таким образом, начало формирования критического потока определяется гидродинамическими условиями, обеспечивающими достижение водой скорости, соответствующей формуле (3.12), что можно рассматривать как нулевую стадию критического течения.

Следует отметить, что данный вывод не накладывает ограничения на скорость движения воды в пароводяном потоке вообще. При наличии факторов, препятствующих кипению воды, ее скорость может быть выше значения, определяемого по формуле (3.12). Таким фактором, например, для капель в ядре дисперснокольцевого потока является поверхностное натяжение. Также «сверхкритические» значения скорости могут наблюдаться при формировании локальных расширяющихся потоков (по типу сопла Лаваля) [110, 126]. Отмеченные факторы не могут обеспечить полную стабильность течения. Поверхностное натяжение не может до бесконечности сдерживать фазовый переход. По мере течения давление несущей фазы снизится до такой величины, когда фазовый переход будет неизбежен. Локальные расширяющиеся потоки сами по себе являются фактором нестабильности. Таким образом, в случае «сверхкритических» значений скорости воды локальная критичность будет оказывать влияние на структуру потока.

3.1.3 Сравнение расчетных и экспериментальных данных

Сравним результаты расчета скорости критического потока по гомогенной равновесной модели с опытными данными, полученными на стенде «Камчатскэнерго» в результате проведения экспериментов по истечению из длинных труб. Для характеристики полученных экспериментальных данных в [110] была оценена возможность использования формулы Р. Джеймса (1.1) из [209], давно и успешно применяемой в практике освоения месторождений парогидротерм [208, 300]. На рисунке 3.5 приведено отношение экспериментальных (стенд «Камчатскэнерго») и рассчитанных по (1.1) расходов в зависимости от энтальпии заторможенного потока.

Близость к единице отношения экспериментальных и расчетных расходов во всем диапазоне энтальпий подтверждает высокую точность формулы (1.1). При этом в диапазоне энтальпий заторможенного потока от 540 до 2800 кДж/кг и давлений критического истечения до 4,4 бар данная формула характеризуется погрешностью не более 3 % [216]. Однако, следует заметить, что в рассматриваемом случае максимальные отклонения были несколько больше указанных 3 %.

Объясняется это, во-первых, тем, что в опытах Р. Джеймса измерения проводились с использованием отбора давления критического истечения с диаметром отверстия 6,4 мм, расположенного на расстоянии 6,4 мм (по центру) вверх по потоку от выходного сечения, а в опытах на стенде «Камчатскэнерго» давление отбиралось ближе к выходному сечению (4 мм), т. е. было несколько меньше. Поэтому расчетное значение плотности массового расхода дало несколько заниженный результат [110]. Во-вторых, в пароводяном потоке присутствуют колебания давления, что привело к колебаниям и стрелки манометра в опытах. Субъективные представления о среднем значении в данном случае способны существенно повлиять на результат измерения. Так, опыт показал, что расхождение данных при снятии давления критического истечения различными наблюдателями может превышать 3 %, что, конечно же, влияет на погрешности расчетного определения массового расхода по формуле (1.1).



1 – диаметр трубы – 50,2 мм; 2 – диаметр трубы – 100,1 м

Рисунок 3.5 – Зависимость отношения экспериментальных и рассчитанных по формуле (1.1) массовых расходов от энтальпии заторможенного потока

На рисунке 3.6 представлены графики зависимости скорости истечения от массового расходного паросодержания. Кривая 1 получена при расчете по формуле (3.11). При получении кривой 2 для характеристики опытных данных использовалась формула (1.1) при условии термодинамического равновесия фаз и отсутствии скольжения.
Также для сравнения были выполнены расчеты по гомогенной метастабильной модели (модель заторможенного потока). Эта модель кроме предположения о равенстве скоростей фаз использует положения о постоянстве плотности воды (т. е. $d\rho_l = 0$) и об отсутствии фазового перехода (т. е. dx = 0). Последнее оправдано для двухфазных двухкомпонентных сред, в которых фазовый переход практически отсутствует, например, для воздухо-водяной смеси.



1 – гомогенная равновесная модель; 2 – эмпирическая формула (1.1); 3 – гомогенная метастабильная модель



Учитывая отмеченные положения, для гомогенной метастабильной модели из (3.11) было получено выражение для скорости истечения [110, 126]:

$$v = \frac{\sqrt{x}}{\varphi} \cdot \sqrt{\frac{dp}{d\rho_g}} \,. \tag{3.14}$$

Для двухфазных однокомпонентных сред, таких как пароводяные смеси, адиабатное расширение паровой фазы (характерное для критического потока) из насыщенного состояния сопровождается выделением влаги, при этом изменяется массовое расходное паросодержание. Поэтому корректное использование формулы (3.14) возможно или на основе предположения о перегреве пара, или если процесс выделения влаги рассматривать как «уплотнение» пара, а не как фазовый переход.

В [98] для вычисления скорости по метастабильной модели рекомендована формула аналогичная (3.14), но в знаменателе правой части отсутствует истинное объемное паросодержание. Положение о постоянстве плотности воды при стремлении массового паросодержания к нулю должно приводить к устремлению скорости к бесконечности (скорость распространения звука в несжимаемой среде стремится к бесконечности). С учетом (2.29) формула (3.14) удовлетворяет этому требованию, в то время как расчет по формуле из [98], дает значение равное нулю.

Кривая 3 на рисунке 3.6 рассчитана по формуле (3.14) и соответствует гомогенной метастабильной модели. Все три графика получены для давления истечения 2 бара. Плотности во всех трех случаях рассчитывалась одинаково. Учитывая, что скорость и расход прямо пропорциональны, аналогичные графики зависимости будут наблюдаться и для расходов.

Представленные графики демонстрируют существенное расхождение экспериментальных данных и результатов, рассчитанных по моделям. Максимальная скорость, соответствующая истечению сухого насыщенного пара (x = 1) по расчетным моделям не превосходит 450 м/с, в то время как формула (1.1) дает значение более 500 м/с. А, если принять во внимание отмеченные отличия по отбору давления в использованных экспериментальных данных и рекомендациях Р. Джеймса, то фактические экспериментальные расходы при давлении в выходном сечении 2 бара должны быть выше, чем рассчитанные по (1.1). При этом соответствующий график будет располагаться выше кривой 2 на рисунке 3.6, давая еще бо́льшие отклонения от расчетов по формулам (3.11) и (3.14). Таким образом, ни гомогенная

74

равновесная модель, ни гомогенная метастабильная модель не дают удовлетворительного согласования.

В [283] отмечено, что одним из возможных способов достижения лучшего согласования расчетных и экспериментальных данных является использование моделей со скольжением фаз. В [110] была проведена оценка возможности такого улучшения. Поскольку для сухого насыщенного пара ввиду отсутствия жидкости различия между гомогенными моделями и моделями со скольжением практически нет, была определена энтальпия, соответствующая состоянию сухого насыщенного пара по равновесным моделям и по формуле Р. Джеймса. Расхождение составило 17 %, а значит, введение скольжения не позволит полностью решить проблему согласования расчетных и экспериментальных данных.

В [125] была использована квазигомогенная модель, предполагающая равенство скоростей фаз, но учитывающая отличие их приращений, что позволило добиться близости расчетных и экспериментальных расходов в диапазоне паросодержания от 0,4 до 0,6. Но, как и в случаях с любой равновесной моделью, проблема соответствия экспериментальным данным при высоких паросодержаниях осталась нерешенной.

3.2 Дисперсно-кольцевое течение

Наличие стадий возникновения критического пароводяного потока и формирующее влияние эффекта локальной критичности указывает на необходимость учета особенностей течения вверх по потоку от выходного сечения. В задачах практической геотермии критическому истечению предшествует дисперсно-кольцевой режим течения. Его корректная модель при максимальных скоростях должна описывать в том числе и критический поток.

Дисперсно-кольцевой режим течения (рисунки 2.1, *г* и 2.2, *г*) является наиболее распространенным для пароводяного течения в геотермальных скважинах и наземных трубопроводах. Для данного режима течения характерно наличие тонкой пленки

жидкости на стенках канала, высокоскоростного потока газа в ядре канала и дисперсной фазы в виде капель жидкости, уносимых с поверхности пленки в ядро потока, также возможен захват пузырьков газа пленкой жидкости.

Успех решения практических задач разработки и обустройства месторождений парогидротерм с применением математического моделирования во многом определяется корректным описанием именно этой структуры [106, 110, 126, 135, 178, 180, 268, 286].

3.2.1 Дисперсно-кольцевое течение в горизонтальной трубе

Системы наземного транспорта пароводяной смеси состоят главным образом из горизонтальных труб. Для снижения уровня пульсаций в трубопроводе необходимо поддержание дисперсно-кольцевого режима течения. Рассмотрим особенности описания данного режима течения в горизонтальных трубах.

Стабильная структура дисперсно-кольцевого течения позволяет использовать структурный подход [116, 135], т. е. рассматривать отдельно динамику жидкой пленки и отдельно динамику дисперсного ядра. При этом основные сложности возникают при получении соотношений, связывающих указанные элементы структуры. В [110, 126, 135] предложен один из возможных вариантов получения такой связи.

Для снижения уровня пульсаций в системе транспорта пароводяной смеси необходимо поддерживать приведенную скорость пара выше 30 м/с. С учетом (2.23) действительная скорость паровой фазы будет еще выше. Учитывая результаты расчетов, представленных на рисунке 3.4, и значения давлений, обычно не превышающие 10 бар, получаем, что средняя скорость доминирующей в ядре паровой фазы значительно превосходит критическую скорость течения насыщенной воды.

Важным фактором формирования кольцевой пленки является наличие пограничного слоя ядра, непосредственно примыкающего к пленке, в котором происходят значительные изменения скорости несущей фазы. Благодаря неоднородности поля скоростей, капли воды, попадающие в пленку из ядра, имеют скорость выше средней скорости несущей фазы в пленке, а капли воды, выброшенные с поверхности пленки, имеют скорость меньше средней. Полагая равенство скоростей пленки и ядра на их границе, следует отметить, что эта величина не должна превышать критическую скорость течения насыщенной воды, т. к. отсутствуют факторы, препятствующие фазовому переходу, а увеличение скорости приведет к возникновению локальных расширяющихся потоков и фактическому забросу воды в ядро. Кроме того, низкие скорости воды в пленке и, как следствие, низкие скорости снижения давления в движущихся объемах воды должны способствовать протеканию процесса фазового перехода вблизи линии насыщения. Таким образом, для сопряжения уравнений для жидкой пленки и дисперсного ядра рекомендуется принять равенство скоростей на их границе значению критической скорости движения насыщенной воды, определяемому формулой (3.12).

Для описания модели дисперсно-кольцевого течения на основе структурного подхода рассмотрим сначала движение капель в ядре потока [110, 117, 126]. Полагая, что кинематика равномерно распределенных по сечению ядра капель характеризуется средней скоростью упорядоченного движения, наложенного на хаотическое, равновероятное по направлениям движение, а также, что скорость их упорядоченного и хаотического (по модулю) движения и скорость несущей фазы постоянны по сечению ядра, можно определить среднюю длину и время свободного пробега для сферических капель [78]

$$b = \left(4\pi R_{\kappa}^{2} n \sqrt{2}\right)^{-1}, \qquad (3.15)$$

$$t_{\rm cp} = \frac{b}{v_b},\tag{3.16}$$

где *b* – средняя длина свободного пробега капель, м;

 R_{κ} – радиус капли, м;

*t*_{ср} – среднее время свободного пробега капель, с;

 v_b – скорость хаотического движения капель, м/с;

n – количество капель в единице объема:

$$n = \frac{V_l}{V_{\rm k}V} = \frac{3(1 - \varphi_{\rm g})}{4\pi R_{\rm k}^3},$$
(3.17)

где V – рассматриваемый объем, м³;

 V_l – объем воды в рассматриваемом объеме V, м³;

 V_{κ} – объем капли, м³;

*φ*_я – истинное объемное паросодержание в ядре.

Тогда формулу (3.15) можно записать в виде

$$b = \frac{R_{\kappa}}{3\sqrt{2}(1-\varphi_{\pi})}.$$
(3.18)

Уже отмечалось, что одним из факторов, способствующих достижению «сверхкритических» скоростей, является действие поверхностного натяжения, создающего дополнительное давление в капле. Определим добавочное давление, препятствующее фазовому переходу, по формуле [85]

$$\Delta p = \frac{2\sigma}{R_{\kappa}},\tag{3.19}$$

где Δp – добавочное давление, Па;

σ – коэффициент поверхностного натяжения, Н/м.

Добавочное давление удерживает жидкость от кипения. По мере продвижения давление в паровом потоке снижается, снижается и давление внутри капли, движущейся в этом потоке. Происходит это значительно быстрее, чем снижение температуры жидкости вследствие теплообмена с окружающим паром, что приводит к перегреву жидкости и возникновению фазового перехода. Данный процесс сопровождается неустойчивым состоянием движущейся капли и ее распадом. Такие рассуждения позволяют предположить, что для капель есть ограничение по размеру. В [110, 126] проведена оценка такого ограничения.

Зависящее от размера капель добавочное давление должно соответствовать снижению давления в потоке за время свободного пробега капель

$$\Delta p' = \left(-\frac{\partial p}{\partial z}\right) v_{\kappa} t_{\rm cp} \,, \tag{3.20}$$

где $\frac{\partial p}{\partial z}$ – модуль градиента давления, Па/м;

 $v_{\rm k}$ – скорость капель, м/с.

При равенстве (3.19) и (3.20), из формул (3.15) – (3.17) получаем выражение для радиуса капель

$$R_{\kappa} = \sqrt{\frac{6\sqrt{2}\sigma v_b (1-\varphi_{\pi})}{v_{\kappa} \left(-\frac{\partial p}{\partial z}\right)}}.$$
(3.21)

При определении средней длины и времени свободного пробега капель, следует учитывать размер самого дисперсного ядра. Формула (3.21) применима для случая, когда радиус ядра больше длины свободного пробега капель, определяемой по формуле (3.15) или (3.18). Если радиус ядра меньше длины свободного пробега капель, то средней длиной свободного пробега следует считать радиус ядра, и тогда радиус капли определяется по формуле

$$R_{\kappa} = \frac{2\sigma v_b}{\left(-\frac{\partial p}{\partial z}\right) v_{\kappa} R_{\pi}},$$
(3.22)

где R_{π} – радиус ядра, м ($R_{\pi} = R - \delta$);

R – радиус трубы, м;

 $\delta-$ толщина пленки, м.

Формулы (3.21) и (3.22) получены в результате рассмотрения только одного механизма разрушения капель и при существенных модельных упрощениях. Для реальных потоков по ним можно оценить средние размеры, не ожидая точного соответствия.

Оценочные расчеты показали малые значения для радиуса капель (~ 10⁻⁴ м). При столь малых размерах капель их скорость быстро приблизится к скорости несущей (паровой) фазы, что позволит пренебречь скольжением фаз в ядре и описать динамику ядра на основе гомогенной модели, приняв равенство скоростей

$$v_g = v_{\kappa} = v_{\pi}, \tag{3.23}$$

где v_{s} – скорость ядра, м/с;

$$v_g = \frac{G_g}{\pi (R - \delta)^2 \varphi_g \rho_g}, \qquad (3.24)$$

где G_g – массовый расход пара, кг/с;

 ϕ_{s} – истинное объемное паросодержание в ядре.

С учетом (2.17) и (2.29), истинное объемное паросодержание в ядре определяется по формуле

$$\varphi_{g} = \left(1 + \frac{G_{lg}\rho_{g}}{G_{g}\rho_{l}}\right)^{-1}, \qquad (3.25)$$

где $G_{l,s}$ – массовый расход воды в ядре, кг/с.

Очевидно, что массовый расход воды в ядре $G_{l\,s}$ определяется разностью расхода воды G_l и расхода в пленке $G_{l\,nn}$

$$G_{l\,\mathfrak{g}} = G_l - G_{l\,\mathfrak{n}\mathfrak{n}}.\tag{3.26}$$

Тогда уравнение движения (2.44) для гомогенного ядра примет одномерный вид, что позволит заменить частные дифференциалы обычными

$$\rho_{\mathfrak{g}}v_{\mathfrak{g}}\frac{dv_{\mathfrak{g}}}{dz} + \frac{2\tau_{\mathfrak{g}}}{R_{\mathfrak{g}}} + \frac{v_{\mathfrak{g}} - v_{\mathfrak{g}}}{\pi R_{\mathfrak{g}}^{2}} \cdot \frac{dG_{\mathfrak{g}}}{dz} = -\frac{dp}{dz}, \qquad (3.27)$$

τ_г – касательное напряжение на границе пленка – ядро, Па.

Считая, что изменение энтальпии смеси происходит главным образом за счет изменения кинетической энергии ядра, в качестве уравнения энергии рекомендуется использовать частный случай уравнения (2.47) [110, 117, 126]

$$\frac{1}{2}d\left(\frac{G_{s}}{G}\cdot v_{s}^{2}\right) = -dh, \qquad (3.28)$$

где $G = G_g + G_l$ – общий расход смеси в трубе, кг/с.

Очевидно, что изменение массового расхода в ядре, происходит за счет изменения массового расхода в пленке, а значит $dG_{g} = -dG_{l\,nn}$. С учетом принятых допущений, скорость в пленке представлена линейным распределением, и тогда массовый расход воды в пленке определяется соотношением

$$G_{l\,\Pi\Pi} = \pi R v_{\rm r} \rho_l \delta. \tag{3.29}$$

Определим касательное напряжение на границе пленка – ядро τ_{r} [110, 126, 135]. Жидкая пленка имеет малую толщину и относительно низкую скорость движения. Для дисперсно-кольцевого течения в горизонтальной трубе следует отметить отсутствие проекций сил гравитации на направление движения, что позволяет для описания динамики жидкой пленки ограничиться рассмотрением силы трения. Направив ось *у* по нормали к стенке для касательного напряжения внутри пленки имеем

$$\tau_{\rm nn} = \mu_l \frac{\partial v}{\partial v} + \tau_{\rm typ6}, \qquad (3.30)$$

где т_{пл} – касательное напряжение в пленке, Па;

µ*l* − коэффициент динамической вязкости воды, Па·с;

v – скорость, м/с;

*τ*_{турб} – турбулентная составляющая касательного напряжения, Па.

Определить турбулентную составляющую касательного напряжения является непростой задачей. Данная величина зависит от шероховатости стенок трубы, внутренней турбулентности и проникновения турбулентных пульсаций со стороны ядра. Учет этих факторов приводит к необходимости использовать дополнительные эмпирические соотношения. Полагая малой толщину пленки и принимая стенки абсолютно гладкими, в [110, 126, 135] предлагается в первом приближении считать, что внутренняя турбулентность отсутствует. А для турбулентных пульсаций, проникающих со стороны ядра, рекомендуется ограничиться рассмотрением турбулентного напряжения, вызванного обменом жидкой фазой, т. к. наличие капель сдерживает развитие турбулентных пульсаций в паровой фазе. Таким образом, турбулентная составляющая в (3.30) определяется главным образом капельным обменом импульса между пленкой и ядром, и касательное напряжение внутри пленки может быть принято постоянным по ее толщине, т. е.

$$\tau_{n\pi} = \tau_{c} = \tau_{r} = \mu_{l} \frac{\nu_{r}}{\delta} + \tau_{\kappa}, \qquad (3.31)$$

где τ_c – касательное напряжение на стенке трубы, Па;

*v*_г – скорость границы пленка – ядро, определяемая по формуле (3.12), м/с;

τ_к − касательное напряжение, вызванное попаданием капель воды из ядра, Па.

Касательное напряжение на границе пленка – ядро определяется как сумма касательных напряжений, обусловленных захватом пара из ядра и отрывом капель воды с поверхности пленки

$$\tau_{\rm r} = \tau_{\rm m} + \tau_{\rm k}. \tag{3.32}$$

где τ_{n} – касательное напряжение, вызванное захватом пара, Па, соответствующее касательному напряжению при течении в ядре пара с учетом занимаемого объема

$$\tau_{_{\Pi}} = \frac{\xi \rho_{_{g}} (v_{_{g}} - v_{_{\Gamma}})^{2} \phi_{_{\pi}}}{8}, \qquad (3.33)$$

где *ξ* – коэффициент трения.

Поскольку возмущения поперечного потока импульса, характерные для шероховатых каналов, в данном случае связаны с наличием жидкой фазы и учитываются введением соответствующего слагаемого в (3.32), для определения коэффициента трения ξ используется формула Блазиуса, рекомендованная для течения в гладком канале [85]

$$\xi = \frac{0.316}{\text{Re}^{0.25}},\tag{3.34}$$

где Re – число Рейнольдса для эквивалентного потока пара, определяемое здесь по формуле

$$\operatorname{Re} = \frac{2(v_g - v_r)(R - \delta)\rho_g}{\mu_g}, \qquad (3.35)$$

где μ_g – коэффициент динамической вязкости пара, Па·с.

Вместо вязкости пара в (3.35) можно использовать эффективную вязкость, которая для сферических капель вычисляется по формуле Эйринга [23]

$$\mu = \mu_l \left(\frac{\mu_g}{\mu_l}\right)^x,\tag{3.36}$$

где µ – коэффициент эффективной динамической вязкости, Па·с.

Если абсолютная шероховатость стенок трубы сравнима с размером толщины пленки, то для коэффициента трения вместо (3.34) рекомендуется использовать формулу Альтшуля [85]

$$\xi = 0.11 \left(\frac{\Delta - \delta}{2R} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0.25}, \qquad (3.37)$$

где Δ – абсолютная шероховатость стенок трубы, м.

Если пренебречь изменением скорости капель при переходе через границу пленка – ядро, то касательное напряжение за счет отрыва капель, можно описать зависимостью

$$\tau_{\rm k} = j_l (v_{\rm k} - v_{\rm r}), \qquad (3.38)$$

где *j*_l – плотность массового расхода воды через границу пленка – ядро, кг/(м²·с), вычисляемая по основе модели «капельного газа» [126] и зависимостей статистической физики [78]

$$j_{l} = \frac{\rho_{l} v_{b}}{6} (1 - \varphi_{\pi}).$$
(3.39)

Расчет по предложенной модели в условиях, характерных для систем транспортировки пароводяного геотермального теплоносителя, показал малый расход в пленке по сравнению с расходом в ядре [110, 126]. Кроме этого было установлено, что изменение давления на границе пленка – ядро в основном определяется трением и величина коэффициента трения близка к 0,02. Также отмечены весьма малые изменения энтальпии смеси.

С учетом полученных результатов, гидравлический расчет можно свести к рассмотрению динамики ядра, фактически распространяя положение о гомогенности на поток в целом, используя формулы однофазной гидравлики, полагая движения поверхности трения со скоростью равной скорости на границе пленка – ядро. То есть, для приближенного гидравлического расчета можно использовать простую формулу

$$-\frac{dp}{dz} = \frac{0.02 \,\rho_w (w - v_{_{\Gamma}})^2}{4R} \,, \tag{3.40}$$

где ρ_w – плотность смеси, определяемая по гомогенной модели, кг/м³; w – скорость смеси, определяемая по гомогенной модели, м/с.

Формула (3.40) устанавливает квадратичную зависимость перепада давления от разности скоростей ядра и границы пленка – ядро.

3.2.2 Дисперсно-кольцевое течение в вертикальной трубе

Рассмотрим особенности описания дисперсно-кольцевого режима течения в вертикальной трубе. Общие принципы при моделировании дисперсно-кольцевого течения в вертикальной трубе с использованием структурного подхода такие же, как и для горизонтальной [135]: описывается отдельно динамика пленки и отдельно динамика ядра, скорость на границе пленка – ядро принимается равной критической скорости движения насыщенной воды, вычисляемой по формуле (3.12). Принципиальные отличия заключаются в необходимости рассмотрения действия гравитационных сил, имеющих особую значимость при невысоких скоростях, что может вызвать «захлебывание» и «поворот потока» в пленке [88, 101], приводящий к смене режима течения.

Анализ динамики жидкой пленки показывает, что определяющими для дисперсно-кольцевой структуры являются силы гравитации и силы трения на границе пленка – ядро и на стенке трубы. Учитывая баланс указанных сил и принимая во внимание малую толщину пленки, получим для касательного напряжения на границе [135]

$$\tau_{\rm r} = \tau_{\rm c} + \rho_l g \delta, \tag{3.41}$$

а для касательного напряжения внутри пленки

$$\tau_{\rm III} = \tau_{\rm c} + \rho_l g y, \tag{3.42}$$

где *у* – расстояние от стенки трубы до рассматриваемой точки, м.

Поскольку касательное напряжение внутри пленки определяется формулой

(3.30), где также, как и для горизонтальных труб, будем считать турбулентную составляющую обусловленной только диффузией капель со стороны ядра, правые ча-

сти (3.30) и (3.42) можно приравнять, и выразить $\frac{\partial v}{\partial y}$

$$\frac{\partial v}{\partial y} = \frac{\tau_{\rm c} - \tau_{\rm \kappa}}{\mu_l} + \frac{\rho_l g y}{\mu_l} \,. \tag{3.43}$$

С учетом равенства нулю скорости на стенке, интегрируя для распределения скорости в пленке, получаем

$$v(y) = \frac{\tau_{\rm c} - \tau_{\rm \kappa}}{\mu_l} y + \frac{\rho_l g y^2}{2\mu_l}, \qquad (3.44)$$

тогда на границе пленка – ядро ($y = \delta$)

$$v_{\rm r} = \frac{\tau_{\rm c} - \tau_{\rm \kappa}}{\mu_l} \delta + \frac{\rho_l g \delta^2}{2\mu_l}, \qquad (3.45)$$

откуда для касательного напряжения на стенке, получаем

$$\tau_{\rm c} = \tau_{\rm \kappa} + \frac{\mu_l}{\delta} v_{\rm r} - \frac{\rho_l g}{2} \delta.$$
(3.46)

Найдем выражение для определения расхода воды в пленке. Элементарный массовый расход жидкости в пленке с учетом площади поперечного сечения пленки, можно определить по формуле

$$dG_{l\,\Pi\Pi} = 2\pi R \rho_l v dy. \tag{3.47}$$

Проинтегрировав с учетом (3.44), для полного расхода воды в пленке, получаем [135]

$$G_{l_{\Pi\Pi}} = \frac{\pi R \rho_l \delta^2}{\mu_l} \cdot \left(\left(\tau_c - \tau_\kappa \right) + \frac{\rho_l g \delta}{3} \right).$$
(3.48)

Остальные формулы (3.32) – (3.39) для горизонтального течения будут справедливы и для вертикального канала. Скорость на границе также будет определяться по формуле (3.12).

Следует отметить, что в рассматриваемом случае гравитация оказывает влияние не только на динамику пленки, но и на динамику ядра, вызывая скольжение фаз в нем, что практически представляет собой обтекание сферических капель паровым потоком. При этом требуется учет соответствующих членов в уравнениях движения и энергии, и здесь для расчета относительной скорости капли можно рассматривать либо ламинарное обтекание, либо турбулентное.

При ламинарном обтекании сферической капли паровым потоком (Re < 1, где Re = $\frac{2R_{\kappa}v_{or}\rho_{g}}{\mu_{g}}$) используется формула, рекомендованная в [85] для капель радиусом

менее 10-4 м

$$v_{\rm or} = \frac{2R_{\kappa}^2 g(\rho_l - \rho_g)}{9\mu_g}, \qquad (3.49)$$

где $v_{\rm ot}$ – скольжение фаз в ядре, м/с.

Для чисел Рейнольдса Re >> 1 (Re > 20) в [85] рекомендована формула

$$v_{\rm or} = 2.5 \sqrt{\frac{R_{\kappa}g(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g}}.$$
(3.50)

Здесь для определения радиуса капель R_{κ} использовались формулы (3.21) и (3.22). В таблице 3.1 представлены данные из [110, 125] по оценке скоростей относительного движения капли воды в ядре дисперсно-кольцевого течения в геотермальной скважине по экспериментальным данным работы [286].

N⁰	Скорость	Формула (3.49)		Формула (3.50)	
	пара, м/с	<i>v</i> _{от} , м/с	Re	<i>v</i> _{от} , м/с	Re
1	105	0,76	8,7	1,91	21,9
2	54	3,30	118,7	2,28	82,2
3	23	20,88	2601,0	3,08	387,0

Таблица 3.1 – Оценка скоростей относительного движения капли

В опытах № 2 и № 3 числа Рейнольдса соответствуют условиям применения формулы (3.50). В опыте № 1 расчет по формуле для ламинарного обтекания (3.49) дал значение скорости меньше, чем по формуле (3.50) для турбулентного. В данном

случае Re > 1 и при наличии турбулентности сопротивление относительному движению капель возрастает, значит меньшие значения должна давать формула (3.50) для турбулентного обтекания, а не формула (3.49) для ламинарного. Это указывает на некорректное использование (3.50) в данном опыте, а именно для случая высоких скоростей несущей фазы. В этом случае коэффициент скольжения фаз в ядре будет близок к 1 даже с учетом некорректности (3.50). Поскольку скольжение начинает играть существенную роль только для достаточно больших скоростей относительного движения капель и, учитывая турбулентность в несущей фазе, для расчета скольжения в [110, 126] рекомендуется формула (3.50).

Расход воды в ядре определяется по формуле (3.26), скорость пара – по (3.24). Для истинного объемного паросодержания в ядре с учетом скольжения и формул (2.18), (2.26) и (2.29) получим выражение

$$\varphi_{\mathfrak{g}} = \left(1 + \frac{v_g G_{l\mathfrak{g}} \rho_g}{v_{\kappa} G_g \rho_l}\right)^{-1}.$$
(3.51)

Для скорости капли с учетом скольжения имеем

$$v_{\rm k} = v_g - v_{\rm or}.\tag{3.52}$$

Запишем уравнение движение для ядра, используя (2.44) для стационарного течения и добавляя слагаемое на присоединенную массу со стороны пленки по аналогии с последним слагаемым левой части (3.27) [110, 126]

$$\rho_{g} \varphi_{g} v_{g} \frac{dv_{g}}{dz} + \rho_{l} (1 - \varphi_{g}) v_{\kappa} \frac{dv_{\kappa}}{dz} + \frac{2\tau_{r}}{R_{g}} + \frac{v_{g} - v_{\kappa}}{\pi R_{g}^{2}} \cdot \frac{dG_{g}}{dz} + \frac{v_{\kappa} - v_{r}}{\pi R_{g}^{2}} \cdot \frac{dG_{g}}{dz} = -\frac{dp}{dz} + \rho_{g} g ,$$
(3.53)

где $\rho_{\mathfrak{g}} = \rho_{\mathfrak{g}} \varphi_{\mathfrak{g}} + \rho_{\mathfrak{l}} (1 - \varphi_{\mathfrak{g}}).$

Учитывая влияние гравитации и отличие скоростей фаз, по аналогии с (3.28) получаем уравнение энергии

$$gdz + \frac{1}{2}d\left(\frac{G_{l_{\mathfrak{R}}}}{G} \cdot v_{\kappa}^{2} + \frac{G_{g}}{G} \cdot v_{g}^{2}\right) = -dh.$$

$$(3.54)$$

В [135] представлена разработанная на основе предложенных формул модель

дисперсно-кольцевого течения в вертикальной трубе, проведено сравнение расчетных и экспериментальных данных. Модель имела ряд упрощений, в частности, не учитывалось скольжение в ядре, что позволило упростить расчетную схему модели. Скольжение важно учитывать при низких скоростях пара, особенно в условиях близких к «захлебыванию», а поскольку в [135] использовались экспериментальные данные по высокоскоростным потокам, то указанное пренебрежение вполне допустимо.

Для замыкания модели на основании сопоставления с экспериментальными данными рекомендовалось принять скорость хаотического движения капель равной 0,18 м/с. Для детального исследования взаимосвязи скорости хаотического движения капель с другими параметрами потока необходимо учитывать тепловое движение молекул пара, турбулентные пульсации в паре и распад капли [110, 126].

Рассмотренная математическая модель дисперсно-кольцевого течения была использована для разработки модели течения в пароводяной геотермальной скважине, представленной в [111].

В общем, использование различных методов описания для различных элементов структуры можно считать плодотворным, но следует отметить, существенное усложнение реализации модели при структурном подходе [116]. Кроме того, оправдан такой подход для структур с хорошо изученными характеристиками. Учитывая ограниченность экспериментальных данных о течениях в соответствующих условиях, использование структурного подхода при моделировании пароводяного течения в скважинах в настоящее время нецелесообразно.

3.3 Исследование высокоскоростных потоков на основе модели дисперсно-кольцевого течения

Важность исследования высокоскоростных пароводяных течений при освоении геотермальных месторождений определяется необходимостью прогноза максимальной производительности скважин при планировании объемов буровых работ, а также обоснованием методов измерения параметров теплоносителя, использующих критическое

истечение. Сложность предмета исследования и отсутствие достаточно развитой теоретической базы вынуждает использовать эмпирические формулы, вопрос о правомерности применения которых встает каждый раз, когда приходится сталкиваться с новым месторождением или попытками усовершенствования технологии измерения параметров теплоносителя.

Уже отмечалось, что критическому истечению предшествует дисперсно-кольцевой режим течения и его адекватная модель при максимальных скоростях должна описывать критический поток. Для высокоскоростных потоков определяющими следует считать силы инерции, давления и трения, а силами гравитации можно пренебречь. Для исследований, представленных в [117], была взята модель дисперсно-кольцевого течения в горизонтальной трубе, описанная в пункте 3.2.1.

Исходными данными для расчета являются начальное давление, массовый расход смеси и удельная энтальпия заторможенного потока смеси. Параметры состояния определялись в соответствии с линией насыщения. В результате расчета последовательно вычислялись параметры вниз по потоку. Поток считался критическим при модуле градиента давления, стремящемся к бесконечности, что в процессе численного расчета определялось изменением знака приращения текущей координаты в формуле (3.27), т. е. изменением направления градиента давления. Поскольку моделирование течения в трубе вниз по потоку от сечения, в котором реализовано условие критичности, невозможно, указанное сечение практически должно являться выходом из трубы [117].

Определенные таким образом параметры критического потока практически совпали со значениями, полученными по гомогенной равновесной модели критического истечения [98], что объясняется принятием предположения о термодинамическом равновесие фаз в ядре потока и пренебрежением скольжением. Кроме этого, результаты расчета показали, что с приближением к сечению критического потока толщина жидкой пленки становилась пренебрежимо малой, что позволяет сделать вывод о том, что массообмен между пленкой и ядром практически не оказывает влияния на параметры критического потока. При проведении численных экспериментов для длинных труб, расчетное сечение критического потока всегда оказывалось до выходного сечения, что позволило сделать вывод о существовании участка околокритического потока, недоступного для расчета по модели [117]. По опытным данным длина этого участка составляет около 1 м. Данные работы [129] показывают, что в непосредственной близости от сечения критического потока имеют место значительные градиенты давления (средние градиенты давления на участке 0,05 м от выходного сечения могут превышать 10⁶ Па/м).

В настоящее время нет четких положений для моделирования критических пароводяных потоков [184]. Основные спорные моменты касаются гомогенности среды и термодинамического равновесия фаз. В пункте 3.1.3 было показано, что гомогенные модели критического потока дают заниженные значения для скоростей потока по сравнению с расчетами по формуле Р. Джеймса с использованием экспериментальных данных.

Оценим возможности использования неравновесных моделей, учитывающих отклонение состояния фаз от термодинамического равновесия. При этом предполагается, что истекающая среда является фактически смесью перегретых воды и пара. В [22] отмечается, что при критическом истечение влажного пара при паросодержании близком к единице опытные данные соответствует коэффициенту адиабаты не насыщенного, а перегретого пара. Предположив наличие перегрева и пара, и воды, можно добиться лучшего соответствия расчетных и опытных данных. Энтальпии насыщенного пара будет соответствовать смесь перегретого пара и перегретой воды. Поэтому, кроме увеличения расчетной скорости среды, увеличится ее плотность за счет наличия жидкости, что снизит рассчитанные по (1.1) значения скоростей с использованием экспериментальных данных.

Учитывая аномально высокие скорости критического потока, в том числе при высоких паросодержаниях, в [110] было высказано предположение о возможном влиянии на формирующийся критический поток перегрева фаз, вызванного теплообменом с каплями воды, имеющими более высокую температуру. В результате расчета по формулам (3.21) и (3.22) при больших значениях градиента давления следует ожидать маленьких значений для радиуса капель, а значит большая площадь межфазной поверхности способна обеспечить большие тепловые потоки от более горячих капель к пару. В [105, 117] была проведена оценка площади поверхности капель, находящихся в контакте с 1 кг пара при различных значениях массового расходного паросодержания (рисунок 3.7). Так, для капель радиусом 10^{-5} м площадь теплообмена оценивается порядком 10^3 м² на 1 кг пара, что позволяет говорить о вполне возможном перегреве пара. Но его учет требует дополнительных, в том числе экспериментальных, исследований процесса теплообмена между каплями и паром.



1 -при x = 0,2; 2 -при x = 0,4; 3 -при x = 0,6

Рисунок 3.7 – Зависимость площади межфазной поверхности от радиуса капли

В работе [136] проведена оценка гипотезы перегрева пара, обусловленного теплообменом с каплями воды, удерживаемыми поверхностным натяжением от вскипания при движении вниз по потоку. При этом реальный расход и скорость пара будут меньше значений, определяемых для насыщенного состояния. С учетом (2.21) из (1.1) была выражена плотность массового расхода смеси и для круглого сечения

$$j = 59000 \frac{p_{\rm kp}^{0.96}}{h_0^{1.102}}, \qquad (3.57)$$

где j – плотность массового расхода смеси, кг/(м²·с);

*р*_{кр} – давление критического истечения, Па;

 h_0 – удельная энтальпия заторможенного потока смеси, Дж/кг.

Массовое расходное паросодержание определялось как

$$x = \frac{j_g}{j},\tag{3.58}$$

где j_g – плотность массового расхода пара, кг/(м²·с).

Для скорости истечения была взята формула, соответствующая гомогенной метастабильной модели, как наиболее близкой по смыслу к рассматриваемому случаю. Учитывая доминирование по объему паровой фазы, имеем

$$j_g = \rho_g v_* \sqrt{x}, \qquad (3.59)$$

где v_* – скорость звука в паре, м/с.

Теперь из формул (3.57) – (3.59) получаем

$$x = \left(\frac{\rho_g v_* h_0^{1,102}}{59000 p_{\rm kp}^{0.96}}\right)^2.$$
(3.60)

Для давления истечения 2 бара и энтальпии 2800 кДж/кг при скорости звука в перегретом паре 483 м/с расчет по формуле (3.60) дает значение для массового расходного паросодержания 0,92. При этом скорость смеси, рассчитанная по метастабильной модели, составляет 463 м/с. За счет увеличения кинетической энергии энтальпия в выходном сечении будет 2693 кДж/кг. Для того чтобы смесь имела указанную энтальпию, перегрев пара и воды должен достигать 72°С. Аналогичные оценки в диапазоне энтальпий 1100–2300 кДж/кг, дают значения перегрева до 100°С и выше. В реальных условиях такого существенного отклонения от термодинамического равновесия не наблюдается, поэтому можно утверждать, что положение о перегреве фаз не способно решить поставленной задачи [136].

3.4 Анализ экспериментальных данных

Проведем анализ имеющихся экспериментальных данных. В таблице 3.2 приведены данные из [136], полученные на стенде «Камчатскэнерго» по истечению пароводяной смеси из цилиндрических насадков с острой входной кромкой. Эксперименты проводились с энтальпией заторможенного потока более 2200 кДж/кг. Насадки имели калибр К (отношение длины к диаметру) равный 1, 3 и 5. Для измерения давления истечения имелось отверстие, расположенное в 4 мм (по центру) от выходного сечения насадка, диаметром 4 мм. Допускаемая относительная погрешность определения расхода и удельной энтальпии смеси на стенде составляла 3 %. Допускаемая погрешность измерения давлений – 0,05 бар.

Калибр / диаметр, мм	Расход, кг/с	Энтальпия торможе- ния, кДж/кг	Давление истечения, бар	Массовое расходное паросодер- жание	Скорость, м/с
5 / 100	5,38	2844	2,48	0,999	515
	6,53	2327	2,58	0,774	449
	6,57	2333	2,58	0,776	453
	4,16	2430	1,74	0,833	446
	3,35	2349	1,36	0,805	437
3 / 99,8	6,31	2202	2,11	0,716	487
	6,31	2207	2,11	0,717	488
	5,12	2866	2,04	0,999	568
	6,47	2342	2,18	0,771	521
	6,50	2361	2,20	0,778	524
	5,27	2405	1,89	0,806	507
	3,98	2358	1,42	0,796	497

Таблица 3.2 – Параметры истечения из насадков

Продолжение таблицы 3.2

Калибр / диаметр, мм	Расход, кг/с	Энтальпия торможе- ния, кДж/кг	Давление истечения, бар	Массовое расходное паросодер- жание	Скорость, м/с
	5,50	2813	1,66	0,943	692
	5,39	2844	1,64	0,956	696
	6,86	2271	2,25	0,740	509
	6,84	2275	2,23	0,741	513
	6,00	2559	2,07	0,861	561
1 / 100,3	6,03	2661	2,09	0,901	584
	5,78	2691	1,93	0,909	609
	5,75	2690	1,91	0,909	611
	4,20	2393	1,44	0,806	516
	4,14	2413	1,42	0,815	521
	4,48	2450	1,52	0,825	536
	3,18	2221	2,27	0,732	434
	3,02	2332	2,25	0,781	444
	2,87	2438	2,27	0,831	444
3/ 73,3	2,77	2551	2,25	0,879	458
	4,60	2844	3,58	0,982	549
	4,46	2888	3,36	0,997	574
	5,91	2261	3,95	0,723	474
	5,66	2373	3,95	0,773	485
	5,33	2509	3,89	0,835	500
	5,14	2619	3,83	0,881	517
	4,92	2750	3,74	0,939	539

Также в таблице 3.2 приведены значения скорости смеси, рассчитанные для давления истечения при экспериментальных значениях расхода и энтальпии по формуле (3.11), т. е. с предположением об отсутствии скольжения фаз и наличии термодинамического равновесия. При высоких паросодержаниях были получены аномально высокие значения для скорости истечения.

На рисунке 3.8 представлено обобщение данных таблицы 3.2 в виде зависимости числа Маха (отношение рассчитанной по экспериментальным данным скорости истечения пара к скорости звука в сухом насыщенном паре) от массового расходного паросодержания в потоке. Также на рисунке 3.8 представлены результаты, полученные при использовании формулы (3.57) для расчета расходов в диапазоне энтальпии заторможенного потока от 2200 до 2800 кДж/кг при давлении истечения 2,5 бар.



экспериментальные данные для насадков: 1 – K = 1 и d = 100,3 мм; 2 – K = 3 и d = 99,8 мм; 3 – K = 3 и d = 73,3 мм; 4 - K = 5 и d =100 мм; 5 – расчет для длинной трубы по эмпирической формуле (3.57)

Рисунок 3.8 – Зависимость числа Маха (М) для паровой фазы при критическом истечении смеси от массового расходного паросодержания

Анализ результатов показал, что при паросодержаниях более 0,7 скорость истечения пара как для насадков, так и для длинных труб заметно превосходит скорость звука в паровой фазе. Здесь следует отметить, что расчеты скорости истечения относятся к сечениям измеряемого давления: в опытах на стенде «Камчатскэнерго» это 4 мм от выходного сечения, а в опытах, лежащих в основе получения формулы Р. Джеймса – 6,4 мм. Выходном сечении скорости будут еще выше.

Проанализируем экспериментальные данные, полученные летом 2013 г. при проведении комплексного исследования промысла и оборудования станции на Паужетском месторождение парогидротерм. Представленные наблюдения, не являлись целью исследований и имеют лишь качественные характеристики [136].

Через патрубок (длина 2,2 м, внутренний диаметр 153 мм), соединенный с задвижкой Ду 150 на боковом отводе скважинного оголовка, в атмосферу истекала пароводяная смесь с энтальпией около 800 кДж/кг. На расстоянии 5 мм от выходного сечения имелось отверстие для измерения давления истечения. Расход скважины снижался по мере поджатия задвижки. Характерная для критического режима истечения «юбочка» наблюдалась при превышении давления на выходе над атмосферным. Истекающая струя имела мелкодисперсный состав, что затрудняло визуальное определение структуры потока. Определяемые на выходе из патрубка изменения структуры потока при снижении числа Маха, которое в данном случае определялось как отношение текущего расхода к минимальному расходу с «юбочкой», описаны в таблице 3.3. Отношение расходов оценивалось по показаниям напорной трубки, установленной в патрубке на расстоянии 0,6 м от выходного сечения.

Важно отметить, что даже при больших числах Маха наблюдается неравномерность распределения фаз по сечению трубы. Следовательно, если рассматривать процесс развития критического режима истечения по мере снижения противодавления, непосредственно перед его началом будет иметь место неравномерность распределения фаз в сечении. В [27] отмечается, что наличие неравномерности потока может приводить к наличию сверхзвуковых скоростей истечения. На это указывают и данные, представленные в таблице 3.2. Для насадков с меньшей длиной,

96

соответственно с бо́льшей неравномерностью поля скоростей, распределения фаз и давлений в потоке вследствие влияния условий входа, скорости истечения выше.

Полагая, что точка измерения давления истечения находится под жидкой пленкой, можно предположить, что первая стадия критичности связана с достижением разрыва градиента давления в ядре потока, переносящем основное количество массы. Снижение противодавления приводит к проникновению возмущения вдоль стенки, пленка в результате действия локальной критичности разрушается. При этом на определенном этапе в «некритическом» пограничном слое в точке измерения давления давления высокое давление в ядре (вторая стадия).

Число Маха	Характеристика течения		
0,9	0,9 Давление истечения равно атмосферному. На стенке т		
	внизу. В ядре потока, кроме мелкодисперсной воды, в нижней		
	части имеются крупные капли. Критичность проявляется в цу-		
	гах, продолжительностью до 1 с, с периодом до 10 с		
0,8	Исчезают «критические» цуги и крупные капли. Поток имеет		
	ярко выраженную дисперсно-кольцевую структуру		
0,7	Вновь появляются крупные капли в ядре		
0,6	Аналогична структуре при M = 0,7		
0,4	Наблюдается увеличение концентрации крупных капель в ниж-		
	ней части ядра, и видны капли вблизи боковых стенок		
0,3	Аналогична структуре при M = 0,4		
0,2	Ярко выраженное кольцевое течение со значительным утолще-		
	нием пленки в нижней части		

Таблица 3.3 – Характеристика течения по мере снижения числа Маха [136]

Можно предположить, что унос жидкости из пленки способен повысить давление в ядре, т. е. снижение давления вниз по потоку будет увеличивать давление

в ядре. И, наконец, третья стадия критичности достигается при наличии разрыва градиента давления по всему выходному сечению. При этом поверхность уровня давления, измеряемого на стенке трубы, не является плоскостью и по площади превосходит выходное сечение [136].

Таким образом гипотеза о неоднородности давления в выходном сечении при критическом истечении пароводяной смеси способна стать основой для разработки модели, учитывающей отмеченные особенности. В рамках такой модели можно отразить влияние геометрии канала перед выходным сечением на параметры истечения.

Для проверки предложенной гипотезы достаточно измерить распределение статического давления в выходном сечении и на некоторых расстояниях от него вверх и вниз по потоку. Эксперименты лучше проводить с трубами большого диаметра. Принимая во внимание необходимость привлечения большой мощности для создания стационарных потоков, в качестве источника смеси целесообразно использовать геотермальные скважины. Так, скважины Мутновского месторождения позволяют создавать критические потоки в трубах диаметром до 0,3 м. Количество примесей в пароводяной смеси составляет 1,5–4,0 г/кг, что существенно не повлияет на результаты эксперимента.

Кстати, наличие скольжения можно проверить измерением динамического давления. Динамическое давление существенно зависит от скорости воды, а скорость пара практически равна приведенной. Выразив давление, используя формулу (3.59), можно оценить ожидаемое отличие давлений на стенке и в ядре потока. При давлении в ядре 2 бара и соответствующей скорости звука в насыщенном паре 441 м/с, для паросодержания 0,9 получаем 1,69 бар, для 0,7 – 1,56 бар, для 0,5 – 1,44 бар. То есть ожидаемое превышение давления в ядре потока является вполне ощутимой величиной [136].

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что аномально высокие расходы критического истечения пароводяной смеси с высоким паросодержанием не могут быть описаны в рамках одномерных термодинамически равновесных и неравновесных моделей. Адекватное описание критического

98

истечения пароводяной смеси возможно на основе гипотезы о неоднородности поля скоростей, распределения фаз и давлений в сечении канала при формировании критического потока.

4 МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ТЕЧЕНИЯ В ПАРОВОДЯНЫХ СКВАЖИНАХ

4.1 Принципы моделирования течения в пароводяных скважинах

Скважины на парогидротермальных месторождениях предназначены для вывода на поверхность теплоносителя, используемого объектами по производству энергии. Являясь связующим звеном с подземной геотермальной системой, они позволяют, используя математическое моделирование, получить информацию для разработки и эффективной эксплуатации месторождения.

Конечно, получить важную для анализа информацию предпочтительнее посредством прямого мониторинга геотермальных скважин, однако, проведение такого мониторинга далеко не всегда возможно. Суровые условия эксплуатации и сложность проистекающих процессов в геотермальных скважинах часто препятствуют установке измерительного оборудования и проведению экспериментов [124, 128, 290]. В некоторых источниках встречаются данные по результатам проводимых измерений, но информация, как правило, представлена не в полном объеме. Кроме того, к значительному искажению результатов могут привести ошибки, при измерении параметров. Поэтому математические модели для определения характеристик течения в геотермальных скважинах являются бесценным инструментом, позволяющим анализировать происходящие в скважинах процессы, прогнозировать будущие изменения и управлять промыслом.

Скважины на геотермальных месторождениях представляют собой горные выработки круглого сечения с диаметром, во много раз меньшим длины. Ствол скважины обычно состоит из вертикальных труб, диаметр которых часто уменьшается с глубиной, образуя телескопическую конструкцию (рисунок 4.1). В последнее время для повышения эффективности вскрытия продуктивных пластов все чаще прибегают к наклонному бурению. Конструкция наклонной скважины предполагает наличие верхнего вертикального участка, среднего – искривленного с задаваемым изменением угла наклона и нижнего – наклонного с постоянным углом наклона (рисунок 4.2).



Рисунок 4.1 – Схема телескопической скважины



1 – устьевая обвязка; 2 – вертикальный участок; 3 – участок с набором угла наклона; 4 – участок с постоянным углом наклона

Рисунок 4.2 – Схема наклонной скважины

Одна из задач математического моделирования течения в скважинах, относящаяся к стадии геологической разведки, направлена на оценку параметров подземного резервуара и заключается в определении параметров на забое по результатам измерений на устье [13, 121]. Другая задача относится к стадии проектирования разработки месторождения и состоит в нахождении устьевых параметров по заданным параметрам на забое, что дает возможность определения эксплуатационных характеристик скважин при заданном режиме эксплуатации подземного резервуара [42, 66].

При моделировании течения в скважине полагают его стационарность, что позволяет значительно упростить математическую модель. Практические наблюдения и теоретические расчеты, выполненные в работе [236], позволяют оценить время нестационарного течения в скважине максимум десятками секунд с момента начала ее работы. А поскольку при оценке запасов и разработке месторождений рассматриваются значительно бо́льшие временные промежутки, принятие условия стационарности представляется вполне обоснованным. Конечно, добиться полной стационарности не удастся, и для получения математической модели течения в скважине полагают квазистационарность системы: рассматривая фактически стационарную гидродинамическую задачу, учитывают медленные (по сравнению с характерным временем гидродинамических процессов) изменения во времени параметров потока по стволу скважины вследствие теплообмена скважины с окружающими горными породами. Характерным временем гидродинамических процессов в скважинах следует считать время подъема теплоносителя от зон притоков флюида до устья [110, 124].

При разработке математической модели течения в скважине следует учитывать, что ее ствол может быть заполнен пароводяной смесью полностью или частично, т. е. в верхней части будет пароводяная смесь, а ниже – вода. Определить это можно по величине энтальпии: если энтальпия смеси на устье выше энтальпии насыщенной воды, соответствующей забойной температуре, то ствол скважины

102

полностью заполнен пароводяной смесью. Но здесь следует отметить, что если значение энтальпии смеси на устье близко или даже несколько меньшее энтальпии насыщенной воды, соответствующей забойной температуре, то это еще не гарантирует отсутствия в скважине водяного участка [110, 124].

Распространение двухфазного течения на коллектор приводит к снижению температуры фильтрующегося флюида (в результате работы скважины снижается давление в коллекторе, следовательно, по линии насыщения падает и температура пароводяного флюида). Снижение температуры флюида способствует возникновению тепловых потоков от окружающих горных пород, и за счет получения дополнительного тепла флюид «подсушивается», т. е. увеличиваются его энтальпия и паросодержание. В [91] отмечены случаи, когда эффект «подсушивания» приводил к тому, что по мере снижения пластового давления с течением времени, из изначально пароводяных скважин начинал поступать перегретый пар. В то же время следует отметить, что незначительный эффект «подсушки» может компенсироваться тепловыми потерями в процессе течения в скважине.

При создании математических моделей течения в скважинах на месторождениях парогидротерм обычно рассматривают и пароводяные участки, и чисто водяные. Некоторые модели учитывают возможность наличия чисто парового течения. Теоретически возможно чередование паровых и пароводяных участков течения [127, 139], вызванное преимущественным влиянием на отдельных участках подсушивания вследствие трения и увлажнения при расширении пара, а также особенностями теплообмена с окружающими горными породами. Такие случаи относятся к скважинам, флюид которых в основном представлен паром, и для них можно применять методы расчета чисто паровых скважин [9, 153].

Методы расчета чисто водяных течений хорошо изучены и принципиальных проблем не представляют [25]. Сложности моделирования течения в скважинах связаны с наличием пароводяных участков. По мере снятия давления паровая фаза достаточно быстро становится доминирующей по объему. Широкий диапазон паросодержаний позволяет ожидать в скважине все основные структуры газожидкостного течения (рисунок 4.3).



1 – подземный коллектор; 2 – обсадная колонна; 3 – водяное течение; 4 – пузырьковое течение; 5 – снарядное течение; 6 – эмульсионное течение; 7 – дисперсно-кольцевое течение

Рисунок 4.3 – Течение в пароводяной скважине [110, 126]

Возможность наличия разнообразных структур течения с характерными для них особенностями требует введения в модель дифференциации по структурам течения с последующим выбором наиболее подходящей расчетной методики. Введение большого числа структур течения усложняет реализацию модели и вносит дополнительную неопределенность при ее верификации на основе сравнения с опытными данными. Как правило, в имеющихся опытных данных по пароводяным скважинам содержится общая информация, например, глубина уровня начала парообразования, график зависимости давления от глубины или перепад давления на неко-

тором участке пароводяного течения, без указания структуры течения или распределения скоростей и концентраций фаз по сечению, касательного напряжения на стенке и т. д.

В первых работах, связанных с расчетом пароводяных течений в скважинах, определялась глубина уровня начала парообразования, который ставился в соответствие уровню воды при откачке из обычной артезианской скважины [67, 100]

$$L_{0} = \int_{p_{y}}^{p_{0}} \frac{(1-A)dp}{4\tau_{c}},$$
(4.1)

где L_0 – глубина уровня начала парообразования, м;

 p_{y} – давления на устье, Па;

*p*₀ – давления на уровне начала парообразования, Па;

D – диаметр тубы, м;

τ_с – касательное напряжение на стенке трубы, Па;

 ρ – плотность смеси, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

А – функция, характеризующая ускорение (доля ускорения в перепаде давления).

При незначительном изменении энтальпии смеси на пароводяном участке по измерению энтальпии на устье определялось в соответствии с линией насыщения давление на уровне начала парообразования. Зная глубину этого уровня и давление на нем, далее вниз до забоя рассматривая чисто водяной участок, определялось давление на забое [110, 124].

Для аналитического вычисления интеграла в (4.1) используют различные допущения. Так, в работе [215] параметры в знаменателе, зависящие от давления, полагаются постоянными, определенными для среднеарифметического значения давлений на устье и на уровне начала парообразования для гомогенной модели при термодинамическом равновесии фаз. В работе [188] также при рассмотрении гомогенной равновесной модели пренебрегается ускорением, и составляющие знаменателя полагаются соответствующими среднеарифметической плотности смеси и среднеарифметической скорости потока. В [123] пренебрегается ускорением, но учитывается скольжение фаз. При интегрировании предполагается, что массового расход линейно меняется с глубиной [86, 288]. Аналитический подход интегрирования в (4.1) аналогичен методикам расчета газлифтных скважин [33], но для пароводяной скважины необходимо учитывать существенное влияние термодинамических процессов, а именно процессов фазового перехода и изменения плотностей фаз [110, 124].

Использование уравнений состояния при определении термодинамических параметров позволяет отойти от грубых предположений и тем самым повысить адекватности модели. Но уравнения состояния для чистой воды и водяного пара на линии насыщения представляют собой сложные зависимости [1, 80], выражения для касательного напряжения и плотности смеси, входящие в (4.1), сводятся к очень громоздким функциям от давления, что приводит к необходимости численного интегрирования в (4.1).

Внедрение компьютеров в практику научных исследований позволило отказаться от необходимости нахождения глубины уровня начала парообразования. Стали создаваться модели, ориентированные на численное решение уравнения движения потоков в скважинах геотермальных месторождений.

Первые отечественные работы предполагали, что в скважинах доминирующим является снарядное течение [29, 34]. Основой для таких выводов послужило наличие пульсаций давления на устье. К тому же первые пароводяные скважины, пробуренные на Паужетском месторождении, характеризовались невысокой энтальпией и, следовательно, малым паросодержанием. Современные добычные скважины характеризуются бо́льшей энтальпией и паросодержание в их верхней части выше значений, характерных для снарядной структуры. Визуальные наблюдения за современными свободно фонтанирующими добычными скважинами позволили отметить отсутствие выбросов воды, характерных для жидких пробок. То есть пульсации давления являются следствием возмущений, передаваемых вниз по потоку, а не результатом наличия жидких пробок (даже в эмульсионном течении) [110, 126]. Специальные исследования, проведенные в [288], указывают на небольшую протяженность участков пузырьковой структуры. Оценочные расчеты подтверждают, что объемное расходное паросодержание начинает превышать предельные для пузырьковой структуры значения на первых метрах от уровня начала парообразования. По этой причине при моделировании потоков в скважинах на месторождениях парогидротерм целесообразно объединить пузырьковую и снарядную структуру в единую структуру с малым паросодержанием. При этом снарядная структура должна рассматриваться как основная, поскольку способна существовать на более протяженном участке. Поскольку участок пузырькового течения мал, возможные погрешности для общей модели, вызванные данным упрощением, будут несущественны [110, 126].

При описании течения в скважине важно учесть возможность существования эмульсионного режима течения, являющегося, прежде всего, переходным от снарядного режима к дисперсно-кольцевому, а в случае высоких скоростей – от пузырькового к дисперсно-кольцевому. Кроме того, в [110, 126] отмечается, что возможно именно эмульсионное течение доминирует по длине пароводяного участка при работе скважины с максимальным рабочим устьевым давлением (в режиме, близком к захлебыванию потока).

Дисперсно-кольцевое течение является доминирующим при работе скважин с устьевым давлением, обеспечивающим расход близкий максимальному.

Таким образом, модель течения в пароводяной скважине должна допускать возможность существования участков течения с малым паросодержанием (пузырьковая и снарядная структуры), эмульсионный режим и дисперсно-кольцевой, также необходимо предусмотреть возможность чисто водяного течения.

Создаваемые вначале модели были максимально простые, например, гомогенные равновесные модели без учета ускорения и изменения энтальпии смеси в процессе течения [189, 243]. Развитие модельных представлений привело к необходимости учитывать различие скоростей фаз, и в [29, 60] было введено в рассмотрение скольжение фаз. Существенным шагом в совершенствовании описания пароводяных течений стала работа [197] Т. Голда, в которой для учета изменения энтальпии потока в модель было введено уравнение энергии. Также в этой работе, из-за невозможности подобрать универсальные эмпирические формулы для широкого диапазона условий в скважинах, было предложено проводить разделение по режимам течения и для каждого режима использовать свой набор эмпирических формул.

Идеи, изложенные [197], являются основой всех современных моделей описания течения в скважинах на месторождениях парогидротерм. Появившиеся позднее модели отличались количеством рассматриваемых режимов, критериями смены режимов, эмпирическими формулами для проводимых расчетов и пр.

Еще одной важной ступенью к повышению адекватности разрабатываемых моделей стала работа М. Тачимори [286], отмечавшая необходимость учета ускорения в уравнениях движения и энергии.

На сегодняшний день существует множество однотипных симуляторов моделей для расчета течений в скважинах, например, HOLA [172], GWELL, GWNACL [162], WELLSIM [192, 201, 202], SwelFlow [234], T2WELL [255], WellKyu [211, 212], SIMGWELL [233], FloWell [199, 200], LedaFlow [196] и др. Отсутствие новых идей в описании динамики пароводяного потока в скважинах свидетельствует не об отсутствие проблем, а указывает на сложность нерешенных вопросов.

Можно разработать модель, которая будет хорошо описывать имеющиеся экспериментальные данные, но использование такой модели в других условиях не гарантирует успешного применения. Достоверность подобных моделей определяется диапазоном условий и качеством экспериментальных данных. Отличие условий применения модели от условий, в которых были получены экспериментальные данные, использованные при ее разработке, не позволит получить корректные расчеты. Кроме того, как уже отмечалось, детальные экспериментальные исследования в действующих скважинах практически отсутствуют, что затрудняет оценку качества модели при сравнении с опытными данными.

Особо следует отметить отсутствие экспериментальных данных по высокопроизводительным скважинам, представляющим наибольший практический интерес.
Помещаемая в скважину регистрируемая аппаратура испытывает значительное динамическое воздействие пароводяной смеси. Для предотвращения выброса аппаратуры из скважины применяются отягощения, что создает дополнительное возмущение в потоке и влияет на результаты измерений [110, 126].

Замена эмпирических формул и соотношений теоретическими положениями является хорошей перспективой для совершенствования моделей пароводяного потока в скважинах. При таком подходе анализ принятых теоретических положений позволит судить об адекватности модели и области ее применимости.

Природный теплоноситель парогидротермальных месторождений содержит в себе множество компонентов и соединений. Для учета химического состава теплоносителя в работах [159, 165, 246, 293–295] используются модифицированные уравнения состояний. Проблема специфики уравнений состояния геотермального теплоносителя не представляется принципиально значимой, например, в работах [29] и [123] использовались одни и те же гидродинамические соотношения, и при замене уравнений состояния достаточно грубыми положениями (в [123] плотность воды полагалась постоянной), отличия результатов расчетов не превысили 10 %, что покрывается вариаций результатов расчета, вызванных погрешностями измерения исходных данных [127].

Уже отмечалось, что моделирование проводится в квазистационарных условиях с учетом изменения во времени параметров потока вследствие теплообмена скважины с окружающими горными породами. Оценки, показывающие необходимость такого учета представлены в работах [109, 253, 254, 257, 293]. Особую значимость теплообмен скважины с окружающими породами приобретает при решении задачи определения забойных параметров, когда продолжительность работы скважины небольшая и окружающие ствол горные породы еще не прогреты [110, 126].

При решении задачи по учету теплообмена с окружающими породами требуется определение плотности теплового потока на стенках скважины. Общие подходы к решению данной задачи хорошо изучены [35, 46, 102], а частные имеют свои особенности, связанные, например, со спецификой технологии крепежа обсадных труб, или же с геологическими (особенно обводненностью) и теплофизическими характеристиками горных пород [97], что требует индивидуального подхода к решению конкретной задачи.

Возможности расчетных методов не безграничны. Следует понимать, что математическая модель всегда приближенна. Характеристики сложных гидро-, газои термодинамических процессов будут отличаются от модельных характеристик, и точный результат получить не удастся. Погрешность несет в себе сама математическая модель, исходные данные, метод решения и округления при вычислениях. Отметим особенности, связанные с погрешностями при решении задач, возникающих в практике освоения парогидротермальных месторождений.

Как уже отмечалось, расчет чисто водяного течения не представляет принципиальных сложностей. В этом случае градиент давления определяется в основном гравитационной составляющей и может быть определен с высокой точностью. Основным источником погрешностей является модель пароводяного потока. Для характеристики качества модели определяют среднюю погрешность градиента давления на пароводяном участке скважины. И здесь важно отметить, что при использовании одной и той же модели течения точность расчетного определения перепада давления на пароводяном участке будет зависеть от того в каком направлении ведется расчет – от забоя до устья, или от устья до забоя.

Рассмотрим конкретный пример из [110, 126]. Для условной скважины глубиной 200 м длины пароводяного и водяного участков составляют по 100 м. Давление на устье – 2 бара, на забое – 12 бар, тогда перепад давления от забоя до устья будет 10 бар (1 бар – перепад на пароводяном участке, 9 бар – на водяном), т. е. фактически средний градиент давления на пароводяном участке составит 1 кПа/м, а на водяном – 9 кПа/м. Полагая, что на каждом из участков градиент давления будет постоянным, получим линейную зависимость давления от глубины (прямая 1 на рисунке 4.4). Для конкретизации расчетов положим, что модель течения на пароводяном участке занижает значение среднего градиента давления на 20 %. Тогда, при определении забойных параметров (расчет сверху вниз), с учетом возможности относительно точного определения давления на уровне начала парообразования (по

110

энтальпии смеси) расчетный уровень начала парообразования получится на 20 м ниже фактического (прямая 2 на рисунке 4.4). Далее расчет течения на водяном участке проходит практически без погрешностей, и величина забойного давления получается около 10 бар, т. е. погрешность расчета перепада давления от забоя до устья составит примерно 20 %. При расчете снизу вверх (прямая 3 на рисунке 4.4) для устьевого давления получим расчетное значение 2,2 бара, и погрешность расчета перепада давления от забоя до устья составит всего 2 %.



фактический; 2 – расчет при движении сверху вниз;
 3 – расчет при движении снизу вверх

Рисунок 4.4 – Профиль давления по глубине скважины

А значит при определении параметров на забое скважины по измерениям на устье, требуется более высокая точность используемых расчетных моделей. В частности, в [32, 122] отмечается, что при определении фильтрационных параметров резервуара по результатам выпусков из скважин следует предъявлять максимально высокие требования к модели и устьевым измерениям. А в [127, 139] отмечено, что погрешность в определении энтальпии смеси способна вызвать вариации результатов расчета, превосходящие погрешность самой модели. Кроме того, необходимо учитывать, что измеряются, как правило, параметры заторможенного потока, а при расчете оперируют действительными параметрами, т. е. на первом шаге расчета необходим соответствующий пересчет исходных данных.

При решении задачи определения устьевых параметров по забойным требования, предъявляемые к точности модели, не столь высоки. К тому же на практике такие задачи рассматриваются, как правило, в комплексе с моделированием геотермального резервуара [10, 41], характеризующимся большими погрешностями, что также снижает требования и к модели течения в скважине [110, 126].

4.2 Математическая модель пароводяного течения в скважине WELL и ее совершенствование

Обзор существующих на сегодняшний день методов и моделей для расчета течений в пароводяных скважинах представлен в [110, 137, 175, 285, 289, 290]. Все известные модели используют для описания течений интегральный метод и отличаются только акцентами на отдельные эффекты, количеством и видом эмпирических зависимостей, используемых для замыкания систем уравнений.

Наиболее известной и широко используемой стала модель HOLA, разработанная Г. Бьернссоном в 1987 году [172]. Модель основана на численном решении одномерных уравнений неразрывности, движения и энергии; допускает возможность наличия однофазного (вода) и различных режимов двухфазного течения; учитывает скольжение фаз. В том же году А.Н. Шулюпиным была разработана схожая по идеологии модель WELL [127]. Модель WELL была разработана с ориентацией на скважины Паужетского геотермального месторождения (Камчатка), характеризующиеся невысокой энтальпией, и показала хорошее согласование результатов расчетов с экспериментальными данными по скважинам этого месторождения [127]. Однако, в то время модель WELL не могла составить конкуренцию зарубежному аналогу. Загрузка WELL и исходных данных в ЭВМ осуществлялась с помощью перфокарт, а HOLA уже предполагала работу на персональном компьютере с вводом данных в диалоговом режиме и была удобна пользователю.

Совершенствование и развитие вычислительной техники потребовало создания удобной компьютерной программы. Дальнейшие и более глубокие исследования гидро-, газо- и термодинамических процессов в пароводяных скважинах, развитие новых идей и подходов к описанию течений, привели к созданию новых моделей на основе WELL, а также потребовали разработки соответствующих компьютерных программ.

Расходные параметры, измеренные на устье разведочных и эксплуатационных скважин, являются одним из основных источников информации при изучении геотермальных месторождений и получения информации о его ресурсах. Но для геотермальных скважин динамика устьевых параметров не имеет однозначной связи с динамикой параметров геотермального резервуара, что объясняется изменениями, происходящими в стволе скважин.

Например, в [110, 124] отмечается, что для чисто водяных геотермальных скважин наблюдались случаи, когда, вопреки представлениям традиционной гидрогеологии, при выпуске с постоянным устьевым давлением существенно увеличивался расход на значительном временном интервале, по причине уменьшения плотности воды вследствие увеличения ее температуры, которое было вызвано снижением тепловых потерь энтальпии при прогреве окружающих скважину пород. Указанная неоднозначность еще в большей степени проявляется в пароводяных скважинах, когда на прогрев накладываются сложные гидродинамические процессы при течении двухфазной смеси в стволе скважины.

Важность учета теплообмена с окружающими породами при моделировании течения в скважинах очевидна. Все существующие модели течения в стволе пароводяной скважины, позволяющие рассчитывать забойные параметры по устьевым измерениям, в лучшем случае учитывают тепловой поток в массиве окружающих пород только в радиальном направлении. При этом для моделирования в зарубеж-

113

ной практике обычно используется временная функция Рэми [260] или ее различные модификации [181, 297], обеспечивающие разумную аппроксимацию для учета теплообмена между стволом скважины и окружающими породами. В отечественной практике для учета радиального теплового потока с постоянной температурой на бесконечной границе в однородном массиве пород используют формулу [102, 127, 141, 142]

$$dq = \frac{-\Delta T(z) 2\pi \lambda}{G \ln\left(1 + \frac{\sqrt{\pi at}}{R}\right)} dz, \qquad (4.2)$$

где *dq* – изменение удельной энергии потока за счет теплового потока от стенок скважины, Дж/кг;

 $\Delta T(z)$ – разность текущей температуры теплоносителя и его начальной температуры, равной температуре массива горных пород на бесконечной границе, К;

 λ – коэффициент теплопроводности окружающих пород, Bt/(м·K);

G – массовый расход смеси, кг/с;

- *а* коэффициент температуропроводности окружающих пород, м²/с;
- *t* время с начала пуска скважины, с;

R – радиус скважины, м.

Вместе с тем очевидно, что тепловой поток кроме радиальной составляющей имеет и вертикальную, влияние которой должно возрастать относительно радиальной по мере прогрева массива окружающих скважину пород [108, 117].

Специально для оценки влияния теплообмена с окружающими породами на параметры пароводяных скважин с учетом радиальной и вертикальной составляющих теплового потока в 2005 году А.А. Чермошенцевой на основе WELL была разработана модель WELL-2 [103, 104, 108, 109]. Поскольку для определения количества теплоты, проходящего через какую-либо поверхность твердого тела, необходимо знать температурное поле внутри рассматриваемого тела, для новой модели оно было определено посредствам решение задачи теплопроводности. Изменения коснулись и используемых уравнений состояния. В исходной модели WELL использовались уравнения состояния насыщенного пара и воды для давления до 25 бар, что было вполне удовлетворительно для скважин Паужетского месторождения. Новая модель WELL-2 разрабатывалась с ориентиром на более глубокие и высокоэнтальпийные скважины Мутновского месторождения с давлением на глубине до 100 бар и для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара была использована система уравнений Международной Ассоциации свойств воды и пара (International Association for the Properties Water and Steam) – IAPWS-IF 97 [1].

Поскольку необходимо было учесть тепловые потери в радиальном и вертикальном направлениях, было рассмотрено двумерное уравнение теплопроводности, а с учетом конструкции скважины, была введена цилиндрическая система координат

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right), \tag{4.3}$$

где T – температура, К;

с – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К);

r – радиальная координата, м;

z – вертикальная координата, м.

Вводились граничные условия первого рода. Решение уравнения (4.3) выполнялось методом конечных разностей с построением явной разностной схемы [104, 109]. Нахождение критерия устойчивости, обеспечивающего сходимость явной разностной схемы, представлено в [104]. В результате численного решения уравнения (4.3) было получено распределение температур в массиве окружающих горных пород. Плотность теплового потока на стенках скважины определялась по закону Фурье

$$q_{\rm c} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial n},\tag{4.4}$$

где $q_{\rm c}$ – плотность теплового потока, Вт/м²;

$$\frac{\partial T}{\partial n}$$
 – модуль температурного градиента, К/м;

удельные тепловые потери с учетом цилиндрической формы поверхности определялись по формуле

$$dq = \frac{2\pi Rq_6}{G} dz \,. \tag{4.5}$$

Устьевое давление, массовый расход и удельная энтальпия теплоносителя являются основными параметрами, характеризующими работу пароводяной скважины. Они зависят от множества факторов: условий фильтрации в резервуаре, температуры вмещающих пород, гидродинамических эффектов и пр. Для изучения влияния теплообмена, параметры на забое скважины принимались постоянными и анализировались изменения во времени на устье, которые связаны исключительно с теплообменом, поскольку только при определении тепловых потерь присутствует временной фактор.

В условиях квазистационарности массовый расход принимается неизменным по глубине скважины. Любые изменения массового расхода на устье скважины, характеризующиеся временами больше времени подъема теплоносителя от забоя до устья (порядка нескольких секунд), говорят об изменениях на забое вне зависимости от теплообмена с породами [110, 124].

С помощью разработанной модели WELL-2 были проведены исследования влияния вертикальной составляющей теплового потока. На рисунке 4.5 для различных значений расходов представлены графики зависимости устьевого давления от времени для типичной скважины Мутновского месторождения (глубина 1500 м, энтальпия на забое 1260 кДж/кг, давление на забое 90 бар).

После 100 ч эксплуатации отмечается стабилизация устьевого давления, причем при больших расходах это происходит раньше. Детально выход на стабилизацию для наименьшего из рассмотренных расходов (20 кг/с) представлен на рисунке 4.6. И здесь, очевидна стабилизации устьевого давления в пределах погрешности его определения через двое суток с момента запуска скважины (на практике измерение устьевого давления характеризуется значительными погрешностями, связанными с пульсациями, составляющими примерно 0,1 бара).



Рисунок 4.5 – Зависимость устьевого давления от времени эксплуатации скважины



Рисунок 4.6 – График зависимости устьевого давления от времени для расхода 20 кг/с

Для оценки влияния теплообмена скважины с окружающими горными породами на энтальпию определялась разность забойной и устьевой энтальпий в зависимости от времени (рисунок 4.7). Стабилизация разности энтальпий происходит также раньше при бо́льших расходах. Погрешность определения энтальпии наиболее распространенным в мировой практике методом Джеймса (метод критического истечения и сепарации смеси) оценивается примерно в 4%. Для минимального расхода стабилизация энтальпии в пределах указанной погрешности измерения происходит примерно через двое суток.



Рисунок 4.7 – Зависимость разности забойной и устьевой энтальпий от времени

Поскольку основной особенностью модели WELL-2 является учет двумерного теплообмена скважины с массивом окружающих пород, для оценки важности учета вертикальной составляющей расчеты выполнялись по двум вариантам: с двумерным потоком тепла и только с радиальным. Для радиального потока использовалась формула (4.2). На рисунке 4.8 приведен график зависимости отношения изменения энтальпии, определенной для двумерного теплового потока к изменению энтальпии, полученной для теплового потока только в радиальном направлении, от времени функционирования скважины при различных расходах.



Рисунок 4.8 – График зависимости от времени отношения потерь энтальпии для двумерного и только радиального потока тепла

Оба расчетных варианта в первые часы работы скважины дают практически одинаковые результаты, но потери энтальпии для двумерного потока тепла несколько превышают потери для радиального. Затем, примерно через сутки, величина изменения энтальпии, определенная для теплового потока в радиальном направлении, начинает, превышать расчетные значения по двумерному варианту. С учетом отмеченной погрешности определения энтальпии (4 %) заметными расхождения между вариантами становятся после двух суток работы скважины.

В результате проведенных исследований было определено, что для типовой скважины Мутновского месторождения теплообмен скважины с окружающими породами оказывает заметную роль на эксплуатационные параметры в течение первых двух суток с момента запуска, после чего влияние становится меньше вариаций соответствующих параметров в пределах погрешности их измерений.

Таким образом, при моделировании течения в пароводяных скважинах на геотермальных месторождениях для учета тепловых потерь в окружающие породы достаточно учитывать радиальный поток тепла с использованием подхода, основанного на введении коэффициента нестационарного теплообмена (4.2).

Дальнейшие попытки улучшить модель течения пароводяного потока в скважине на геотермальных месторождениях привели к идее использовать структурный подход, позволяющий сочетать достоинства интегрального и дифференциального методов. Используемый в моделях WELL и WELL-2 интегральный метод, может быть корректно использован только в случае принятия упрощающих допущений. Используемые для замыкания эмпирические формулы определяют качественную адекватность модели, поэтому применяться они должны только если задача соответствует условиям экспериментов, в которых они были получены. Столкнувшись со сложностями проведения экспериментов в условиях, характерных для геотермальных скважин, А.Н. Шулюпин и А.А. Чермошенцева разработали модель WELL-3, с использованием структурного подхода.

Ранее отмечалось, что при моделировании течений в скважинах на месторождениях парогидротерм целесообразно обобщить пузырьковую и снарядную структуру в единую структуру с малым паросодержанием. Но для оценки возможности использования в модели структурного подхода имеет смысл рассмотреть их отдельно. Пузырьковая структура хорошо описывается интегральным методом, а для снарядной, учитывая четкость структуры, хорошие перспективы должен иметь структурный подход. Однако преимущества структурный подход имеет, когда можно формализовать условия, определяющие структуру. Поскольку в настоящее время убедительных данных о факторах, формирующих снарядную структуру, нет [63, 64, 99], использовать структурный подход для описания снарядного течения в скважине не было рекомендовано.

Принимая во внимание крайнюю неупорядоченность структуры эмульсионного течения структурный подход для него также не подходит. Применение диф-

120

ференциального метода создаст серьезные трудности при замыкании модели. Поэтому для эмульсионного режима течения интегральный метод также является предпочтительным.

В итоге в модели WELL-3 структурный подход был применен для наиболее распространенного при освоении месторождений парогидротерм дисперсно-кольцевого режима течения. Использовалась модель, представленная в пункте 3.2. Движение жидкой пленки описывалось на основе дифференциального метода, а дисперсного ядра – на основе интегрального метода [135].

В целом, возлагаемые на структурный подход надежды не оправдались. Разработанная в результате математическая модель WELL-3 значительно усложнилась в части реализации. Для замыкания модели потребовались эмпирические зависимости, детализирующие рассматриваемую структуру. Несмотря на расширение возможностей, применение структурного подхода для расчета дисперсно-кольцевого течения в скважинах оказалось нецелесообразно [116, 135].

Таким образом, для описания пароводяного течения в скважине следует принимать условие квазистационарности, используя для учета теплообмена скважины с массивом окружающих горных пород коэффициент нестационарного теплообмена. В качестве основного рекомендуется использовать интегральный метод и двухскоростную модель.

4.3 WELL-4

Следующим шагом совершенствования модели течения в пароводяной геотермальной скважине стало создание математической модели WELL-4, разработанной в ходе решения задачи по прогнозу производительности после реконструкции скважины А-2 Мутновского месторождения [115, 137, 142]. Практические задачи, возникающие при разработке, проектировании и эксплуатации месторождений парогидротерм, привели к необходимости проведения ряда модификаций, и на базе WELL-4 был разработан комплекс программ, позволяющий охватить весь диапазон возможных задач по расчету течений в скважинах.

4.3.1 Основные уравнения

Основу модели составляют уравнения неразрывности, движения и энергии, полученные в результате применения интегрального метода в рамках двухскоростной модели. Учитывая условие стационарности (квазистационарности), из уравнений (2.38), (2.44) и (2.47) получаем соответствующие одномерные уравнения, что позволяет перейти к обыкновенным дифференциалам и получить систему основных гидродинамических уравнений.

Уравнение неразрывности (2.38) сводится к виду

$$\frac{dG}{dz} = 0. \tag{4.6}$$

Уравнение движения (2.44) с учетом (2.45) для круглой трубы, где периметр $\Pi = 2\pi R$, площадь $S = \pi R^2$, принимает вид

$$\rho_{g} \varphi v_{g} \frac{dv_{g}}{dz} + \rho_{l} (1 - \varphi) v_{l} \frac{dv_{l}}{dz} + \frac{(v_{g} - v_{l})}{\pi R^{2}} \cdot \frac{dG_{g}}{dz} = -\frac{dp}{dz} - \frac{2\tau_{c}}{R} + \rho g_{z}, \quad (4.7)$$

где G_g – массовый расход пара, определяемый по формуле (2.18), кг/с;

 ρ_g и ρ_l – плотности пара и воды, кг/м³;

ρ – плотность смеси, кг/м³, определяемая по формуле (2.14);

ф – истинное объемное паросодержание;

 v_g и v_l – скорости пара и воды, м/с;

p – давление, Па;

 g_z – проекция вектора ускорения свободного падения на ось *z* (для вертикальной трубы при направлении оси *z* вверх $g_z = -g$), м/с².

Изменения энтальпии в процессе течения обычно не слишком велики. Как уже отмечалось, ранние модели вообще не рассматривали данные изменения. В более поздних моделях вводится уравнение энергии, но при этом используется не уравнение (2.45), а непосредственный баланс энергий потока

$$\frac{dh}{dz} + \frac{de}{dz} - g_z = \frac{dq}{dz},\tag{4.8}$$

где h – удельная энтальпия смеси, Дж/кг, определяемая по формуле (2.31).

Второе слагаемое в левой части (4.8) характеризует изменение удельной кинетической энергии, третье – потенциальной. Правая часть описывает изменение удельной энергии потока за счет теплового потока от стенок скважины, определяемого по формуле (4.2).

Удельную кинетическую энергию потока во втором слагаемом левой части в (4.8) следует определять, как

$$e = \frac{xv_g^2 + (1-x)v_l^2}{2},$$
(4.9)

где x – массовое расходное паросодержание.

Принимая во внимание определения величин и соотношения между ними, введенные в разделе 2.2, дополним полученную систему зависимостей (4.6) – (4.9) формулами, связывающими величины, входящие в эти уравнения уравнения: (2.5), (2.8), (2.11), (2.12), (2.14), (2.15), (2.17), (2.19)–(2. 24), (2.27) – (2.30). Полученные интегральным методом в рамках двухскоростной модели уравнения являются общими при описании стационарных (квазистационарных) двухфазных потоков в круглых трубах.

Для пароводяных потоков удельные энтальпии и плотности фаз определяются по соответствующим уравнениям состояния [1]. Однако дополнение системы уравнениями состояния еще не позволяет получить замкнутую математическую модель течения в скважине на месторождении парогидротерм.

При расчете потоков в скважинах исходными считаются устьевые или забойные параметры: давление, массовый расход и энтальпия заторможенного потока. В качестве замыкающих формул используются независимые, экспериментально обоснованные, выражения для касательного напряжения на стенке трубы и истинного объемного паросодержания или скорости одной из фаз. Подобрать единый приемлемый набор зависимостей для всех возможных структур течения в скважинах невозможно. Для каждого выделенного режима течения в WELL-4 используется свой набор расчетных формул, соответствующее применение которых требует введения в модель критериев для дифференциации режимов течения.

4.3.2 Учет особенностей структур двухфазного течения

В модели WELL-4 описывается чисто водяное течение и три режима пароводяного: с малым паросодержанием (структуры с непрерывной жидкой фазой), течение переходной структуры и течение с большим паросодержанием (структуры с непрерывной газовой фазой).

Принципиальными вопросами при описании газожидкостных течений является выбор формул, определяющих истинную скорость одной из фаз или коэффициент скольжения (отношение скоростей газа и жидкости) [110, 126, 154, 155, 200, 203, 239, 290, 291, 296]. При известной скорости одной из фаз истинное объемное паросодержание можно определить по формуле (2.23), а при известном коэффициенте скольжения – по формуле (2.29).

Течение с малым паросодержанием подразумевает пузырьковую и снарядную структуры. Для снарядной структуры скорость паровой фазы рекомендуется вычислять по формуле [47, 85]

$$v_{g} = 1,2w + 0,35\sqrt{2gR\left(1 - \frac{\rho_{g}}{\rho_{l}}\right)},$$
 (4.10)

где *w* – приведенная скорости смеси (скорость по гомогенной модели), м/с.

Формула (4.10), в отличие от других подобных формул, имеет частичное теоретическое обоснование – второе слагаемое в правой части соответствует относительной скорости всплытия снаряда в вертикальной трубе [19, 47]. Пузырьковая структура по физической сути близка снарядной, в ней также происходит всплытие газа в жидкости. Использование (4.10) на практике показало ее состоятельность и для пузырьковой структуры, что позволяет рекомендовать ее для течения с малым паросодержанием в целом. К тому же, основной для течения с малым паросодержанием является снарядная структура.

Для описания переходного состояния от течения с малым паросодержанием к течению с большим паросодержанием в модель WELL-4 была введена эмульсионная структура (переход между снарядной и дисперсно-кольцевой структурами, а в случае высоких скоростей – между пузырьковой и дисперсно-кольцевой). Эта структура характеризуется крайней неупорядоченностью и считается наиболее сложной для описания. Учитывая важность ее разделительной функции, необходимо определение условий существования данной структуры течения в скважине. Природа эмульсионного течения недостаточно ясна. Высокие скорости течения и хаотичность структуры потока позволяют выдвинуть гипотезу о связи условий существования данной структуры с эффектом локальной критичности. В главе 3 отмечалась возможность возникновения локальной критичности в потоке при скоростях, превышающих скорость движения насыщенной воды (3.12), причем это действие будет усиливаться по мере превышения скорости потока над указанной скоростью.

В [110, 126] рассмотрено развитие течения с малым паросодержанием в эмульсионное. Возникающее влияние локальной критичности связывается с близостью скоростей фаз при отсутствии факторов, препятствующих фазовому переходу (такие условия имеются в лобовой части паровых снарядов). Поскольку в геотермальных скважинах высокие скорости достигаются при больших объемных газосодержаниях, то скорее всего уже имеется снарядное течение, либо пузырьки имеют достаточно большой размер, чтобы не рассматривать влияние поверхностного натяжения на процесс кипения. Таким образом, возникновение эмульсионного течения можно связать с моментом достижения скорости пара, определяемой формулой (4.10), критической скорости движения насыщенной воды $v_{\rm кp}$, определяемой формулой (3.12), т. е.

$$v_g \ge v_{\rm kp}.\tag{4.11}$$

В формуле (4.10) скорость пара линейно зависит от приведенной скорости скорости с коэффициентом 1,2. Значит, чем выше гомогенная скорость, тем больше по сравнению с ней скорость пара. Логично предположить, что с началом действия локальной критичности различие указанных скоростей не должно увеличиваться (рисунок 4.9) [110, 124].



снарядное течение, 2 – снарядное течение с локальной критичностью
 Рисунок 4.9 – Зависимость скорости пара от гомогенной скорости

Анализируя данный график для скорости пара при течении с локальной критичностью получаем

$$v_{g} = v_{\kappa p} + w \left(1 - \frac{v_{\kappa p} - v_{b}}{v_{s} - v_{b}} \right),$$
 (4.12)

где v_s – скорость пара по формуле (4.10), м/с;

v_b – второе слагаемое в правой части формулы (4.10), м/с, имеющее значимость при низких скоростях. Поскольку формула (4.12) предполагает значительные скорости, *v_b* можно пренебречь, и тогда

$$v_g = w + v_{\rm kp} \left(1 - \frac{w}{v_s} \right). \tag{4.13}$$

Режим течения с большим паросодержанием подразумевает дисперсно-кольцевое течение. Для его существования необходимо выполнения двух условий: достаточно высокое паросодержание для формирования ядра потока и достаточно высокая скорость дисперсного ядра, позволяющая удержать жидкую пленку на стенке. Проведем оценку минимального значения паросодержания, при котором может быть сформировано паровое ядро [110, 124]. Используя формулы (2.15), (2.23) и (2.19), получаем связь действительной скорости пара с гомогенной скоростью

$$v_g = \frac{w\beta}{\varphi}.$$
(4.14)

Подставляя (4.14) в (4.10) получаем, что минимальное расходное паросодержание будет соответствовать максимальным гомогенным скоростям. Учитывая, что для сферической формы пузырей или лобовой части снарядов упаковка при минимальной величине жидких перемычек соответствует истинному объемному парасодержанию 2/3, получаем, что минимальное значение объемного расходного паросодержания составит 0,8. Таким образом, для дисперсно-кольцевой структуры должно выполняться условие

$$\beta > 0.8.$$
 (4.15)

Для устойчивого удержания жидкой пленки необходимо преобладание сил инерции парового ядра над силами тяжести, т. е. число Фруда, выражающее отношение указанных сил, должно быть больше единицы [85]

$$\operatorname{Fr}_{g} = \frac{\rho_{g} w_{g}^{2}}{g(\rho_{l} - \rho_{g})2R} > 1.$$
(4.16)

Возникновение эмульсионного режима течения, определяющего переход от течения с малым паросодержанием к дисперсно-кольцевому, в модели WELL-4 определяется моментом, когда условия (4.15) и (4.16) еще не достигнуты, но скорость пара достигла критической скорости движения насыщенной воды, определяемой по (3.12), т. е. выполняется (4.11).

На настоящий момент не существует единой модели скольжения, которая во всех случаях давала бы адекватные результаты. По этой причине большинство коммерческих компьютерных программ (симуляторов), например, HOLA [172], WELLSIM [202], SwelFLO [234], GUDRUN и REGIN [191], предлагают список корреляций для вычисления скольжения, из которых пользователь может выбрать дающую наилучшее соответствие данным конкретной задачи. Распространенный выбор моделей скольжения для стационарных симуляторов включает модели Данса и Роса, Оркишевского (первоначально использовавшаяся в HOLA/GWELL), Хагедорна и Брауна, Арманда, Хадгу (доступно в WELLSIM), Аунзо и др. В симуляторах, разработанных в [155, 200, 239, 246, 296] реализуются различные модели дрейфовых потоков.

В отечественной практике для определения коэффициента скольжения при дисперсно-кольцевом течении используется формула З.Л. Миропольского [48]

$$s = 1 + \frac{13,5(1 - p/p_{\kappa p})}{Fr^{5/12} Re^{1/6}},$$
(4.17)

где $p_{\kappa p}$ – давление в критической точке (22,115 \cdot 10⁶Па);

Fr и Re – числа Фруда и Рейнольдса соответственно, определяемые здесь как

$$\operatorname{Fr} = \frac{1}{g 2R} \left(\frac{G}{\rho_{l} \pi R^{2}} \right)^{2}, \qquad (4.18)$$

$$\operatorname{Re} = \frac{2G}{\pi R \mu_l},\tag{4.19}$$

где μ_i – коэффициент динамической вязкости воды, Па·с.

Учитывая, что при высоких скоростях близких к критической скорости истечения локальная критичность способствует гомогенизации смеси, для чисел Маха, приближающихся к единице, коэффициент скольжения должен стремится к единице, в модели WELL-4 формула (4.19) используется с поправочным коэффициентом

$$s = 1 + \frac{13,5(1 - p/p_{\kappa p})(1 - M^2)}{Fr^{5/12} Re^{1/6}},$$
(4.20)

где М-число Маха.

При выполнении условия (4.11) в дисперсно-кольцевом течении начинает проявляться локальная критичность и для скорости пара рекомендуется использовать формулу (4.13), но вместо скорости пара, соответствующей снарядному течению, следует подставлять скорость пара, рассчитанную для дисперсно-кольцевого течения.

129

Для определения касательного напряжения на стенке трубы для всех режимов течения используется формула, рекомендованная в [56]

$$\tau_{c} = \tau_{gc} \phi + \tau_{lc} (1 - \phi), \qquad (4.21)$$

где τ_{gc} и τ_{lc} – касательные напряжения на стенке в паровой и жидкой фазах, Па, которые, согласно традиционным представлениям гидравлики, определяются по формулам:

$$\tau_{gc} = \frac{\xi_g \rho_g v_g^2}{8}, \qquad (4.22)$$

$$\tau_{lc} = \frac{\xi_l \rho_l v_l^2}{8}, \qquad (4.23)$$

где ξ_g и ξ_l – коэффициенты трения для пара и воды.

Вычислить коэффициенты трения для пара и воды при турбулентном течении можно по единой формуле Шифринсона [85]

$$\xi = 0.11 \left(\frac{\Delta}{D}\right)^{0.25},$$
(4.24)

где ∆ – абсолютная эквивалентная шероховатость стенок трубы, м, тогда для касательного напряжения получаем

$$\tau_{\rm c} = \frac{\xi}{8} \Big(\rho_g v_g^2 \phi + \rho_l v_l^2 (1 - \phi) \Big). \tag{4.25}$$

В [56] эта формула была предложена для режимов течения с неустойчивой границей раздела газа и жидкости, включающих пузырьковую, снарядную, эмульсионную и другие переходные формы течения. В [127] показано, что (4.25) дает хорошее согласование с экспериментальными данными и для дисперсно-кольцевой структуры. При обычном (без элементов критичности) дисперсно-кольцевом течении основная часть жидкости сосредоточена в ядре и касательное напряжение определяется трением именно в ядре, а идея, заложенная в формуле (4.25), хорошо подходит для дисперсной структуры в ядре. Следует отметить, что в скважинах дисперсно-кольцевое течение наблюдается, как правило, с элементами критичности. Экспериментальные данные в работах [127, 286], используемые для обоснования формулы (4.25) при дисперсно-кольцевом течении, соответствовали именно такому случаю. То есть для касательного напряжения при дисперсно-кольцевом течении с элементами критичности также рекомендуется формула (4.25), поэтому в модели WELL-4 эта формула используется для расчета при всех пароводяных режимах.

Заметим, что определяемое по (4.25) касательное напряжение, а вместе с ним и составляющая градиента давления на трение зависят от истинного объемного паросодержания. Плотность смеси, определяемая по (2.14), а значит, и гравитационная составляющая градиента давления тоже зависят от истинного объемного паросодержания. Следовательно, если применение эмпирических формул (4.10) и (4.20) для определения истинного объемного паросодержания приведет к ошибкам, то на составляющие градиента давления это окажет различное по знаку влияние. Такая частичная компенсация способствует повышению устойчивости модели к возможным ошибкам эмпирических формул [110, 124].

Необходимо отметить, что формулы (4.10), (4.20) и критерий (4.16) применимы к вертикальным трубам. Сравнение их с аналогичными выражениями для горизонтальных труб, позволяют допустить возможность использования указанных формул и для наклонных труб, особенно при небольших углах отклонения от вертикали. Но в этом случае вместо модуля ускорения свободного падения в формулах (4.10) и (4.18) необходимо использовать модуль его проекции на ось трубы, т. е. домножить модуль ускорения свободного падения на косинус угла отклонения оси трубы от вертикали.

Для замыкания модели также требуется определение изменения удельной энергии потока за счет теплового потока от стенок скважины в формуле (4.8). Для определения потерь энергии за счет теплового потока, вызванного теплообменом между скважиной и окружающими породами, в модели WELL-4 в соответствии с обоснованиями, представленными в пункте 4.2, применялась формула (4.2) с использованием коэффициента нестационарного теплообмена.

130

4.3.3 Сравнение расчетных и экспериментальных данных

По разработанной математической модели WELL-4 была создана компьютерная программа, блок-схема которой приведена на рисунке 4.10.

Исходными данными для расчета являются давление и энтальпия смеси в начальной точке расчета, массовый расход смеси, конструктивные параметры скважины – диаметр, глубина, особенности внутренней поверхности скважины (шероховатость стенок), допускается телескопическая конструкция. В программе реализована проверка на корректность вводимых данных. Основным расчетным параметром является перепад давления, по которому определяются давление и энтальпия в конечной точке.

Наличие в модели WELL-4 дифференциальных уравнений, содержащих параметры, определяемые сложной взаимосвязью, потребовало для ее реализации численного интегрирования. Расчеты ведутся от устья до забоя при заданном шаге интегрирования. На каждом шаге интегрирования вычисляется более сотни параметров в узловой точке. При необходимости можно вывести на экран интересующие промежуточные расчетные параметры на любом шаге интегрирования.

Для проверки достоверности расчетов по модели WELL-4 использовались экспериментальные данные работы [127] по скважинам Паужетского месторождения. В привлеченных экспериментах имело место минимальное влияние измерительной аппаратуры на процесс двухфазного течения. В пароводяном потоке находился только кабель, а измерительное оборудование опускалось ниже уровня парообразования. Определялись расход, энтальпия смеси и давление на устье, глубина уровня начала парообразования и температура на водяном участке.



Рисунок 4.10 – Блок-схема для реализации WELL-4

Проверка осуществлялась путем сравнения экспериментальных давлений на глубине со значениями, рассчитанными по устьевым параметрам с помощью WELL-4. Это самый чувствительный к погрешностям расчета вариант. Обычно сравнение проводится в более щадящих к восприятию расхождений вариантах, например, применительно к устьевым давлениям или среднему градиенту давления на пароводяном участке [124, 137]. Экспериментальное давление определялась как сумма перепада давления в водяном столбе до начала кипения и давления на уровне начала парообразования. Перепад давления в водяном столбе рассчитывался с учетом зависимости плотности воды от температуры и измеренной глубины уровня начала парообразования. Давление на уровне начала парообразования определялось по температуре в соответствии с линией насыщения.

В таблице 4.1 представлены расходные параметры скважин, значения расчетных и экспериментальных давлений на глубине верхних зон водопритоков в скважинах Паужетского геотермального месторождения.

Расчеты выполнялись не только по WELL-4. Для сравнения были также выполнены расчеты по компьютерной программе HOLA с определением истинных скоростей фаз по рекомендациям Арманда, Оркишевского и Чисхолма. Кроме трех указанных рекомендаций, в HOLA есть еще четвертая модификация Бьернссона, рекомендованная для труб диаметром 0,245 м. Эта модификация показала наихудшее согласование с экспериментальными данными и для сравнения в расчет не принималась, поскольку в экспериментах скважины имели значительно меньший диаметр.

Отметим также, что для некоторых опытов по скважине К-15 не удалось выполнить расчеты по модели HOLA с использованием корреляции Оркишевского. Причина невозможности выполнить расчеты заключается в раннем достижении расчетной критичности потока.

133

	Устьевое давление, бар	Расход, кг/с	Энтальпия смеси, кДж/кг	Давление на глубине, бар				
				Эксперимент	HOLA			
Скважина					Арманд	Оркишевский	Чисхолм	WELL-4
	2,57	9,9	606	12,9	13,2	10,7	13,3	11,3
К-15	1,45	15,7	598	12,5	_	_	_	12,4
K 15	2,04	15,0	610	12,8	12,7	_	12,8	12,5
	2,60	13,4	610	14,0	13,6	12,0	13,7	12,5
к-20	2,99	3,2	667	16,3	11,9	5,7	12,1	9,4
K 20	2,09	10,1	658	17,2	13,2	9,4	13,4	8,8
	4,01	46,3	795	15,4	26,8	20,6	27,2	17,3
122	4,28	45,4	793	16,6	27,3	20,3	27,6	18,4
122	4,07	47,8	790	13,0	27,6	21,4	27,9	18,9
	4,89	42,6	791	11,5	28,5	21,0	28,6	20,4

Таблица 4.1 – Сравнение расчетных и экспериментальных давлений на глубине верхних зон водопритоков в скважинах Паужетского месторождения

Относительное среднеквадратичное расхождение расчетных и опытных давлений на глубине по разработанной WELL-4 составило 16 %, по HOLA при использовании рекомендаций Арманда – 46 %, Оркишевского – 27 % и Чисхолма – 47 %, что в среднем в 2,5 раза (от 1,7 до 2,9) больше чем по WELL-4. Это говорит о предпочтительности использования WELL-4.

С помощью модели WELL-4 был выполнен прогноз производительности скважины А-2 Мутновского геотермального месторождения для обоснования проекта реконструкции [52, 118, 137]. Данная скважина, имеющая глубину 1564 м, работала в течение девяти лет в нестационарном режиме. Частые изменения температуры способствовали нарушению герметичности обсадных колонн, в результате чего скважина была выведена из эксплуатации. Планируемая реконструкция заключалась в установке внутри существующей обсадной колонны внутренним диаметром 0,225 м вкладыша внутренним диаметром 0,16 м от устья до глубины 1200 м. Поскольку продуктивные зоны располагаются ниже реконструируемого участка, предполагалось, что расход остается неизменным, т. е. не зависит от снижения давления на глубине.

В данном случае прогноз новой производительности по параметрам предполагаемой реконструкции был проведен в два этапа. На первом этапе, используя данные измерений расходных параметров скважины на различных ступенях устьевого давления (испытания 2010 г.), по модели WELL-4 рассчитывались давления на глубине 1200 м для соответствующих расходных параметров до реконструкции (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Исходные данные (2010 г.) и результаты расчета давления на глубине 1200 м по скважине А-2 Мутновского месторождения парогидротерм

№ ступени	Устьевое давление, бар	Расход смеси, кг/с	Энтальпия смеси, кДж/кг	Давление на глубине, бар
1	7,0	24,0	1204	21,7
2	8,4	20,5	1233	25,5
3	10,9	18,0	1273	34,2
4	11,9	14,0	1288	39,1
5	14,9	0	0	_

На втором этапе для соответствующих расходных параметров и давлений на глубине по модели WELL-4 с помощью обратного хода рассчитывались устьевые давления после реконструкции (при новом диаметре скважины), что позволило получить новые зависимости расхода и энтальпии смеси от устьевого давления. Для расчетов были взяты данные третьей и четвертой ступени, а также интерполяционная точка между второй и третьей ступенью (таблица 4.3). Данные по первой и второй ступеням в расчетах не участвовали, поскольку соответствующие им расходы не могут быть достигнуты при новой конструкции даже при свободном фонтанировании.

Таблица 4.3 – Прогнозная характеристика скважины А-2 Мутновского месторождения парогидротерм после установки вкладыша

№ ступени	Устьевое давление, бар	Расход смеси, кг/с	Энтальпия смеси, кДж/кг	Давление на глубине, бар
1	4,4	19,2	1253	29,9
2	10,7	18,0	1273	34,2
3	13,5	14,0	1288	39,1

Расчеты показывают, что после реконструкции скважины в рабочем диапазоне давления (6–8 бар) расход существенно не изменится. При этом повысится верхний предел устьевого давления, при котором возможна устойчивая эксплуатация скважины, что позволяет надеяться на возможность длительной последующей эксплуатации.

Предложенные рекомендации были приняты к исполнению. После реконструкции скважина А-2 была введена в эксплуатацию. По приращению мощности ГеоЭС (на 2,5 MBт) расход пара по данной скважине оценивается около 5 кг/с (2 кг/с на 1 MBт мощности). Отметим, что в рабочем диапазоне давлений прогнозируемый расход по пару, также составляет 5 кг/с. Таким образом можно говорить о подтверждение прогнозных оценок. Особенно важно, что подтвердились оценки, связанные с повышением верхнего предела рабочего давления. После реконструкции скважина стала работать в стабильном режиме. Раньше устьевого давления не хватало для продавливания жидких пробок, образующихся в трубопроводе вследствие неудачно выбранного диаметра. Затраты на реконструкцию скважины А-2 составили около 20 млн. руб. На тот момент строительство новой добычной скважины на Мутновском месторождении обходилось примерно в 200 млн. руб., следовательно, реконструкция скважины позволила сэкономить 180 млн. руб. [118].

В дальнейшем, для обоснования проектов реконструкции по WELL-4 были выполнены расчеты по прогнозу производительности скважин 013 и Гео-2 Мутновского геотермального месторождения. Проведенная реконструкция также подтвердила прогнозные оценки.

На Мутновском месторождении имеется несколько скважин, верхний предел рабочего давления которых не позволяет использовать их для добычи теплоносителя. В связи с чем, предложенный способ повышения верхнего предела рабочего давления имеет хорошие перспективы для дальнейшего использования при разработке данного месторождения. Наличие подобных скважин на аналогичных месторождениях России и мира позволит существенно расширить географию применения предложенного способа. Разумеется, для каждой скважины необходим индивидуальный подход к планированию реконструкции, включающий проведение численных расчетов.

4.4 Модификации модели WELL-4

В основе всех известных на сегодняшний день моделях лежат уравнения, предполагающих неизменность массового расхода теплоносителя по длине канала течения. А значит корректно эти модели могут применяться только до границы питающих зон, ниже которой имеет место изменение расхода, что должно быть учтено в модели течения. В некоторых случаях, например, в работах [155, 166], учитывается дискретное изменение расхода от одной питающей зоны к другой. При этом сама гидродинамическая постановка задачи содержит положение о постоянстве расхода, а вопрос о том, как меняются параметры потока в самих зонах питания, протяженность которых может составлять до сотни метров, остается открытым. Кроме того, при течении с изменяющимся расходом возможны эффекты,

137

связанные с действием инерционных сил, вызываемых присоединением массы. Могут возникать аномально высокие градиенты давления, вызывающие быстрое снижение скоростей в потоке и дополнительный рост гравитационной составляющей [141].

Отечественная практика не предполагает отдельное испытание питающих зон. Это является весьма непростой технической задачей и требует применения сложного оборудования. При этом расходы зон определяются с большой погрешностью, между зонами возможны перетоки по затрубному пространству обсадной колонны. Возможность большой протяженности зон питания делает дискретный подход к описанию течений ниже верхней границы зон притоков для отечественной практики неэффективным.

Термоводоносный комплекс отечественных геотермальных месторождений состоит из пород, характеризующихся проницаемостью трещинно-жильного типа [10, 82]. По мере бурения скважина пересекает от 1 до 7 питающих зон толщиной от 1 до 300 м. Ствол скважины состоит из верхнего участка с непроницаемыми стенками, участка притоков и нижнего участка с непроницаемыми стенками (рисунок 4.11) [141]. Участок с притоками состоит из труб, в стенках которых сделаны отверстия для поступления флюида из термоводоносного комплекса. В некоторых скважинах, пробуренных на стадии разведки месторождения и находящихся в эксплуатации, питание осуществляется через необсаженную трубами часть ствола. У большинства скважин ниже рассматриваемого участка располагается «глухой» участок, наличие которого вызвано либо отсутствием фильтрационных отверстий в обсадных трубах, либо отсутствием питающих зон, либо выходом из термоводоносного комплекса в область непроницаемых пород.

Для расчета течения в области питания на базе WELL-4 была разработана модель WELL-4G [141, 142]. Питание скважины в новой модели представлено одной зоной, распространяющейся от верхней границы зон питания до ее нижней границы.



1 – верхний участок скважины с непроницаемыми стенками;
 2 – участок области питания;
 3 – нижний участок скважины с непроницаемыми стенками;
 4 – непроницаемые породы;
 5 – термоводоносный комплекс;
 6 – область двухфазного течения в термоводоносном комплексе

Рисунок 4.11 – Участки с различными условиями течения в пароводяной скважине и термоводоносном комплексе [140]

Не имея информации о функции изменения расхода по длине канала, было принято линейное изменение расхода с глубиной, что и учтено в соответствующих уравнениях неразрывности, движения и энергии:

$$\frac{dG}{dz} = \frac{G}{L},\tag{4.26}$$

$$\rho_{g} \varphi v_{g} \frac{dv_{g}}{dz} + \rho_{l} (1 - \varphi) v_{l} \frac{dv_{l}}{dz} + \frac{(v_{g} - v_{l})}{\pi R^{2}} \frac{dG_{g}}{dz} + \frac{(v_{g} x + v_{l} (1 - x))}{\pi R^{2}} \frac{dG}{dz} = -\frac{dp}{dz} - \frac{2\tau_{c}}{R} + \rho g_{z}, \quad (4.27)$$

$$\frac{dh}{dz} + g_z + \frac{de}{dz} + \frac{e}{G}\frac{dG}{dz} = 0, \qquad (4.28)$$

где *L* – толщина области питания, м.

Остальные формулы и соотношения новой модели такие же, как и в WELL-4. Отметим, что в случае нелинейности изменения расхода с глубиной в области питания, вместо (4.26) можно ввести другую зависимость без изменения остальной части модели. Представленная модель была реализована в компьютерной программе, предназначенной для расчета параметров вверх по потоку (вниз от верхней границы зоны питания). При этом использовалась та же схема, что и при реализации модели WELL-4, за исключением небольшого расчетного блока. В WELL-4 в качестве исходной величины использовалась практически измеряемая удельная энтальпия заторможенного потока смеси, что требовало дополнительного блока для уточнения значения текущей энтальпии на устье. В новой модели WELL-4G в качестве исходной величины используется текущая удельная энтальпия смеси, сразу используемая для расчета.

Новую модель следует использовать в комплексе с предшествующей моделью: от устья скважины до верхней границы зон питания расчет проводить по модели WELL-4, ниже (в зоне питания) – по модели WELL-4G.

В таблице 4.4 представлена информация по работающим скважинам 24, 042 и 037 Мутновского месторождения парогидротерм.

Таблица 4.4 – Данные по работающим скважинам 24, 042 и 037 Мутновского месторождения парогидротерм

Скважина	Устьевое давление, бар	Расход, кг/с	Энтальпия, кДж/кг	Глубина, м	Зона питания, м
24	7,9	15,5	1020	1300	1000–1300
042	8,4	69,9	1200	1860	1355–1837
037	9,6	21,5	1200	1771	1339–1669

С помощью разработанных моделей WELL-4 и WELL-4G было получено распределение давления с глубиной в работающих скважинах 24, 042 и 037 Мутновского месторождения парогидротерм. Расчетные профили давления представлены на рисунке 4.12.



Рисунок 4.12 – Распределение давления по глубине в работающих скважинах 24, 042, 037

Точки *А* на графиках соответствуют верхней границе зоны питания, точки *В* – переходу от однофазного течения к двухфазному. Таким образом:

- по скважине 24: в зоне питания теплоноситель находится в однофазном состоянии (точка *B* на графике выше точки *A*);
- по скважине 042: в зоне питания имеются участки и однофазного (ниже точки *B*), и двухфазного течения (участок от *A* до *B*);
- по скважине 037: в зоне питания теплоноситель находится в двухфазном состоянии (на графике отсутствует точка *B*).

Определение профиля давления в стволе работающей скважины, вскрывающей питающую зону, и сопоставление с данными стационарных условий позволит исследовать фильтрационные потоки в призабойной зоне, оказывающие существенное влияние на производительность скважин.

Для повышения эффективности вскрытия продуктивных пластов в настоящее время активно используется наклонное бурение. Наклонная скважина состоит из трех участков: верхнего – вертикального, среднего – искривленного (с задаваемым изменением угла наклона) и нижнего – наклонного (с постоянным углом наклона) (рисунок 4.2).

Для расчета течений в наклонных скважинах на базе WELL-4 было создана модель WELL-4C. В уравнениях (4.7) и (4.8) модуля ускорения свободного падения домножается на косинус угла отклонения оси скважины от вертикали, т. е. $g_z = -g \cdot \cos \alpha$:

$$\rho_g \varphi v_g \frac{dv_g}{dz} + \rho_l (1 - \varphi) v_l \frac{dv_l}{dz} + \frac{(v_g - v_l)}{\pi R^2} \cdot \frac{dG_g}{dz} = -\frac{dp}{dz} - \frac{2\tau_c}{R} - \rho g \cos \alpha, \qquad (4.29)$$

$$\frac{dh}{dz} + \frac{de}{dz} + g\cos\alpha = \frac{dq}{dz}.$$
(4.30)

Соответственно при реализации модели в компьютерную программу вводится блок, отвечающий за определение указанного угла. Остальные формулы и соотношения идентичны WELL-4.

На базе WELL-4G была создана модель WELL-4GC предназначенная для расчета течений в области питания наклонных скважин. В уравнениях (4.27) и (4.28) также заменяем модуль ускорения свободного падения на его произведение на косинус угла отклонения оси скважины от вертикали, получаем

$$\rho_{g} \varphi v_{g} \frac{dv_{g}}{dz} + \rho_{l} (1 - \varphi) v_{l} \frac{dv_{l}}{dz} + \frac{(v_{g} - v_{l})}{\pi R^{2}} \frac{dG_{g}}{dz} + \frac{(v_{g} x + v_{l} (1 - x))}{\pi R^{2}} \frac{dG}{dz} = -\frac{dp}{dz} - \frac{2\tau_{c}}{R} - \rho g \cos \alpha, \quad (4.31)$$

$$dh + g\cos\alpha dz + de + \frac{edG}{G} = 0.$$
(4.32)

Угол наклона является постоянным и при реализации модели вводится в числе исходных данных. Остальные формулы и соотношения идентичны WELL-4G [141].

Рассмотрим еще одну модификацию модели WELL-4. Изменения в пласте оказывают существенное влияние на продуктивность скважины. Одна из первых попыток учесть сложные зависимости между пластом и стволом скважины была сделана в работе [237], но использованные симуляторы не смогли справиться с задачей.

Некоторые зарубежные предприятия, занимающиеся освоением месторождений парогидротерм, имеют инструментальную базу для проведения испытаний отдельных зон питания продуктивного пласта. И, как уже отмечалось, ряд моделей, например, HOLA [172] и FloWell [199], допускают дискретное изменение расхода по стволу скважины по мере прохождения зон питания (в самой зоне течение не моделируется), что для зон питания толщиной 100 м и более, является существенным недостатком.

Предполагая, что отечественная практика в ближайшем будущем также освоит технологии отдельного испытания зон, комплекс математических моделей WELL-4 был дополнен моделью WELL-4z [146, 150, 271], позволяющей проводить расчет параметров течения в отдельной зоне питающего пласта, ликвидируя отмеченный недостаток зарубежных аналогов. В работе [128] показано, что в зависимости от технологии возбуждения скважины в ней могут реализовываться различные варианты сочетания активных зон питания и для исследования этого процесса необходима соответствующая модель, что также показывает актуальность разработки такой модели.

За основу целесообразно взять модель WELL-4GC, учитывающую изменение расхода с глубиной. Не имея возможности конкретизировать функцию изменения расхода с глубиной, в данном случае логично предположить равномерное изменение расхода по длине области питания от значения на входе в зону до значения на выходе из зоны, т. е. принять линейное изменение расхода. Тогда уравнение неразрывности принимает вид

$$dG = \frac{(G_2 - G_1)}{L} dz \,. \tag{4.33}$$

где *G*₁ и *G*₂ – массовые расходы смеси на нижней и верхней границах зоны питания, кг/с.

Отметим, что здесь исходные данные для расчета те же, что и в WELL-4, но давление и энтальпия смеси даны на верхней границе зоны, известны также массовые расходы смеси на границах зоны. Численное интегрирование основных дифференциальных уравнений в модели ведется по длине сверху вниз. На каждом шаге интегрирования вычисляется более сотни параметров в узловой точке (верхняя граница шага), используемых для расчета давления и энтальпии смеси на нижней границе шага, значения которых используются при расчетах в узловой точке следующего шага, вплоть до нижней границы зоны. В результате модель позволяет отследить изменение с глубиной интересующих параметров, включая давление и энтальпию смеси.

Заметим, что в отличие от зарубежных аналогов, данная модель позволяет рассчитывать параметры течения внутри зоны, что является существенным при значительной протяженности участка, вскрывающего зону. При необходимости провести расчет в следующей зоне, полученные в результате расчета по модели параметры для нижней границы зоны используются как входные для нового расчета.

По модели WELL-4 разработана компьютерная программа, зарегистрированная в Федеральной службе по интеллектуальной собственности (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016660776). По модифицированным моделям, разработанным на базе модели WELL-4, также были созданы компьютерные программы: WELL-4G – с переменным расходом (свидетельство о государственной регистрации ЭВМ № 2016660775), программы для WELL-4С – с возможностью введения в наклонного участка и предшествующего ему участка с набором угла (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017660982), а также WELL-4GC, включающая в себя обе модификации (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017660980). По модели WELL-4z также была разработана компьютерная про-
грамма и зарегистрирована в Федеральной службе по интеллектуальной собственности (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019612396).

Модели, входящие в семейство WELL-4, создавались под конкретные задачи, возникавшие в ходе практической или исследовательской деятельности, и позволяют охватить весь спектр возможных задач, связанных с расчетом квазистационарного течения в пароводяной скважине, включая задачи, которые еще находятся на стадии постановки (например, исследование взаимодействия зон в процессе возбуждения скважин), а также задачи, исходящие из передовых технологий испытания скважин с определением характеристик отдельных питающих зон.

Однако, в данном семействе есть модели, которые могут быть представлены как частный случай более общих аналогов. В семействе математических моделей WELL-4 можно выделить две группы: модели, предполагающие неизменность массового расхода с глубиной (WELL-4, WELL-4C), и модели, учитывающие указанное изменение (WELL-4G, WELL-4GC, WELL-4z). Модели первой группы позволяют осуществлять расчет на участке от устья до верхней границы области питания скважины, модели второй группы – от верхней до нижней границы области питания. Заметим, что ниже области питания может располагаться участок с непроницаемыми стенками (рисунок 4.11), который в некоторых случаях может оказывать влияние на режим работы скважины [136], но процессы, протекающие в нем, не соответствуют кругу задач, связанных с расчетом течений – обычно, если этот участок есть, то он заполнен стоячей водой.

Из первой группы обобщающей является модель WELL-4C. В пользовательском отношении от базовой модели WELL-4 она отличается необходимостью ввода дополнительных данных о длине участков 2, 3 и 4 на рисунке 4.2 и конечном угле отклонения от вертикали. Случай вертикальной скважины может быть описан заданием нулевых длин участков 3 и 4, или заданием нулевого угла отклонения от вертикали.

Из второй группы обобщающей является модель WELL-4z. От аналогов она отличается необходимостью дополнительного ввода расхода на нижней границе

145

зоны, а от WELL-4G еще вводом угла отклонения от вертикали. Случай с единственной зоной питания соответствует нулевому значению указанного расхода, а вертикальная скважина – нулевому углу отклонения от вертикали.

Таким образом, для практического использования достаточно моделей WELL-4C и WELL-4z.

В принципе, все указанные модели можно объединить в одну, универсальную для всех задач. Однако, полученный в результате объединения моделей продукт будет требовать большого объема входных данных, что усложнит его использование. Нецелесообразность проведения, так называемого, бесшовного моделирования, заключающегося в объединение готовых симуляторов для решения подзадач в единый, отмечена и в работе [298]. Посредством ТІМ (TETRAD Integrated Modeling), разработанной с использованием C++ и Qt, была сделана попытка объединить численные тренажеры TETRAD [299] для моделирования теплового гидрологического потока в коллекторе и SIMGWEL [233] для моделирования потока в стволе скважины, а также использовать данные из MS Excel для моделирования поверхностных сооружений.

5 УСТОЙЧИВОСТЬ ПАРОВОДЯНОГО ТЕЧЕНИЯ В ДОБЫЧНОЙ СКВАЖИНЕ

5.1 Общие представления о неустойчивости режима работы пароводяной скважины

Проблема гидродинамической неустойчивости отмечается в различных областях практической деятельности современного общества. Течение считается устойчивым, если небольшие кратковременные возмущения асимптотически затухают и, спустя некоторое время, восстанавливаются первоначальные характеристики потока. Несмотря на большое количество работ, посвященных возникновению и развитию различных видов неустойчивости [128, 218, 222, 233, 244, 248], в настоящее время известно не так много механизмов, позволяющих убедительно их описать. Для многофазных потоков это дополнительно осложняется наличием проявлений, не имеющих эквивалента в однофазном потоке. Обзоры экспериментальных и аналитических исследований с описанием нестабильности двухфазного потока опубликованы в [218, 233, 244]. Часто результатом проявления неустойчивости является возникновение больших колебаний давления, скорости потока или расхода, которые в лучшем случае нарушают ожидаемое поведение многофазной системы, а в худшем – могут привести к серьезной остановке потока или разрушению конструкции.

Одной из первых работ по описанию неустойчивости двухфазного потока стала статья М. Лединегга [222]. С развитием вычислительных инструментов началось изучение переходных явлений, связанных с анализом аварий в ядерном реакторе. Сегодня более 90% таких исследований относится к области ядерной безопасности [224]. Неустойчивость двухфазного потока играет значимую роль и в других отраслях, например, в нефтяной и химической промышленности, а также при разработке и освоении геотермальных месторождений, тепловыводящие флюиды которых представлены смесью воды и водяного пара. Активное развитие мировой геотермальной энергетики выделило новые направления в исследовании неустойчивости, связанные с обеспечением стабильной работы системы добычи и транспортировки теплоносителя.

В настоящее время актуальными являются вопросы, связанные с повышением эффективности использования имеющегося фонда скважин, бурение которых составляет значительную часть затрат при реализации геотермальных проектов. Скважины – это самый капиталоемкий объект геотермальной системы. В основных производственных фондах на стоимость скважин приходится от 50 до 90 % [11]. Одним из направлений повышения эффективности использования уже имеющегося фонда скважин при освоении высокопотенциальных месторождений парогидротерм является обеспечение устойчивости режима работы скважин и перевод некондиционных скважин в разряд эксплуатационных (добычных) [128, 161, 274, 278].

Устойчивость режима работы скважины зависит не только от условий течения в самой скважине. Влияние оказывают и внешние условия, определяемые процессами в питающем пласте и в оборудовании, потребляющем добытый теплоноситель. Интерес представляют случаи стационарных или квазистационарных внешних условий, позволяющие обеспечивать нормальную эксплуатацию. При этом следует рассматривать гидродинамическую неустойчивость в стволе скважины, являющуюся сложнейшим предметом изучения в однофазной гидродинамике и еще более сложной в случае многофазных сред в связи с недостаточно ясной природой механизмов, вызывающих эту неустойчивость [174, 218, 224, 244, 264, 287].

Принимая во внимание различные основания для классификации гидродинамической неустойчивости в пароводяных скважинах [128], выделяют неустойчивость по масштабу:

- макроскопическую (характерный масштаб проявления сопоставим с характерным размером канала);
- микроскопическую (характерный масштаб проявления намного меньше характерного размера канала);

по характеру развития:

- темпоральную (временну́ю, обуславливающую развитие возмущений во времени в фиксированном объеме пространства);
- пространственную (обуславливающую развитие возмущений в пространстве);

по практическому проявлению в работе скважины:

- колебания параметров течения (считаются природным качеством газожидкостных течений и не препятствуют эксплуатации добычной скважины);
- пульсации (характеризуется непродолжительными фазами с расходом близким к нулю);
- гейзерный режим (характеризуется наличием фазы нулевого расхода).

Пространственная гидродинамическая неустойчивость, по определению, предполагает эволюцию режимов течения, что проявляется в колебании параметров течения на устье скважин и не является принципиальным препятствием для их эксплуатации. Микроскопическая неустойчивость также не является препятствием для эксплуатации скважины. Наибольшие проблемы для эксплуатации может создать темпоральная макроскопическая неустойчивость.

Ранние подходы к освоению месторождений предполагали бурение большого числа скважин, в том числе в слабопроницаемые пласты. В результате чего на первом освоенном отечественном Паужетском месторождении парогидротерм (Камчатка) было пробурено значительное количество скважин с неустойчивыми режимами работы, несовместимыми с эксплуатацией. Сведения об особенностях работы пароводяных скважин были расширены в процессе освоение Мутновского месторождения парогидротерм (Камчатка). Выявленные при испытании и эксплуатации пароводяных скважин особые явления подробно описаны в [128].

К числу таких особых явлений относится уже отмеченный гейзерный режим, характеризующийся наличием длительной фазы нулевого расхода, что несовместимо с эксплуатацией. Такой режим работы наблюдался в скважинах 5 и Р-1 Паужетского месторождения, вскрывавших слабопродуктивный пласт. К проявлениям неустойчивости следует также отнести пульсационный режим, характеризующийся кратковременными фазами близкого к нулю расхода. Такой режим работы наблюдался во многих низкопродуктивных скважинах Паужетского месторождения, например, в скважинах 2, 12, 16 и др., при свободном фонтанировании.

В качестве особого явления, способного оказать влияние на устойчивость режима работы скважины, следует также отметить самозадавливание. Ряд скважин Мутновского (А-2, Э-4 и др.) и Паужетского (106, 121 и др.) месторождений, имеющих статический уровень воды ниже устья, периодически полностью прекращали работу, поскольку низкое пластовое давление не могло обеспечить работу скважины после падения расхода и увеличения в связи с этим плотности смеси. Для нового запуска механизма парлифта требуется заново возбуждать скважину, что является весьма затратной процедурой и, к тому же, не всегда приводящей к желаемому результату. Кроме того, самозадавливание может окончательно вывести скважину из эксплуатации. Это является одной из серьезных проблем при разработке Мутновского геотермального месторождения [52].

Еще одно особое явление, наблюдаемое при работе пароводяных скважин – инверсия графиков производительности. График производительности является основной характеристикой продуктивности скважины и выражает зависимость расхода от устьевого давления. Определяется он опытным опробованием сразу после строительства скважины, а также при необходимости в процессе выпусков и эксплуатации. Расход измеряется на отдельных ступенях устьевого давления. Традиционно считается, что при увеличении устьевого давления расход снижается [231]. Но при испытании пароводяных скважин в ряде случаев была отмечена инверсия графика производительности (рисунок 5.1): при снижении расхода путем прикрытия регулирующей арматуры на выходе из скважины, сначала наблюдалось увеличение устьевого давления до максимального значения, после чего начинало происходить снижение устьевого давления [128, 147, 156]. В связи с тем, что интерес представляют, как правило, большие расходы, а расходомерные установки имеют ограниченный диапазон измерения, также по ряду других причин инверсия наблюдается не на всех скважинах и не на всех месторождениях. В 2013 году А.Н. Шулюпиным были проведены испытания эксплуатационных скважин Паужетского месторождения. Целью проведения опытов было определение участка графика производительности в области рабочего устьевого давления. Задача обнаружить инверсию не ставилась, но когда максимальное устьевое давление оказывалось близким к рабочему давлению, наблюдалась инверсия. Полученные графики производительности скважин 108, 120 и 123 представлены на рисунке 5.1.





Верхние (нисходящие) ветви являются типичными для графика производительности, а нижние (восходящие) – соответствуют инверсии. При этом одному значению устьевого давления могут соответствовать два значения расхода. Причем, при переходе через точку инверсии, т. е. в области максимального устьевого давления, в проводимых испытаниях изменение характера течения отмечено не было. Имел место плавный переход через точку инверсии. Кроме того, представленные графики производительности показывают, что пароводяные скважины имеют минимальный и максимальный расходы. Максимальный расход соответствует свободному фонтанированию (полностью открытое устье), а минимальный наблюдается непосредственно перед самозадавливанием. Попытки дальнейшего снижения расхода приводят к развитию неустойчивости и самозадавливанию.

К особым явлениям, связанным с проявлением неустойчивой работы скважины следует отнести и проблемы ввода в эксплуатацию. Скважины A-2 и A-3 Мутновского месторождения при опробовании показали устойчивую работу при устьевых давлениях 7,0–11,9 бар и 3,0–12,2 бар соответственно, но оказались неспособными к устойчивой работе при эксплуатации с устьевым давлением 7,0–7,5 бар. Факты, свидетельствующие о том, что скважина в одном случае при заданном давлении работает устойчиво, а в другом, при том же давлении, неустойчиво, указывают на существование условий, обеспечивающих устойчивость режима работы.

В дальнейшем, неспособная работать напрямую в магистральный трубопровод скважина А-3 была введена в эксплуатацию за счет увеличения устьевого давления путем дросселирования потока между устьем и входом в магистральный трубопровод.

5.2 Гипотеза Ентова – Дрознина для обоснования неустойчивости работы пароводяной скважины

Еще в 60-ые годы прошлого века, анализируя особенности работы пароводяных скважин, В.В. Аверьев предположил, что причина возникновения неустойчивости заключается в несоответствии пропускной способности скважины возможностям питающего пласта [67]. В.А. Дрознин в [29] развил эту идею, использовав для описания процесса возникновения и развития неустойчивости в пароводяной скважине механизм, предложенный В.М. Ентовым для фонтанирующей нефтегазовой скважины [31]. Гипотеза Ентова – Дрознина опиралась на опыт освоения Паужетского месторождения парогидротерм и строилась на анализе графиков, характеризующих пропускную способность скважины и питающую способность пласта, и на тот момент удачно объясняла имеющиеся опытные данные, касающиеся таких специфических явлений как гейзерный режим и инверсия графиков производительности. Но в дальнейшем, при последующих испытаниях и эксплуатации пароводяных скважин, был выявлен ряд противоречий, показавших, что эта гипотеза не позволяет объяснить всю совокупность явлений, наблюдаемых в настоящее время.

Для объяснения несоответствий в [128] была рассмотрена типовая по конструкции и значению энтальпии питающего флюида скважина Паужетского месторождения: внутренний диаметр 0,2 м, глубина 800 м, энтальпия смеси 800 кДж/кг. При расчете перепада давления от устья до забоя использовалась базовая модель WELL-4 [142], представленная в главе 4. Чтобы не рассматривать процессы, протекающие в стволе скважины ниже верхней границы зон питания, пласт полагался тонким. Графики зависимости забойного давления от расхода для различных устьевых давлений (от 1 до 6 бар) представлены на рисунке 5.2. Отметим, что при больших расходах характеристики скважины для устьевых давлений 1 и 2 бар накладываются друг на друга. Это свидетельствует о наступлении первой стадии критического истечения, проявляющейся в независимости расхода от противодавления.

Нисходящие ветви характеристик скважины определяются доминированием гравитационной составляющей перепада давления в области двухфазного течения, уменьшающейся с ростом расхода. Восходящие ветви определяются доминированием составляющих на трение и ускорение. Также на рисунке 5.2 представлены графики, характеризующие приток из пластов различной продуктивности (прямые линии, что соответствует стационарному притоку при линейном законе фильтрации [42]). Значение статического давления (при нулевом расходе) и наклон характеристик пластов выбирался так, чтобы соответствовать всем типам скважин Паужетского месторождения (высокопродуктивным, низкопродуктивным, демонстрирующим гейзерный режим и непродуктивным). Рабочие точки определяются пересечением характеристик пласта и скважины при соответствующем устьевом давлении.



Р1 – высокопродуктивный; Р2 – низкопродуктивный; Р3 – гейзерный; Р4 – непродуктивный

Рисунок 5.2 – Характеристики типовой скважины Паужетского месторождения при различных устьевых давлениях (от 1 до 6 бар) и характеристики пласта, определяющие режим работы скважины

Характеристика пласта имеет отрицательный наклон. Рассмотрим различные варианты сочетания наклона характеристики пласта и характеристики скважины в точках пересечения на рисунке 5.2:

1) положительный наклон характеристики скважины (точка А);

2) отрицательный наклон характеристики скважины, превосходящий наклон характеристики пласта (точка *B*);

3) отрицательный наклон характеристики скважины, меньший чем наклон характеристики пласта (точка *C*).

Согласно гипотезе Ентова – Дрознина режим работы скважины будет устойчивым в точках A и B, а неустойчивым – в точке C. Устойчивость в точках A и B в [29, 31] объясняется тем, что при снижении забойного давления вследствие уменьшения массы агента в стволе скважины в точке B приток из пласта больше, чем увеличение расхода по скважине, а значит возмущение будет скомпенсировано; в точке A расход по скважине уменьшается, т. е. масса агента в стволе скважины увеличится и возмущение также будет скомпенсировано. В точке C расход по скважине увеличивается на бо́льшую величину, чем приток из пласта, а значит возмущение наоборот будет усиливаться.

Такая трактовка механизма неустойчивости критикуется в [128]. В частности, подвергается сомнению способность снижения забойного давления быть причиной увеличения расхода в скважине. При этом отмечается, что увеличение расхода может быть причиной снижения забойного давления, но, согласно законам механики, снижая давление на входе в трубу при постоянстве давления на выходе нельзя добиться увеличения расхода.

Недостатки рассматриваемой гипотезы проявились и при анализе результатов испытаний, проводимых на Паужетском месторождении летом 2013 г. В частности, согласно гипотезе Ентова – Дрознина, вблизи точки инверсии, где устьевое давление достигает максимального значения, должна существовать область неустойчивости, а на практике таких изменений в характере режима работы скважин с инверсией не наблюдалось.

Характеристика пласта P1 на рисунке 5.2 проведена через точку D – точку экстремума на характеристике скважины при устьевом давлении 5 бар. В ходе испытания скважин снижение расхода от максимального значения достигается путем прикрытия регулировочной арматуры на выходе из скважины. Максимальный расход соответствует свободному фонтанированию и при этом, как правило, имеет место критический режим истечения, что подтверждается наложением характеристик для устьевых давлений 1 и 2 бар. Для пласта P1 на рисунке 5.2 при давлении 2 бар

155

максимальный расход составляет 34 кг/с. Прикрытие арматуры сопровождается снижением расхода до 22,6 кг/с и увеличением давления до 5 бар (точка *D*). То есть имеет место типичное для графиков производительности снижение расхода при увеличении устьевого давления. Дальнейшее снижение расхода смещает рабочую точку в область неустойчивости, но при достижении максимального давления (примерно 5,2 бар при расходе 17,5 кг/с) вновь входим в область устойчивости. При этом характеристика пласта будет касательной к характеристике скважины [29]. Далее снижение расхода будет сопровождаться снижением устьевого давления, т. е. произойдет инверсия графика производительности. Согласно гипотезе Ентова – Дрознина, в области максимального устьевого давления, в диапазоне расходов 17,5–22,6 кг/с, должна существовать область неустойчивости. Однако, как уже отмечалось, на практике в области точки инверсии никаких эксцессов не наблюдалось.

Кроме того, рассматриваемая гипотеза не дает ответа на вопрос о минимальном расходе скважины. Минимальные значения расходов наблюдаются непосредственно перед самозадавливанием. Для характеристики пласта P2 на рисунке 5.2, соответствующей низкопродуктивным скважинам, таким как скважины 108 и 106 Паужетского геотермального месторождения, гипотеза допускает устойчивую работу в области низких расходов вплоть до свободного фонтанирования (при устьевом давлении 1 бар). Но в опытах устойчивой работы в области малых расходов не наблюдалось. Например, скважина 108 имела минимальный расход 3,3 кг/с при давлении 3,2 бар (рисунок 5.1), и попытки снизить расход (и снизить давление) приводили к возникновению неустойчивости. Даже целенаправленные попытки «поймать» в опытах режим свободного фонтанирования при малом расходе, не привели к желаемому результату [128].

Несовершенство рассматриваемой гипотезы проявилось также при попытках обосновать способ стабилизации режима работы скважины, найденный опытным путем при эксплуатации Мутновской ГеоЭС-1 на Камчатке [278]. Скважины 4-Э и А-3, неспособные работать напрямую в магистральный трубопровод, были введены в эксплуатацию при увеличении устьевого давления путем дросселирования

156

потока на устье. Подобное явление ранее наблюдалось на Паужетском месторождении: ряд скважин (например, скважины 12 и 16) при свободном фонтанировании работали неустойчиво, а при повышении устьевого давления переходили в устойчивый режим.

Стабилизацию параметров на устье можно частично объяснить гипотезой Ентова – Дрознина. Скважина с характеристикой пласта Р4 (рисунок 5.2) работает неустойчиво при свободном фонтанировании в точке *C*, но имеется рабочая точка *E* при меньшем расходе, соответствующая условию устойчивости. Увеличивая давление, есть возможность перехода в область устойчивой работы при малых расходах. Однако, согласно рассматриваемой гипотезе, это возможно на восходящей ветви графика производительности, когда расход падает при падении давления. В действительности же, для скважин и Паужетского, и Мутновского месторождений, переводимых в устойчивое состояние за счет повышения устьевого давления, при увеличении давления расход снижался [128].

Таким образом, несмотря на то, что рассматриваемая гипотеза позволила объяснить наиболее яркие явления, обнаруженные в ходе освоения первых месторождений парогидротерм (инверсию графиков производительности и гейзерный режим), в своей основе она не содержит убедительного описания механизма возникновения и развития неустойчивости и не дает возможности для объяснения таких явлений как: стабилизация режима работы при увеличении устьевого давления; отсутствие неустойчивости вблизи точки инверсии графика производительности; возникновение неустойчивости при малых расходах, подпадающих под условие устойчивости.

Необходимость использования адекватной теории при разработке способов повышения эффективности работы скважин, требует пересмотра обоснований Ентова – Дрознина, касающихся устойчивости режима работы пароводяных скважин.

5.3 Механизм возникновения и развития неустойчивости

Как уже отмечалось, наибольшие проблемы для эксплуатации может создать темпоральная макроскопическая неустойчивость. Для понимания процессов, приводящих к возникновению и развитию неустойчивости этого вида, в [128, 269] был рассмотрен некоторый элемент вертикального канала, находящейся между сечениями, расположенными на расстоянии *L* друг от друга (рисунок 5.3).



Рисунок 5.3 – Элемент сечения канала и действующие на него силы

Записывая баланс сил для данного элемента в случае одномерного движения, с учетом второго закона Ньютона, получаем

$$\frac{d(mv)}{dt} = (p_1 - p_2)S - F_f - F_g, \qquad (5.1)$$

- где *m* масса выделенного элемента, кг;
 - *v* скорость выделенного элемента, м/с;
 - *t* время, с;
 - *p*₁ внешнее давление на нижнее сечение элемента, Па;

- *S* площадь поперечного сечения канала, м²;
- F_f сила внутреннего трения, H;

*F*_g – гравитационная сила, Н.

Выразив импульс выделенного элемента через массовый расход G

$$mv = G L, \tag{5.2}$$

и обозначив силу инерции, связанную с конвективным ускорением как *F_c*, перейдем к частным производным. При неизменной длине *L* рассматриваемого элемента получим

$$L\frac{\partial G}{\partial t} = (p_1 - p_2)S - F_f - F_g - F_c.$$
(5.3)

Правая часть уравнения (5.3) представляет собой суммарную силу, действующую на элемент и зависит от расхода, изменение которого представлено в левой части, выражающей нестационарное изменение импульса. Если возмущение в виде спонтанного увеличения массового расхода (увеличения импульса) приведет к увеличению суммарной силы, вызывающей движение, то это вызовет еще большее увеличение расхода, и еще больше увеличит возмущение, что нарушит устойчивость течения. Но если такое возмущение приведет к снижению суммарной силы, вызывающей движение, оно не получит дальнейшего развития. Реакция силы будет способствовать подавлению начального возмущения, и течение будет обладать устойчивостью к возмущению. Аналогично, при спонтанном снижении массового расхода увеличение суммарной силы, вызывающей движение, будет приводить к подавлению неустойчивости, а уменьшение – к развитию. Значит, для устойчивости течения частная производная суммарной внешней силы (правой части (5.3)) по расходу, должна иметь отрицательное значение

$$\frac{\partial \left((p_1 - p_2)S - F_f - F_g - F_c \right)}{\partial G} < 0.$$
(5.4)

Если сумму сил записать как произведение площади на внутренний перепад давления, т. е.

$$F_f + F_g + F_c = S\Delta p_{int}, \tag{5.5}$$

- где Δp_{int} внутренний перепад давления (сумма перепадов давления на трение, гравитацию и конвективное ускорение), Па,
- то неравенство (5.4) принимает вид

$$\frac{\partial ((p_1 - p_2)S) - \partial (S\Delta p_{\text{int}})}{\partial G} < 0, \qquad (5.6)$$

ИЛИ

$$\frac{\partial \Delta p_{int}}{\partial G} > \frac{\partial p_1}{\partial G} - \frac{\partial p_2}{\partial G}.$$
(5.7)

Вводя внешний перепад Δp_{ext} , как разность внешних давлений на нижнее и верхнее сечение

$$\Delta p_{ext} = p_1 - p_2, \tag{5.8}$$

окончательно получаем

$$\frac{\partial \Delta p_{int}}{\partial G} > \frac{\partial \Delta p_{ext}}{\partial G}.$$
(5.9)

Неравенство (5.9) известно как соотношение, соответствующее неустойчивости Лединегга [222, 244, 248, 263], полученное для парогенерирующих каналов при подводе тепла. Неустойчивость Лединегга связывают с особенностью трения и фазового перехода, вызванного тепловым потоком на стенке канала, что не является определяющими факторами для скважин на месторождениях парогидротерм. Рост расхода в двухфазном потоке усиливает перемешивание фаз, при этом снижается отношение средних скоростей фаз, плотность смеси и сила тяжести. Нарушение неравенства (5.9) может проявляться при малом влиянии трения и ускорения, роль которых возрастает с увеличением расхода. Определяющей для проявления неустойчивости в данном случае является гравитационная сила, а фазовый переход при декомпрессии, дополнительно снижающий плотность смеси, выступает как усиливающий фактор. Такая неустойчивость в [128] классифицируется как гравитационная.

Для получения условия устойчивости в целом для скважины, в качестве длины рассматриваемого элемента *L* была взята длина скважины, тогда давление p_1 определяет давление на забое, а p_2 – на устье. Эти параметры считаются внешними поскольку p_1 определяется условиями течения в пласте, питающем скважину, а p_2 определяется условиями течения в системе транспортировки теплоносителя от устья. Для динамического процесса следует ввести дополнительные ограничения на применение условия (5.7). Для сохранения устойчивости течения необходима достаточно быстрая реакция внешних давлений p_1 и p_2 на изменение расхода [128].

Определяющим фактором здесь является снижение массы смеси, находящейся в скважине при увеличении расхода. Флуктуации расхода, возникающие на некотором участке внутри скважины, при постоянстве расхода на забое и его равенстве расходу на устье, общей массы смеси в скважине не изменят. Увеличение расхода на забое увеличивает массу смеси в скважине. А вот увеличение расхода на устье способно привести к снижению общей массы смеси и запустить механизм неустойчивости, которая развивается вниз скважины.

Для того чтобы реакция забойного давления могла повлиять на развитие неустойчивости, возмущение от устья должно дойти до забоя. Скорость распространения возмущений без значительных скачков уплотнения (или скорость звука) в пароводяной среде при паросодержании от 0,2 до 0,8 составляет около 30 % от скорости звука в паре [98], что для характерных давлений в геотермальных скважинах соответствует примерно 150 м/с. Скорость движения смеси в рассматриваемом случае примерно 50 м/с, т. е. для пароводяного участка протяженностью 2000 м, возмущение от устья до забоя дойдет примерно за 20 с. Таким образом, реакцию забойного давления на изменение расхода, как правило, не следует рассматривать как фактор, способный обеспечить устойчивость течения.

Понятно, что для неглубоких скважин время реакции забойного давления будет меньше и в этих случаях вероятна работа скважин в пульсационном режиме, что и подтверждается практикой – все скважины Паужетского месторождения, работавшие в таком режиме, имели небольшую глубину до питающих зон [128].

На практике, при проведении опробования скважин, необходимая ступень устьевого давления обеспечивается с помощью задвижки на устьевой обвязке, т. е.

161

вблизи устья скважины устанавливается некоторый перепад давления. В этом случае реакция внешнего устьевого давления на изменение расхода не будет иметь существенной задержки по времени. Полагая несущественным влияние реакции забойного давления, для скважин условие устойчивости можно записать в виде

$$\frac{\partial \Delta p_{\rm int}}{\partial G} + \frac{\partial p_2}{\partial G} > 0, \qquad (5.10)$$

где *p*₂ – давление на устье, определяемое условиями течения в системе транспортировки теплоносителя от устья, Па.

Аналогичное неравенство, обеспечивающее устойчивую работу газоконденсатной скважины, было получено в [26] при рассмотрении работы динамической системы скважина – пласт.

Рассматривая забойное давление как сумму внешнего устьевого давления и внутреннего перепада давления, условие (5.10) можно интерпретировать как требование положительного значения производной забойного давления по расходу:

$$\frac{\partial p_{_{3a6}}}{\partial G} > 0. \tag{5.11}$$

Учитывая, что характеристики скважин на рисунке 5.2 построены для постоянных устьевых давлений, выполнение условия (5.11) соответствует возрастающим участкам на характеристике скважины, что объясняет устойчивый режим работы в точке *A* и существование гейзерного режима в точке *C*. Но в точке *B* неравенство (5.10) не выполняется, и течение должно быть неустойчивым. Напомним, что по гипотезе Ентова – Дрознина в точке *B* течение считалось устойчивым, чем и объяснялась инверсия графиков производительности.

Покажем, что условие (5.10) позволяет объяснить инверсию графиков производительности, несмотря на неустойчивость в точке *В*. Для этого исследуем характеристики ранее рассмотренной типовой скважины Паужетского месторождения при проведении опробования. Зависимость перепада давления между устьем и атмосферой будем рассматривать как квадратичную функцию от расхода, что соответствует развитому турбулентному течению:

$$p_2 = p_a + 400k_{\rm nn} \cdot G^2, \qquad (5.12)$$

где *p*_a – атмосферное давление, Па;

 $k_{n,n}$ – коэффициент потерь давления, (м·кг)⁻¹.

Графики зависимости забойного давления от расхода при различных значениях коэффициента потерь давления от 0 до 64 представлены на рисунке 5.4. Там же приведены характеристики пластов. Устьевые давления вычислялись по (5.12) при атмосферном давлении 1 бар (10⁵ Па), забойные давления рассчитывались по модели WELL-4.



Р1 – неустойчивый при малых устьевых давлениях; Р2 – низкопродуктивный Рисунок 5.4 – Характеристики типовой скважины Паужетского месторождения, при различных коэффициентах потерь давления (от 0 до 64) и характеристики пласта, определяющие режим работы скважины

По точкам пресечения характеристик скважины и пластов построены графики производительности скважин (рисунок 5.5). График 2 для характеристики низкопродуктивного пласта Р2, соответствующий, например, таким скважинам Паужетского месторождения как 106 и 108, имеет инверсию и все рабочие точки удовлетворяют условию (5.10).

Отметим, что при $k_{ng} = 64$ рабочей точки уже нет (рисунок 5.4), а при свободном фонтанировании ($k_{ng} = 0$) скважина может работать только с расходом 22,1 кг/с, что согласуется с результатами опытов.



1 – для характеристики Р1; 2 – для характеристики Р2 рисунка 5.4
 Рисунок 5.5 – Графики производительности, построенные по рабочим точкам рисунка 5.4

При увеличении значения коэффициента потерь давления точка экстремума на характеристиках скважины смещается в сторону меньших расходов. Так, на рисунке 5.4 для характеристики пласта P1 при $k_{ng} > 4$ точки пересечения характеристики скважины и пласта (рабочая точка) смещаются на восходящую ветвь, т. е. скважина переходит из неустойчивого режима работы в устойчивый. В области малых расходов устойчивость поддерживается стабилизирующим влиянием внешнего устьевого давления, определяемым вторым слагаемым левой части неравенства (5.10). Таким образом, практически установленный стабилизирующий эффект повышения устьевого давления также имеет теоретическое объяснение. Причем необходимо не просто повышение устьевого давления, а увеличение второго слагаемого левой части (5.10), что обеспечивается, например, дросселированием потока вблизи устья скважины [128].

Рассмотренный механизм возникновения и развития неустойчивости объясняет и существование гейзерного режима, и инверсию графиков производительности, а также дает возможность теоретического объяснения таких наблюдаемых явлений, как стабилизация режима работы при увеличении устьевого давления, отсутствие неустойчивости вблизи точки инверсии графика производительности, возникновение неустойчивости при малых расходах и устьевых давлениях [128, 131, 138, 274].

5.4 Зависимость результатов опробования скважин от условий течения вниз по потоку от устья

Хорошим подтверждением теоретических построений является экспериментальное обнаружение явлений, предсказываемых теорией. Но для проведения натурных экспериментов в действующих пароводяных скважин или создания соответствующей лабораторной модели требуются существенные затраты. Вместе с тем, получить необходимые доказательства можно и по косвенным признакам. При проведении опробования и при эксплуатации условия течения вниз по потоку от устья, определяющие второе слагаемое левой части неравенства (5.10), существенно отличаются. А значит, анализ различия результатов в зависимости от технологии проведения опробования, касающихся устойчивости режима работы скважины, может явиться подтверждением выявленного механизма развития неустойчивости.

В работах [128, 149, 180] проведено исследование влияния технологии опробования пароводяных скважин на получаемые графики производительности. Важно было выработать рекомендации для получения корректной информации об эксплуатационных возможностях скважин на основании результатов их опробования.

На рисунке 5.6 представлены графики производительности различных скважин Мутновского месторождения парогидротерм, полученные при испытании скважин.



Рисунок 5.6 – Графики производительности некоторых скважин Мутновского месторождения

Скважина 012 не была способна обеспечить необходимое давление для эксплуатации; скважины 037, 053, 048 и Гео-1 не испытывали никаких трудностей при вводе в эксплуатацию. Особый интерес представляют скважины А-2 и А-3, продемонстрировавшие неудачи при вводе в эксплуатацию, в то время как результаты их опробования предполагали благоприятный исход. Данные скважины оказались неспособными к эксплуатации при устьевых давлениях, при которых устойчиво работали в процессе опробования [113].

Схожая ситуация имела место при реконструкции скважины H-1D геотермального месторождения Лос Хумерос (Los Humeros) в Мексике [161]. Иногда это можно объяснить временным фактором – характеристики скважины изменяются от момента испытания до попытки ввода в эксплуатацию. Но, в случае со скважинами A-2 и A-3 Мутновского геотермального месторождения временной фактор исключается, поскольку попытки ввода в эксплуатацию этих скважин осуществлялись непосредственно перед опробованием и после него. При опробовании скважина A-2 показала устойчивую работу в диапазоне устьевых давлений от 7,0 до 11,9 бар, скважина A-3 – от 3,0 до 12,2 бар. Но к устойчивой эксплуатации с устьевым давлением 7,0–7,5 бар они оказались неспособными.

Рассмотрим подробно условия выполнения неравенства (5.10) при эксплуатации и при опробовании. Очевидно, что при равенстве устьевых давлений ожидается равенство расходов и первое слагаемое левой части неравенства (5.10) будет одинаковым в обоих случаях. Наличие в одном случае устойчивого, а в другом неустойчивого течения объясняется различием значений второго слагаемого левой части неравенства (5.10).

При эксплуатации скважина работает на коллектор, или на магистральный трубопровод, или на групповой сепаратор. При этом поддерживается относительно постоянное давление, которое обеспечивает относительное постоянство устьевого давления, т. е. второе слагаемое левой части (5.10) близко к нулю.

При проведении опробования устанавливаются различные ступени устьевого давления за счет определенной степени дросселирования потока на задвижке, которая располагается перед входом в расходомерную установку. Таким образом, вблизи устья имеет место значительный перепад давления, обеспечивающий необходимую ступень устьевого давления, существенно зависящий от расхода. В этом случае величина второго слагаемого левой части (5.10) значительна и имеет положительный знак, что повышает устойчивость и объясняет факт повышенной устойчивости режима работы скважины при опробовании, что и наблюдалось для скважин А-2 и А-3.

В работах [128, 131, 138, 149] для более детального изучения данного явления были рассмотрены графики производительности средней по конструкции скважины Мутновского месторождения: глубина скважины до верхней границы пласта составляет 1400 м; внутренний 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. Для упрощения пласт полагался тонким, текущее давление в скважине на уровне верхней границы пласта полагалось забойным.

На рисунке 5.7 представлены графики зависимости забойного давления от расхода, рассчитанные по модели WELL-4 при постоянных, не зависящих от расхода, устьевых давлениях (от 3 до 18 бар). Уже отмечалось, что забойное давление можно рассматривать как сумму внешнего устьевого давления и внутреннего перепада давления, и тогда условие устойчивости (5.10) будет определяться положительным значением частной производной забойного давления по расходу (неравенство (5.11)), что соответствует возрастающим участкам характеристик скважин (положительному углу наклона). Графики, соответствующие низким устьевым давлениям, сливаются в области высоких расходов, что, как уже указывалось (рисунок 5.2), объясняется возникновением критического потока на устье.

На рисунке 5.7 также приведены характеристики пластов различной продуктивности, соответствующие стационарному притоку при линейном законе фильтрации. Точки пересечения характеристик скважины и пласта дают рабочие точки. Характеристика P1 проведена через точку экстремума для устьевого давления 18 бар. Скважина с данной характеристикой при среднем для эксплуатации устьевом давлении 8 бар будет соответствовать высокопроизводительным скважинам месторождения. Характеристика P2 проведена через точку экстремума для устьевого давления 14 бар. Скважина с данной характеристикой при том же среднем для эксплуатации давлении 8 бар будет иметь среднюю производительность. Характеристика P3 проведена через точку экстремума для устьевого давления 7 бар, что соответствует «проблемной» скважине с низкой производительностью. При постоянном устьевом давлении выше 7 бар скважина не будет иметь рабочих точек, т. е. работать не может. Заметим, что скважины А-2 и А-3 по значению расходов при давлении 7 бар относятся именно к таким «проблемным» скважинам.

168



Р1 – высокопродуктивный пласт; Р2 – среднепродуктивный пласт; Р3 – низкопродуктивный пласт

Рисунок 5.7 – Графики зависимости забойного давления от расхода для типовой скважины Мутновского месторождения при постоянных, не зависящих от расхода, устьевых давлениях (от 3 до 18 бар) и характеристики пластов различной продуктивности

При опробовании пароводяная смесь поступает в расходомерную установку. Внешней средой с независимым от расхода давлением обычно является атмосфера. Между устьем и внешней средой имеется перепад давления, вызванный потерями в самой установке и дросселированием при установлении ступени устьевого давления. Как уже отмечалось, при развитой турбулентности этот перепад определяется формулой (5.12), представляя собой величину пропорциональную квадрату расхода. На рисунке 5.8 представлены графики зависимости забойного давления от расхода, рассчитанные по модели WELL-4 с учетом квадратичной зависимости устьевого давления от расхода (5.12) для различных коэффициентов потерь (от 0,25 до 128). Для коэффициента потерь менее 0,25 характеристики скважины будут практически накладываться друг на друга, поскольку на устье поток достигает критического состояния и дальнейшее снижение коэффициента потерь перестает влиять на течение в скважине. Также на рисунке 5.8 приведены характеристики пластов с рисунка 5.7.

До 2004 г. при опробовании скважин Мутновского месторождения расход измерялся по методу критического истечения с использованием так называемой «бочки Джеймса» [215]. Затем стали применять метод сепарации с использованием установки С-100-0,5 [124]. При этом сепарация осуществлялась при давлении, близком к атмосферному, а необходимая ступень устьевого давления обеспечивалась дросселированием на задвижке, установленной между устьем и сепаратором. Дросселирование происходило в режиме критического истечения, либо критическое истечение имело место непосредственно на устье (при открытой задвижке).

Как показывают исследования, представленные в [124], при наличии критического потока расход и устьевое давление не соответствуют формуле (5.12) и в первом приближении могут быть описаны линейной зависимостью

$$p_{\rm y} = p_{ext} + k_{\rm AP} \cdot a_{\rm II} \cdot G, \qquad (5.13)$$

где *p*_у – устьевое давление, Па;

 p_{ext} – внешнее давление, Па;

*k*_{др} – коэффициент дросселирования, зависящий, в том числе, от площади сечения критического потока;

 $a_{\rm n}$ – переводной коэффициент, (10⁵ (м·с)⁻¹).



Р1 – высокопродуктивный пласт; Р2 – среднепродуктивный пласт; Р3 – низкопродуктивный пласт

Рисунок 5.8 – Графики зависимости забойного давления от расхода для типовой скважины Мутновского месторождения при различных коэффициентах потерь давления *k*_{пд} (от 0,25 до 128) и характеристики пластов различной продуктивности

Графики зависимости забойного давления от расхода, рассчитанные по модели WELL-4 с учетом линейной зависимости устьевого давления от расхода, определяемой формулой (5.13) при внешнем давлении 10^5 Па для различных коэффициентов дросселирования k_{dp} , представлены на рисунке 5.9. Там же приведены характеристики пластов, аналогичные рисункам 5.7 и 5.8. Дополнительно представлена характеристика пласта, проведенная через точку экстремума при коэффициенте дросселирования 0,96, соответствующая некондиционной скважине – Р4.



P1 – высокопродуктивный пласт; P2 – среднепродуктивный пласт;
P3 – низкопродуктивный пласт; P4 – соответствующий некондиционной скважине
Pисунок 5.9 – Графики зависимости забойного давления от расхода для скважины при различных коэффициентах дросселирования k_{дp} (от 0,08 до 2,56) и характеристики пластов различной продуктивности

По рабочим точкам (пересечение характеристик скважины и пласта) на рисунках 5.7 и 5.9 были построены графики производительности скважины (рисунок 5.10). В области существования графиков производительности для постоянного устьевого давления, графики для меняющегося и постоянного устьевого давления, естественно, совпадают. На рисунке 5.10 они показаны сплошной линией, но графики для меняющегося давления имеют продолжение (пунктирные линии).

График производительности 1 на рисунке 5.10, соответствующий высокопроизводительной скважине, при опробовании с постоянным устьевым давлением характеризуется монотонным снижением расхода до 43,3 кг/с при увеличении устьевого давления до 18 бар. При меньших расходах, а также при бо́льших давлениях скважина работать не может. Если же опробование осуществляется с дросселированием, то график имеет продолжение в область более высокого давления (до 18,2 бар при расходе 36 кг/с). Кроме того, наблюдается инверсия, что характеризуется переходом от увеличения расхода к его снижению при снижении давления.



– рабочие точки рисунка 5.7; – рабочие точки рисунка 5.9
 1 – для высокопродуктивного пласта P1; 2 – для среднепродуктивного пласта P2;
 3 – для низкопродуктивного пласта P3; 4 – для пласта P4, соответствующего некондиционной скважине

Рисунок 5.10 – Графики производительности скважин при различных характеристиках пласта, построенные по рабочим точкам рисунков 5.7 и 5.9

График производительности скважины для пласта средней продуктивности на рисунке 5.10 обозначен цифрой 2. При постоянном устьевом давлении график монотонный, минимальный расход 35 кг/с, максимальное устьевое давление 14 бар. При проведении опробования с дросселированием, график имеет продолжение в область более высокого давления (до 15,1 бар при расходе 20 кг/с), наблюдается инверсия. График скважины с низкой производительностью на рисунке 5.10 обозначен цифрой 3. При опробовании с постоянным устьевым давлением график также монотонный, минимальный расход составляет 22,2 кг/с, максимальное устьевое давление 7 бар. Если опробование осуществляется с дросселированием, график имеет продолжение в область более высокого давления (до 10,8 бар при расходе 10 кг/с).

График производительности некондиционной скважины, обозначенный на рисунке 5.10 цифрой 4, построен только для опробования с дросселированием. График монотонный, минимальный расход 4,4 кг/с (соответствует точке экстремума на рисунке 5.9 при коэффициенте 0,96), максимальное устьевое давление 5,2 бар.

Анализ данных на рисунке 5.10, свидетельствует о том, что графики производительности, получаемые в ходе опробования скважин, зависят не только от характеристики пласта, но и от технологии проведения опробования. Дросселирование на устье является фактором, поддерживающим устойчивость течения в скважине. Результаты по графику 3 согласуются с опытными данными по скважинам A-2 и A-3, что позволяет считать зависимость результатов опробования от условий течения вниз по потоку от устья, предсказанную теоретически, экспериментально доказанной.

Необходимость учитывать при интерпретации графиков производительности технологические особенности проведения опробования скважин высокопотенциальных месторождений теплоэнергетических вод отмечена в [52, 149]. Поскольку устойчивая работа скважины при заданном давлении в процессе опробования не гарантирует устойчивой работы при том же давлении в процессе эксплуатации, для принятия решения о практическом использовании скважины, когда она будет лишена стабилизирующего эффекта дросселирования, следует ориентироваться на результаты испытаний с постоянным давлением на устье.

Опробование, проводимое как специальный вид работ, всегда выполняется с дросселированием на устье. В общем, теоретически можно обеспечить проведение испытаний и при постоянном давлении, например, если при использовании метода сепарации ступень давления устанавливать дросселированием не до сепаратора, а после. Но, на практике это осуществить сложно, поскольку необходим большой объем сепаратора, работающего при высоком давлении. Поэтому проще, а, учитывая проблемы, связанные с обеспечением действительной независимости внешнего давления от расхода, еще и более точным оказывается получение необходимых графиков расчетным путем по данным испытаний, проводимых с дросселированием. Для этого достаточно на основе измерений рассчитывать первый член левой части (5.10). Его отрицательное значение будет соответствовать точкам графика производительности, находящимся за пределами измерений при постоянном, не зависящем от расхода, устьевом давлении [149].

Отдельно следует отметить инверсию графиков производительности, обеспечиваемую стабилизирующим эффектом дросселирования. Информация о фактах наблюдения инверсии в специальной литературе практически отсутствует, что вполне объяснимо. Само явление инверсии не вписывается в традиционное представление о графиках производительности [231], что не способствует акцентированию внимания на нем. К тому же, при большом угле наклона характеристики пласта инверсии может не быть даже при дросселировании. Также следует отметить, что используемое при опробовании оборудование имеет ограниченный диапазон для измерения расхода и область малых расходов, характерная для инверсии, но не представляющая практического интереса, часто не попадает в область измерений. Помимо этого, при малых расходах возможно самозадавливание скважин, что также затрудняет измерения в области инверсии. Тем не менее, явление инверсии отмечалось при испытании скважин Паужетского месторождения в 2013 г. Считалось, что на Мутновском месторождении инверсии нет, но при проведении натурных испытаний в августе 2022 года инверсию продемонстрировали скважины Гео-2 и Гео-3 Мутновской ГеоЭС-1.

При увеличении коэффициента дросселирования, а соответственно и устьевого давления, точка экстремума на характеристиках скважин «поднимается» (рисунок 5.9). Когда эта точка достигает характеристики пласта, получаем значение минимального расхода, при котором возможна устойчивая работа скважины при соответствующих условиях опробования. Во всех эксплуатационных скважинах на Мутновском и Паужетском месторождениях на Камчатке, статический уровень воды располагается ниже устья. При приближении к минимальному расходу скважина самозадавливается, т. е. прекращает работу. Однако, явление самозадавливания не следует объяснять только этим обстоятельством. Как показано в [260], в пароводяной скважине всегда присутствуют колебания параметров, и, если в какой-то момент давление на устье снижается до внешнего давления, возможно развитие неустойчивости от устья к забою, приводящее к самозадавливанию.

Полученные результаты обозначают технические решения для обеспечения устойчивости режима работы скважин в процессе эксплуатации. Самое важное – это недопустимость транспортировки теплоносителя от скважины при условиях, соответствующих отрицательному значению производной устьевого давления в неравенстве (5.10). Нарушение этого требования отмечается в [118], когда при проектировании и строительстве некоторых трубопроводов для транспортировки пароводяной смеси от скважин до групповых станционных сепараторов на Мутновском месторождении были допущены ошибки в выборе диаметра. В результате на восходящих участках трубопроводов сложились условия для возникновения гравитационной неустойчивости, что способно вызвать снижение перепада давления в трубопроводе при увеличении расхода, а это при постоянстве давления в сепараторе приводит к отрицательному значению производной устьевого давления по расходу [128, 149].

В случае возникновения неустойчивости в работе скважины ее можно устранить посредством искусственного увеличение перепада давления в системе транспортировки от устья до станции. Причем, как уже отмечалось, важен не столько сам перепад, сколько увеличение производной устьевого давления по расходу. На практике положительные результаты достигались дросселированием потока на выходе из устья.

Таким образом, стабилизирующий эффект дросселирования потока вблизи устья позволяет расширить диапазон наблюдаемых параметров устойчивой работы

176

при опытном определении графика производительности скважины. Часть опытного графика в области высоких устьевых давлений и малых расходах может не соответствовать устойчивой работе при эксплуатации, осуществляемой без указанного эффекта.

В случае дросселирования при обычном режиме истечения с развитой турбулентностью перепад давления между устьем и атмосферой описывается квадратичной зависимость от расхода (формула (5.12)), а при критическом истечении – линейной (формула (5.13)). Определяя производную устьевого давления по расходу, при квадратичной зависимости появится коэффициент 2, что при прочих равных условиях даст стабилизирующий эффект при обычном режиме дросселирования в два раза выше чем при критическом. Значит при использовании дросселирования, как способа стабилизации режима работы скважины, целесообразно обеспечивать обычный режим истечения и избегать возникновение критического.

Дросселирование на устье простой, но не самый эффективный способ обеспечения устойчивой работы скважины. Он применим только в некоторых случаях и даже в них не способен обеспечить надежность условий устойчивости. Велика вероятность возникновения неустойчивости в переходных режимах, когда меняется давление в сепараторах и трубопроводах.

Наиболее эффективным способом для обеспечения устойчивости режима работы скважины является уменьшение площади ее внутреннего сечения. При этом точка экстремума на графике зависимости забойного давления от расхода смещается в область меньших расходов [124], что позволяет добиться пересечения с характеристиками пласта в области положительного значения производной забойного давления, т. е. устойчивого режима работы, даже для изначально некондиционных скважин.

5.5 Метастабильное течение в пароводяных скважинах

Еще одним из следствий выявленного механизма развития неустойчивости является возможность существования метастабильного течения – когда условие устойчивости в скважине (5.10) в целом не выполняется, но на устье нет условий для развития неустойчивости (дросселирующий элемент препятствует развитию неустойчивости). Данный вид течения был предсказан теоретически, но практических аргументов в пользу его существования в настоящее время нет.

Исследования, подтверждающие гипотезу о метастабильном течении, представлены в [151]. При эксплуатации Мутновской ГеоЭС-1 скважины 4-Э и А-3 вводились в эксплуатацию путем дросселирование потока на устье. При этом степень дросселирования подбиралась эмпирически. Если метастабильное течение существует, то высока вероятность того, что оно реализуется в указанных скважинах при достижении устойчивого режима работы, установленного опытным путем.

Внутренний диаметр канала скважины 4-Э от устья до глубины 1084 м равен 0,225 м, далее до верхней границы зон питания на глубине 1423 м – 0,152 м. Скважина А-3 до глубины 1100 м имеет диаметр 0,225 м, далее, до верхней границы зон питания на глубине 1473 м – 0,152 м.

Изменение площади сечения внутри рассматриваемого элемента усложняет анализ устойчивости течения, но не влияет на вид конечного соотношения (5.10) [128, 151, 269]. Рассмотрим элемент канала течения, состоящего из двух частей, где S_1 – площадь сечения для нижней части и S_2 – верхней (рисунок 5.11).

Аналогично тому как было получено равенство (5.3), применяя для каждого участка в отдельности второй закон Ньютона и суммируя полученные выражения для элемента в целом, получаем

$$L\frac{\partial G}{\partial t} = (p_1 - p')S_1 + (p'' - p_2)S_2 - F_{f1} - F_{c1} - F_{g1} - F_{f2} - F_{c2} - F_{g2}, \qquad (5.14)$$

где *L* – полная длина элемента, м;

 p_1 и p_2 – внешнее давление на нижнее и верхнее сечения элемента, Па;

р' – давление на верхней границе нижней части, Па;

р" – давление на нижней границе верхней частей, Па;

*F*_{*f*1}, *F*_{*c*1}, *F*_{*g*1} – силы внутреннего трения, инерции и гравитации, действующие на нижнюю часть, H;

 F_{f2}, F_{c2}, F_{g2} – силы внутреннего трения, инерции и гравитации, действующие на верхнюю часть, Н.



Рисунок 5.11 – Силы, действующие на элемент с изменяющимся диаметром канала

Определяя условие устойчивости как отрицательное значение частной производной правой части уравнения по расходу и выразив

$$F_{f1} + F_{c1} + F_{g1} = S_1 \Delta p_{int1}, \tag{5.15}$$

$$F_{f2} + F_{c2} + F_{g2} = S_2 \Delta p_{int2}, \tag{5.16}$$

где Δp_{int1} и Δp_{int2} – внутренние перепады давления (суммы перепадов давления на трение, конвективное ускорение и гравитацию) на нижнем и верхнем участках, Па,

получим условие устойчивости

$$\frac{\partial (S_1 \Delta p_{int1} + S_2 \Delta p_{int2})}{\partial G} > \frac{\partial (S_1 p_1 - S_1 p' + S_2 p'' - S_2 p_2)}{\partial G}.$$
(5.17)

Выражая давление на стыке нижней и верхней частей как $p' = p_1 - \Delta p_{int1}$ и $p'' = p' + \Delta p'$, где $\Delta p'$ – перепад давления при изменении диаметра канала, неравенство (5.17) преобразуется к виду

$$\frac{\partial(\Delta p_{int1} + \Delta p_{int2} - \Delta p')}{\partial G} > \frac{\partial(p_1 - p_2)}{\partial G}.$$
(5.18)

Снижение общего перепада давления в скважине за счет увеличения диаметра обычно учитывается посредством перепада давления на ускорение и дает, как правило, малое значение. Поэтому левые части неравенств (5.18) и (5.9), выражающие производную внутреннего перепада давления по расходу для скважины в целом, практически совпадают. То же самое можно сказать и о правых частях, поскольку, применительно к скважине в целом, внешние давления на нижнее и верхнее сечения элемента представляют собой забойное и устьевое давление. То есть условие (5.9) применимо и в данном случае. Соответственно, для практического анализа течения в геотермальной скважине при наличии изменения диаметра актуально будет и условие (5.10) [128, 151].

В таблице 5.1 представлены расходные параметры скважин 4-Э и А-3 при устойчивой работе с дросселированием на устье и расчетные значения слагаемых неравенства (5.10). При определении производной внутреннего перепада давления использовалась математическая модель WELL-4. При расчете производной устьевого давления использовалось предположение о квадратичной зависимости перепада давления между устьем и ГеоЭС от расхода

$$\Delta p_t = p_2 - p_s = bG^2, \qquad (5.19)$$

где Δp_t – перепад давления от устья до ГеоЭС, Па;

 p_s – давление на входе в групповой сепаратор ГеоЭС, Па;
b – коэффициент пропорциональности, (кг·м)⁻¹,

тогда для производной устьевого давления получаем

$$\frac{\partial p_2}{\partial G} = 2\frac{\Delta p_t}{G}.$$
(5.20)

Таблица 5.1 – Рабочие параметры и показатели устойчивости скважин 4-Э и А-3 Мутновского месторождения

Показатель	Скважина 4-Э	Скважина А-3
Устьевое давление, бар	8,0	9,2
Расход, кг/с	20,9	18,1
Энтальпия, кДж/кг	1110	1261
Давление ГеоЭС, бар	6,3	6,3
$\partial \Delta p_{ m int} / \partial G$, кПа·с/кг	-116	-74
$\partial p_2 / \partial G$, кПа·с/кг	16	32

И для 4-Э, и для А-З сумма слагаемых в левой части неравенства (5.10) меньше нуля, т. е. согласно расчетам по данному критерию обе скважины не должны работать устойчиво, но на практике имело место устойчивое течение, что подтверждает гипотезу о метастабильном течении. Однако утверждать с полной уверенностью, что в этих скважинах существует метастабильное течение, нельзя. Во-первых, следует учитывать погрешность используемой расчетной методики, оценить которую, особенно для двухфазных течений, часто не представляется возможным. Во-вторых, на результаты расчетов существенно влияют погрешности измерения исходных данных, которые в данном случае могут оказаться весьма значительными. Тем не менее полученный результат следует рассматривать как подтверждение гипотезы о существовании метастабильного течения.

Практика эксплуатации показала, что срок службы скважин, устойчивая работа которых обеспечивалась дросселированием на устье, значительно меньше срока службы обычных скважин. В частности, скважина 4-Э эксплуатировалась около восьми лет, скважина A-3 – еще меньше, при том, что средний срок службы скважин Мутновского месторождения превышает десять лет. Дальнейшие исследования устойчивости пароводяного течения могут способствовать созданию методик по увеличению срока службы проблемных, с точки зрения устойчивости, скважин.

Рассматривая факторы, способные обеспечить метастабильное течение, следует сказать о внутренней устойчивости течения. Ранее отмечалось, что выполнение условия устойчивости (5.9) предполагает достаточно быструю реакцию внешних давлений на изменение расхода. Если для некоторого локального элемента и примыкающих к нему элементам левая часть неравенства окажется меньше нуля (производная внутреннего перепада давления), то реакция внешних давлений на этот элемент будет замедлена и возникнут условия для развития локальной неустойчивости. При положительных значениях производной внутреннего перепада давления внутреннее поведение элемента наоборот стабилизирует поток.

Для характеристики внутренней устойчивости в [269] предложено использовать коэффициент эластичности градиента давления по расходу (относительную производную)

$$a_{\rm \scriptscriptstyle B.y} = \frac{\partial (\partial p / \partial z)}{(\partial p / \partial z)} \bigg/ \frac{\partial G}{G}$$
(5.21)

где *а*_{в.у} – параметр внутренней устойчивости.

При наличии внутренней устойчивости этот параметр должен давать положительное значение. В [128, 151] для исследования была взята типичная скважина Паужетского месторождения парогидротерм: глубина 800 м, внутренний диаметр 0,2 м, энтальпия 800 кДж/кг. Для расчетов использовалась модель WELL-4. На рисунке 5.12 представлены полученные графики распределения параметра внутренней устойчивости *а*_{в.у} по глубине для различных значений расхода: 10 кг/с, 29 кг/с и 60 кг/с.

Значение левой части неравенства (5.10), характеризующее устойчивость течения в скважине в целом, в первом случае составило 133 кПа·с/кг, во втором – 88 кПа·с/кг и в третьем – 65 кПа·с/кг.



a - G = 10 кг/с; $\delta - G = 29$ кг/с; e - G = 60 кг/с

Рисунок 5.12 – Распределение критерия устойчивости по глубине скважины при различных расходах

В области однофазного течения градиент давления в основном определяется гидростатическим давлением воды и значения параметра устойчивости практически постоянны и близки нулю. В области двухфазного течения наблюдаются заметные изменения. Модель WELL-4 позволяет проводить расчеты для различных режимов двухфазного течения, что отражается на графиках для малого (*a*) и среднего (*б*) расходов. При увеличении расхода протяженность области внутренней неустойчивости (где $a_{\rm B,y} < 0$) сокращается. При расходе 60 кг/с (*в*) данная область составляет около двух метром вблизи уровня начала парообразования. Дополнительно были выполнены расчеты для расходов 5 кг/с и 65 кг/с. При расходе 65 кг/с область внутренней неустойчивости отсутствует, а при расходе 5 кг/с – распространяется на всю длину скважины.

Для расхода 10 кг/с было получено отрицательное значение левой части (5.10), т. е. условие устойчивости для скважины в целом не выполняется. Но в верхней части скважины течение обладает внутренней устойчивостью, что может способствовать подавлению неустойчивости. Как уже отмечалось, рассматриваемый тип неустойчивости развивается от устья к забою, и, если на устье не будет условий для развития неустойчивости, она не возникнет даже в случае несоответствия условию (5.10). Однако следует отметить, что наличие области с внутренней неустойчивостью будет способствовать кластеризации структуры потока, вызывая значительные колебания расхода и давления в верхней части, которые будут способствовать появлению условий для развития неустойчивости от устья к забою [128, 151].

Проведенные численные расчеты на примере типовой скважины Паужетского месторождения парогидротерм свидетельствуют о том, что в верхней части ствола скважины течение обладает внутренней устойчивостью, которая также может быть препятствием для развития неустойчивости в скважине в целом. При малых расходах область внутренней неустойчивости распространяется по всей длине участка двухфазного течения, а при больших расходах внутренняя неустойчивость отсутствует.

Новые теоретические представления об устойчивости режима работы добычных пароводяных скважин имеют значительный потенциал в решении прикладных задач геотермальной энергетики. В частности, новый смысл приобретает процедура реконструкции скважин за счет уменьшения внутреннего диаметра канала, которая ранее рассматривалась исключительно как мероприятие по ликвидации нарушения герметичности обсадной колонны [52, 118]. Объяснена зависимость результатов опробования скважин от условий течения вниз по потоку от устья. Установлено влияние дросселирования на увеличение верхнего предела рабочего давления на графике производительности.

6 ТРАНСПОРТИРОВКА ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ

6.1 Особенности гидравлического расчета транспортировки пароводяной смеси на геотермальных месторождениях

В начале освоения геотермальных месторождений применялась в основном раздельная транспортировка теплоносителя. Выводимый добычными скважинами на поверхность флюид, представленный смесью воды и пара, сепарировался вблизи устья скважин. Далее пар по трубопроводам поступал на станцию, а вода из скважинных сепараторов сливалась на рельеф. Именно такая схема транспортировки использована на первом отечественном Паужетском месторождении парогидротерм на Камчатке. Отрицательными, с точки зрения экологии, факторами в данном случае являются химическое и тепловое загрязнение окружающей среды. Отсепарированная вода, содержащая в себе множество компонентов и соединений, негативно влияет на развитую речную сеть и воздушный бассейн, вредные вещества накапливаются в почве, флоре и фауне. Ужесточение экологических требований и внедрение возвратной закачки для поддержания пластового давления, привели к необходимости совместной транспортировки пара и воды. При этом целесообразно транспортировать пароводяную смесь в том виде, в котором ее получают из скважин, а разделение фаз осуществляют на общей сепарационной станции [282]. Отметим, что закачку водяного сепарата проще организовать совместно с конденсатом ГеоТЭС, т. е. с площадки станции. При транспортировке пароводяной смеси отпадает необходимость применения многих компонентов устьевого оборудования и оборудования, предназначенного для транспортировки насыщенной воды. При транспортировке горячей воды для обеспечения надежности трубопровода важно не допустить кипения, повышающего риск разгерметизации.

Двухфазная транспортировка пароводяной смеси по трубопроводам стала активно внедряться в конце прошлого века [186, 223, 225, 283, 313]. Строительство крупнейшей отечественной Мутновской ГеоЭС (Камчатка) пришлось как раз на это время, и за основу была взята именно двухфазная схема транспортировки теплоносителя от скважин к месту совместного использования. Интерес к двухфазной транспортировке сохранился и в последующие годы [176, 193, 194, 263]. Повышение внимания к транспортировке теплоносителя в виде пароводяной смеси и ее активное внедрение связаны не только с ужесточением экологических требований к разработке месторождений. Также централизация сбора воды предпочтительна, например, для развития технологий химических производств, использующих геотермальную воду как к ценный вид сырья [7, 8, 24, 51, 69, 167, 173, 252]. Появляется возможность более полного использования теплового потенциала геотермальных флюидов не только за счет пара, но и воды. К тому же, транспортировка пароводяной смеси дает больше возможностей в управлении промыслом в пиковом режиме (с изменяющимся объемом добычи).

Кроме отмеченных достоинств транспортировка пароводяной смеси имеет и проблемы. Одна из них связана с необходимостью поддержания беспульсационного режима транспортировки. Основной причиной возникновения пульсаций, оказывающих негативное влияние на трубопровод и сопряженное с ним оборудование, является наличие жидких пробок. На практике для снижения уровня пульсаций в потоке рекомендуется поддерживать дисперсно-кольцевую структуру течения [110, 133, 134]. Данная структура устойчиво существует при высоких объемных паросодержаниях и высоких скоростях потока и, как правило, наблюдается в скважинах вблизи устья. Обеспечить необходимую скорость для существования дисперсно-кольцевого режима течения можно за счет выбора диаметра трубопровода. Причем для магистральных трубопроводов диаметр следует выбирать так, чтобы обеспечить значение скорости существенно выше минимально допустимой. Тогда при отключении одной или нескольких скважин это позволит сохранить беспульсационный режим работы трубопровода. Однако при увеличении скорости пропорционально ее квадрату растут гидравлические сопротивления, снижая энергетический потенциал теплоносителя. Поэтому при проектировании трубопровода выбор оптимального диаметра должен обеспечить, с одной стороны, устойчивый режим транспортировки, с другой – минимальные гидравлические потери. Для этого необходимо определить взаимосвязь перепада давления с расходом, учитывая при этом зависимость расхода скважин от устьевого давления, т. е. выполнить гидравлический расчет трубопровода. Практическое решение данной задачи предполагает большой объем вычислительной работы, что обусловливает необходимость применения математического моделирования.

Существующая на сегодняшний день научно-методическая база обеспечения технологии транспортировки пароводяной смеси не представляется достаточной и, в полной мере, охватывающей имеющиеся проблемы. Используются, как правило, простые корреляции, обобщающие некоторые экспериментальные данные, без достаточной физической обоснованности.

Гидравлический расчет для проектируемого трубопровода состоит в прогнозировании расходных параметров скважины и перепада давления в трубопроводе при изменении режима работы станции, т. е. давления во входном коллекторе станции. Если же требуется выполнить гидравлический расчет для уже существующего трубопровода, то добавляется еще задача определения оптимального диаметра для него. В обоих случаях единственной изначально определенной величиной, характеризующей теплоноситель, является рабочее давление на выходе в ГеоЭС, т. е. давление в конечной точке трубопровода. Остальные величины, учитывая зависимость от давления на устье скважины, определяются в результате расчета.

Теоретически получить прогноз изменения характеристик скважин можно за счет сопряжения результатов численного моделирования фильтрации в резервуаре и численного моделирования течения в скважине, но это требует детальной изученности геотермального резервуара, а для месторождений трещинно-жильного типа со сложной анизотропией резервуара и кипением, распространяющимся на резервуар, обеспечить достоверность результатов моделирования весьма проблематично. Поэтому наиболее оправданными способами оценки является экстраполяция результатов длительной эксплуатации и аналогия со схожими скважинами [110, 124]. Основным источником получения исходных данных по скважинам являются результаты опробования. Графические зависимости, полученные в результате выпусков из скважин Мутновского геотермального месторождения представлены на рисунках 6.1 и 6.2 [110]. На рисунке 6.1 изображены графики производительности, представляющие собой зависимость расхода от устьевого давления, на рисунке 6.2 – графики зависимости энтальпии от устьевого давления для тех же скважин.



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 6.1 – Графики производительности скважин Мутновского месторождения

В практике освоения геотермальных месторождений при проведении расчетов следует вводить некоторый запас надежности для обеспечения нормального режима работы трубопровода при соответствующих вариациях параметров, а также учитывать геометрию трассы.



Рисунок 6.2 – Графики зависимости энтальпии от устьевого давления скважин Мутновского месторождения (условные обозначения см. рисунок 6.1), [110]

Основным расчетным параметром является перепад давления в трубопроводе. Также устанавливаются взаимосвязи перепада давления с расходами фаз и их скоростями, диаметрами труб, давлением, температурой и плотностями фаз. И как уже отмечалось, необходимо определение условий, обеспечивающих беспульсационную транспортировку. Сложность проведения гидравлического расчета транспортировки добытого теплоносителя связана не только с проблемами динамики газожидкостной смеси, существенную роль играет изменение термодинамических параметров смеси в процессе транспортировки.

Невозможность выполнить конкретный расчет в данном случае связана с тем, что расходные параметры зависят от устьевого давления, которое само является неизвестным параметром. Поэтому в условиях геотермальных месторождений гидравлический расчет трубопровода пароводяной смеси, кроме традиционной задачи установления взаимосвязи динамических, кинематических, термодинамических и геометрических параметров, приводит к необходимости нахождении согласованного решения для системы скважина – трубопровод. Для решения задачи такого согласования в изначально использовался метод последовательных приближений [133]. По известному давлению в конечной точке и ожидаемому перепаду давления примерно 1 бар на 1 км определялось устьевое давление и соответствующие ему расходные параметры. Далее выполнялся расчет, уточняющий перепад давление, затем определялось уточненное значение устьевого давления и расходные параметры для него. Процедура повторялась до совпадения уточняемых расходных параметров в пределах погрешности измерений. Обычно достаточно двух-трех приближений, однако, позднее выяснилось, что для практического применения метода последовательных приближений существуют ограничения. Так, при расчетах трубопроводов от скважин 017 и 053 были отмечены случаи неустойчивости, характеризующиеся существенной зависимостью расхода скважины от устьевого давления и значительным перепадом давления в трубопроводе.

Процедуру согласования решения в системе скважина – трубопровод можно выполнить графическим методом. При этом на график производительности скважины, построенный по результатам опробования, накладывается аналогичная характеристика для трубопровода, полученная по результатам расчета. Точка пересечения дает рабочую точку. Для сложных трубопроводов графический метод был модифицирован в метод обобщенной характеристики системы скважина – трубопровод [124, 132].

Гидравлический расчет транспортировки добытого теплоносителя на месторождениях парогидротерм является сложной и многогранной задачей, не позволяющей получить простые формулы для инженерных вычислений. В данном случае требуется применение математического моделирования и разработка соответствующих компьютерных программ для расчета.

190

6.2 Методические основы для гидравлического расчета. Программа MODEL

В мировой литературе практически отсутствует информация о конкретных способах решения указанных проблем. Рассмотрим более подробно подходы к их решению при освоении отечественных месторождений. Как уже отмечалось, начало активного использования транспортировки пароводяной смеси в мире совпало с началом освоения Мутновского месторождения в России, и данный способ транспортировки был взят за основу обустройства промысла этого месторождения. Для обоснования такого решения потребовалась активное участие ученых. Были приняты во внимание экспериментальные исследования, проведенные на опытном стенде ОАО «Камчатскэнерго», результаты исследований на основе математического моделирования дисперсно-кольцевого режима течения, обеспечивающего нормальный (без пульсаций) режим работы трубопровода. Однако, коммерческая реализация проекта осуществлялась по имеющимся инструктивным материалам без должного учета специфики объекта и поддержки ученых. В результате, с введением в эксплуатацию первых трубопроводов пароводяной смеси, проявились недостатки проектных решений. Например, трубопровод от скважины 037 создавал большие гидравлические потери, а трубопровод от скважины А-2 работал в пульсационном режиме. Потребовались обоснования для проведения реконструкций и строительства новых трубопроводов с требуемыми характеристиками, что актуализировало создание научно-методических основ для гидравлического расчета трубопроводов пароводяной смеси.

Кроме разработки методики расчета перепадов давления на трение, гравитацию, ускорение и местные сопротивления, задача гидравлического расчета включает выработку рекомендаций для оценки динамических нагрузок на трубопровод, связанных с нестационарными процессами при транспортировке пароводяной смеси и определение условий беспульсационного режима эксплуатации трубопровода. Для гидравлического расчета трубопроводов пароводяной смеси на Мутновском геотермальном месторождении А.Н. Шулюпин и А.А. Чермошенцева разработали и предоставили эксплуатирующему предприятию ОАО «ГЕОТЕРМ» компьютерную программу MODEL [110, 113, 132–134] (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018617611, Федеральная служба по интеллектуальной собственности). Изначально, указанная программа задумывалась как демонстрационная версия возможностей математического моделирования дисперсно-кольцевого течения в горизонтальных трубах.

При ее разработке был сделан ряд упрощающих допущений и учтены результаты исследования математической модели дисперсно-кольцевого течения, разработанной на основе структурного подхода, изложенного в пункте 3.2.1. А именно, поскольку ранее было показано, что динамика дисперсного ядра может быть описана в рамках гомогенной модели и расход воды в пленке в нормальном режиме мал, то для потока в целом можно использовать гомогенную модель. При этом касательное напряжение на стенке трубы считалось равным касательному напряжению на границе пленка – ядро, движущейся с максимально возможной (критической) скоростью для насыщенной воды, определяемой формулой (3.12).

Программа MODEL производит расчет перепада давления по значению параметров в одной узловой точке и применима для коротких труб. Длинные трубы следует разбить на расчетные участки длиной до 200 м. Параметры состояния теплоносителя, включая массовое расходное паросодержание, определяются по уравнениям для чистой воды и водяного пара в состоянии насыщения IAPWS-IF 97 [1].

Перед началом расчета перепада давления проверяется принципиальная возможность транспортировки смеси с рассчитанным массовым паросодержанием без пульсаций. Отсутствие пульсаций давления в трубопроводе обеспечивается поддержанием дисперсно-кольцевого режима течения. В соответствии с картой режимов течения Тейтела и Даклера (рисунок 2.3), границы существования режимов определяются числом Фруда и параметром Локкарта – Мартинелли. Как показано в [119], при определяющем влиянии шероховатости на коэффициент трения формула (2.33) сводится к виду

$$X = \frac{1-x}{x} \sqrt{\frac{\rho_s}{\rho_l}}, \qquad (6.1)$$

позволяющему связать параметр Локарта – Мартинелли с фазовым состоянием смеси, а число Фруда – со скоростью потока. В соответствии с указанной картой, для дисперсно-кольцевого режима X < 1,6, и тогда формула (6.1) дает неравенство

$$x > \left(1 + 1.6\sqrt{\frac{\rho_l}{\rho_g}}\right)^{-1},\tag{6.2}$$

где x – массовое расходное паросодержание;

 ρ_l и ρ_g – плотности воды и пара, кг/м³.

Эксплуатация трубопроводов пароводяной смеси выявила главную проблему – выбор рационального диаметра трубопровода. Малый диаметр обуславливает большие потери давления; снижается энергетический потенциал (расход и температура). Большой диаметр связан со значительными финансовыми затратами на строительство трубопровода, а также с риском возникновения неустойчивых режимов работы как отдельно наземного трубопровода, так и системы скважина – трубопровод в целом. Нередко неустойчивость становится препятствием для практического использования скважин, поэтому важной задачей является определение критерия для выбора рационального диаметра при проектировании трубопроводов. Обычно для этого используются эмпирические соотношения, имеющие область применения в диапазоне условий, в которых были получены соответствующие экспериментальные данные. Транспортировка пароводяной геотермальной смеси характеризуется многообразием условий. Использование теоретически обоснованных критериев может расширить возможности в выборе рационального диаметра трубопровода.

Рекомендации по выбору диаметра трубопровода для беспульсационной транспортировки в программе MODEL даются по скоростному критерию, предложенному М.А. Готовским и Е.Н. Гольдбергом по результатам обобщения данных на стенде ОАО «Камчатскэнерго» [126]:

$$w \ge 31, 4\sqrt{D}, \tag{6.3}$$

где *w*-скорость смеси по гомогенной модели, м/с;

D – диаметр трубы, м.

Откуда для ограничения значений диаметра было получено неравенство

$$D \le 0,278 \left(\frac{G}{\rho_w}\right)^{0,4},\tag{6.4}$$

где G – массовый расход смеси, кг/с;

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

Для продолжения расчета, программа предлагала ввести значение диаметра, не превышающее максимально допустимое по (6.4), принимая во внимание существующий сортамент труб.

Общий перепад давления в программе MODEL определяется по формуле

$$\Delta p = \Delta p_f + \Delta p_m, \tag{6.5}$$

где *Δр* - общий перепад давления, Па;

 Δp_f - перепад давления на трение, Па;

 Δp_m - суммарный перепад давления на местные сопротивления, Па.

Программа ограничивалась расчетом коротких трубопроводов, что позволило принять постоянство параметров теплоносителя по длине, а также пренебречь гравитационной составляющей перепада давления.

Перепад давления на трение рассчитывался с учетом формулы (3.40) для заданного начального давления, расхода и энтальпии

$$\Delta p_{f} = -\frac{0.01 \,\rho_{w} (w - v_{r})^{2}}{D} L, \qquad (6.6)$$

где L – длина расчетного участка, м;

*v*_г – скорость границы пленка – ядро, м/с, определяемая формулой (3.12). Перепад давления на местных сопротивлениях рассчитывался по формуле

$$\Delta p_m = 0.7 \zeta \rho_w w^2 \tag{6.7}$$

где ζ – суммарный коэффициент местных сопротивлений, определяемый как для однофазного потока.

Как уже отмечалось, обычно в качестве неизменного параметра задается давление в конечной точке трубопровода (на входе к групповой станционный сепаратор). Расходные параметры смеси зависят от устьевого давления (давления в начале трубопровода). Практически наиболее удобно найти решение с учетом влияния устьевого давления графическим методом. На основании графика производительности скважины, представляющего зависимость расхода от устьевого давления, с помощью расчетов трубопровода строится график производительности системы скважина – трубопровод, отражающий зависимость расхода от давления на выходе из трубопровода и дальнейшие шаги уже предпринимаются на основе этого графика [124, 132, 133].

Учитывая проектные упущения при строительстве первых трубопроводов, ОАО «ГЕОТЕРМ» предложило А.Н. Шулюпину и А.А. Чермошенцевой выполнить гидравлический расчет следующего проектируемого трубопровода от скважины 013. Исходными данными для расчета являлись давление на входе в станцию (т. е. в конечной точке трубопровода) и графики зависимости энтальпии и расхода смеси от давления в начальной точке трубопровода (т. е. на устье скважины). Требовалось определить оптимальный диаметр трубопровода, обеспечивающий достаточную для отсутствия пульсаций скорость, минимальные гидравлические потери и достаточный запас по скорости при изменении параметров скважины в процессе эксплуатации, а также давление на устье скважины и соответствующие ему расходные параметры теплоносителя (связь устьевого давления и расходных параметров устанавливалась по результатам испытания скважин).

Перед выполнением заказа по программе MODEL был осуществлен расчет уже существующего трубопровода от скважины 037. Трубопровод длиной 2080 м разбивался на короткие расчетные участки длиной не более 200 м. Расчет выполнялся последовательно для каждого участка. Расхождение расчетного и фактического перепадов давления не превысило 3 %. Следует отметить, что такое согласование даже в случае однофазного течения считается удачным. Данный факт, а также срочность заказа предопределили использование программы MODEL для

195

расчета проектируемого трубопровода от скважины 013. Длина нового трубопровода составила 1600 м, расчет также выполнялся по коротким участкам. Согласование характеристик скважины и трубопровода осуществлялось методом последовательного приближения. Строительство и эксплуатация трубопровода подтвердили прогнозные оценки. Перепады давления были близки к прогнозируемым, пульсационные режимы не наблюдались.

Достаточная точность проводимых расчетов и простота применения программы MODEL, позволили широко использовать ее для гидравлического расчета трубопроводов. Впоследствии с помощью нее рассчитывались все трубопроводы пароводяной смеси на Мутновском месторождении. Расчеты выполнялись как для выработки оптимальных решений по возможным вариантам транспортировки, так и для определения конструктивных параметров для дальнейшего рабочего проектирования. Было обоснованно множество модификаций трубопроводов (замена Побразных компенсаторов на сильфонные, удаление нефункциональной запорной арматуры и пр.). Общая длина трубопроводов, построенных с использованием программы MODEL, превышает 10 км. Эксплуатация трубопроводов подтвердила эффективность расчетов: пульсаций не наблюдались, значения перепадов давления были близки к прогнозируемым [113, 132].

При расчете общего перепада давления в (6.5) не учитывается гравитационная составляющая, поэтому для отдельных трубопроводов с большим перепадом высот рекомендовалось дополнительно определять гравитационную составляющую перепада давления.

Для максимальной эффективности транспортировки возникла идея строительства телескопических трубопроводов, что позволило бы снижать гидравлические сопротивления по мере снижения давления и роста скоростей. Но, в результате выполненных гидравлических расчетов, для трубопроводов на Мутновском месторождении вариант транспортировки с меняющимся диаметром рекомендован не был. К настоящему моменту накоплен большой опыт гидравлического расчета трубопроводов пароводяной смеси на отечественных месторождениях парогидротерм. На Мутновском месторождении осуществлен расчет трубопроводов от скважин 013, 042, 017, 053, 01, Гео-1 до ГеоЭС-1 и от скважин 017, 053, Гео-1 до Верхне-Мутновской станции. Проведен расчет для уже действующих трубопроводов с целью их реконструкции от скважин А-2, 037, 055, 048, 029W.

На рисунке 6.3 представлена схема трубопроводов пароводяной смеси на Мутновском месторождении парогидротерм (март 2023 г.), находящаяся в постоянной трансформации. В настоящее время активно ведутся буровые работы, осуществляется ввод новых скважин и строятся новые трубопроводы (рисунки 6.4 и 6.5).



Рисунок 6.3 – Трубопроводы на Мутновском месторождении, (март 2023 г.)



Рисунок 6.4 – Действующие скважины Мутновского геотермального месторождения (август 2022 г.)

Успешный опыт эксплуатации трубопроводов пароводяной смеси на Мутновском месторождении поставил вопрос о возможности данного вида транспортировки теплоносителя и на Паужетском месторождении, которое эксплуатируется с использованием сепарация пароводяной смеси на устье скважины.

Для каждой скважины в зависимости от ее расходных характеристик существует предельная длина трубопровода, при превышении которой не удается обеспечить необходимое на станции давление. Чем выше энтальпия и максимальное рабочее давление на устье, тем больше предельная длина. Энтальпия скважин Паужетского месторождения ниже, чем на Мутновском – 750–880 кДж/кг. Располагаются скважины по рельефу выше станции примерно на 110 м и на расстоянии около 1,5 км от нее. В таких условиях широкое использование двухфазной транспортировки оказалось невозможно. Что, впрочем, не исключает транспортировки пароводяной смеси на небольшие расстояния до общей сепарационной станции с последующим раздельным транспортом. Впоследствии это было подтверждено строительством и эксплуатацией трубопровода от скважины 103 [132]. Расчеты выполнялись по программе MODEL.



Рисунок 6.5 – Монтаж трубопровода от скважины Гео-8 Мутновского геотермального месторождения (октябрь 2022 г.)

Предложенная для гидравлического расчета программа MODEL хорошо согласуется не только с отечественным опытом, но и не противоречит представленным в [263] экспериментальным данным. В этой работе проводится сравнение различных расчетных формул для определения перепада давления на трения с экспериментальными данными, полученными для месторождения Лахен-донг в Индонезии для горизонтальных труб диаметром 10–22 дюйма (0,254–0,559 м). Отмечается, что в проводимых экспериментах основным режимом течения является дисперснокольцевой. При этом наилучшее согласование результатов расчета с экспериментальным данным, особенно для труб большого диаметра, показала по гомогенная модель.

Отметим, что используемая в программе MODEL формула (3.40) тоже близка к классической гомогенной модели, но в ней введена поправка на скорость движения поверхности трения, снижающая расчетный перепад давления. Для условий Мутновского месторождения такая поправка составляет около 6 м/с. Для трубопроводов с большим диаметром это снижение может компенсироваться повышенным значением коэффициента трения по сравнению с рекомендациями в работе [263]. В формуле (3.40) коэффициент трения принят равным 0,02. К сожалению, в указанной работе нет четких рекомендаций по определению коэффициента трения, указывается только на его зависимость от шероховатости, и тогда для труб малого диаметра эта величина, вероятнее всего, будет больше 0,02, а для труб большого диаметра – меньше 0,02. То есть, по рекомендациям [263] расчетный перепад давления для труб большого диаметра снижается за счет коэффициента трения, а в формуле (3.40) – за счет поправки на скорость движения поверхности трения. Таким образом, предложенные в программе MODEL рекомендации для гидравлического расчета вполне согласуются с экспериментальными данными, представленными зарубежными авторами.

6.3 Новые вызовы при транспортировке пароводяной смеси

Как уже было отмечено, несоблюдение условия (6.3) может привести к появлению пульсаций в трубопроводе, т. е. низкие скорости транспортировки смеси сопряжены с опасностью возникновения неустойчивости. Поскольку строительство индивидуальных трубопроводов от каждой скважины требует немалых затрат, и в зарубежной практике [263, 289], и на отечественном Мутновском месторождении предпринимаются попытки объединения потоков от разных скважин в один магистральный трубопровод. Однако, отключение одной скважины способно существенно снизить скорость потока и, с учетом (6.3), вызвать неустойчивость. В этой связи требуется научное обоснование эффективности такого объединения и возможности транспортировки пароводяной смеси с пониженными скоростями.

Транспортировка пароводяной смеси при выполнении условия (6.4), полученному из (6.3), сопряжена с заметными гидравлическими потерями. Поэтому с учетом конкретных обстоятельств возникает необходимость корректировки данного условия. Так, например, при проектировании трубопровода от скважины 053 длиной 2241 м с учетом отсутствия восходящих участков для снижения гидравлических потерь сознательно выбирался диаметр, превосходящий ограничение (6.4). Последующая эксплуатация подтвердила правильность такого решения. Это свидетельствует о том, что при отсутствии восходящих участков критерий (6.4) слишком жесткий.

Кроме того, в трубопроводе, изначально рассчитанном на определенный расход, из-за снижения производительности скважин со временем расход может упасть до значений, не обеспечивающих выполнение условия (6.4), что опять поднимает вопрос о необходимости корректировки условия устойчивости течения.

Отмеченные факты требуют нового подхода к определению условий устойчивой транспортировки, дающего возможности расширения расчетной методики в область меньших скоростей [145]. Заметим, что формула (3.40) для приближенного гидравлического расчета принципиально ориентирована на высокие скорости, а значит требуется пересмотр методики расчета.

Новый взгляд на проблему устойчивости пароводяных течений представлен в главе 5. В [128, 269] подробно рассмотрен механизм возникновения гравитационной неустойчивости, и показано, что устойчивость режима работы скважины определяется соотношением (5.10), в котором второе слагаемое левой части определяется условиями течения в системе наземной транспортировки теплоносителя. Поскольку устьевое давление p_2 в (5.10) является суммой перепада давления в назем-

201

ном трубопроводе и давления на выходе из трубопровода (в групповом станционном сепараторе), которое можно считать постоянным, не зависящем от расхода скважины, то условие (5.10) можно записать в виде

$$\frac{\partial \Delta p_{int}}{\partial G} + \frac{\partial \Delta p_{tr}}{\partial G} > 0, \qquad (6.8)$$

где Δp_{int} – внутренний перепад давления, Па;

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

При этом трубопровод может выступать в роли стабилизирующего фактора [128, 145, 269]: если на устье происходит спонтанное увеличение расхода, увеличивается перепад давления в трубопроводе, увеличивается устьевое давление, развитие неустойчивости подавляется, в случае спонтанного снижения расхода на устье, снижается перепад давления в трубопроводе, снижается устьевое давление, вызывая компенсационное увеличение расхода.

Такой подход накладывает еще более строгие требования к объединению потоков от разных скважин. Трубопроводы пароводяной смеси часто подключаются к групповым сепараторам, давление в которых не имеет значимой зависимости от расхода конкретной скважины. В этом случае второе слагаемое левой части (6.8) близко к нулю, и условие устойчивости системы будет определяться положительным значением первого слагаемого

$$\frac{\partial \Delta p_{int}}{\partial G} > 0. \tag{6.9}$$

Особое внимание следует уделить транспортировке теплоносителя при низких скоростях. При этом трение не играет существенной роли, и в таких условиях при наличии восходящих участков перепад давления в системе транспортировки будет существенно зависеть от гравитационной составляющей, которая может уменьшаться с ростом расхода. В этом случае возможно отрицательное значение второго слагаемого левой части (6.8) и тогда трубопровод будет играть дестабилизирующую роль. Актуальность разработки научных основ транспортировки пароводяной смеси с низкими скоростями с учетом современных представлений об устойчивости пароводяных течений очевидна [128, 145]. С успехом применяемая в практике освоения российских месторождений компьютерная программа MODEL, не предполагает расчет гравитационной составляющей перепада давления, что делает невозможным учет гравитационной неустойчивости. Кроме того, MODEL рассчитана на узкий диапазон скоростей, что не отвечает современным вызовам. Поэтому требуется создание методики расчета перепада давления в трубопроводе с корректным учетом гравитационной составляющей перепада давления. Это позволит прогнозировать возникновение неустойчивых режимов эксплуатации скважин и принимать соответствующие решения по их устранению на стадии проектирования трубопроводов.

6.4 Математическая модель SWIP – Steam Water Inclining Pipeline

Несмотря на успешный опыт применения в практике освоения российских месторождений компьютерной программы MODEL, указанные недостатки в свете новых вызовов и новых представлений об устойчивости течения, привели к необходимости создания новой математической модели.

Попытка создания такой модели была предпринята в [276]. Однако, в ней не была учтена возможность превышения скорости воды над скоростью пара (отрицательное значения скорости скольжения фаз), что имеет экспериментальное подтверждение [219, 259] и является особенно актуальном для нисходящих потоков, поскольку может вызвать в них гравитационную неустойчивость. Этот недостаток был устранен в [114, 275] посредством использования в расчетной формуле для нисходящего потока осредненной скорости воды вместо скорости пара. В результате была разработана, удовлетворяющая современным требованиям и вызовам, новая модель SWIP (Steam Water Inclining Pipeline) [114, 179, 275]. Новая математическая модель SWIP разработана на базе MODEL с учетом гравитационной составляющей и теоретически обоснованного критерия устойчивости (6.9). Для заданного начального давления, расхода и энтальпии смеси определяется перепад давления в трубопроводе. Параметры состояния теплоносителя, включая массовое расходное паросодержание, рассчитываются с помощью уравнений для чистой воды и водяного пара в состоянии насыщения [1].

Внутренний перепад давления в трубопроводе определяется составляющими на ускорение, трение, гравитацию и местные сопротивления

$$dp = dp_a + dp_f + dp_g + dp_m, (6.10)$$

где *dp* – общий внутренний перепад давления в трубопроводе, Па;

 dp_a – перепад давления на ускорение, Па;

 dp_f – перепад давления на трение, Па;

*dp*_g – перепад давления на гравитацию, Па;

*dp*_{*m*} –перепад давления на местные сопротивления, Па.

Принимая во внимание особенности добываемого теплоносителя и условия его транспортировки, были выработаны и представлены в [114, 179] рекомендации по практическому определению слагаемых в правой части (6.10). При транспортировке для сохранения энергетического потенциала теплоносителя стараются минимизировать потери давления. Отмечая небольшие перепады давления и практически неизменный состав пароводяной смеси на транспортируемом участке, можно пренебречь составляющей перепада давления на ускорение, тогда внутренний перепад давления в трубопроводе будет определяться тремя слагаемыми

$$dp = dp_f + dp_g + dp_m. ag{6.11}$$

При движении смеси на внутренней поверхности возникают касательные напряжения, и, в соответствии с классическими представлениями, составляющая перепада давления на трение определяется следующим соотношением

$$dp_f = \frac{4\tau_c}{D} dl, \qquad (6.12)$$

где τ_{c} – касательное напряжение на стенке трубы, Па;

dl – длина элемента трубы, м.

Здесь сложность заключается в выборе формул для определения касательного напряжения. Универсальных формул для рассматриваемых условий нет. Существующие рекомендации, как правило, опираются на экспериментальные данные и ориентированы на определенные условия. Поэтому для вычисления касательного напряжения в новой модели SWIP были обобщены формулы, показавших хорошее согласование с опытными данными в условиях, близких к рассматриваемым.

Как уже отмечалось, ранее при расчете перепада давления на трение в программе MODEL для определения касательного напряжения была использована классическая гомогенная модель с поправкой на скорость движения поверхности трения. Однако, введение такой поправки изначально было ориентировано на высокие скорости транспортировки и неприемлемо для описания потоков с низкими скоростями, характерными для возникновения неустойчивости.

В случае гомогенной модели касательное напряжение вычисляется по фор-

$$\tau_{\rm c} = \xi \rho_w w^2 / 8, \tag{6.13}$$

где *ξ* – коэффициент трения.

В [127] применительно к течению в геотермальной скважине для ее верхнего участка, где трение играет заметную роль и параметры потока близки к условиям наземной транспортировки, была использована формула, показавшая, по сравнению с гомогенной моделью, лучшее согласование с экспериментальными данными

$$\tau_{\rm c} = \xi(\rho_l v_l^2 (1 - \phi) + \rho_g v_g^2 \phi) / 8, \qquad (6.14)$$

где v_l – скорость воды, м/с;

 v_g – скорость пара, м/с;

ф – истинное объемное паросодержание.

В формуле (6.14) касательное напряжение смеси определяется как сумма напряжений, создаваемых газом и жидкостью с учетом их осредненных по сечению (истинных) скоростей и их долей в рассматриваемом объеме.

Итоговое выражение для касательного напряжения было получено как среднее арифметическое по формулам (6.13) и (6.14)

$$\tau_{\rm c} = (\rho_l v_l^2 (1 - \varphi) + \rho_g v_g^2 \varphi + \rho_w w^2) \xi / 16.$$
(6.15)

Учитывая, что в рассматриваемом случае имеет место развитая турбулентность потока, коэффициент трения рекомендуется вычисляется по формуле Шифринсона [85]

$$\xi = 0.11 \left(\frac{\delta}{D}\right)^{0.25},$$
(6.16)

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

Для гравитационной составляющей перепада давления по направлению потока используется формула

$$dp_{g} = \rho g \sin \theta dl \,, \tag{6.17}$$

где θ – угол наклона оси трубы относительно горизонтальной плоскости;

 ρ – плотность смеси, кг/м³, определяемая по формуле (2.14).

Перепад давления на местных сопротивлениях определялся в соответствии с формулой, основанной на гомогенной модели:

$$dp_m = \frac{0.7\zeta \rho_w w^2}{L} dl. \qquad (6.18)$$

Данная формула рассчитана на широкий диапазон скоростей. Ее успешное использование в программе MODEL подтверждается практическими результатами. А именно, были выполнены многочисленные расчеты для обоснования реконструкции трубопроводов пароводяной смеси на Мутновском месторождении в части ликвидации нефункциональных местных сопротивлений.

Подставим (6.12), (6.15), (6.17) и (6.18) в (6.11). С учетом направления расчетов получаем выражение для перепада давления

$$-dp = \frac{(\rho_l v_l^2 (1-\phi) + \rho_g v_g^2 \phi + \rho_w w^2)\xi}{4D} dl + (\rho_g \phi + \rho_l (1-\phi))g\sin\theta dl + \frac{0.7\zeta \rho_w w^2}{L} dl. \quad (6.19)$$

Искомая составляющая перепада давления определяется интегрированием (6.19) по всей длине трубопровода. При этом основная сложность заключается в определении плотности смеси, зависящей от истинного объемного паросодержания. На величину истинного объемного паросодержания влияет множество факторов, не получивших пока строгого теоретического описания. В настоящее время универсальной теоретической формулы для определения истинного объемного паросодержания на основе расходных параметров нет.

Существуют различные подходы для определения истинного объемного паросодержания. Соответствующие практические задачи решаются с помощью корреляций, содержащих теоретически обоснованные взаимосвязи и эмпирически установленные коэффициенты [170, 171, 302, 307]. Рекомендуемые соотношения для определения истинного объемного паросодержания существенно зависят от условий экспериментов, используемых для обоснования формул. Здесь важно отметить несоответствие диаметров труб в имеющихся экспериментах условиям транспортировки пароводяной геотермальной смеси. Так, в экспериментах по определению истинного объемного газосодержания в [170] представлены данные для труб диаметром 0,2 м, а в [183] диаметр 0,15 м отмечается как большой, в то время как трубопроводы пароводяной смеси на геотермальных месторождениях имеют диаметр от 0,3 до 0,6 м.

При отсутствии необходимых экспериментальных данных для определения истинного объемного паросодержания в соответствующих условиях, имеется возможность получения искомых корреляций посредством анализа основных определяющих факторов с использованием косвенных экспериментальных данных. При этом важно определиться с видом искомой корреляции. В математической модели SWIP использовалась так называемая «модель дрейфа» [65, 170, 185, 204, 238, 307], наиболее подходящая для рассматриваемых условий. Разработанная методика представлена в работах [114, 279].

Выразим истинное объемное паросодержание из первой формулы (2.23)

$$\varphi = \frac{w_g}{v_g},\tag{6.20}$$

где w_g – приведенная скорость пара, определяемая по (2.19) как отношение объемного расхода пара к общей площади сечения трубы, м/с;

 v_g — осредненная по сечению скорость пара, м/с, согласно модели дрейфа, определяемая отношением

$$v_{g} = C_{0}w + v_{d} \,, \tag{6.21}$$

где C₀ – параметр распределения; w – приведенная скорость смеси, равная скорости смеси по гомогенной модели, м/с;

 v_d – скорость дрейфа, м/с.

В формуле (6.21) скорость дрейфа характеризует действительную разность скоростей фаз, а параметр распределения учитывает неравномерность распределения фаз в неравномерном поле скоростей, которая в результате осреднения по сечению приводит к отличию скоростей фаз даже в случае равенства их действительных локальных значений. В подтверждение правомерности использовании модели дрейфа отметим, что при измерении динамического давления в реальных геотермальных пароводяных потоках наблюдается заметное изменение скоростей и концентраций фаз по сечению трубы.

В [114] отмечаются два фактора, определяющие скорость дрейфа. Первый – это гравитация, стремящаяся придать жидкой фазе дополнительную скорость, относительно газа, по направлению вниз, и второй – гидродинамические силы, стремящиеся придать газовой фазе бо́льшую скорость за счет меньшей вязкости и инерции. Полагая, что влияние второго фактора пропорционально скорости смеси, его можно учитывать в рамках параметра распределения, т. е. в формуле (6.21) величина C_0 является комплексным параметром, представляющим собой сумму параметра распределения и поправки за счет гидродинамической части скорости дрейфа. А значит для скорости дрейфа достаточно рассмотреть только влияние гравитации.

Для вертикальных труб большого диаметра при определении скорости дрейфа часто используется соотношение следующего вида [65, 170, 171, 185, 238, 302, 307]:

$$v_d = k_1 (g \,\sigma(\rho_l - \rho_g) / \rho_l^2)^{0.25}, \qquad (6.22)$$

где *k*₁ – коэффициент для скорости дрейфа;

σ-коэффициент поверхностного натяжения, Н/м.

С учетом рельефа, трубопроводы пароводяной смеси на геотермальных месторождениях могут быть представлены как горизонтальными, так и наклонными участками вплоть до вертикальных. Даже небольшое, порядка 10°, отклонение трубы от горизонтальной оси способно повлиять на параметры течения [164], поэтому, определяя скорость дрейфа, следует учитывать влияние ориентации канала, умножив правую часть на синус угла отклонения. Тем более что в данном случае скорость дрейфа в формуле (6.21) рассматривается исключительно в связи с действием гравитации.

Само значение коэффициента k_1 в различных источниках варьируются в диапазоне от 1,18 до 2,9. Анализируя условия применение формулы (6.22), отмечено, что малые значения используется для потоков с небольшим газосодержанием, когда дрейф связан с процессом всплытия газа в жидкости. А при транспортировке пароводяной смеси на геотермальных месторождениях скорее следует говорить о движении жидкости в газовой среде, и тогда плотность пара должна в большей степени сказываться на величине скорости дрейфа. Так, например, в [85] для определения скорости падания капель в газе, в формуле, аналогичной (6.22), в знаменателе дроби используется плотность пара, а не плотность воды, что дает для скорости дрейфа бо́льшие значения. В результате для новой модели SWIP было рекомендовано принять значение коэффициента k_1 из указанного диапазона близкое к максимальному, а именно 2,8 [114].

В главе 3 отмечалось, что экспериментальные измерения динамического давления в критическом потоке указывают на гомогенность смеси [116]. Если рассматривать формулу (6.21) для гомогенного потока, то параметр распределения отвечающий за неравномерность распределения фаз должен равняться единице, а скорость дрейфа – нулю, т. е. при скоростях близких к критическим должно $C_0 \rightarrow 1$, $v_d \rightarrow 0$. Для этого добавим множитель, связанный с числом Маха. Число Маха определим как отношение приведенной скорости смеси к скорости критического истечения, используя для скорости критического истечения формулу, соответствующую гомогенной метастабильной модели в [110, 126]

$$M = w_g \left(\frac{kxp}{\rho_g}\right)^{-0.5},\tag{6.23}$$

где *М*-число Маха;

k – коэффициент адиабаты насыщенного пара (рекомендуется принять равным 1,1);

p – давление, Па.

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

$$v_{d} = k_{1}(1 - M)\sin\theta(g\sigma(\rho_{l} - \rho_{g})/\rho_{l}^{2})^{0.25}.$$
(6.24)

Часто в формуле (6.21) для параметра распределения C_0 использует значение 1,2 [170, 171, 302, 307]. Это значение обычно рекомендуется для снарядного режима течения [85]. В рассматриваемом случае паросодержание обычно превышает значения, характерные для снарядного течения, и в [29] для лучшего согласования с экспериментальными данными рекомендуется для C_0 принять значение 1,1.

Распределение фаз по сечению канала зависит от положения канала в гравитационном поле. В восходящих потоках за счет гравитации капли жидкости движутся с меньшей скоростью и, в результате лобового сопротивления в неравномерном поле скоростей, отжимаются к стенке. В горизонтальных потоках гравитация прижимает жидкость к нижней части канала. Кроме того, гидродинамический эффект, обуславливающий меньшее значение скорости жидкости, учитываемый в данном случае в параметре распределения, также как в вертикальных каналах, за счет лобового сопротивления отжимает капли жидкости к стенкам. Не имея возможности оценить каждый из указанных эффектов, считая их влияние равнозначными, для параметра распределения имеем

$$C_0 = 1 + k_2 (1 + \sin \theta + \cos \theta), \qquad (6.25)$$

где *k*₂ – коэффициент для параметра распределения.

Для k_2 рекомендуется значение 0,05. В этом случае для вертикального канала при параметрах потока, близких к параметрам для скважины, C_0 принимает рекомендованное в [29] значение 1,1.

В расчетной формуле для нахождения значения параметра распределения также следует учесть значение массового расходного паросодержания (если $x \to 1$, то и $C_0 \to 1$), число Маха и близость плотностей фаз в гомогенной модели. В итоге для параметра распределения в (6.21) была рекомендована следующая корреляция

$$C_0 = 1 + k_2 (1 - x)(1 - M)(1 - \rho_g / \rho_l)(1 + \sin \theta + \cos \theta).$$
 (6.26)

Для нисходящих потоков формула (6.24) допускает возможность отрицательного значения скорости дрейфа. В этом случае обнаруживается недостаток практического использования формулы (6.21) – при малой приведенной скорости смеси расчетная скорость пара может дать нереальные значения. Скорость пара в принципе не может принимать значения, ниже приведенной скорости (равенство этих скоростей возможно только при нулевом расходе воды, а также при $v_l \rightarrow \infty$). Чтобы исключить такую ситуацию, для нисходящих потоков целесообразно определять скорость воды аналогично (6.21)

$$v_l = Kw - v_d \,, \tag{6.27}$$

где v_l – осредненная по сечению скорость жидкой фазы, м/с; v_d – скорость дрейфа, для нисходящего потока имеющая отрицательное значение в соответствии с формулой (6.24), м/с; K – аналог параметра распределения, вычисляемый по формуле

$$K = 1 + k_3 (1 + \sin \theta + \cos \theta), \qquad (6.28)$$

где *k*₃ – коэффициент структуры нисходящего потока.

Для использования формулы (6.28) необходимо определить коэффициент структуры нисходящего потока. Сравнение с аналогичной формулой (6.26) показывает, что данный коэффициент зависит от ориентации канала. Переход от восходящего потока к нисходящему осуществляется через горизонтальный поток, для

которого расчеты с использованием различных подходов должны давать одинаковый результат. С учетом этого, коэффициент структуры нисходящего потока можно определить исходя из параметров горизонтального течения, рассчитываемых по ранее предложенным формулам, применимым для восходящих течений. Для горизонтального потока sin $\theta = 0$ и согласно формуле (6.24) $v_d = 0$, тогда для скорости пара формула (6.21) с учетом (6.26) принимает вид

$$v_{g0} = w \left(1 + 2k_2 (1 - x)(1 - M) \left(1 - \rho_g / \rho_l \right) \right), \tag{6.29}$$

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

Скорость воды для горизонтального течения определяется отношением

$$v_{l0} = w_l / (1 - w_g / v_{g0}), \tag{6.30}$$

где w_l – приведенная скорость воды, определяемая по (2.19) как отношение объемного расхода жидкости к общей площади сечения трубы, м/с. Используя (6.27) для горизонтального течения, получаем

$$v_{10} = K_0 w, (6.31)$$

где *K*₀ – аналог параметра распределения для горизонтального течения, откуда

$$K_0 = v_{10} / w. (6.32)$$

Определяя значение этого параметра также для горизонтального течения по (6.28), получаем

$$K_0 = 1 + 2k_3, \tag{6.33}$$

откуда

$$k_3 = (K_0 - 1)/2. \tag{6.34}$$

С учетом (6.28) – (6.30), (6.32) и (6.34) определяем скорость воды, по формуле (6.27), далее находим истинное объемное паросодержание по формуле

$$\varphi = 1 - w_l / v_l. \tag{6.35}$$

Формулы (6.19) – (6.21), (6.23), (6.24), (6.26) – (6.30), (6.32), (6.34) и (6.35), а также критерий устойчивости (6.9) являются базой предлагаемой модели SWIP для расчета течения пароводяной геотермальной смеси в наземных трубопроводах.

6.5 Компьютерные программы SWIP-S и SWIP-L для гидравлического расчета трубопроводов пароводяной смеси

Представленная модель была реализована сначала в компьютерной программе SWIP-S для коротких труб (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020660438, Федеральная служба по интеллектуальной собственности), с использованием такой же схемы расчета как в программе MODEL – все величины и их градиенты определялись для одной узловой точки и считались неизменными на всем расчетном интервале. И как уже отмечалось, на практике всегда имеется возможность разбить трубопровод на участки, в пределах которых данное допущение приемлемо.

Экспериментальных данных для верификации разработанной модели крайне мало. Данные для детальной проверки, например, по определению истинного объемного паросодержания, в соответствующих условиях отсутствуют вовсе. В такой ситуации, имеющийся богатый опыт успешного применения программы MODEL по расчету трубопроводов на Мутновском и Паужетском месторождениях [112, 113, 126, 132, 133] позволяет использовать ее для верификации новой модели SWIP. Принимая во внимание указанные в пункте 6.3 недостатки программы MODEL, проверку согласования следует проводить только для типовых условий ее применения.

Поскольку программа MODEL не учитывает гравитационную компоненту, для сравнения результатов проведенных расчетов по MODEL и SWIP-S была взята горизонтальная труба внутренним диаметром 0,4 м. Для обеспечения типовых условий Мутновского месторождения при расчетах энтальпия смеси была взята 1200 кДж/кг, давление на устье – 7,5 бар, приведенная скорость – 25–30 м/с, что для указанных условий соответствует расходу 50–60 кг/с. Длина трубы принималась 100 м [114]. Перепад давления на местные сопротивления в новой модели SWIP определяется также, как и в MODEL, поэтому верификация осуществлялась без наличия местных сопротивлений. На рисунке 6.6 представлены расчетные перепады давления, полученные по MODEL и SWIP-S. В номинальном диапазоне расходов 50–60 кг/с отмечается хорошее согласование.



Рисунок 6.6 – Расчетные перепады давления: 1 – MODEL, 2 – SWIP-S

Для подтверждения действенности расчетов по новой модели SWIP в случае наклонных труб были использованы экспериментальные данные по трубопроводу от скважины Гео-1 Мутновского месторождения. Этот трубопровод имеет самый большой перепад высот из действующих в настоящее время трубопроводов пароводяной смеси на Камчатке – 110 м. Длина трубопровода – 1050 м, внутренний диаметр – 406 мм, суммарный коэффициент местных сопротивлений – 8.

Для верификации использовались данные, полученные 16.09.2011 г. и 11.09.2019 г. В таблице 6.1 представлены параметры на входе в трубопровод (устье скважины) и результаты расчетов по SWIP-S [114].

Как уже отмечалось, схема расчета в SWIP-S ориентирована на короткие трубы, когда принятие рассматриваемых величин и их градиентов неизменными на всем расчетном участке допустимо. Это потребовало при расчете суммарного перепада давления разбить трубопровод на 7 расчетных участков. Оценка погрешности определения тестового перепада давления составляет $\pm 0,2$ бар.

Таблица 6.1 – Параметры на входе в трубопровод (устье скважины) и результаты расчетов по SWIP-S

Дата	Расход, кг/с	Энтальпия, кДж/кг	Устьевое давление, бар	Расчетный перепад, бар	Опытный перепад, бар
16.09.2011	65,0	1221	11,3	1,52	1,5
11.09.2019	65,3	1121	8,9	1,76	1,8

Несмотря на то, что в модели для некоторых коэффициентов используются приблизительные значения, было получено хорошее согласование расчетных и измеренных перепадов давления. Отклонение расчетных перепадов давления не превосходят 0,04 бар, что составляет не более 2,3 % от опытного.

Для сравнения были выполнены расчеты по программе MODEL. Для данных, полученных 16.09.2011 г., рассчитанный перепад давления, учитывающий только перепады на трение и местные сопротивления, составил 1,48 бар. При этом диаметр трубопровода не соответствовал неравенству (6.4) (рекомендуемый диаметр трубопровода не должен превышать 401 мм), а значит перепад давления на трение должен давать заниженное значение. Если при этом учесть еще и гравитационную составляющую, даже для смеси с низкой плотностью, рассчитанной по гомогенной модели, то общий перепад давления составит 1,22 бара, что значительно меньше экспериментального значения.

Таким образом, модель SWIP для расчета пароводяного течения в трубопроводах продемонстрировала хорошее согласование с расчетом по программе MODEL в типовых условиях Мутновского геотермального месторождения и оказалась более предпочтительной для нетиповых условий, таких как значительный наклон трубопровода и низкие скорости потока.

Как уже отмечалось, сначала был осуществлен простейший вариант реализации математической модели SWIP в виде компьютерной программы SWIP-S для коротких труб, где все величины и их градиенты определялись для одной узловой точки и считались неизменными на всем расчетном интервале. Практическое использование требовало разбиения трубопровода на участки длиной до 200 м, в пределах которых данное допущение является приемлемым. В дальнейшем была поставлена задача реализовать SWIP с возможностью проводить расчеты для длинных трубопроводов, состоящих из неоднородных участков с различной геометрией трассы (разной длины и наклона: восходящие, горизонтальные и нисходящие), не фиксируя промежуточные расчеты с целью введения полученных данных в качестве исходных для следующего участка – так называемые, «бесшовные» расчеты для длинных трубопроводов. Такой реализацией математической модели SWIP стала компьютерная программа SWIP-L для длинных труб с возможностью ввода до 15 неоднородных участков трубопровода (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022619598, Федеральная служба по интеллектуальной собственности). В новой программе перепады давления на отдельных участках рассчитываются не по одной узловой точке, а путем численного интегрирования уравнения (6.19) с задаваемым шагом.

Для сравнения результатов расчета, проводимых по SWIP-S и SWIP-L, были построены графики зависимости расчетных перепадов давления от расхода, полученные в результате численных экспериментов для горизонтального трубопровода: длина – 100 м, внутренний диаметр – 0,4 м, энтальпия смеси – 1200 кДж/кг, давление на устье – 7,5 бар [113, 177]. Численное моделирование продемонстрировало ожидаемую чувствительность результатов расчета к шагу интегрирования. Версия SWIP-S практически основана на одном шаге интегрирования, на котором величины остаются неизменными, и в данном конкретном случае этот шаг имел длину 100 м. Расчет параметров по SWIP-L выполнялся с шагом 10 см, т. е. через каждые 10 см давление меняется на величину его перепада, вычисленного на предыдущем расчетном участке (рисунок 6.7). Преимущество такой схемы расчета очевидно.

Различие в расчетных перепадах давления, полученных по SWIP-S и SWIP-L увеличивается с ростом расхода. Так, при G = 60 кг/с указанное отклонение составляет 1,6 %, а при G = 80 кг/с – уже 2,9 %.


Рисунок 6.7 – Расчетные перепады давления по SWIP-S и SWIP-L, горизонтальная труба

Для проведения сравнительного анализа расчета параметров по различным вариантам реализации SWIP (S-версия и L-версия) в случае наклонных труб был взят типичный условный трубопровод на Мутновском месторождении: длина – 1000 м, внутренний диаметр – 0,4 м, давление в начальной точке –7 бар, энтальпия –1200 кДж/кг, перепад высот от начала к концу – 25 м, коэффициент местных сопротивлений – 5. Распределения перепада высот и местных сопротивлений были взяты равномерные. Для проведения расчетов по SWIP-S потребовалось разбить трубопровод на пять участков по 200 м. В силу равномерности распределения, на каждом из расчетных участков перепад высот составил 5 метров, а коэффициент местных сопротивлений был взят равным 1. Для выполнения расчета на следующем участке, давление в начальной точке предыдущего участка снижается на величину рассчитанного перепада. Отметим, что при проведении расчетов по SWIP-L такого разбиения не требуется. Результаты расчетов перепадов давления для различных расходах величина отклонения больше.

Таблица 6.2 – Расчетные перепады давлений по S- и L-версиям модели SWIP, наклонная труба

Расход, кг/с	Перепад давления по SWIP-S, бар	Перепад давления по SWIP-L, бар	Процент занижения по S-версии относи- тельно L-версии, %
30	0,5416	0,5493	1,4
40	1,1529	1,1857	2,8
50	2,0347	2,1495	5,3

На рисунке 6.8 представлены графики зависимости процента отклонения расчетных перепадов давления, определенных по S- и L-версиям, от расхода. Расчеты выполнены для различных начальных давлений (7, 8, 9 и 10 бар). Следует отметить, что для рассматриваемого трубопровода транспортировка смеси при начальном давлении (на входе трубопровод) 7 бар с расходом 70 кг/с, согласно расчету по SWIP-L, уже невозможна, в связи с тем, что в ходе продвижения вниз по потоку давление приобретает нереальные значения (давление в принципе не может быть отрицательным).

Сравнение результатов расчета по SWIP-S и SWIP-L было проведено также по имеющимся данным по наклонному трубопроводу от скважины Гео-1 на Мутновском месторождении. Расчеты по SWIP-L на 16.09.2011 г. и 11.09.2019 г. дали 1,49 и 1,78 бар соответственно (таблица 6.3), что ближе к опытным перепадам давления по сравнению с расчетами по SWIP-S. Предложенная в SWIP-L схема реализации выглядит предпочтительнее.



Рисунок 6.8 – Зависимость процента отклонения перепадов давления, рассчитанных по S- и L-версиям, от расхода для различных начальных давлений

Таблица 6.3 – Опытные и расчетные перепады давления в трубопроводе от скважины Гео-1 на Мутновском месторождении

Пата	Опытный	Расчетный перепад	Расчетный перепад
Дата	перепад, бар	по SWIP-S, бар	по SWIP-L, бар
16.09.2011	1,5	1,52	1,49
11.09.2019	1,8	1,76	1,78

Таким образом, разработана отвечающая современным требованиям математическая модель SWIP для расчета пароводяного течения в наземных трубопроводах на геотермальных месторождениях, учитывающая гравитационную составляющую перепада давления, и созданы компьютерные программы по ее реализации для коротких и длинных трубопроводов. Математическая модель, описывающая пароводяное течение в наземных трубопроводах на геотермальных месторождениях с риском возникновения гравитационной неустойчивости потока, должна учитывать гравитационную составляющую градиента давления. Новая модель SWIP для расчета пароводяного течения в трубопроводах хорошо согласуется с программой MODEL в типовых условиях Мутновского геотермального месторождения. Для нетиповых условий (значительный наклон трубопровода, низкие скорости потока) предпочтительна новая модель со схемой реализации SWIP-L.

6.6 Влияние наклона трубопровода на устойчивость пароводяного течения

Как уже отмечалось, трубопровод является одним из факторов стабилизации ее режима работы. Спонтанное увеличение расхода на устье, увеличивает перепад давления в трубопроводе, увеличивается устьевое давление и развитие неустойчивости гасится. При спонтанном снижении расхода на устье, снижается перепад давления в трубопроводе, снижается устьевое давление, вызывая компенсационное увеличение расхода. Конструктивные особенности трубопровода способны повлиять на режим устойчивой работы системы.

Для характеристики устойчивости течения будем использовать неравенство (6.9). Его левая часть в работах [52, 144] определяется как параметр устойчивости *J*, т. е.

$$J = \frac{\partial \Delta p_{\text{int}}}{\partial G}.$$
 (6.36)

Если этот параметр принимает отрицательное значение, то это свидетельствует о наличии условий для развития гравитационной неустойчивости.

В пункте 6.5 для сопоставления результатов расчета по MODEL и SWIP-S (рисунок 6.6) рассматривалась горизонтальная труба длиной 100 м внутренним диаметром 0,4 м. Расходные параметры смеси соответствовали типичным значениям на Мутновском месторождении: энтальпия смеси – 1200 кДж/кг, давление на устье – 7,5 бар. Рассчитанный при этом параметр устойчивости по формуле (6.36) имел положительное значение во всем диапазоне расходов. А при расчетах по программе MODEL согласно критерию (6.4) риск возникновения неустойчивых режимов появляется при расходах ниже 40,2 кг/с. Как уже отмечалось, при эксплуатации трубопроводов на Мутновском месторождении были установлены случаи устойчивой транспортировки смеси в условиях, не соответствующих критерию (6.4),

например, при отсутствии участков восходящего потока. Таким образом, очевидно, что определении устойчивости потока в трубопроводе пароводяной смеси на геотермальных месторождениях должна учитываться специфика рельефа трассы.

С помощью, разработанной математической модели SWIP было проведено численное исследование влияния наклона трубопровода на результаты расчетов [144]. Для расчета был взят тот же условный трубопровод длиной 100 м внутренним диаметром 0,4 м и параметрами теплоносителя, характерными Мутновскому геотермальному месторождению: энтальпия смеси – 1200 кДж/кг, давление в узловой точке – 7,5 бар. По (6.36) определялись значения параметра устойчивости для различных углов наклона восходящего трубопровода (рисунок 6.9).



Рисунок 6.9 – Параметр устойчивости для восходящего трубопровода

Для трубопроводов Мутновского месторождения номинальным является расход 50–60 кг/с. Практика показывает, что с течением времени расход скважин снижается и риск нарушения условия (6.9) увеличивается. Это указывает на опасность возникновения гравитационной неустойчивости при транспортировке пароводяной геотермальной смеси в восходящих потоках особенно с большим углом наклона, и трубопровод выступает дестабилизирующим фактором для работы системы скважина – трубопровод в целом. При этом развитие гравитационной неустойчивости в стволе скважины может привести к ее самозадавливанию [128], делая невозможной ее эксплуатацию. Нарушение условия (6.9) на отдельных участках трубопровода, например, на вертикальных восходящих участках при переходе через преграды, также имеет негативный эффект. На этих участках формируется локальная неустойчивость [269], способствующая возникновению пульсаций параметров потока в трубопроводе. Пульсационный режим заметно усложняет транспортировку, но обычно не является принципиальным препятствием для эксплуатации.

При проведении численных экспериментов неустойчивость была выявлена не только в восходящих, но и в нисходящих потоках. На рисунке 6.10 представлены графики зависимости параметра устойчивости, рассчитанного по (6.36) для различных углов наклона нисходящего трубопровода.



Рисунок 6.10 – Параметр устойчивости для нисходящего трубопровода

В нисходящих потоках неустойчивость возникает при значениях расходов, значительно меньших, чем наблюдаются на практике, поэтому представляет скорее теоретический, нежели практический интерес. Скорости, характерные для возникновения неустойчивости в нисходящих потоках, существенно ниже аналогичных скоростей для восходящих потоков. Кроме того, и сам механизм развития неустойчивости в нисходящих потоках, отличается от восходящих. Для восходящих потоков гравитационная составляющая оказывает препятствующее движению действие, для нисходящих – содействующее.

Спонтанное увеличение расхода в восходящем потоке снижает плотность смеси, силу тяжести и приводит к увеличению суммарной силы, вызывающей движение. Такое увеличение расхода в нижней части не приводит к снижению массы смеси в трубе в целом. Эффективное развитие неустойчивости возможно только вверх по потоку, т. е. в направлении от выхода из трубы к устью. В нисходящих потоках при экстремально малых расходах, когда скорость воды больше скорости пара, спонтанное увеличение расхода может привести к увеличению плотности смеси, силы тяжести и суммарной силы, вызывающей движение. Такое увеличение расхода на выходе из трубы не увеличит силу тяжести в трубе в целом, и развиваться неустойчивость будет иначе [144]. В частности, для нисходящих потоков не следует ожидать наиболее опасных проявлений неустойчивости аналогичных самозадавливанию в вертикальных.

Очевидно, что наиболее опасными для развития неустойчивости являются восходящие потоки с большим углом наклона. С увеличением наклона труб предельная скорость, необходимая для обеспечения устойчивости потока будет увеличиваться.

С помощью компьютерной программы SWIP-S была определена минимальная приведенная (гомогенная) скорость, обеспечивающая устойчивое течение в соответствии с (6.9) для трубы с различными углами наклона (от горизонтальной до вертикальной). Для расчетов была взята труба диаметром 0,4 м типичная для трубопроводов Мутновского месторождения. Графики зависимости минимальной приведенной скорости, от угла наклона представлены на рисунке 6.11.

Наибольшее значение из минимальных приведенных скоростей, обеспечивающих устойчивое течение, ожидаемо было отмечено для вертикальной трубы и составило 20,7 м/с [144].

Диаметр трубопровода является ключевым параметром, от которого зависит устойчивость течения при заданных расходных параметрах пароводяной смеси. При проектировании трубопроводов необходимо осуществлять выбор диаметра труб таким образом, чтобы скорости транспортировки обеспечивали устойчивость потока.



1 – восходящий поток; 2 – нисходящий поток

Рисунок 6.11 – Зависимость минимальной приведенной (гомогенной) скорости, обеспечивающей устойчивое течение, от угла наклона трубы

Поскольку ранее в программе MODEL для обеспечения устойчивости течения использовалось условие (6.3), для сравнения результатов расчета по старому (6.3) и новому (6.9) критериям были выполнены расчеты для вертикального восходящего потока. На рисунке 6.12 представлены графики зависимости минимально допустимой приведенной скорости смеси от диаметра трубы, и отмечены значения для диаметра 0,4 м. По эмпирическому критерию (6.3) предельно допустимая скорость составила 19,9 м/с, что достаточно близко к значению 20,7 м/с, полученному по (6.9). При этом относительная погрешность расхождения предельных скоростей составляет 4 %. При увеличении диаметра трубы относительная погрешность расхождения предельных скоростей несколько увеличивается, составляя для трубы диаметром 0,6 м около 7 %, что является вполне удовлетворительным согласованием.



Рисунок 6.12 – Зависимость предельно допустимой скорости для обеспечения устойчивого течения от диаметра трубы

Близость предельных скоростей позволяет предположить, что эмпирическое условие (6.3), и связанное с ним неравенство (6.4), использованное в компьютерной программе MODEL, являются упрощенным выражением частного случая гравитационной неустойчивости вертикального восходящего потока. Условие (6.4) гарантирует устойчивую транспортировку вне зависимости от ориентации труб, а теоретически обоснованное условие (6.9) имеет более широкие возможности для адекватного применения к трубам, имеющим различный наклон. Это согласуется с опытом эксплуатации трубопроводов на Мутновском месторождении, показавшим возможность устойчивой транспортировки смеси по трубопроводам, не имеющим восходящих участков, и при несоблюдении условия (6.4).

Таким образом, установлено соответствие теоретически определяемого условия гравитационной неустойчивости течения в вертикальных восходящих потоках эмпирическому критерию, определяющему предельную скорость устойчивого течения, ранее использовавшемуся в компьютерной программе MODEL для расчета трубопроводов. Для типовых условий Мутновского месторождения расхождение предельных скоростей составляет 4 %.

В результате проводимых исследований в [144] было выдвинуто предположение о том, что параметр устойчивости (6.36) в реальных трубопроводах зависит не только от разности высот начальной и конечной точки, но и от особенности профиля трассы. Поскольку нисходящие потоки в части неустойчивости не представляют практический интерес, исследование влияние профиля трассы на параметр устойчивости проводилось для трубопроводов с восходящими участками. Причем для выяснения принципиального вопроса о таком влиянии на первом этапе достаточно ограничиться рассмотрением двух участков в соответствии с рисунком 6.13.



Рисунок 6.13 – Варианты (*а* и б) профиля трубопровода от точки А до точки В с превышением Н

Для проведения численных экспериментов, были взяты два возможных варианта профиля трассы: первый вариант конструкции трубопровода из точки А в точку В представлен сначала наклонным восходящим участком, затем – горизонтальным (рисунок 6.13, *a*); второй вариант, наоборот, сначала горизонтальным, а затем наклонным, также восходящим, участком (рисунок 6.13, *б*).

Результаты расчета параметра устойчивости J_1 по первому варианту профиля трубопровода (рисунок 6.13, *a*) в зависимости от длины наклонного участка $L_{\text{накл}}$ представлены на рисунке 6.14.



Рисунок 6.14 – Зависимость параметра устойчивости J₁ от длины наклонного участка L_{накл}

Исследование осуществлялось для трубопровода длиной 100 м, имеющего внутренний диаметр 0,4 м для типовых условий Мутновского месторождения (энтальпия смеси 1200 кДж/кг, давление 7,5 бар). Превышение конечной точки над начальной (Н) принималось равным 10 м. Численное моделирование проводилось для различных значений расходов смеси (50, 30 и 20 кг/с). Для данного трубопровода значение расхода смеси 50 кг/с соответствует номинальным условиям транспортировки. Согласно рисунку 6.9 при расходах менее 42 кг/с на вертикальных участках восходящего потока формируется гравитационная неустойчивость, значение расхода смеси 30 кг/с является рискованным, а 20 кг/с – очень рискованным.

Более детально график зависимости параметра устойчивости от длины наклонного участка, представлен на рисунке 6.15. Для сравнения приведены расчеты по первому (рисунок 6.13, $a - J_1$) и второму (рисунок 6.13, $b - J_2$) вариантам расположения наклонного участка. При длине наклонного участка 100 м (полностью наклонный трубопровод от точки A до B) значения параметров устойчивости, естественно, совпадают.

227



а – вариант профиля трассы с рисунка 6.13, *а б* – вариант профиля трассы с рисунка 6.13, *б*

Рисунок 6.15 – Зависимость параметра устойчивости J_1 от длины наклонного участка ($L_{\text{накл}}$, м) для G = 30 кг/с

Дополнительно было вычислено отношение параметров устойчивости J_1 и J_2 по первому и второму вариантам профиля трубопровода в зависимости от длины наклонного участка [144]. Полученные графики представлены на рисунке 6.16.

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод о более предпочтительном варианте транспортировки. Снижение параметра устойчивости является отрицательным моментом, указывающим на приближение условий для развития неустойчивости. Максимальные значения параметра наблюдаются при равномерном наклоне по всей длине. Минимальные – при наличии вертикальных восходящих участков. Если же комбинировать наклонные и горизонтальные участки, то сначала следует располагать наклонный участок, а затем горизонтальный.



Рисунок 6.16 – Зависимость отношения параметров устойчивости J₁ и J₂ от длины наклонного участка L_{накл}

Так, рассматривая трубопровод с вертикальным участком, отрицательное значение параметра устойчивости для первого варианта профиля было получено при расходе 17,54 кг/с, а для второго – при 17,63 кг/с [144]. Несмотря на незначительные отличия, все же следует отметить, преимущество первого варианта транспортировки, допускающего устойчивую работу при расходах менее 17,63 кг/с, в то время как при втором варианте транспортировки уже будет иметь место неустойчивость. А значит, если без вертикальных участков при строительстве трубопроводов не обойтись, то не стоит располагать их в конце трубопровода. Вместе с тем не следует располагать вертикальные восходящие участки и непосредственно вблизи устья скважины, поскольку, как уже отмечалось, подходящие условия для развития неустойчивости в стволе скважины формируются прежде всего на устье. Таким образом, наиболее целесообразно располагать крутые восходящие участки трубопровововода в его средней части.

7 НЕКОТОРЫЕ ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ, СВЯЗАННЫЕ С ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСИ НА ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

7.1 Оценка изменения условий в термоводоносном комплексе Паужетского геотермального месторождения

Первая в России Паужетская ГеоЭС на Камчатке эффективно эксплуатируется с 1966 г. (рисунок 7.1). Паужетское месторождение парогидротерм находится в юго-западной части Камчатского полуострова, в 30 км к востоку от поселка Озерновский и села Запорожье, расположенных на побережье Охотского моря в устье реки Озерной. Месторождение является частью гидротермальной системы, приуроченной к артезианскому склону и межгорному артезианскому бассейну полураскрытого типа с тектоногенной системой дренирования и разобщенными очагами естественной разгрузки теплоносителя, общая тепловая мощность которых оценена в 105 МВт [5]. Месторождение занимает северную, наиболее доступную для изучения и освоения, площадь системы, протягиваясь полосой северо-западного простирания шириной до 2,5 км в нижней части западного склона хребта Камбального по правому борту реки Паужетки, русло которой практически совпадает с осевой линией крупного субмеридионального разлома, представляющего собой западную границу Паужетской вулканотектонической депрессии. На севере она ограничивается крупным субширотным разломом, выраженным на поверхности долиной реки Озерной [53, 139].

Важную роль в формировании условий циркуляции высокотемпературных вод месторождения играют тектоника и наличие многочисленных кислых экструзий, внедрение которых сопровождалось дроблением горных пород и образованием трещин. Термоводоносный комплекс представлен верхнемиоцен-плейстоценовыми вулканогенными и вулканогенно-осадочными отложениями. Он вскрывается скважинами преимущественно в интервале абсолютных отметок от –50 до –550 м, включает напорные воды с температурой, достигающей по измеренным данным 228,4 °C [139].



Рисунок 7.1 – Первая в России Паужетская ГеоЭС (Камчатка)

Строение коллектора, характер водовмещающей среды и высокая плотность тектонических нарушений определяют пластовый порово-трещинный, трещиннопоровый и трещинно-жильный типы циркуляции подземных вод. Для резервуара характерна двойная пористость, обусловленная сочетанием водопроницаемых трещин и относительно монолитных блоков пород. Доля активного трещинного пространства в общем объеме резервуара оценивается величиной 0,28. Среднее расстояние между продуктивными зонами составляет 105 м. Водопроводимость коллектора характеризуется значениями 190–450 м²/сут. Пористость пород, слагающих термоводоносный комплекс, колеблется от 0,08 до 0,2 [53]. Геологический разрез района Паужетской гидротермальной системы представлен на рисунке 7.2 [81, 96].



1 – вулканомиктовые песчаники и туфопесчаники анавгайской серии: а – с прослоями гравелитовой размерности, б – мелко-тонкообломочные отложения основания разреза; 2 – агломератовые туфы (туфобрекчии) андезибазальтового состава, алнейская серия; 3 – риолитовые кристаллолитовитрокластические псефитовые туфы, голыгинская свита; 4 – нерасчлененные туфы и туффиты паужетской свиты; 5 - грубообломочные литовитрокластические туфы андезитового состава, нижнепаужетская подсвита; 6 – псефитовые туфы андезидацитового состава, среднепаужетская подсвита; 7 – туфогенноосадочные отложения дацитового и андезидацитового состава, верхнепаужетская подсвита; 8 – базальты магматического комплекса г. Ключевской, предположительно среднечетвертичного возраста; 9 андезибазальты, предположительно алнейской серии; 10 – средне-верхнечетвертичные экструзии (а) и лавы (б) дацитов; 11 – лавобрекчии оснований потоков лав и краевых частей экструзивных тел; 12 – аллювиальные валунно-галечные отложения; 13 – литологические и интрузивные границы; 14 – тектонические нарушения: а – разломы, б – зоны повышенной трещиноватости пород; 15 – условная граница Ключевского магматического комплекса (левая часть разреза) и литологического комплекса Паужетской вулкано-тектонической депрессии; 16 – поисковые и разведочные скважины

Рисунок 7.2 – Геологический разрез района Паужетской гидротермальной системы по данным работ [81, 96]

Термоводоносный комплекс перекрывается относительно водоупорным горизонтом верхнеплиоцен-плейстоценовых вулканогенно-осадочных отложений, представленных алевролитами, пепловыми псаммитовыми туфами, туффитами мощностью 35–170 м. Данный горизонт, с одной стороны, способствует локализации месторождения, а с другой – имеет фильтрационные окна тектонического происхождения, обеспечивающие естественную разгрузку парогидротерм на дневную поверхность в виде горячих и кипящих источников, парогазовых струй, гейзеров и прогретых участков почвы. Фундаментом месторождения служит термопроводящий относительно водоносный комплекс олигоцен-миоценовых вулканогенно-осадочных пород, который распространен повсеместно в пределах Паужетской вулканотектонической депрессии на глубине более 650 м и вскрыт большинством скважин месторождения [53, 139].

Паужетские парогидротермы относятся к типу азотно-углекислых щелочных терм хлоридно-натриевого состава с минерализацией 2,5–3,7 г/л. Характеризуются повышенными концентрациями кремниевой кислоты, щелочных компонентов и бора, обладают широким спектром микрокомпонентов. Балансовые эксплуатационные запасы теплоносителя (пароводяной смеси), утвержденные по состоянию на 01.12. 2007 г. на 25-летний расчетный срок эксплуатации, составляют 424,5 кг/с (из них 35,5 кг/с – пар), в том числе: по категории A – 142,2 (10,2) кг/с; по категории B – 43,7 (3,5) кг/с; по категории C1 – 124,7 (13,4) кг/с; по категории C2 – 113,9 (8,4) кг/с [53, 139]. Вместе с тем следует учитывать возможность использования тепла, аккумулируемого нагретыми водовмещающими породами.

Рост потребности Паужетского энергоузла привел к необходимости ввода в эксплуатацию всех имевшихся в резерве добычных скважин. По состоянию на лето 2013 г. существующий фонд из 10 добычных скважин и система их обвязки обеспечивали поставку к ГеоЭС 27,7 кг/с пара. Работа с максимальными расходами обозначила проблему – снижение со временем объемов вырабатываемой электроэнергии. Для выяснения причин снижения выработки и принятия мер по стабилизации и увеличению добычи в июне-июле 2013 г. были проведены комплексные исследования промысла и оборудования станции, включавшие, в том числе, опробование значительной части добычных скважин, работающих в режиме парлифта, с целью получения новых графиков производительности [139]. Предыдущие графики производительности вновь опробованных скважин датированы 1970-ми гг. В результате исследований был выявлен ряд нерешенных фундаментальных научных задач, разработан план мероприятий по стабилизации и увеличению объемов добычи, а также получены некоторые практические результаты. Новые измерения показали небольшое снижение расхода скважин при номинальном устьевом давлении и существенное снижение максимального рабочего давления. Снижение максимального рабочего давления сказывается на общей производительности промысла, поскольку является причиной вывода из эксплуатации скважин, неспособных поддерживать необходимый уровень давления.

Выявленные негативные тенденции могут быть обусловлены снижением в процессе эксплуатации давления в подземном коллекторе, питающем скважины (так называемая «сработка»), а также снижением фильтрационных свойств коллектора. Выбор рациональной схемы дальнейшей разработки месторождения зависит от того, какой из указанных факторов является доминирующим. «Сработка» в коллекторе практически исключает возможность положительного результата от строительства новой или реконструкции имеющейся скважины на эксплуатируемом участке. Снижение фильтрационных свойств коллектора более вариативно в принятии решений по дальнейшей разработке и допускает возможность повышения верхнего предела давления путем сравнительно недорогой реконструкции скважин, что весьма важно с учетом существенных затрат на бурение [137, 139].

Определиться с изменениями, происходящими в термоводоносном комплексе, используя информацию по пьезометрическим данным в наблюдательных скважинах, в данном случае затруднительно. Во-первых, термоводоносный комплекс характеризуется ярко выраженной анизотропией и связь конкретной наблюдательной скважины с эксплуатационным коллектором может быть весьма малой. Во-вторых, скважины, имеющие хорошую связь с эксплуатационным коллектором, не используются в качестве наблюдательных, они либо эксплуатируются, либо относительно недавно выведены из эксплуатации, а пьезометрические наблюдения в них затруднены вследствие кипения в столбе жидкости.

234

Производительность пароводяной скважины зависит не только от термогидродинамических процессов в ее стволе, но и от характеристики питающего коллектора. Сделать выводы относительно условий в коллекторе можно на основе результатов измерений на устье и математического моделирования течения в скважине. При этом для анализа влияния динамики параметров в коллекторе на устьевые параметры скважин целесообразно провести численное моделирование.

В работе [139] для выяснения влияния изменения условий в питающем коллекторе на производительность скважин была взята типовая скважина Паужетского месторождения: внутренний диаметр скважины – 0,199 м, глубина до питающего коллектора – 500 м, энтальпия теплоносителя на устье – 800 кДж/кг. Скважина считалась «прогретой», т. е. изменения энтальпии вследствие теплообмена с окружающими породами полагались незначительными. Для расчета течения в скважине использовалась модель WELL-4 [137, 141, 142], представленная в главе 4.

Для выявления влияния снижения пластового давления на график производительности проводились расчеты для различных значений забойных давлений. На рисунке 7.3, *а* представлены графики производительности, рассчитанные для постоянных забойных давлений, не зависящих от расхода (бесконечная водопроводимость). Возможность получения таких графиков, достаточно хорошо согласующихся с опытными данными, показана в работе [215].

На рисунке 7.3, *б* представлены графики производительности, рассчитанные для забойных давлений, зависящих от расхода. Статическое давление для всех графиков полагалось неизменным, менялись значения водопроводимости. Взаимосвязь расхода и забойного давления определялась по формуле Дюпюи [42]

$$G = \frac{2\pi k m \Delta p}{g \ln\left(\frac{R_{\rm A}}{R}\right)},\tag{7.1}$$

где km – водопроводимость пласта, м²/с;

 Δp – снижение забойного давления (разница статического и текущего давление на забое), Па;

*R*_д – радиус воронки депрессии (радиус влияние скважины), м – принимался равным 200 м.



a – при постоянном давлении на забое: 1 – 40 бар, 2 – 35 бар, 3 – 30 бар, 4 – 25 бар, 5 – 20 бар, 6 – 15 бар; *б* – с притоком по формуле (7.1) при водопроводимости (*km*): 1 – 500 м²/сут, 2 – 100 м²/сут, 3 – 50 м²/сут, 4 – 10 м²/сут

Рисунок 7.3 – Расчетные графики производительности (зависимость устьевого давления от расхода) типовой скважины Паужетского месторождения

Анализ графиков производительности позволяет сделать вывод о том, что существует не только максимальное устьевое давление, но и максимальный расход, соответствующий некоторому устьевому давлению. Снижение устьевого давления, ниже соответствующего максимальному расходу, не приведет к увеличению расхода, т. е. имеет место первая стадия критичности потока.

Если ориентироваться на максимальное устьевое давление по графикам без притока (рисунок 7.3, *a*), то кривая 1 наиболее подходит для описания характеристик скважин до 1979 г., а кривая 4 – для описания новых измерений. Забойное давление 40 бар соответствует положению статического уровня воды (при отсутствии кипения) ниже устья на 86 м, что согласуется с данными до 1979 г.

На рисунке 7.3, *б* для графиков производительности с притоком, рассчитанным по формуле (7.1), с начальным давлением 40 бар при максимальном устьевом давлении кривая 1 также наиболее подходит для описания характеристик скважин до 1979 г., а кривая 4 – новым измерениям [139].

Для давлений около 3,5 бар, характерных для эксплуатации 2013 г., кривая 4 на рисунке 7.3, *б* показывает существенно меньший расход (24 кг/с) по сравнению с кривой 4 на рисунке 7.3, *a* – (37 кг/с).

Поскольку за время эксплуатации изменения в бо́льшей степени затронули максимальное устьевое давление по сравнению с расходом при номинальном давлении эксплуатации (около 3,5 бар), то наиболее вероятной причиной изменения характеристик следует считать снижение давления в термоводоносном комплексе.

Для оценки изменения давления в термоводоносном комплексе Паужетского геотермального месторождения сравнивались данные прежнего (1970-ые гг.) и нового (2013г.) опробований. Из шести скважин, испытанных в 2013 г., только для скважин 103, 108 и 123 имелись наложения по диапазону расходов с ранее проведенными испытаниями. Данные измерений по этим трем скважинам представлены в таблице 7.1 [139].

Для пароводяного течения расчет забойных параметров по устьевым является задачей подверженной существенным погрешностям, связанным как с погрешностью расчетной модели, так и с погрешностями измерения исходных данных. При увеличении устьевого давления снижается величина перепада давления на пароводяном участке, вследствие чего снижается абсолютная погрешность расчета забойного давления. Поэтому из общего диапазона расходов следует выбирать значение, соответствующее максимальному рабочему давлению.

Для минимизации погрешностей расчета пароводяного течения для указанных скважин были выбраны точки, соответствующие наибольшим значениям давления в наблюдениях 1973–1979 гг.: для скважины 103 была выбрана точка с расходом 16,5 кг/с, для скважины 108 – 8,4 кг/с, для скважины 123 – 17,5 кг/с.

Скважина, год	Устьевое	Deever up/e	Энтальпия,
опробования давление, бар		Расход, кі/с	кДж/кг
103, 1973 г.	5,2	27,7	775
	6,5	24,7	775
	7,4	16,5	775
103, 2013 г.	4,3	27,5	808
	5,1	23,9	808
	5,6	19,8	808
	6,0	14,6	808
108, 1975 г.	2,6*	26,4	783
	3,1*	24,9	783
	4,0	27,4	783
	5,2	22,7	783
	6,1	8,4	783
108, 2013 г.	3,3	18,7	754
	3,4	17,7	754
	3,5	14,2	754
	3,5	10,7	754
	3,4	7,9	754
	3,4	6,7	754
	3,2	3,3	754
123, 1978 г.	5,5	50,4	770
	6,5	33,4	791
	6,7	17,5	821
	6,2	11,0	816
123, 2013 г.	4,2	24,7	879
	4,4	18,1	879
	4,2	13,7	879
	4,4	8,8	879

Таблица 7.1 – Результаты опробования скважин Паужетского месторождения

* – наблюдались сильные пульсации

Устьевые давления, соответствующие этим точкам в новых испытаниях, определялись интерполяцией. Результаты расчетных значений давления на верхней границе питающего коллектора, выполненные по WELL-4, представлены в таблице 7.2.

Скважина, глубина	Год	Устьевое давление, бар	Расход, кг/с	Энтальпия, кДж/кг	Давление в пласте, бар
103, 320 м	1973	7,4	16,5	775	31,1
	2013	5,9	16,5	808	17,9
108, 190 м	1975	6,1	8,4	783	12,8
	2013	3,4	8,4	754	5,7
123, 260 м	1978	6,7	17,5	821	16,5
	2013	4,4	17,5	879	6,7

Таблица 7.2 – Расчетное давление на верхней границе питающего коллектора

Данные таблицы 7.2 показывают существенное снижение пластового давления за время эксплуатации: для скважины 103 на 13,2 бара, для скважины 108 на 7,7 бар и для скважины 123 на 9,8 бар.

Следует также отметить изменение условий в питающем пласте скважин 108 и 123. Раньше для них термодинамические параметры флюида на забое соответствовали однофазному (жидкому) состоянию, теперь – двухфазному состоянию, что свидетельствует о распространении зоны кипения на коллектор. То есть за время эксплуатации изменились условия в питающем пласте: зона двухфазного течения, ранее полностью располагавшаяся в стволе скважин, распространилась на термоводоносный комплекс.

Кипение в призабойной зоне затрудняет приток к скважине, поскольку в данном случае речь идет о двухфазной фильтрации, что, как показывает опыт других месторождений, неизменно снижает производительность. Поэтому в скором времени встанет вопрос о выводе этих скважин из эксплуатации. Кроме того, кипение в коллекторе может сопровождаться отложением солей в фильтрующих каналах, что также снижает приток. Расширение зоны кипения может привести к формированию в термоводоносном комплексе «паровых шапок», которые в свою очередь могут вызвать «геотермальные взрывы» (выброс пара под действием горного давления при недостаточных прочностных характеристиках и мощностей перекрывающих горизонтов) [139].

Если снижение давления будет продолжаться, то нетрудно прогнозировать последовательный вывод добычных скважин из эксплуатации. При этом выход на существующий уровень и увеличение добычи будут возможны только за счет освоения новых участков месторождения. Следует подчеркнуть важность проведения качественного мониторинга разработки, который в настоящее время является недостаточным. Именно мониторинг должен предоставить окончательный ответ относительно динамики параметров в термоводоносном комплексе.

Таким образом, основным фактором изменения производительности добычных скважин Паужетского месторождения следует считать снижение давления в термоводоносном комплексе (на 7–13 бар за время эксплуатации), которое сопровождается распространением зоны кипения на питающий коллектор и формированием в термоводоносном комплексе «паровых шапок», создающих опасность геотермальных взрывов.

Для поддержания и увеличения уровня добычи теплоносителя необходимо возобновление буровых работ на месторождении и освоение новых перспективных участков с целью восполнения ожидаемого дефицита добываемого теплоносителя.

7.2 Оценка возможности определения характеристик питающего пласта добычной пароводяной скважины по данным измерений на устье

Для эффективной эксплуатации парогидротермальных месторождений необходимо получение практической характеристики питающего пласта, показывающей зависимость расхода добываемого теплоносителя от давления на забое. Для пароводяных скважин, наиболее часто встречающихся на геотермальных промыслах, получение такой характеристики имеет существенные сложности. В отличие от обычных водяных скважин, измеряемое давление на устье не имеет однозначной взаимосвязи с давлением на забое. Непосредственные измерения на забое представляет сложную, а в некоторых случаях в принципе невыполнимую техническую задачу. В работах [148, 272, 312] рассматривается возможность расчетного определения характеристик питающего пласта пароводяной скважины по данным измерений на устье.

Рассмотрим сначала питающий пласт с однофазным флюидом, т. е. уровень начала парообразования находится в стволе скважины. В работе [29] было предложено по измеряемым на устье давлениям и расходам рассчитывать понижение уровня столба воды, выступающего аналогом понижения давления на забое. Также в указанной работе представлены полученные таким способом характеристики пласта для скважин Паужетского месторождения парогидротерм. Однако данный способ не нашел распространения ни в мировой, ни в отечественной практике. В частности, в результате попыток его использования для скважин Паужетского и Мутновского месторождений (Камчатка), получался значительный разброс забойных давлений, что могло быть объяснено только погрешностью определения. В этой связи возникает вопрос о возможности использования расчетного определения забойного давления на основе данных устьевых измерений для определения характеристики питающего пласта.

Точность определения забойного давления по данным измерений на устье зависит как от погрешности используемой расчетной методики, так и от погрешности определения исходных данных. Оценить полную погрешность весьма затруднительно, а скорее всего в принципе невозможно из-за наличия различных методических погрешностей. В [127] отмечено, что для скважин, питающихся однофазным флюидом, наиболее значимую роль в общей погрешности расчета играет погрешность измерения энтальпии на устье, используемой в качестве исходной величины. Принимая это во внимание, в работе [148] была проведена оценка влияния только одной этой погрешности на результаты определения забойного давления по данным измерений на устье.

Наиболее точным методом измерения расхода и энтальпии пароводяной смеси является метод сепарации [240, 305], для реализации которого имеется широкая линейка сепараторов [311]. По опыту работы на стенде «Камчатскэнерго» [126], включая метрологическую экспертизу самого стенда, измерение энтальпии методом сепарации при соблюдении максимальных требований к точности измерения параметров отдельных фаз характеризуется максимальной погрешностью ± 3 %.

Для эксплуатирующихся в настоящее время скважин Паужетского месторождения средняя величина энтальпии 800 кДж/кг. По термодинамическим свойствам воды на линии насыщения [80] соответствующее давление на уровне начала парообразования составляет 12,1 бар, плотность воды в области однофазного течения 878 кг/м³. Указанная погрешность (±3 %) соответствует разбросу в определении энтальпии ±24 кДж/кг. Диапазон значений давления на уровне начала парообразования дает разброс от 10,7 до 13,6 бар при разбросе значений плотности воды от 884 до 873 кг/м³. При среднем градиенте давления на пароводяном участке 2500 Па/м для скважин с принятой энтальпией [127] максимальное отклонение давления в меньшую сторону приведет к сокращению в определении длины участка пароводяного течения на 56 м, в большую сторону – к увеличению на 58 м.

Забойное давление определяется как сумма давления на уровне начала парообразования и гидростатического давления воды на участке однофазного течения. Для оценки величины отклонения забойного давления запишем [148]

$$\delta p_{3a6} = \delta p_0 + (\rho + \delta \rho)g\delta L + \delta \rho gL, \qquad (7.2)$$

где δ*p*_{заб} – отклонение от действительного значения забойного давления, Па; δ*p*₀ – отклонение от действительного значения давления на уровне начала парообразования, Па;

ρ – действительная плотность воды, кг/м³;

 $\delta \rho$ – отклонение от действительного значения плотности воды, кг/м³;

g – модуль ускорения свободного падения, м/с²;

L – длина участка однофазного течения (высота столба воды над пластом), м; δL – отклонение от действительного значения L, м.

Подставляя в формулу (7.2) значения, соответствующие максимальному отклонению энтальпии в меньшую сторону ($\delta p_0 = -140 \text{ к}\Pi a$, $\delta \rho = 6 \text{ к} \text{г/m}^3$, $\delta L = 56 \text{ м}$), и пренебрегая последним слагаемым правой части (7.2), что оправдано при небольших *L*, для отклонения забойного давления получаем 3,5 бар. Аналогично, для отклонения энтальпии в большую сторону ($\delta p_0 = 150 \text{ к}\Pi a$, $\delta \rho = -5 \text{ к} \text{г/m}^3$, $\delta L = -58 \text{ м}$) получаем – 3,5 бар. Таким образом, диапазон изменения забойного давления, соответствующий вариации энтальпии, в пределах погрешности измерения составляет 7 бар. А если учитывать в расчетах последнее слагаемое правой части (7.2), то еще больше.

Для учета стационарного притока в скважину однофазного флюида воспользуемся формулой (7.1), принимая типовые значения для эксплуатационной скважины Паужетского месторождения: R = 0,095 м, Rg = 1000 м и максимальный расход – 50 кг/с. Считая снижение давления равным его вариации в связи с погрешностью определения энтальпии, получим предельное значение водопроводимости 1,04·10⁻³ м²/с (90 м²/сут), при котором изменения забойного давления в процессе выпуска будут соответствовать погрешности его определения. То есть при бо́льшей водопроводимости снижение забойного давления в ходе выпуска будет меньше погрешности его определения, связанной с погрешностью измерения энтальпии. А поскольку для Паужетского месторождения продуктивный пласт имеет водопроводимость 190–450 м²/сут [5], что в 2,1–5,0 раз больше расчетной, то для скважин Паужетского месторождения с однофазным питающим флюидом расчетное определение характеристики пласта по данным измерений на устье неприемлемо [148].

Следует отметить, что такой вывод не противоречит данным представленным в [29]. В указанной работе анализируются характеристики скважин, пробуренных на стадии разведки месторождения, которые по своим параметрам, включая энтальпию теплоносителя, существенно уступают эксплуатирующимся в настоящее время, а разброс значений определяемого забойного давления зависит от базового значения энтальпии. Например, для энтальпии 600 кДж/кг давление на уровне начала парообразования – 3,9 бар, плотность воды – 923 кг/м³, погрешность измерения энтальпии в пределах ±3% дает разброс значений 582–618 кДж/кг, тогда давление на уровне начала парообразования варьируется от 3,45 до 4,35 бар, плотность воды от 927 до 920 кг/м³. Для скважин с принятой энтальпией средний градиент давления на пароводяном участке составляет 3800 Па/м [127]. При этом максимальное отклонение давления в меньшую сторону приведет к сокращению длины участка пароводяного течения на 12 м, в большую сторону – к увеличению на 12 м.

Расчет по формуле (7.2) для отклонения энтальпии в меньшую сторону в этом случае дает 0,6 бар, в большую сторону – 0,6 бар. Следовательно, диапазон изменения забойного давления составляет всего 1,2 бар. При прочих равных величинах, аналогичная оценка предельной водопроводимости с помощью формулы (7.1) дает значение $6,05 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{c}$ (523 м $^2/\text{сут}$), что включает диапазон реальных значений на месторождении. Следовательно, для скважин с низкой энтальпией применение рассматриваемого способа было вполне оправдано [148].

Очевидно, что с ростом энтальпии скважин возможности расчетного определения характеристик пласта будут ухудшаться. Так, для энтальпии 1100 кДж/кг, соответствующей скважинам Мутновского месторождения, давление на уровне начала парообразования – 41,8 бар, плотность воды – 795 кг/м³. С учетом погрешности измерения энтальпии ±3%, получаем диапазон ее изменения 1067–1133 кДж/кг, разброс значений для давления на уровне начала парообразования – 37,2–46,6 бар, для плотности воды – 805–785 кг/м³. При среднем градиенте давления на пароводяном участке 2500 Па/м (принято по аналогии с ранее рассмотренной скважиной с наиболее близкой энтальпией), максимальное отклонение давления в меньшую сторону приведет к сокращению длины участка пароводяного течения на 184 м, в большую сторону – к увеличению на 192 м.

Расчет по формуле (7.2) при отклонении энтальпии в меньшую сторону дает 9,9 бар, в большую сторону – 10,0 бар, т. е. диапазон изменения забойного давления составляет уже 19,9 бар. Аналогичная оценка предельной водопроводимости с помощью формулы (7.1) при прочих равных величинах дает значение 3,65·10⁻⁴ м²/с (32 м²/сут).

Питающие пласты Мутновского месторождения по своей структуре схожи с пластами Паужетского месторождения и имеют близкие значения водопроводимости. Полученное значение существенно меньше реальных, поэтому можно утверждать, что для скважин Мутновского месторождения, питающихся теплоносителем в однофазном состоянии, расчетное определение характеристики пласта по данным измерений на устье также неприемлемо [148].

Теперь рассмотрим пласт с двухфазным флюидом. Расчеты и натурные эксперименты показывают, что на Мутновском и Паужетском месторождениях имеются скважины, питающиеся двухфазным флюидом [127, 142]. Поскольку взаимосвязь расхода и давления на верхней и нижней границе области питания скважины может существенно отличаться, для таких скважин необходимо уточнить понятие характеристики пласта. Область питания может иметь участки двухфазного и однофазного течения, или быть исключительно двухфазной. В [148] был рассмотрен простейший вариант, при котором для характеристики пласта использовалось давление на верхней границе области питания скважины, принимаемое при расчетах скважины в качестве забойного. Соответственно, характеристикой пласта будет выступать зависимость давления на указанной границе от расхода.

Экспериментальное определение характеристики пласта для таких скважин является весьма непростой задачей. Не располагая данными подобных экспериментов, единственной возможностью для оценки погрешности определения забойного давления в этой ситуации является анализ конкретной методики расчета забойного давления. Воспользуемся для этой цели методикой, положенной в основу математической модели WELL-4, реализованной в компьютерной программе с тем же названием.

Средняя погрешность расчетного определения среднего градиента давления на пароводяном участке составляет ± 8 % [127]. Максимальную погрешность расчетного определения среднего градиента давления на пароводяном участке будем считать вдвое большей – ± 16 %. Следовательно, диапазон погрешности расчета составит 32 % от перепада давления от забоя до устья [148]. Очевидно, что расчетное

245

определение характеристики питающего пласта будет возможным, если в результате расчетного определения забойного давления для различных устьевых расходных параметров, полученных в ходе испытания скважин, диапазон его изменения будет существенно превышать указанную величину.

Определение забойного давления по данным испытаний находящихся в эксплуатации скважин Паужетского и Мутновского месторождений показало, что указанному условию соответствуют только данные испытаний по скважине 106 Паужетского месторождения, проведенные в 1977 г. Эта скважина до глубины 198 м имеет обсадную колонну внутренним диаметром 0,199 м, ниже, до глубины 811 м, имеется открытый ствол диаметром 0,19 м, область питания расположена на глубине от 198 до 760 м. Данные по устьевым параметрам и расчетное значение забойного давления представлены в таблице 7.3.

Таблица 7	.3 – Устьев	вые параметры	и расчетное	забойное	давление	скважина	106
Паужетско	ого местор	ождения					

Устьевое	Deeue a var/e	Энтальпия,	Забойное
давление, бар	Расход, кіўс	кДж/кг	давление, бар
4,9	33,8	846	8,2
5,9	30,4	846	8,9
6,4	25,0	846	9,5
6,8	13,8	846	11,6

Таким образом, возможности расчетного определения фильтрационных характеристик питающего пласта пароводяной скважины по данным измерений на устье являются крайне ограниченными и сокращаются с ростом энтальпии теплоносителя и водопроводимости пласта. В частности, для находящихся в настоящее время в эксплуатации скважин Паужетского и Мутновского месторождений такой способ неприемлем.

7.3 Исследование устойчивости работы скважин Паужетского месторождения

Освоение геотермальных месторождений с целью обеспечения электрических станций теплоносителем, добываемым из недр Земли, является устойчиво развивающейся и перспективной тенденцией [28, 152, 169, 207]. В последнее время отмечается уменьшение доли дотационных проектов, и разработка инновационных технологий осуществляется в основном на коммерческой основе. При переходе к полной окупаемости повышается актуальность вопросов, связанных с эффективностью использования фонда располагаемых материальных ресурсов, в частности, скважин [43, 251]. Одним из направлений повышения эффективности использования фонда скважин месторождений парогидротерм является обеспечение устойчивости режима работы скважин и их перевод из разряда некондиционных в разряд эксплуатационных (добычных) [128, 269, 277].

В комплексе исследований, проводимых на Паужетском месторождении летом 2013 г., направленных на повышение эффективности использования имеющегося фонда скважин, при изучении процессов, определяющих их работу, был выявлен ранее неучтенный стабилизирующий эффект гидравлических сопротивлений. В связи с чем возникли опасения, что снижение гидравлических сопротивлений может привести к потере устойчивости режима работы скважины [128, 131, 138].

При проведении опробования скважин Паужетского месторождения с целью получения графиков производительности (зависимости расхода от устьевого давления) у трех скважин из четырех проявилась инверсия (рисунок 7.4). При этом скважина может работать с двумя различными расходами при одинаковом давлении.

В главе 5 было показано, что устойчивое течение соответствует только бо́льшему значению расхода. При меньшем значении расхода устойчивость не соответствует постоянному (не зависящему от расхода) устьевому давлению, но поддерживается управляющим эффектом сопротивлений, имеющих место между устьем и средой с постоянным давлением, изменяющим устьевое давление, что сдерживает развитие неустойчивости. То есть при меньшем расходе имеем псевдоустойчивое течение, для реализации которого необходимо наличие сопротивлений между устьем и средой с постоянным давлением [147]. Следует отметить, что в ходе проводимых опытов принципиальных внешних отличий при переходе в область псевдоустойчивого течения не наблюдалось.



1 – скважина 108; 2 – скважина 120; 3 – скважина 123; 4 – скважина 103
Рисунок 7.4 – Графики производительности скважин
Паужетского месторождения (испытания 2013 г.)

Уже отмечалось, что не все скважины имеют график производительности с инверсией, на большинстве месторождений мира подобного не наблюдается, и типичным считается график производительности без инверсии [231], т. е. такой как график 4 на рисунке 7.4. Тем не менее отсутствие инверсии не исключает возможность существования псевдоустойчивого течения. Более того, расчеты показывают, что существуют скважины с графиком производительности без инверсии, способные устойчиво работать только в режиме псевдоустойчивого течения [128, 147].

Подтверждает такие расчеты и опыт разработки Мутновского месторождения парогидротерм, где удалось добиться стабилизации режима работы скважины за счет создания дополнительных сопротивлений на устье [278]. Снижение гидравлических сопротивлений для таких скважин может привести к возникновению неустойчивого режима работы.

Условие устойчивости для скважин определяется положительным знаком частной производной забойного давления по расходу при постоянном устьевом давлении – формула (5.11). При выполнении данного условия течение устойчиво, и скважина работает в устойчивом режиме, при невыполнении – течение неустойчиво, но скважина может работать в устойчивом режиме, если устойчивость поддерживается стабилизирующим эффектом дополнительных сопротивлений, изменяющих устьевое давление при изменении расхода.

Таким образом отрицательное значение $\frac{\partial p_{_{3a6}}}{\partial G}$ не исключает возможность как устойчивой эксплуатации скважины, так и увеличения ее расхода, но требует осторожного проведения мероприятий на таких скважинах, а учитывая погрешность расчетных моделей и погрешности измерения исходных данных, это же касается и

значений $\frac{\partial p_{_{3a6}}}{\partial G}$ близких к нулю.

В [147] для исследования устойчивости эксплуатируемых скважинам Паужетского месторождения определялась частная производная забойного давления по расходу для верхней границы зоны питания скважины. Эта величина вычислялась как отношение изменения давления, рассчитанного по программе WELL-4, к изменению расхода. В таблице 7.4 приведены расходные устьевые параметры, соответствующие текущим эксплуатационным значениям и расчетная величина $\frac{\partial p_{3a6}}{\partial G}$, характеризующая устойчивость.

Скважина	Устьевое давление, бар	Расход, кг/с	Энтальпия, кДж/кг	$rac{\partial p_{_{3a6}}}{\partial G},$ бар·с/кг
103	5,5	28,1	775	0,40
106	2,6	26,1	696	0,18
108	3,1	31,6	741	0,45
120	4,1	14,0	814	-0,04
121	3,0	18,4	830	0,15
122	4,1	41,6	846	0,19
123	3,5	36,3	863	0,19
131	5,1	37,8	802	0,38
ГК-3	2,6	30,2	750	0,49

Таблица 7.4 – Текущие эксплуатационные и расчетные параметры добычных скважин Паужетского месторождения

Согласно неравенству (5.11) все скважины, за исключением одной, характеризуются устойчивым течением. Только для скважины 120 (с учетом погрешностей расчетных моделей и измерения исходных данных) было получено отрицательное, близкое к нулю, значение (–0,04), что не исключает возможность устойчивой эксплуатации этой скважины за счет стабилизирующего эффекта гидравлических сопротивлений (перепад давления от устья до магистрального трубопровода по этой скважине превосходит 1 бар).

Опасения в отношении устойчивости вызывают скважины 106 и 121, у которых потери давления при транспортировке теплоносителя от устья до магистрального паропровода весьма малы, т. е. практически отсутствует стабилизирующий эффект гидравлических сопротивлений. В совокупности с малым значением $\frac{\partial p_{3a6}}{\partial G}$

это указывает на возможные проблемы с обеспечением устойчивого режима работы, что подтверждается практикой эксплуатации: скважина 121 иногда, а скважина 106 часто самозадавливались.

Самозадавливание скважин является серьезной проблемой при эксплуатации ГеоЭС. В результате самозадавливания станция лишается теплоносителя от этой скважины, а также забирается часть пара из магистрального трубопровода. Для снижения негативных последствий таких ситуаций для работы ГеоЭС энергетики вынуждены занижать выдаваемую мощность станции (и выработку), сбрасывая часть пара в атмосферу. При самозадавливании скважины сбрасываемый пар переключается на станцию, что позволяет избежать аварийного падения мощности [147].

Изучение механизма самозадавливания скважин в связи с потерей устойчивости позволит в будущем разработать способы предотвращения этого крайне нежелательного явления, а принимая во внимание выявленную в пункте 7.1 тенденцию к снижению давления в термоводоносном комплексе Паужетского месторождения, актуальность задачи предотвращения самозадавливания, будет только возрастать.

На основании проводимых летом 2013 г. исследований на Паужетском месторождении был разработан план мероприятий по увеличению объемов добычи, включавший реконструкцию системы транспортировки от скважин 103, 120, 122 и 131. За счет снижения гидравлических сопротивлений должен снизится перепад давления в системе транспортировки, что при фиксированном давлении на входе в станцию снизит устьевое давление и заметно увеличит расход добываемого теплоносителя. При этом снизится величина второго слагаемого в неравенстве (5.10), что может привести к потере устойчивости.

По скважинам, включенным в план мероприятий по модификации системы транспортировки (103, 120, 122 и 131) для планируемых расходных параметров с

использованием WELL-4 были выполнены расчеты, показывавшие, что после модификации ожидается устойчивая работа всех скважин, т. е. величина $\frac{\partial p_{3ab}}{\partial G} > 0$ (таблица 7.5).

Таблица 7.5 – Прогнозные эксплуатационные параметры и параметр устойчивости скважин Паужетского месторождения

Скважина	Устьевое давление, бар	Расход, кг/с	Энтальпия, кДж/кг	$rac{\partial p_{_{3a6}}}{\partial G},$ бар \cdot с/кг
103	3,2	33	780	0,65
120	3,1	23	818	0,16
122	3,2	45	849	0,20
131	3,2	49	806	0,58

На Паужетском месторождении за основу принята раздельная схема транспортировки теплоносителя, т. е. после сепарации вблизи устья пар и вода транспортируются по отдельным трубопроводам. Средой с постоянным давлением в первом приближении можно считать магистральные паропроводы. Модификация предполагает снижение перепада давления от устья до магистральных паропроводов. При этом в силу технологических особенностей значительный перепад давления, в том числе для скважины 120, остается, т. е. стабилизирующее действие сопротивлений частично сохраняется [147]. К настоящему моменту планируемая реконструкция по скважине 120 выполнена, потери устойчивости режима работы не возникало. Таким образом, повышение производительности скважин Паужетского месторождения путем снижения гидравлических сопротивлений при транспортировке теплоносителя не оказывает негативного влияния на режим работы скважин.
7.4 Оценка максимальных расходов добычных скважин Паужетского месторождения парогидротерм

Как уже отмечалось, комплексные исследования системы добычи и транспортировки теплоносителя Паужетского геотермального месторождения, проводившиеся летом 2013 года для выяснения причин снижения выработки, определили перечень мероприятий по стабилизации и увеличению добычи. Было решено использовать резерв скважин 103, 120, 122 и 131, эксплуатирующихся с повышенным устьевым давлением. За счет реконструкции системы транспортировки теплоносителя предполагалось снижение устьевого давления, что должно заметно увеличить расход добываемого теплоносителя. Возможное увеличение расхода определялось с использованием экспериментально полученных графиков производительности, представляющих собой зависимость расхода от устьевого давления. По скважине 103 предполагалось довести расход до 36 кг/с, по скважине 120 – до 19 кг/с, по скважине 122 – до 47 кг/с и по скважины 131 – до 54 кг/с [130, 140, 273].

Графики производительности скважин 122 и 131 снимались единственный раз в 1977 и 1979 гг., соответственно. Наблюдения текущих эксплуатационных параметров показали существенное изменение производительности этих скважин с момента испытаний. Для скважин 103 и 120 графики производительности снимались летом 2013 г., но для измерения расхода использовались методы с невысокой точностью. Поскольку предполагаемое давление (2,5 бар) не входило в диапазон опробования всех скважин, использовалась экстраполяция в область высоких расходов. В этой связи возникла необходимость найти способ расчетного определения графиков производительности на текущий момент.

На зависимость расхода пароводяной скважины от устьевого давления влияют гидродинамические процессы как в стволе скважины, так и в питающем ее геотермальном резервуаре. В работе [215] показано, что можно добиться хорошего согласования расчетных и опытных графиков, принимая давление в питающем резервуаре постоянным и используя простейший расчет течения в скважине. То есть определяющим фактором являются процессы в стволе скважины.

Поскольку в данном случае определяются графики производительности эксплуатирующихся скважин, то интерес представляет область расходов вблизи текущего эксплуатационного значения. Если для этой области и есть изменения параметров в геотермальном резервуаре, то незначительные, неспособные существенно повлиять на окончательный результат. Учитывая это, в работах [140, 273] был предложен способ расчета графика производительности. Сначала по давлению, расходу и энтальпии на устье, определяемых при текущей эксплуатации скважины, применяя WELL-4 определяется давление и энтальпия в питающем резервуаре (на верхней границе зон питания скважины, ниже этой границы в силу изменения расхода выполнение расчетов некорректно). Затем, принимая давление и энтальпию в питающем резервуаре неизменными, для различных расходов также с помощью WELL-4 определяется устьевое давление, что и дает взаимосвязь расхода от устьевого давления.

Скважины 103, 120, 122 и 131 Паужетского месторождения в течение многих лет находятся в эксплуатации. Исходные данные для проведения расчетов (внутренний диаметр скважины, глубина верхней границы зон водопритоков, устьевые параметры по состоянию на лето 2013 г.), а также расчетное давление на заданной глубине, представлены в таблице 7.6. Полученные графики представлены на рисунке 7.5. Анализируя представленные графики, можно сделать вывод, что существует не только максимальное устьевое давление, но и максимальный расход при некотором устьевом давлении. По скважине 103 максимальный расход 32,9 кг/с соответствует устьевому давлению 3,1 бар; по скважине 120 – 28,8 кг/с при 1,7 бар; по скважине 122 – 43,2 кг/с при 2,6 бар и по скважине 131 – 45,9 кг/с при 2,6 бар [140, 273].

Скважина	Диаметр,	Глубина,	Устьевое давление,	Расход смеси,	Энтальпия,	Давление на глу-
	М	М	бар	кг/с	кДж/кг	бине, бар
103	0,152	320	5,5	28,1	775	25,3
120	0,199	249	4,1	14,0	812	6,6
122	0,199	249	4,1	41,6	846	9,8
131	0,199	295	5,1	37,8	804	12,9

Таблица 7.6 – Исходные данные и расчетное давление на глубине



1 – скважина 103; 2 – скважина 120; 3 – скважина 122; 4 – скважина 131.

Рисунок 7.5 – Расчетные зависимости устьевого давления от расхода скважин Паужетского месторождения парогидротерм

Произвести расчет с расходом выше максимального невозможно в связи с возникновением разрыва градиента давления. Разрыв градиента давления в некотором, обычно выходном, сечении канала является признаком критического потока, проявляющегося наличием скачка давления, препятствующего прохождению возмущений от снижения давления вниз по потоку. Формируется поверхность разрыва градиента давления в том случае, когда составляющая градиента давления на ускорение, связанная с изменением давления, т. е. обусловленная наличием собственно градиента давления, становится равной самому градиенту давления.

Для пароводяного потока ускорение смеси, кроме факторов сжимаемости сред, зависит от фазового перехода и скорости скольжения фаз. Учет ускорения в используемой математической модели привел к возникновению разрыва, который приближенно можно ассоциировать с достижением условий для возникновения первой стадии критичности. Как уже отмечалось в главе 3, для последующих стадий необходимо использование специальной модели, учитывающей особенности поведения фаз при высоких градиентах давления порядка 10 бар/м.

Полученные максимальные расходы несколько выше характерных для текущей эксплуатации (таблица 7.6), и для скважин 103, 122 и 131 ниже ожидаемых, полученных на основе экстраполяции опытных графиков производительности, после проведения запланированных мероприятий.

Погрешность используемой модели, погрешность исходных данных, принятие упрощающих допущений определяют невысокую точность расчетных графиков. Тем не менее, очевидно, что не следует использовать экстраполяцию опытных графиков производительности в область высоких расходов, особенно полученных значительно раньше прогнозируемого срока. Для этого требуются эксперименты, проводимые в текущий момент времени и использующие более точные методы измерений.

Первая стадия критического потока допускает возможность существенного снижения давления истечения. Кроме того, практически измеряемое устьевое давление может не соответствовать сечению критического потока, а значит можно

256

снизить устьевое давления ниже значения, соответствующего максимальному расходу. Но такое снижение не приведет к росту расхода, а только уменьшит энергетическую ценность теплоносителя. Таким образом, снижение устьевого давления, ниже соответствующего максимальному расходу, нецелесообразно [140].

При разработке всех месторождений парогидротерм возникает необходимость прогноза расхода добычных скважин при изменении устьевого давления. В частности, такой прогноз активно использовался при планировании мероприятий по реконструкции системы транспортировки теплоносителя на Мутновском месторождении. Поэтому, принимая во внимание полученные результаты, следует включать в комплекс работ по мониторингу разработки месторождений парогидротерм периодическое опробование добычных скважин для экспериментального получения графиков производительности. При этом необходимо определять максимальный расход и соответствующее ему устьевое давление.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящая диссертационная работа посвящена решению крупной научной проблемы, имеющей важное хозяйственное значение – разработке отвечающих современным требованиям научных основ описания гидрогазодинамических процессов при добыче двухфазного флюида и развитию их приложений для комплексного решения задач, возникающих в практике освоения парогидротермальных месторождений. Научно обоснованы, разработаны, реализованы и внедрены технологические решения по эффективному освоению геотермальных месторождений Камчатки, что вносит значительный вклад в развитие экономики дальневосточного региона России. Итогом проведенных исследований явились следующие результаты:

1. На основе анализа опыта освоения геотермальных месторождений и принимая во внимание новые направления в развитии технологий обустройства промыслов, определены основные проблемы, связанные с течением пароводяной смеси в элементах системы добычи и транспортировки теплоносителя.

2. Установлено, что гипотеза о наличии перегрева фаз не позволяет объяснить аномально высокие массовые расходы, наблюдаемые при критическом истечении пароводяной смеси в характерных для геотермальных месторождений условиях. Данная особенность может являться следствием неоднородности поля скоростей, распределения фаз и давлений при формировании критического потока, распространяющейся на выходное сечение канала.

3. Разработано семейство математических моделей WELL-4 и на их основе созданы компьютерные программы, позволяющие решать весь спектр задач, связанных с расчетом пароводяных течений в добычных скважинах, как поставленных в ходе освоения отечественных и зарубежных месторождений, так предполагаемых с учетом тенденций развития технологий освоения месторождений.

4. На основе численного моделирования установлено наличие гравитационной неустойчивости пароводяного течения в добычных скважинах, выявлены особенности ее проявления, в том числе обоснована гипотеза о метастабильном течении, характеризующимся нарушением условия устойчивости течения в скважине в целом при наличии в верхней части участка, обладающего внутренней устойчивостью и препятствующего развитию неустойчивости.

5. На основании анализа опытных данных по испытанию скважин А-2 и А-3 Мутновского месторождения и сопоставления их с результатами численного моделирования доказана теоретически предсказанная зависимость результатов опробования скважин от условий течения вниз по потоку от устья. Установлено влияние дросселирования на увеличение верхнего предела рабочего давления на графике производительности.

6. Разработана отвечающая современным требованиям математическая модель SWIP для расчета пароводяного течения в наземных трубопроводах на геотермальных месторождениях, учитывающая гравитационную составляющую перепада давления, и созданы компьютерные программы по ее реализации для коротких и длинных трубопроводов.

7. Показано, что риск возникновения гравитационной неустойчивости пароводяного течения в трубопроводах на геотермальных месторождениях существует при скоростях, близких к характерным номинальным значениям (около 25 м/с). При снижении производительности скважин со временем, имеющем место в процессе разработки месторождения, этот риск будет возрастать.

8. Для типовых условий Мутновского месторождения установлена близость (в пределах 4 %) предельных скоростей для обеспечения устойчивого течения, определяемых теоретически обоснованным условием гравитационной неустойчивости в вертикальных восходящих потоках и эмпирическим критерием, ранее использовавшемуся в программе MODEL для расчета трубопроводов. Выявлены особенности проявления гравитационной неустойчивости в наклонных каналах, включая возможность ее наличия в нисходящих течениях.

9. Установлено снижение давления в термоводоносном комплексе Паужетского месторождения парогидротерм (на 7–13 бар за время эксплуатации), сопровождающееся распространением зоны кипения на питающий коллектор, что требует рассматривать условия фильтрации в термоводоносном комплексе с учетом

259

двухфазного состояния флюида и учитывать опасность геотермальных взрывов за счет формирования «паровых шапок».

10. Определены пределы возможности расчета фильтрационных характеристик питающего пласта по данным измерений на устье добычных скважин месторождений парогидротерм, которые сокращаются с ростом энтальпии теплоносителя и водопроводимости пласта. Обосновано отсутствие такой возможности для находящихся в эксплуатации скважин Паужетского и Мутновского месторождений.

11. На основе новых представлений об устойчивости течения выяснено, что мероприятия по повышению производительности скважин Паужетского месторождения путем снижения гидравлических сопротивлений при транспортировке теплоносителя не оказывают негативного влияния на режим работы скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александров, А. А. Система уравнений IAPWS-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. Алексеев, В. И. Измерение расхода пароводяной смеси стандартными диафрагмами / В. И. Алексеев, А. Н. Шулюпин, Д. П. Усачев. – Петропавловск-Камчатский, 1991. – 29 с.

3. Алексеенко, С. В. Геотермальная энергетика: технологии и перспективы развития /С. В. Алексеенко // Геотермальная вулканология, гидрогеология, геология нефти и газа (Geothermal Volcanology Workshop 2022). – Петропавловск-Камчатский: ИВС ДВО РАН, 2022. – С. 14–17.

4. Алишаев, М. Г. Термобарический расчет паротермальной скважины / М. Г. Алишаев, Г. А. Азизов // Теплоэнергетика. – 2011. – № 7. – С. 50–55.

 Асаулова, Н. П. Результаты многолетней эксплуатации Паужетского геотермального месторождения / Н. П. Асаулова, Л. А Ворожейкина, Ю. Ф Манухин, Н. В. Обора // Горный вестник Камчатки. – 2009. – № 2(8). – С. 47–56.

6. Алхасов, А. Б. Возобновляемые источники энергии [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Б. Алхасов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 271 с.

7. Алхасов, А. Б. Технологии освоения высокоминерализованных геотермальных ресурсов / А. Б. Алхасов, Д. А. Алхасова, А. Ш. Рамазанов, М. А. Каспарова // Теплоэнергетика. - 2017. – № 9. – С. 17–24.

8. Белова, Т. П. Основы комплексного использования ресурсов высокотемпературных геотермальных теплоносителей / Т. П. Белова, А. С. Латкин, Ю. П. Трухин. - Владивосток: Дальнаука, 2003. – 204 с.

9. Белодед, В. Д. Расчет параметров пара на забое геотермальных скважин /
В. Д. Белодед // Вулканология и сейсмология. – 1987. – № 10. – С. 97–103.

10. Белоусов, В. И. Геотермальные ресурсы /В. И. Белоусов, А. И. Постников,

Д. В. Мельников [и др.] – Петропавловск-Камчатский: КГПИ, 2005 – 105 с.

11. Богуславский, Э. И. Освоение тепловой энергии недр / Э. И. Богуславский
 – СПб.: Наукоемкие технологии, 2020. – 435 с.

12. Болтенко, Э. А. Методы и средства для определения характеристик двухфазного потока в области дисперсно-кольцевого режима / Э. А. Болтенко, Ю. А. Смирнов, Д. Э. Болтенко // Теплоэнергетика. – 2002. - №3 – С. 17-22.

 Бочевер, Φ. М. Теория и практические методы расчета эксплуатационных запасов подземных вод / Φ. М. Бочевер. – М.: Недра, 1968. – 328 с.

14. Бошняк, Л. Л. Измерения при теплотехнических исследованиях / Л. Л. Бошняк. – Л.: Машиностроение, 1974. – 448 с.

15. Бритвин, О. В. Мутновский геотермальный энергетический комплекс на Камчатке / О. В. Бритвин, О. А. Поваров, Е. Ф. Клочков [и др.] // Теплоэнергетика. – 2001. – № 2. – С. 4–10.

16. Бульба, Е. Е. Оценка перспектив использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии в ближайшие двадцать лет / Е. Е. Бульба, Г. В. Кузнецов, М. И. Швайбович // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 2. – С.164–172.

17. Бутузов, В. А. Российская геотермальная энергетика: анализ столетнего развития научных и инженерных концепций / В. А. Бутузов // Окружающая среда и энерговедение. – 2019. – № 3. – С. 4–20.

18. Бутузов, В. А. Геотермальная энергетика России: ресурсная база, электроэнергетика, теплоснабжение (обзор) / В. А. Бутузов, Г. В. Томаров, А. Б. Алхасов [и др.] // Теплоэнергетика. – 2022. – № 1. – С. 3-17.

19. Бэтчелор, Дж. Введение в динамику жидкости / Дж. Бэтчелор. – М.: Мир, 1973. – 758 с.

20. Вакин, Е. А. Гидротермы Кошелевского вулканического массива / Е. А. Вакин, З. Б. Декусар, А. И. Сережников, М. В. Слипченкова // Гидротермальные системы и термальные поля Камчатки. – Владивосток, 1976. – С. 58–84.

21. Вакин, Е. А. Термальные поля и горячие источники Мутновского вулка-

нического района / Е. А. Вакин, И. Т. Кирсанов, Т. П. Кирсанова // Гидротермальные системы и термальные поля Камчатки. – Владивосток, 1976. – С. 85–114.

22. Венедиктов, В. Д. Турбины и реактивные сопла на двухфазных потоках /
В. Д. Венедиктов. – М.: Машиностроение, 1969. – 195 с.

23. Гиршфельдер, Дж. Молекулярная теория газов и жидкостей / Дж. Гиршфельдер, Ч. Кертис, Р. Берд. – М.: Иностр. литер., 1961. – 934 с.

24. Горбач, В. А. Анализ мирового опыта и научно-технических разработок в области извлечения химических соединений из геотермальных растворов / В. А. Горбач // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – №9. – С. 270–275.

25. Грикевич, Э. А. Гидравлика водозаборных скважин / Э. А. Грикевич. – М.: Недра, 1986. – 231 с.

26. Гриценко, А. И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А. И. Гриценко, О. В. Клапчук, Ю. А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.

27. Дейч, М. Е. Газодинамика двухфазных сред / М. Е. Дейч, Г. А. Филиппов.
– М.: Энергоиздат, 1981. – 471 с.

28. Доброхотов, В. И. Использование геотермальных ресурсов в энергетике России / В. И. Доброхотов, О. А. Поваров // Теплоэнергетика. – 2003. – №1 – С. 2–11.

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

30. Дядькин, Ю. Д. Разработка геотермальных месторождений / Ю. Д. Дядькин. – М.: Недра, 1989. – 229 с.

31. Ентов, В. М. О нестационарных процессах при фонтанировании скважин /
В. М. Ентов // Известия АН СССР. Сер. Механика и машиностроение. – 1964. –
№ 2. – С. 31–40.

32. Забарный, Г. Н. Определение фильтрационных параметров термоводоносных коллекторов по данным испытания пароводяных скважин / Г. Н. Забарный,
А. Н. Шулюпин, В. А. Гайдаров. – Петропавловск-Камчатский, 1989. – 59 с. 33. Зайцев, Ю. В. Теория и практика газлифта / Ю. В. Зайцев, Р. А. Максутов,О. В. Чубанов [и др.] – М.: Недра, 1987. – 256 с.

34. Захарова, Э. А. Вопросы гидродинамики двухфазного потока в скважинах /
Э. А. Захарова // Научно-технические проблемы геотермальной энергетики: Сб. науч.
тр. ЭНИН. – М.: 1987. – С. 63–71.

35. Исаченко, В. П. Теплопередача / В. П. Исаченко, А. В. Осипова, А. С. Сукомел. – М.: Энергоиздат, 1981. – 416 с.

36. Карпов, Г. А. Экспериментальные исследования минералообразования в геотермальных скважинах / Г. А. Карпов. – М.: Наука, 1976. – 172 с.

37. Кашинский, О. Н. Исследование напряжения трения на стенке в восходящем снарядном течении / О. Н. Кашинский, Б. К. Козьменко, С. С. Кутателадзе, В. Е. Накоряков // ЖПМТФ. – 1982. – № 5. – С. 84–89.

38. Кейс, В. М. Конвективный тепло- и массообмен / В. М. Кейс. – М.: Энергия, 1972. – 448 с.

39. Кирюхин, А. В. Высокотемпературные геотермальные резервуары / А. В. Кирюхин, И. Ф. Делемень, Д. Н. Гусев. – М.: Наука, 1991. – 160 с.

40. Кирюхин А. В. Модели теплопереноса в гидротермальных системах Камчатки / А. В. Кирюхин, В. М. Сугробов. – М.: Наука, 1987. – 152 с.

41. Кирюхин, А. В. Использование численного моделирования для оценки эксплуатационных запасов месторождений парогидротерм (на примере Паужетского геотермального месторождения) / А. В. Кирюхин, Н. П. Асаулова, Ю. Ф. Манухин [и др.] // Вулканология и сейсмология. – 2010. – № 1. – С. 56-76.

42. Климентов, П. П. Динамика подземных вод / П. П. Климентов, В. М. Кононов. – М.: Высш. шк., 1973. – 440 с.

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

44. Кремлевский, П. П. Расходомеры и счетчики количества веществ: Справочник: Кн.1. / П. П. Кремлевский. – СПб.: Политехника, 2002. – 409 с.

45. Кремлевский, П. П. Измерение расхода многофазных потоков / П. П.

Кремлевский. – Л.: Машиностроение, 1982. – 214 с.

46. Кулиев, С. М. Температурный режим бурящихся скважин / С. М. Кулиев, Б. И. Есьман, Г. Г. Габузов. – М.: Недра, 1968. – 186 с.

47. Кутателадзе С. С. Теплообмен и волны в газожидкостных системах / С. С. Кутателадзе, В. Е. Накоряков. – Новосибирск: Наука, 1984. – 302 с.

48. Кутепов, А. М. Гидродинамика и теплообмен при парообразовании / А. М. Кутепов, Л. С. Стерман, Н. Г. Стюшин. – М.: Высш. шк., 1986. – 448 с.

49. Лабунцов, Д. А. Механика двухфазных систем / Д.А. Лабунцов, В.В. Ягов. – М.: МЭИ, 2000. – 374 с.

50. Ландау, Л. Д. Гидродинамика / Л. Д. Ландау, Е. М. Лифшиц. – М.: Наука, 1986. – 736 с.

51. Латкин, А. С. О применении техногенных и природных растворов для реализации гидрометаллургических процессов / А. С. Латкин, Т. П. Белова // Физикотехнические проблемы разработки полезных ископаемых. – Новосибирск. – 1998. – № 2. – С. 104–109.

52. Любин, А. А. Обоснование способов повышения эффективности использования фонда скважин при эксплуатации ГеоЭС / А. А. Любин, И. И. Чернев, А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Сборник работ лауреатов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отраслей 2021 г. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ООО «Технологии развития», 2021. – С. 76–81.

53. Маковская, Э. Результаты многолетней эксплуатации Паужетского геотермального месторождения / Э. Маковская. – ГУП «Камчатбургеотермия», 2009 // URL: https://pandia.ru/ text/78/299/3210.php.

54. Максимов, А. Г. ВИЭ 2.0: Новая программа развития «зеленой» энергетики в России / А. Г. Максимов. // Энергетическая политика. – 2020. – №11 (153). – С. 22–27.

55. Маликова, О. И. Государственная политика в области развития возобновляемой энергетики / О. И. Маликова, М. А. Златникова // Государственное управление. Электронный вестник. – 2019. – № 72. – С. 5–30.

56. Мамаев, В. А. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В. А. Мамаев, Г. Э. Одишария, Н. И. Семенов, А. А. Точигин. – М.: Недра, 1969. – 208 с.

57. Матиевский, Д. Как заработать на зеленой энергетике. Обзор сектора возобновляемой энергии / Д. Матиевский // URL: https://journal-tinkoff-ru.turbopages.org/journal.tinkoff.ru/s/green-energy/.

58. Мельников, В. И. Акустические методы диагностики двухфазных теплоносителей ЯЭУ / В. И. Мельников, Г. Б. Усынин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 160 с.

59. Молчанов, А. М. Математическое моделирование задач газодинамики и тепломассообмена. – М.: МАИ, 2013. – 208 с.

60. Найманов, О. С. Исследование гидравлики двухфазного потока на примере парогенерирующих скважин Камчатки / О. С. Найманов // Труды ЦКТИ. Вып. 101. – 1970. – С. 241–249.

61. Нащокин, В. В. Техническая термодинамика и теплопередача / В. В. Нащокин. – М.: Высш. шк., 1980. – 469 с.

62. Нигматулин, Р. И. Динамика многофазных сред. Ч. 1. / Р. И. Нигматулин. – М.: Наука, 1987. – 464 с.

63. Обручкова, Л. Р. Влияние давления на структурные параметры снарядного восходящего пароводяного потока в трубе / Л. Р. Обручкова, Ю. Е. Похвалов // Теплоэнергетика. – 2001. – № 3. – С. 49–52.

64. Обручкова, Л. Р. Параметры структуры снарядного вертикального потока в трубах различного диаметра / Л. Р. Обручкова, Ю. Е. Похвалов // ІІ-я российская национальная конференция по теплообмену. – М.: МЭИ, 1998. – С. 62–63.

65. Осипцов, А. А. Обоснование модели дрейфа для двухфазных течений в круглой трубе / А. А. Осипцов, К. Ф. Синьков, П. Е. Спесивцев // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2014. – № 5. – С. 60–73.

66. Основы гидрогеологических расчетов / Ф. М. Бочевер, И. В. Гармонов,

А. В. Лебедев, В. М. Шестаков. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

67. Паужетские горячие воды на Камчатке / Под ред. В. И. Пийпа. – М.: Наука, 1965. – 208 с.

68. Петухов, Б. С. Теплообмен в ядерных энергетических установках / Б. С. Петухов, Л. Г. Генин, С. А. Ковалев. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 472 с.

69. Попов, Г.В. Кинетика ионного обмена лития из растворов в статических условиях / Г. В. Попов, Р. И. Пашкевич // Башкирский химический журнал. – 2018.
– № 25(4). – С. 46–49.

70. Попов, И. А. Оптическая измерительная система технического зрения для измерения истинных характеристик двухфазного потока / И. А. Попов, В. А. Ловягин, Д. М. Сайда, К. Б. Матузаев // II-я российская национ. конф. по теплообмену. М.: МЭИ, 1998. – С. 79–81.

71. Потапов В. В. Исследование роста отложений в геотермальных теплоэнергетических системах / В. В. Потапов, В. Н. Кашпура, В. И. Алексеев // Теплоэнергетика. – 2001. – № 5. – С. 49–54.

72. Правила разработки месторождений подземных вод / Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 30.07.2020 № 530 «Об утверждении Правил разработки месторождений подземных вод» // URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202012140068.

73. Правила разработки месторождений теплоэнергетических вод. ПБ 07-599-03 // Федеральный горный и промышленный надзор России. Серия 07 «Нормативные документы по вопросам охраны недр и геолого-маркшейдерского контроля». – Вып.14. – М.: НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2003.

74. Преображенский, В. П. Теплотехнические измерения и приборы / В. П. Преображенский. – М.: Энергия, 1978. – 704 с.

75. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А. А. Макарова, Т. А. Митровой, В. А. Кулагина; ИНЭИ РАН - Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с.

76. Протодьяконов, И. О. Гидродинамика и массообмен в системах газ – жидкость / И. О. Протодьяконов, И. Е. Люблинская. – Л.: Наука, 1990. – 343 с.

77. Распоряжение правительства РФ от 08.01.2019 г. № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года // URL: http://minenergo.gov.ru/node/489.

78. Рейф, Ф. Статистическая физика / Ф. Рейф. – М.: Наука, 1977. – 351 с.

79. Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – М.: Энергия, 1980. – 424 с.

80. Ривкин, С. Л. Уравнения состояния воды и водяного пара для машинных расчетов процессов и оборудования электростанций / С. Л. Ривкин, Е. А. Кремневская // Теплоэнергетика. – 1977. – № 3. – С. 69–73.

81. Рычагов, С. Н. Структура гидротермальной системы / С. Н. Рычагов,
Н. С. Жантуев, А. Д. Коробов и др. – М.: Наука, 1993. – 160 с.

82. Справочное руководство гидрогеолога. Т. 1 / Под. ред. В. М. Максимова.
– М.: Недра, 1979. – 512 с.

83. Схема и программа развития энергетических системы России на 2023–2028 годы /Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 28.02.2023
 № 108 // URL: https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/406404497/

84. Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2020–2024 годы / Распоряжение Губернатора Камчатского края от 30.04.2020 № 458-Р // URL: https://kamgov.ru/minzkh/shema-i-programma-razvitia-energetiki-kamcatskogo-kraa.

85. Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент: Справочник / Под ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 560 с.

86. Теплоотдача в двухфазном потоке / Под ред. Л. Ботерворса и Г. Хьюитта.
– М.: Энергия, 1980. – 328 с.

87. Томаров, Г. В. Геотермальные энерготехнологии России / Г. В. Томаров
// Вестник МЭИ. – 2020. – № 4. – С. 29–41.

88. Тонг, Л. Теплоотдача при кипении и двухфазное течение / Л. Тонг. – М.: Мир, 1969. – 344 с.

89. Трусов, В. П. Техника и технология геотермальной энергетики / В. П. Трусов, Г. М. Гайдаров, Г. Н. Забарный. – Петропавловск-Камчатский, 1991. – 139 с.

90. Уайт, Д. Термальные воды вулканического происхождения / Д. Уайт // Геохимия поствулканических процессов. – М: Мир, 1965. – С. 78–100.

91. Уайт, Д. Характеристики геотермальных систем / Д. Уайт // Геотермальная энергия. – М.: Мир, 1975. – С. 79–104.

92. Уоллис, Г. Одномерные двухфазные течения / Г. Уоллис. – М.: Мир, 1972. – 440 с.

93. Фарахутдинов, А. М. Термальные подземные воды Восточно-Предкавказского артезианского бассейна: экономичческие аспекты использования на примере Ханкальского месторождения / А. М. Фарахутдинов, И. Ш. Хамитов, С. В. Черкасов, М. Ш. Минцаев [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 1. – С. 50–61.

94. Федоров, В. А. Теплогидравлические автоколебания и неустойчивость в теплообменных системах с двухфазным потоком / В. А. Федоров, О. О. Мильман. – М.: МЭИ, 1998. – 244 с.

95. Федяевский, К. К. Гидромеханика / К. К. Федяевский, Я. И. Войткунский,Ю. И. Фаддеев. – Л.: Судостроение, 1968. – 568 с.

96. Феофилактов, С. О. Глубинное строение района Паужетской гидротермальной системы (Южная Камчатка) / С. О. Феофилактов, С. Н. Рычагов, В. А. Логинов [и др.] // Вулканология и сейсмология. – 2021. – № 1. – С. 40–56.

97. Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах: Справочник / Е. И. Баюк, И. С. Томашевская, В. М. Добрынин [и др.]; Под ред. М. П. Воларовича. – М.: Недра, 1988. – 255 с.

98. Фисенко, В. В. Критические двухфазные потоки / В. В. Фисенко. – М.: Атомиздат, 1978. – 160 с.

99. Фокин, Б. С. Структура снарядного двухфазного потока в вертикальных каналах / Б. С. Фокин, А. Ф. Аксельрод, Е. Н. Гольдберг // ИФЖ. – 1984. – № 5. –

C. 727–731.

100. Фролов, Н. М. Методические указания по изучению термальных вод в скважинах / Н. М. Фролов, В. В. Аверьев, И. Е. Духин, Е. А. Любимова. – М.: Недра, 1964. – 140 с.

101. Хьюитт, Дж. Кольцевые двухфазные течения / Дж. Хьюитт, Н. Холл-Тейлор. – М.: Энергия, 1974. – 408 с.

102. Чекалюк, Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. – М.: Недра, 1965. – 238 с.

103. Чермошенцева, А. А. Математическая модель течения пароводяной смеси в добычной геотермальной скважине / А. А. Чермошенцева // Труды 4-ой Российской национальной конференции по теплообмену. - М.: МЭИ, 2006. – Т. 5. – С. 309-312.

104. Чермошенцева, А. А. Математическое моделирование тепломассопереноса в пароводяных скважинах и окружающих породах: дисс. ... кан. техн. наук: 05.13.18 / Чермошенцева Алла Анатольевна. – Петропавловск-Камчатский, 2005. – 142 с.

105. Чермошенцева, А. А. О значении межфазного теплообмена при критическом истечении пароводяной смеси / А. А. Чермошенцева // Проблемы газодинамики и теплообмена в энергетических установках. – М.: МЭИ, 1999. – С. 272–275.

106. Чермошенцева, А. А. Особенности разработки и реализации математических моделей для геотермальных скважин / А. А. Чермошенцева // Проблемы современного естествознания. – Петропавловск-Камчатский, КамчатГТУ, 2002. – С. 48–53.

107. Чермошенцева, А. А. Оценка минимальной критической скорости пароводяного потока / А. А. Чермошенцева // Динамика гетерогенных сред в геотехнологическом производстве. – Петропавловск-Камчатский: КГАРФ, 1998. – С. 35–39.

108. Чермошенцева, А. А. Теплообмен пароводяного потока в геотермальной скважине с окружающими горными породами / А. А. Чермошенцева // Проблемы газодинамики и теплообмена в энергетических установках. – М.: МЭИ, – 2005.

109. Чермошенцева, А. А. Течение теплоносителя в геотермальной скважине / А. А. Чермошенцева // Математическое моделирование. – 2006. – Т. 18. – № 4. – С. 61–76.

110. Чермошенцева, А. А. Математическое моделирование пароводяных течений в элементах оборудования геотермальных промыслов / А. А. Чермошенцева, А. Н. Шулюпин. – Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2011. – 144 с.

111. Чермошенцева, А. А. Модель для расчета течений в пароводяных геотермальных скважинах / А. А. Чермошенцева, А. Н. Шулюпин // Физические основы экспериментального и математического моделирования процессов газодинамики и теплообмена в энергетических установках. – М.: МЭИ, 2001.

112. Чермошенцева, А. А. Опыт математического моделирования пароводяных течений в геотермальных скважинах и наземных трубопроводах / А. А. Чермошенцева, А. Н. Шулюпин // Природные ресурсы, их современное состояние, охрана, промысловое и техническое использование. Материалы X Национальной (всероссийской) научно-практической конференции. - Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2019. – С. 133–138.

113. Чермошенцева, А. А. Опыт проектирования наземных трубопроводов Мутновского геотермального месторождения / А. А. Чермошенцева, А. Н. Шулюпин // Наука, образование, инновации: пути развития: Материалы третьей всероссийской научно-практической конференции. Ч 1. – Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2012. – С. 104–106.

114. Чермошенцева, А. А. Развитие математических моделей для расчета параметров при транспортировке пароводяной смеси / А. А. Чермошенцева, А. Н. Шулюпин // Вестник КРАУНЦ. Физ.-мат. науки. – 2021. – Т. 36. – № 3. – С. 94–109.

115. Чермошенцева, А. А. Расчет течений в пароводяных геотермальных скважинах по математическим моделям WELL / А. А. Чермошенцева, А. Н. Шулюпин // Вестник КамчатГТУ. – 2015 – № 33. – С 29–33. 116. Чермошенцева, А. А. Структурный подход при моделировании течения в пароводяной скважине / А. А. Чермошенцева, А. Н. Шулюпин // Наука, образование, инновации: пути развития. Вторая Всероссийская научно-практическая конференция. – Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2011. – С. 94–98.

117. Чермошенцева, А. А. Термогидродинамические особенности критического истечения пароводяной смеси / А. А. Чермошенцева, А. Н. Шулюпин // Инженерно-физические исследования на Камчатке. – Петропавловск-Камчатский, КГАРФ, 1999. – С. 80–89.

118. Чернев, И. И. Изменение конструкции как способ повышения производительности добычных скважин парогидротермальных месторождений / И. И. Чернев, А. Н. Шулюпин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – Отд. Вып. 4. – С. 103–107.

119. Чисхолм, Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках / Д. Чисхолм. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

120. Шарафутдинов, Ф. Г. Состояние и перспективы использования в народном хозяйстве геотермальных вод / Ф. Г. Шарафутдинов, Г. М. Гайдаров // Проблемы развития геотермальной энергетики. – Махачкала, 1991. – С. 3–27.

121. Шестопалов, В. М. Методы изучения естественных ресурсов подземных вод / В. М. Шестопалов. – М.: Недра, 1988. – 168 с.

122. Шестопалов, И. В. Особенности оценки коэффициента водопроводимости по результатам испытания пароводяных скважин / И. В. Шестопалов // Вулканизм и связанные с ним процессы. Вып. 3. – Петропавловск-Камчатский, 1985. – С. 106–108.

123. Шулюпин, А. Н. Аналитический метод определения глубины уровня начала парообразования в геотермальных скважинах / А. Н. Шулюпин // Вулканологические исследования на Камчатке. – Петропавловск-Камчатский, 1988. – С. 125–128.

124. Шулюпин, А. Н. Вопросы гидравлики пароводяной смеси при освоении геотермальных месторождений / А. Н. Шулюпин. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 262 с.

125. Шулюпин, А. Н. Некоторые аспекты критичности пароводяных потоков при освоении парогидротермальных месторождений // Вулканология и сейсмологии. – 1996. – № 2 – С. 48–54.

126. Шулюпин, А. Н. Пароводяные течения на геотермальных промыслах /
 А. Н. Шулюпин. – Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2004. – 149 с.

127. Шулюпин, А. Н. Течение в геотермальной скважине: модель и эксперимент / А. Н. Шулюпин // Вулканология и сейсмология. – 1991. – № 4. – С. 25–31.

128. Шулюпин, А. Н. Устойчивость режима работы пароводяной скважины / А. Н. Шулюпин. – Хабаровск: ООО «Амурпринт», 2018. – 136 с.

129. Шулюпин, А. Н. Экспериментальное исследование критического режима истечения пароводяной смеси / А. Н. Шулюпин // Прикладная механика и техническая физика. – 2011. – Т. 52. – № 6. – С. 122–128.

130. Шулюпин, А. Н. Оценка изменения расхода теплоносителя геотермальных электростанций при модификации системы его транспортировки / А. Н. Шулюпин, А. А. Любин, И. И. Чернев // Промышленная энергетика. – 2014. – № 10. - С. 39–42.

131. Шулюпин, А. Н. Вопросы устойчивости течения в пароводяной геотермальной скважине / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Современные тенденции развития науки и образования: теория и практика. II Международная научнопрактическая конференция. Московский политехнический университет, 2018. – С. 282–289.

132. Шулюпин А. Н. Гидравлический расчет транспортировки пароводяного теплоносителя геотермальных электростанций / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Известия вузов проблемы энергетики. Казань. – 2012. – № 3-4. – С. 28–37.

133. Шулюпин, А. Н. Гидравлический расчет трубопроводов для транспортировки пароводяной смеси на геотермальных промыслах / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2004. – Приложение № 4. – С. 97–102.

134. Шулюпин, А. Н. Использование программы MODEL при проектирова-

нии трубопроводов пароводяной смеси на Мутновском геотермальном месторождении / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Международный симпозиум «Образование, наука и производство: проблемы, достижения и перспективы». – Комсомольск-на-Амуре: КнАГТУ, 2010. – С. 94–97.

135. Шулюпин, А. Н. Модель дисперсно-кольцевого потока в геотермальных скважинах / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Динамика гетерогенных сред в геотехнологическом производстве. – Петропавловск-Камчатский: КГАРФ, 1998. – С. 23–35.

136. Шулюпин, А. Н. Некоторые особенности критического истечения пароводяной смеси / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Вестник КамчатГТУ. – 2017. – № 39. – С. 25–31.

137. Шулюпин, А. Н. О расчете пароводяного течения в геотермальной скважине / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Журнал технической физики. 2013.
- Т. 83. - № 8. - С. 14–19.

138. Шулюпин, А. Н. Обоснование особенностей режима работы пароводяной геотермальной скважины в рамках новой теории устойчивости / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // GEOENERGY. Материалы Международной научнопрактической конференции, 2019. – С. 21–29.

139. Шулюпин, А. Н. Оценка изменения условий в термоводоносном комплексе Паужетского месторождения парогидротерм / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Известия вузов. Горный журнал. – 2014. – № 4 – С. 82–88.

140. Шулюпин, А. Н. Оценка максимальных расходов добычных скважин Паужетского месторождения парогидротерм / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2014. – № 7. – С. 378–382.

141. Шулюпин, А. Н. Пароводяное течение в геотермальной скважине / А. Н.
Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Теплофизика и аэромеханика. – 2015. – Т. 22. – № 4. – С. 493–499.

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

143. Шулюпин, А. Н. Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – № 1. – С. 165–176.

144. 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. Физ.-мат. науки. – 2020. – Т. 32. – № 3. – С. 143–153.

145. 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.

146. Шулюпин, А. Н. Течение в пароводяных скважинах в области отдельной зоны питающего пласта / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева, Ю. А. Васянович, А. А. Фаткулин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – № 8. – спец. вып. 30: Проблемы освоения ресурсов Дальнего Востока. – С. 141–149.

147. Шулюпин, А. Н. Об устойчивости работы скважин при разработке месторождения парогидротерм / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева, А. В. Константинов // Известия вузов. Горный журнал. – 2016. – № 4. – С. 4–9.

148. Шулюпин, А. Н. О расчете характеристик питающего пласта пароводяной скважины по данным измерений на устье / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева, А. В. Константинов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2016. – № 6. – С. 360–368.

149. Шулюпин, А. Н. Особенности интерпретации результатов опробования скважин высокопотенциальных месторождений теплоэнергетических вод / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева, А. В. Константинов // Горный информационноаналитический бюллетень. – 2018. – № 12. – С. 21–30. 150. Шулюпин, А. Н. Математическая модель пароводяного течения в геотермальной скважине в зоне питания / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева, Г. С. Мизерханов, Ю. А. Васянович // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2014. – № 12 – спец. вып. 5: Проблемы освоения георесурсов Дальнего Востока. – С. 49–57.

151. Шулюпин, А. Н. Метастабильное течение в пароводяной геотермальной скважине / А. Н. Шулюпин, А. А. Чермошенцева, И. И Чернев // Вестник КамчатГТУ. – 2018. – № 43 – С. 37–43.

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

153. Ямасита, К. Механизм течения теплоносителя, использующегося для выработки электроэнергии в буровых скважинах геотермального месторождения в Отаке; Киевская ред. ВЦП, пер. № КЕ-49719, 1983 / К. Ямасита // Онсен Кагаку. – 1970. – Т. 21. – № 1 – С. 26–36.

154. Acuña, J. A. Two-phase Flow Behavior and Spinner Data Analysis in Geothermal Wells / J. A. Acuña, B. A. Arcedera // Proceedings of the 30-th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California: Stanford University, 2005.

155. Akbar, S. A finite element model for high enthalpy two-phase flow in geothermal wellbores / S. Akbar, N. Fathianpour, R. Al-Khoury // Renewable Energy. – 2016. – V. 94. – P. 223–236.

156. Alcaraz, J. Y II. T Wellbore model inversion: coupling of a wellbore simulator and an inversion software / J. Y II. T Alcaraz // Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 2015. – N. 22102. – 6 p.

157. 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. - N. 4 (11). - 17 p.

158. Altar, D. E. Coupled Production Facility and Geothermal Well Performance Modelling: Case Studies and Insights / D. E.Altar, N. J. Kabigting, J. C. Tolentino, M. E. Villena // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

159. Antics, E. Modeling two phase flow in low temperature geothermal wells / E. Antics // Proceedings of the World Geothermal Congress 1995. – Florence, Italy, 1995. – V. 3. – P. 1905–1910.

160. Antics, M. Report assessment of injectivity problems in geothermal greenhouse heating wells / M. Antics, N. Hartog. – GPC IP/KWR, 2015. – 40 p.

161. Armenta, M. F. Wellbore modeling of production well H-1D using WellSim,
Los Humeros geothermal field, Mexico / M. F. Armenta, M. R. Montes, L. M. Alcala //
Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 2015. –
N. 22021. – 6 p.

162. Aunzo, Z. P. Wellbore Models GWELL, GWNACL, and HOLA User's Guide. / Z. P. Aunzo, G. Bjornsson, G. S. Bodvarsson. – Lawrence Berkeley Laboratory University of California. Earth science, 1991. – 113 p.

163. Badur, J. Assessment of the effective variants leading to higher efficiency for the geothermal doublet, using numerical analysis-case study from Poland (Szczecin Trough) / J. Badur // Energies. -2020. - V. 13(9). - P. 1-20.

164. Baghernejad, Y. Effect of pipe rotation on flow pattern and pressure drop of horizontal two-phase flow / Y. Baghernejad, E. Hajidavalloo, S. M. H. Zadeh, M. Behbahani-Nejad // International Journal of Multiphase Flow. – 2019. – V. 111. – P. 101–111.

165. Banwell, C. J. Physical investigations / C. J. Banwell // Geothermal steam for power in New Zealand. Bul. 117. – New Zealand, 1955. – P. 45–74.

166. Barelli, A. Prediction of geothermal well pressure and temperature profiles /
A. Barelli, C. G. Carsana, C. Lombardi, L. Maran // Geothermics. – 1994. – V. 23. –
N. 4. – P. 339–353.

167. Belova, T. P. XRD-investigations of the mechanism of lithium sorption from the separated liquid of the Pauzhetskaya geothermal power plant (Kamchatka) by modified zeolites. / T. P. Belova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2019. - N. 367 - (012004). - 8 p.

168. Bertani, R. Geothermal power generation in the World 2005–2010. Update

report / R. Bertani // Proceedings of the World Geothermal Congress 2010. – Bali, Indonesia, 2010.

169. Bertani, R. Geothermal power generation in the world 2010-2014 update report / R. Bertani // Geothermics. – 2016. – V. 60. – P. 31–43.

170. 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. - N. 59. - P. 186–205.

171. 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. - N. 39. P. 213–227.

172. Bjornsson, G. A multy-feedzone geothermal wellbore simulator. Report LBL-23546/ G. Bjornsson. – Lowrence Berkeley Laboratory, 1987. – 117 p.

173. Bourcier, W. L. Recovery of minerals and metals from geothermal fluids / W. L. Bourcier, M. Lin, G. Nix // Lowrence Livermore National Laboratory. Report UCRL-CONF-215135, 2005.

174. 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.

174. Chauhan, V. Computational Study of Two Phase Flow with Flash Boiling in Geothermal Wells / V. Chauhan, G. Saevarsdottir, Y. A. Tesfahunegn, E. J. Asbjörnsson, M. Gudjonsdottir // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

176. 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 2015. – Australia, 2015. – N. 25030.

177. Chen, Y. Optimal design of 3D borehole seismic arrays for micro earthquake monitoring in anisotropic media during stimulations in the EGS collab project / Y. Chen,
L. Huang, EGS Collab Team // Geothermics. – 2019. – N. 79. – P. 61–66.

178. Chermoshentseva, A. A. Annular-mist flows of steam-water geothermal mixture / A. A. Chermoshentseva, A. N. Shulyupin // Proceeding of the 27-th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California: Stanford University, 2002. 179. Chermoshentseva, A. A. Comparative analysis of computer programs for hydraulic calculation of steam-water mixture in pipelines / A. A. Chermoshentseva, A. N. Shulyupin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. -2021. - N. 895 - (012011).

180. Chermoshentseva, A. The tasks of hydraulics of steam-water wells in the development of steam-hydrothermal fields / A. Chermoshentseva, A. Shulyupin // E3S Web Conference: VII International Scientific Conference "Problems of Complex Development of Georesources". -2018. - V.56. - N.01009. - 7 p.

181. Chiu, K. Modeling of Wellbore Heat Losses in Directional Wells under Changing Injection Conditions / K. Chiu, S. C. Thakur // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1991. – P. 517–528.

182. Chong, Q. Evaluation of closed-loop U-Tube deep borehole heat exchanger in the Basal Cambrian Sandstone formation, Alberta, Canada / Q. Chong, J. Wang, I. D. Garts // Geothermal Energe. – 2022. – V. 10. – N. 21. – P. 1–20.

183. Cioppi, D. A new approach to geothermal production testing recent experiences in the USA and Italy / D. Cioppi, F. Quercia, G. Tore [et al.] // Proceedings of the International Conference on Geothermal Energy. – Florence (Italy), 1982. – V. 1. – P. 235–266.

184. D'Auria, F. Two-Phase Critical Flows Models / F. D'Auria, P. Vigni. – OECD Nuclear Energy Agency, 1980. – 276 p.

185. 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. – N. 111. – P. 31–41.

186. 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.

187. DiPippo, R. Geothermal power plants: Evolution and performance assessments / R. DiPippo // Geothermics. – 2015. – V 53. – P. 291–307.

188. Djajic, N. Some aspects of heat and mass transfer in geothermal wells / N. Djajic, L. J. Parajanin, D. Malic // Proceedings, Future Energy Prod. Syst. Heat and Mass

Transfer. - 1976. - V. 2. - P. 477-485.

189. Elder, J. W. Heat and mass transfer in the Earth: Hydrothermal systems / J. W. Elder. – New Zealand, 1966. – 115 p.

190. Franca, F. The use of fractal techi-ques for flow regime in indification / F.
Franca, M. Acikgoz, R. T. (Jr) Lachey [et al.] // International Journal of Multiphase Flow.
– 1991. – V. 17. – N. 4. – P. 545–552.

191. Franz, P. Flow State Solution. Volsung User Manual. Version 1.15.0. / P. Franz, J. Clearwater. – New Zealand, 2021. – 187 p. // URL: https://www.flowstatesolutions.co.nz/swanhild.

192. Firanda, E. The effect of well elevation on production in Lumut Balai Field /
E. Firanda, M. B. Saputra, M. Silaban // Proceedings of the World Geothermal Congress
2015. – Melbourne, Australia, 2015. – N 22048. – 3 p.

193. 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 2015. – Melbourne, Australia, 2015. – N. 25007.

194. 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, Indonesia, 2010. – N. 2501.

195. Ghavidel, A. Design parameters impacting electricity generation from horizontal multilateral closed-loop geothermal systems in Hot Dry Rock / A. Ghavidel, R. Gracie, M. B. Dusseault // Geothermics. – 2022. V. 105. – N. 102469. – P. 1053–1068.

196. Goldszal, A. LedaFlow 1D: Simulation results with multiphase gas/condensate and oil/gas field data / A. Goldszal, J. I. Monsen, T. J. Danielson [et al.] // Proceedings of the 13th International Conference on Multiphase Production Technology. – Edinburgh (UK). BHR Group, 2007.

197. Gould, T. L. Vertical two-phase steam-water flow in geothermal wells / T. L. Gould // Journal of Petroleum Technology. – 1974. – N. 8. – P. 833–842.

198. Grubelich, M. C. An overview of a high energy stimulation technique for geothermal applications / M. C. Grubelich, D. King, S. Knudsen [et al.] // Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 2015. – N. 31070. – P. 1–6.

199. Gudmundsdottir, H. The Wellbore simulator FloWell – model enhancement and verification / H. Gudmundsdottir, M. T. Jonsson // Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 2015. – N. 22071. – 10 p.

200. Gudmundsdottir, H. The Wellbore Simulator FloWell / H. Gudmundsdottir,M. T. Jonsson, H. Palsson // Proceedings of the 38th Workshop Geothermal ReservoirEngineering. – Stanford, California: Stanford University, 2013.

201. Gunn, C. I. M. An Integrated Steady Wellbore Simulator and Analysis Package / C.I.M. Gunn, D. H. Freeston // Proceedings of the 13th New Zealand Geothermal Workshop. – Auckland, New Zealand, 1991. – P. 161–166.

202. Gunn, C. I. M. Aspects of Geothermal Wellbore Simulation / C. I. M. Gunn.– Project report for ME. University of Auckland. – 1992.

203. Hasan, A. R. Modeling two-phase fluid and heat flows in geothermal wells / A. R. Hasan, C. S. Kabir // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – N. 71. – P. 77–86.

204. Hibiki ,T. Channel size effect on drift-flux parameters for adiabatic and boiling two-phase flows / T. Hibiki, P. J. S. Rassame, S. Miwa [et al.] // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2022. – V. 185. – N. 122410.

205. Holmberg, H. Numerical model for nongrouted borehole heat exchanges, part 2 – Evaluation / H. Holmberg, J. Acuña, E. Næss, O.K. Sønju // Geothermics. – 2016. – N. 59. – P. 134–144.

206. Hunt, J. D. Selica gel behavir under different EGS chemical and thermal condition: an experimental study / J. D. Hunt, S. M. Ezzedine, W. Bourcier, S. Roberts // Proceedings of the 37th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California: Stanford University, 2012. – 10 p. 207. Huttrer, G. W. Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report / G. W. Huttrer // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021. – 17 p.

208. Irsamukhti, R. Evaluation of James Lip Pressure Method for Low Flow Rate Geothermal Well: ML-5 Case Study / R. Irsamukhti, A. P. Putra, Novianto // Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 2015. – N. 25023.

209. Iry, S. Transient numerical simulation of the coaxial borehole heat exchanger with the different diameters ratio / S. Iry, R. Rafee // Geothermics. -2019. - N. 77. - P. 158-165.

210. Ishii, M. Two-fluid model and hydrodynamic constitutive relations / M. Ishii,
K. Mishima // Nuclear Energy and Design. – 1984. – V. 82. – N. 2–3. – P. 107–126.

211. Itoi, R. Numerical Simulation of Well Characteristics Coupled with Steady Radial Flow in a geothermal Reservoir / R. Itoi, Y. Kakihara, M. Fukuda, A. Koga // International Symposium On Geothermal Energy. – Kumamoto and Beppu, 1988. – P. 201–204.

212. Itoi, R. Numerical Simulators for Two-Phase Wellbore Flow and Well Test Analysis of Kyushu University / R. Itoi, T. Tanaka // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

213. James, R. Discharging through an oriface determines steam-water enthalpy / R. James // Proceedings of the Workshop Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California: Stanford University, 1987. – N. 12. – 4 p.

214. James, R. Study of sonic steam-water mixtures by laser beam, hot-wire anemometer, pitot tube and digital thermometer / R. James [et al.] // Workshop Univ. - Auckland, 1982. – N. 2. – P. 93–95.

215. James, R. Factors controlling borehole performance / R. James // Geothermics. - 1970. - V. 2. - P. 1502–1515.

216. James, R. Steam-water critical flow through pipes / R. James // Proceedings of the Inst. of Mechanical Engineers, 1962. – V. 176. – N. 26. – P. 741–748.

217. Kamali, A. Analysis of injection-induced shear slip and fracture propagation in geothermal reservoir stimulation / A. Kamali, A. Ghassemi // Geothermics. – 2018.

V. 76. – P. 93–105.

218. Kakac, S. A Review of two-phase flow dynamic instabilities in tube boiling systems / S. Kakac, B. Bon // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2008. – V. 51. – N. 3-4. – P. 399–433.

219. Kong, R. Interfacial area transport models for horizontalair-water bubbly flow in different pipe sizes / R. Kong, S. Qiao, S. Kim [et al.] // International Journal of Multiphase Flow. – 2018. – V. 106. – P. 46–59.

220. Koohi-Fayegh, S. Long-term study of vertical ground heat exchangers with varying seasonal heat fluxes / S. Koohi-Fayegh, M.A. Rosen // Geothermics. – 2018. – N. 75. – P. 15–25.

221. La Camera, F. Renewable capacity statistics 2021/ F. La Camera. – IRENA International Renewable Energy Agency. // URL: https://www.irena.org/publications/ 2021/March/ Renewable-Capacity-Statistics-2021.

222. Ledinegg, M. Instability of flow during natural and forced circulation / M. Ledinegg // Die Warme. –1938. – N. 61 (8). – P. 891–898.

223. 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.

224. Long, J. Case study of flow instabilities in subchannels via multidimensional CFD approach / J. Long, B. Yang, B. Zhang, S. Wang // Annals of Nuclear Energy. – 2023. – V. 184. – N. 109671.

225. 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. – N. 57. – P. 157–172.

226. Lund, J. W. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review /J. W. Lund, T. L. Boyd // Geothermics. – 2016. – V. 60. – P. 66–93.

227. Lund, J. W. 2000 World-wide direct uses of geothermal energy, 2000 / J. W. Lund, D. H. Freeston // Proceedings of the World Geothermal Congress 2000. – Hyushu-Tohoku (Japan), 2000. – V. 1. – P. 1–21.

228. Lund, J.W. Direct utilization of geothermal energy 2010 World-wide review /

J. W. Lund, D. H. Freeston, T. L. Boyd // Proceedings of the World Geothermal Congress 2010. – Bali, Indonesia, 2010.

229. Lund, J.W. Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review / J. W. Lund, A. N. Toth // Geothermics. – 2021. – V. 90. – N. 101915. – P. 1–31.

230. Luo, Y. Integrated analytical modeling of transient heat transfer inside and outside U-Tube ground heat exchanger. A new angle from composite-medium method / Y. Luo, T. Yan, J. Yu // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2020. – V. 162. – N. 120373. – P. 1–16.

231. March, A. Modelling a geothermal steam fields to evaluate well capacities and assist operational decisions / A. March // Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 2015. – N. 25008. – 9 p.

232. Marini, L. A chloride method for determination of the enthalpy of steam/ Water mixtures discharged from geothermal wells / L. Marini, R. Cioni // Geothermics. – 1985. – V. 14. – N. 1. – P. 29–34.

233. Marquez, S. L. SIMGWEL: EDC's New Geothermal Modeling Software / S. L. Marquez, T. A. S. Sazon, J. B. Omagbon // Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 2015.

234. McGuinness, M. J. SwelFlo User Manual. Version 2.02 / M. J. McGuinness. – Marsan Consulting Ltd., Wellington, NZ, 2015. – 126 p. // URL: https://archive.org/ detalts/manualzilla-id-5783383/page/n7/mode/1up.

235. Michalski, A. First field application of temperature sensor modules for groundwater flow detection near borehole heat exchanger / A. Michalski, N. Klitzsch // Geothermal Energy. -2019. - N. 7:37. - 16 p.

236. Miller, C. W. Wellbore effects in geothermal wells / C. W. Miller // SPEJ. – 1981. – V. 20. – N. 6. – P. 555–566.

237. Miller, C. Wellbore Effects in the Analysis of Two-Phase Geothermal Well Tests / C. Miller, S. Benson, M. O'Sullivan, K. Pruess // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1982. – N. 22. – P. 309–320. 238. Miwa, S. Performance of drift-flux correlations for predicting void fraction of two-phase flow in tight-lattice rod bundles / S. Miwa, T. Hibiki, K. Katono // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2022. – V. 191. – N. 122664.

239. Morente, C. P. P. Accurate Prediction of Feed Enthalpy and Mass Flow using Flowing Survey Analysis Workflow by Combining Production Logging Analysis (PLA) and Wellbore Simulation / C. P. P. Morente // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

240. Mubarok, M. H. The statistical analysis comparison between lip pressure and separator in production well testing at Lahendong and Ulubelu field / M. H. Mubarok, Y. D. Cahyono, S. Patangke, E. E. Siahaan // Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 2015. – N. 25013. – 7 p.

241. Mubarok, M. H. Discharge stimulation of geothermal wells: Overview and analysis / M. H. Mubarok, S. J. Zarrouk // Geothermics. – 2017. – V 70. – P. 17–37.

242. Muriga, G. Numerical Simulation of Wellbore Flow of Well MW-13B in Menengai Geothermal Field, Kenya / G. Muriga, R. Itoi // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

243. Nathenson, M. Flashing flow in hot-water geothermal wells / M. Nathenson // Journal of Research US Geol. Surv. – 1974. – V. 2. – N. 6. – P. 743–751.

244. 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. – N. 573192. – 15 p.

245. Nguyen, A. A method for fast economic optimization of large hybrid ground source heat pump systems / A. Nguyen, J. Tamasauskas, M. Kegel // Geothermics. – 2022.
V. 100. – N. 102473. – P. 1–14.

246. Nitschke, F. A Fully-Coupled Implicit Transient Two-Phase Wellbore Simulator / F. Nitschke, M. G. Korzani, S. Held, T. Kohl // Proceedings World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

247. 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. – N. 74. – P. 135–149.

248. O'Neill, L. E. Review of two-phase flow instabilities in macro- and microchannel systems / L. E. O'Neill, I. Mudawar // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2020. – V. 157. – N. 119738. – P. 1–43.

249. 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. – N. 22094. – 8 p.

250. Osgouei, Y. T. Experimental and numerical study of flow and thermal transport in fractured rock / Y. T. Osgouei, S. Akin // Heat and Mass Transfer. – 2021. V. 57. – P. 1053–1068.

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

252. Potapov, V.V. Membrane concentration of hydrothermal SiO₂ nanoparticles. /
V. V. Potapov, R. S. Fediuk, D. S. Gorev // Separation and Purification Technology. –
2020. – V. 251. – 15 p.

253. Palachio, A. A computer code for determining the flow characteris-tics in a geothermal well / A. A. Palachio // Proceedings of the International Conference on Numerical Methods of Thermal Problem. – Swansen, 1985. – Part 2. – P. 922–933.

254. Palachio, A. Effect of heat transfer on the performance of geothermal wells / A. Palachio // Geothermics. – 1989. – V. 19. – N. 4. – P. 311–328.

255. Pan, L. T2Well – An integrated wellbore-reservoir simulator / L. Pan, C. M. Oldenburg // Computers & Geosciences. – 2014. – V. 65. – P. 46–55.

256. 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. – V 81. – P. 804–810.

257. Polovnikov V. Numerical analysis of geothermal energy sources thermal regimes in the Tomsk region / V. Polovnikov, S. Shelemehova // E3S Web of Conferences XXXIX Siberian Thermophysical Seminar (STS-39). – 2023. – V. 459. – N. 07008.

258. Pratama, G. R. The Strategy of Reinjection Drilling at Lumut Balai Geothermal Field, Sumatera Selatan, Indonesia / G. R. Pratama, S. T. Nurseto, M. T. Arifin, M. H. Thamrin // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

259. Rae, A. J. The trace metal chemistry of deep geothermal water, Palipinon geothermal field, Negros Island, Philippines: Implications for precious metal deposition in epithermal gold deposits / A. J. Rae, D. R. Cooke, K. L. Brown // Economic Geology and the bulletin of society of economic geologists. – 2011. – V. 106. – P. 1425–1446.

260. Ramey, H. J. Wellbore Heat Transmission / H. J. Ramey // Journal of Petroleum Technology. – 1962. – N. 14. – P. 427–435.

261. Renaud, T. Numerical simulation of a deep borehole heat exchanger in the Krafla geothermal system / T. Renaud, P. Verdin, G. Falcone // International Journal of Heat and Mass Transfer. -2019. - V. 143.

262. Renewables 2020. Analysis and Forecast 2025. – International Energy Agency Report, 2020. – 172 p. // URL: https://www.iea.org/renewables-2020.

263. 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.

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

265. Sanyal, S. K. Cost geothermal power and factors that affect it / S. K. Sanyal // Proceedings of the World Geothermal Congress 2005. – Turkey, 2005.

266. Schreiber, S. Operational issues in geothermal energy in Europe: Status and overview / editor by S. Schreiber, A. Lapanje, P. Ramsak, G. Breembroek. – Geothermal Era-Net, 2016. – 93 p.

267. Siahaan, E. E. Success Development Drilling in Ulubelu Green Field in South Sumatra Based on Geological Structure Evidence, Generate 4X55MW / E. E. Siahaan, D. S. Sasradipoera, T. H. Silitonga [et al.] // Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 2015. – 9 p.

268. Shulyupin, A. N. Some aspects of steam-water flow simulation in geothermal wells / A. N. Shulyupin // Proceedings of the 21-st Workshop on Geothermal Reservoir

Engineering. – Stanford, California: Stanford University, 1996. – P. 175–178.

269. 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.

270. Shulyupin, A. Testing of steam-water wells / A. Shulyupin, V. Alekseev // Proceedings of the World Geothermal Congress 1995. – Florence, Italy, 1995. – V. 3. – P. 1835–1837.

271. Shulyupin, A. N. A mathematical model to calculate steam-water flows in wells in the individual zone of the feeding aquifer mixture / A. N. Shulyupin, A. A. Chermoshentseva // В сборнике Информационные технологии и высокопроизводительные вычисления. Материалы V международной научно-практической конференции. – Хабаровск, 2019. – С. 359–368.

272. Shulyupin, A. N. Calculation of characteristics of a feeding aquifer of a steamwater well by wellhead measurements mixture / A. N. Shulyupin, A. A. Chermoshentseva // Proceedings of the 44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California: Stanford University, 2019. – 4 p.

273. Shulyupin, A. Maximum Flow-Rate of Steam-Water Wells mixture / A. Shulyupin, A. Chermoshentseva // Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. Melbourne, Australia, 2015. – N. 25015.

274. Shulyupin, A. N. New data on the stability of flow in steam-water geothermal well mixture / A. N. Shulyupin, A. A. Chermoshentseva // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. -2019. - V.367. - N.012024. - 10 p.

275. Shulyupin, A. N. A new program for the hydraulic calculation of steam-water mixture pipelines in geothermal fields mixture / A. N. Shulyupin, A. A. Chermoshentseva, N. N. Varlamova // E3S Web of Conferences VIII International Scientific Conference "Problems of Complex Development of Georesources". -2020. - V. 192. - N. 04004. - 7 p.

276. 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". – 2019. – V. 2426. – P. 103–109.

277. Shulyupin, A. N. Simulators for steam-water flow in geothermal wells and pipelines / A. N. Shulyupin, A. A. Chermoshentseva, N. N. Varlamova // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021. – N. 33028. – 4 p.

278. 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. - V. 3 - N. 23. - 11 p.

279. Shulyupin, A. N. Determining the Void Fraction in the Hydraulic Design of Geothermal Steam-Water Mixture Piping. / A. N. Shulyupin, N. N. Varlamova // Thermal Engineering. – 2021. – V. 68. – P. 395–399.

280. 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. – N. 22044. – 6 p.

281. 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. – V. 80. – P. 265–280.

282. 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.

283. Sokolowski, L. Assessment of Two-Pase Flow Models Performance in RE-LAP5 and TRACE Against Marviken Critical Flow Tests / L. Sokolowski, T. Kozlowski // Transactions of American Nuclear Society. – 2010. – V. 102. – P. 655–657.

284. Soltani, M. Environmental, economic, and social impacts of geothermal energy systems / M. Soltani, F. M. Kashkooli, M. Souri, [et al.] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2021. – V. 140. – N. 110750.

285. Stewart, H. B. Two-phase flow: models and methods / H. B. Stewart, B. Wendorff // Journal of Computational Physics. – 1984. – V. 56. – N. 3. – P. 363–409. 286. Tachimori, M. A numerical simulation model for vertical flow in geothermal wells / M. Tachimori // Proceedings of the Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California: Stanford University, 1982. – N. 8. – P. 155–160.

287. Tadrist, L. Review on two-phase flow instabilities in narrow spaces / L. Tadrist // International Journal of Heat and Fluid Flow. – 2007. – P. 54–62.

288. Tolivia, E. Flow in geothermal wells (An analitical study) / E. Tolivia // Geothermics. – 1972. – V. 1. – N. 4. – P. 141–145.

289. Tonkin, R. A. A review of mathematical models for geothermal wellbore simulation / R. A. Tonkin, M. O'Sullivan, J. O'Sullivan // Geothermics. – 2021. – V. 97(1). – N. 102255.

290. Tonkin, R. Development of a Transient, Multi-Feed Geothermal Wellbore Simulator / R. A. Tonkin, M. O'Sullivan, J. O'Sullivan // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

291. Trapp, J. A. The mean flow character of two-phase flow equations / J. A. Trapp // International Journal of Multiphase Flow. – 1986. – V. 22. – N. 2. – P. 263–276.

292. Twerda, A. Application of Wellbore Flow Modelling in Geothermal Systems – Lessons Learned from Oil and Gas Production Systems / A. Twerda, P. S. Omrani, A. Mack, J. Westende // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

293. Upton, P. S. Heat Transfer in High Enthalpy Geothermal Wells – A casestudy / P. S. Upton // Proceedings World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

294. Upton, P. S. The Wellbore simulator SIMU 2000 / P. S. Upton // Proceedings of the World Geothermal Congress 2000. – Kyushu-Tohoku, 2000. – P. 2851–2856.

295. Upton, P. S. The wellbore simulator SIMU93 / P. S. Upton // Proceedings of the World Geothermal congress 1995. – Florence, 1995. – V. 3. – P. 1741–1744.

296. Valladares, O.G. Numerical modeling of flow processes inside geothermal wells: An approach for predicting production characteristics with uncertainties / O. G. Valladares, P. S. Upton, E. Santoyo // Energy Conversion and Management. -2006. - V. 47. - P. 1621-1643.

297. Vasini, E. Interpretation of production tests in geothermal wells with T2Well-EWASG / E. Vasini, A. Battistelli, P. Berry [et al.] // Geothermics. – 2018. – N. 73. – P. 158–167.

298. Villacorte, J. D. Integrated Modeling of Reservoir to Pipeline for Geothermal Field Application / J. D. Villacorte, J. B. Omagbon, D. M. Yglopaz [et al.] // Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. – Reykjavik, Iceland, 2021.

299. Vinsome, P. K. W. Multi-purpose simulation / P. K. W. Vinsome, G. M. Shook // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1993. – V. 9. – P 29–38.

300. Wibowo, A. T. Production Test Analysis of XYZ-Well at Deing Geothermal Field Using Horizontal Discharge Lip Pressure Method with Russel James Equation and Hiriart Equation / A. T. Wibowo, M. Thasril, P. Sirait // Proceeding of the World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 2015. – N. 25005.

301. 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.

302. 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. – V. 33. – P. 347–370.

303. Wołoszyn, J. Experimental verification and programming development of a new MDF borehole heat exchanger numerical model / J. Wołoszyn, A. Gołaś // Geothermics. – 2016. – V. 59. – P. 67–76.

304. World gross electricity production by source, 2019– Charts – Data & Statistics – IEA. – International Energy Agency Report, 2020. // URL: https://www.iea.org/data-statistics/ chars/world-gross-electricity-production-by-source-2019.

305. Wormalde, C. N. Two phase flow measurement / C. N. Wormalde // Measurement and instrum. control. – GB, 1984. – P 61–72.

306. 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 // Proceeding of the 44-th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California: Stanford University, 2019. 307. Xu, Y. Correlations of void fraction for two-phase refrigerant flow in pipes / Y. Xu, X. Fang // Applied Thermal Engineering. – 2014. – V. 64. – P. 242–251.

308. Yanagisawaa, N. Temperature-dependent scale precipitation in the Hijiori Hot Dry Rock system, Japan / N. Yanagisawaa, I. Matsunagaa, H. Sugitaa [et al.] // Geothermics. – 2008. – V. 37. – P. 1–18.

309. Yasuda, Y. Development of a two-phase flow metering system / Y. Yasuda, T. Horikoshi, D. B. Jung // Proceedings of the World Geothermal Congress 2000. – Kyu-shu-Tohoku, 2000. – P. 3349–3353.

310. Ye, Z. Uncertainty analysis for heat extraction performance from f stimulated geothermal reservoir with diminishing feature of permeability enhancement / Z. Ye, J. G. Wang // Geothermics. – 2022. V. 100. – N. 102339. – P. 1–16.

311. Zarrouk, S. Geothermal Steam-Water Separators: Design overview / S. L. Zarrouk, M. H. Purnanto // Geothermics. – 2015. – N. 53. – P. 236–254.

312. Zarrouk, S. J. Geothermal Well Test Analysis: Fundamentals. Applications and Advanced Techniques / S. J. Zarrouk, K. McLean. – Academic Press Inc. – 2019. – 349 p.

313. Zhao, H. D. Geothermal two-phase flow in horizontal pipes / H. D. Zhao,
K. C. Lee, D. H. Freeston // Proceedings, World Geothermal Congress 2000. – KyushuTohoku, 2000. – P. 3349–3353.

314. 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, California: Stanford University, 2019. – 6 p.

315. 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. – N. 134. – P. 296–310.

316. Zhang, X. Machine learning-based performance prediction for ground source heat pump systems / X. Zhang, E. Wang, L. Liu, C. Qi // Geothermics. – 2022. – V. 105. – N. 102509. – P. 1–19.



















Приложение Б





о внедрении разработок Чермошенцевой А.А. по расчету пароводяных течений на Мутновском геотермальном месторождении

Настоящий акт составлен о том, что компьютерные программы по расчету пароводяных течений в скважинах и наземных трубопроводах, разработанные Чермошеницевой А.А., использовались при проектировании систем транспорта пароводяной смеси скважин 037, 013, 053, 017 и оценке изменения производительности скважины А-2.

Ввиду отсутствия утвержденных методических подходов экономический эффект от внедрения указанных разработок не определялся.

Главный гидрогеолог ОАО «Геотерм»

36/8-

Чернев И.И.



АКТ о внедрении разработок Чермошенцевой А.А. по расчету пароводяных течений

Настоящий акт составлен о том, что компьютерные программы по расчету пароводяных течений, разработанные Чермошеннцевой А.А., использовались при проектировании реконструкции систем транспорта геотермального теплоносителя на Паужетском месторождении парогидротерм. Ввиду отсутствия утвержденных методических подходов экономический эффект от внедрения указанных разработок не определялся.

Главный инженер

Красноперов М.Ф.

«УТВЕРЖДАЮ» Исполицительный директор AO «Геотерні» А.А. Любин » ноября 2018 г. АКТ О ВНЕДРЕНИИ

результатов научно-исследовательских разработок в практическую деятельность

Комиссия в составе:

Главного инженера АО «Геотерм» Корепина Дмитрия Игорьевича, зам. главного инженера по ресурсной части АО «Геотерм» Чернева Ивана Ивановича, начальника участка ГТР Романова Николая Владиславовича, велущего программиста Шадрина Александра Витальевич, зам. директора ИГД ДВО РАН Шулюпина Александра Николаевича.

составила настоящий акт в том, что в пользование АО «Геотерм» передан комплекс программ WELL-4 для расчета течений в пароводяной скважине, разработанных А.Н.Шулюпиным, А.А.Чермошенцевой, А.В.Константиновым.

Правообладателем программ является Институт горного дела ДВО РАН.

Научно-исследовательская разработка внедрена и используется для расчета производительности при обосновании реконструкции скважин с установкой вкладыща в процессе промышленной разработки Мутновского месторождения парогидротерм.

Члены комиссии:

Главный инженер АО «Геотерм»

Зам. главного инженера по ресурсной части

Начальник участка ГГР

Ведущий программист

Зам. директора ИГД ДВО РАН

Д.И.Корения

И.И.Чернев

Н.В.Романов

А.В.Шадрин

А.Н.Шулюпин

«УТВЕРЖДАЮ» Исволнительный директор аО «Гестери» А.А. Любин » ноября 2018 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

результатов научно-исследовательских разработок в практическую деятельность

Комиссия в составе:

Главного инженера АО «Геотерм» Корелина Дмитрия Игорьевича, зам. главного инженера по ресурсной части АО «Геотерм» Чернева Ивана Ивановича, начальника участка ГГР Романова Николая Владиславовича, ведущего программиста Шадрина Александра Витальевич, з

ам. директора ИГД ДВО РАН Шулюпина Алсксандра Николаевича,

составила настоящий акт в том, что в пользование АО «Геотеры» передана программа для расчета течений в наземпых трубопроводах пароводяной смеси, разработанная А.Н.Шулюпиным, А.А.Чермошениевой и др.

Правообладателем программы является Институт горного дела ДВО РАН.

Научно-исследовательская разработка внедрена и используется для расчета перенадов давления и рациональных диамстров трубопроводов для транспортировки пароводяного теплопосителя от добычных скважин до Мутновских ГеоЭС.

Члены комиссии:

Главный инженер АО «Геотерм»

Зам. главного инженера по ресурсной части

Начальник участка ГГР

Ведущий программист

Зам. директора ИГД ДВО РАН

Д.И.Коренин

И.И.Чернев

Н.В.Романов

А.В.Шадрин

А.Н.Шулюния

УТВЕРЖДАЮ Директор Филиала Он * ПУ ПАО «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергетика Филиал Возобновляема энергетика Любин А.А. Just Da 2022 г. DIETNKN H

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.

Приложение В



Приложение Г



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО РЫБОЛОВСТВУ

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «КАМЧАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

УТВЕРЖДАЮ ректор по УНР КамчатГТУ Салтанова Н.С. 2014 r.

AKT

о внедрении результатов докторской диссертационной работы в учебный процесс

Результаты исследований и материалы докторской диссертации доцента кафедры «Физика и высшая математика» Чермошенцевой А.А. используются в лекционных курсах, практических и лабораторных занятиях по дисциплинам:

- «Математический аппарат инженера» для бакалавров направления подготовки 09.03.01 «Информатика и вычислительная техника»;
- «Вычислительная математика» для бакалавров направлений подготовки 09.03.01 «Информатика и вычислительная техника», 09.03.04 «Программная инженерия»;
- «Методы оптимизации» для бакалавров направлений подготовки 09.03.01 «Информатика и вычислительная техника», 09.03.04 «Программная инженерия».

Начальник учебно-методического управления

Glub

12d

Н.К. Кириенко

Заведующий кафедры «Физика и высшая математика» к.т.н., доцент

-А.И. Задорожный

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВИЭ возобновляемые источники энергии;
- ГеоЭС геотермальная электростанция
- *div* дивергенция
- *D* диаметр трубы, м;
- *R* радиус трубы, м;
- *L* длина, м;
- П периметр сечения канала, м;
- *S* площадь сечения трубы, м/с;

V – объем, м³;

- m масса, кг;
- ρ плотность, кг/м³;
- G массовый расход смеси, кг/с;
- Q объемный расход смеси, м³/с;
- *p* давление, Па;
- *h* удельная энтальпия, Дж/кг;
- τ касательное напряжение, Па;
- Fr число Фруда;
- Re-число Рейнольдса;
- Х-параметр Локкарта-Мартинелли;
- М число Маха;
- g ускорение свободного падения, м/с²;
- v скорость, м/с;
- j плотность массового расхода, кг/(с·м²);
- *w* приведенная скорость (плотность объемного расхода, скорость определяемая по гомогенной модели), м/с;
- ф истинное объемное газосодержание;
- β-объемное расходное газосодержание;

- µ коэффициент динамической вязкости, Па·с;
- v коэффициент кинематической вязкости, м²/с;
- λ коэффициент теплопроводности, Bt/(м·K)
- *s* коэффициент скольжения фаз;
- ξ коэффициент трения;
- σ коэффициент поверхностного натяжения, Н/м;
- ζ коэффициент местных сопротивлений;
- a коэффициент температуропроводности окружающих пород, м²/с;
- с удельная теплоемкость, Дж/(кг·К);
- χ скорость фазового перехода, кг/(м³·с);
- δ толщина пленки, м;
- *t* время, с;
- *T* температура, К.

Индексы:

- *g* относящийся к газовой фазе;
- *l* относящийся к жидкой фазе;
- кр относящийся к критическому;
- пл относящийся к пленке;
- я относящийся к ядру;
- с относящийся к стенке;
- г относящийся границе;
- к относящийся к капле;
- ср средний;
- у относящийся к устью;
- заб относящийся к забою;
- *int* внутренний;
- *ext* внешний.