

**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт горного дела Дальневосточного отделения
Российской академии наук**

На правах рукописи

Чернев Иван Иванович

**ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ
ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАРОГИДРОТЕРМ КАМЧАТКИ**

Специальность: 25.00.20 – Геомеханика, разрушение горных пород,
рудничная аэрогазодинамика и горная теплофизика

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель: доктор технических наук А.Н. Шулюпин

Хабаровск – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1. Постановка задач по обоснованию способов повышения производительности добычных скважин на месторождениях парогидротерм	9
1.1. Состояние освоения геотермальных ресурсов	9
1.2. Проблемы и перспективы освоения геотермальных ресурсов Камчатки	16
1.3. Краткая характеристика Мутновского месторождения парогидротерм	22
1.4. Характеристики производительности и особенности эксплуатации добычных скважин на месторождениях парогидротерм.....	29
1.5. Способы повышения производительности добычных скважин на месторождении парогидротерм и задачи их обоснования	32
2. Повышение производительности пароводяных скважин путем изменения их конструкции	36
2.1. Методы возбуждения и условия устойчивого режима эксплуатации пароводяных скважин	36
2.2. Краткий обзор методов расчета пароводяных течений в стволе пароводяной скважины	43
2.3. Математическая модель для расчета течений в пароводяной скважине	49
2.4. Обоснование проекта реконструкции скважины А-2 Мутновского месторождения	54
2.5. Установка вкладыша как способ стабилизации режима работы скважины	59

3. Повышение производительности путем изменения условий течения на устье	67
3.1. Определение оптимального радиуса кривизны отвода на устье скважины	67
3.2. Методика оценки увеличения расхода теплоносителя при оборудовании устья плавным отводом	70
3.3. Расчет перепада давления на местном сопротивлении	76
3.4. Определение приращения расхода при реконструкции устья скважин Мутновского месторождения	78
3.5. Дросселирование на устье как способ стабилизации режима работы скважины	82
4. Снижение потерь теплоносителя при определении расходных параметров на устье пароводяных скважин	86
4.1. Краткий обзор существующих методов определения расходных параметров пароводяных скважин	86
4.2. Организация измерений параметров скважин на Мутновском месторождении	92
4.3. Теоретическое обоснование метода динамических давлений	97
4.4. Экспериментальное исследование динамических давлений в пароводяном потоке	101
4.5. Рекомендации по применению метода динамических давлений	107
Заключение	112
Список литературы	114

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Извлечение глубинного тепла Земли является динамично и устойчиво развивающимся направлением освоения нетрадиционных источников энергии. В настоящее время данное направление успешно конкурирует с традиционными видами энергетики даже без дотаций со стороны различных государственных и международных программ, обычно поддерживающих освоение нетрадиционных ресурсов. При этом имеются значительные резервы для повышения эффективности использования геотермальных ресурсов за счет совершенствования систем добычи теплоносителя.

Кроме энергетического использования привлекает внимание ценность компонентного состава геотермальных флюидов. Генезис многих месторождений полезных ископаемых связан с гидротермальной деятельностью. Поэтому геотермальные флюиды можно рассматривать как непосредственный источник минерального сырья, использование которого позволяет миновать длительную стадию формирования месторождений полезных ископаемых в естественных условиях.

Отмечая хорошие перспективы практической геотермии, особенно при комплексном использовании флюидов, следует обратить внимание, что как с энергетической точки зрения, так и с учетом ценности компонентного состава наибольший интерес представляют высокотемпературные флюиды. При этом для практического освоения на ближайшую перспективу наибольший интерес представляют месторождения теплоэнергетических вод, флюиды которых представлены в основном смесью воды и водяного пара, называемые месторождениями парогидротерм. Обоснование способов повышения производительности добычных скважин путем изменения конструкции обсадных колонн и устьевой обвязки является актуальной научной задачей при разработке месторождений парогидротерм.

Работа основана на результатах исследований, выполненных при непосредственном участии автора в процессе решения задач, поставленных в ходе практической разработки Мутновского месторождения парогидротерм (Камчатка) и на-

правленных на повышение эффективности использования существующего фонда скважин.

Цель работы состоит в научном обосновании и практической реализации способов повышения производительности добычных пароводяных скважин путем модификации конструкции обсадных колонн и устьевой обвязки при разработке месторождений парогидротерм.

Идея работы заключается в том, что оптимизация термогидродинамических условий течения пароводяной смеси обеспечивается рациональным изменением конструкции обсадных колонн и устьевой обвязки пароводяных скважин.

Предмет исследований: гидрогазодинамические и термодинамические процессы в добычной скважине на месторождениях парогидротерм.

Основные задачи исследований:

1. Разработать методику и оценить уровень повышения производительности добычной скважины при изменении внутреннего диаметра эксплуатационной колонны;

2. Установить приращение расхода добываемого теплоносителя при организации его плавного отвода на устье скважин на основе разработки предметной методики;

3. Обосновать способ определения расходных параметров пароводяных скважин без отключения от магистрального трубопровода на базе данных экспериментальных исследований динамических процессов.

Методы исследований. В работе использован комплексный подход, включающий: анализ и обобщение опытных данных по испытанию добычных скважин при разработке месторождений парогидротерм, численное моделирование пароводяного течения в скважине, экспериментальное исследование динамических процессов в пароводяном потоке, натурный эксперимент с реконструкцией действующей добычной скважины.

Научные положения, защищаемые автором:

1. Повышение верхнего предела рабочего устьевого давления и устойчивости режима работы добычной пароводяной скважины достигается на основе ра-

ционального изменения конструктивных параметров обсадной колонны.

2. Повышение объема добываемого теплоносителя (до 2 %) обеспечивается установкой плавного отвода смеси на устье высокодебитных пароводяных скважин.

3. Определение расходных параметров пароводяной смеси без вывода скважины из эксплуатации обеспечивается на основе оперативного установления динамического давления набегающего и огибающего потока.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций обеспечивается: необходимым объемом экспериментальных данных, корректным использованием математических моделей, реализацией разработанных рекомендаций при освоении месторождений парогидротерм.

Научная новизна выполненных исследований состоит в следующем:

- выявлены закономерности распределения динамического давления пароводяного потока по сечению трубы;
- разработан способ определения расходных параметров пароводяной смеси на основе измерения динамического давления набегающего на напорную трубку и огибающего ее потока;
- обосновано повышение верхнего предела рабочего давления и устойчивости режима работы пароводяной скважины (при установке в верхней части обсадной колонны вкладыша меньшего диаметра) на основе результатов математического моделирования и последующей практической реализации;
- разработана методика оценки повышения расхода теплоносителя при установке плавного отвода на устье скважины, определены рациональные параметры отвода.

Личный вклад автора заключается в:

- проведении экспериментальных исследований по измерению динамического давления пароводяного потока набегающего и огибающего напорную трубку и его распределения по сечению трубы;
- постановке задачи по повышению верхнего предела рабочего давления

пароводяной скважины путем установки в верхней части вкладыша меньшего диаметра и проведении натурального эксперимента с соответствующим изменением конструкции скважины А-2 Мутновского месторождения парогидротерм;

- определении рациональных параметры отвода смеси на устье скважины и выполнении оценки повышения расхода теплоносителя при установке таких отводов;
- разработке способа определения расходных параметров пароводяной смеси на основе измерения динамического давления набегающего на напорную трубку и огибающего ее потока.

Практическая ценность работы заключается в том, что предложенные способы повышения производительности добычных пароводяных скважин могут быть использованы (частично уже используются при освоении месторождений парогидротерм на Камчатке) для повышения эффективности разработки месторождений парогидротерм.

Реализация работы. Результаты работы использованы АО «ГЕОТЕРМ» при формировании плана мероприятий по повышению эффективности разработки Мутновского месторождения парогидротерм. Способ повышения производительности путем установки в верхней части вкладыша был реализован при реконструкции скважин А-2 и Гео-2. Способ стабилизации режима работы скважины путем дросселирования на устье был использован при эксплуатации скважин 4-Э и А-3. Рекомендации по реконструкции устьевой обвязки высокодебитных скважин вошли во вторую очередь указанного плана. Способ измерения расходных параметров с помощью напорной трубки был использован при опробовании скважин Паужетского месторождения (Камчатка) в 2013 г.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на технических советах АО «ГЕОТЕРМ» 2004 – 2017 гг., на семинарах ИГД ДВО РАН 2014–2017 гг., на Международной научно-практической конференции «GEOENERGY» (Грозный) в 2015 г., на Всероссийской конференции «Наука, образование, инновации: пути развития» (Петропавловск-Камчатский, 2013), на

Первом международном форуме «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетической и экономической эффективности» 22-23 октября 2013 (Москва).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 29 работ, в том числе 14 в изданиях, включенных в перечень ВАК, 8 работ, включенных в базы данных WoS и Scopus, и 1 патент.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 116 наименований. Работа изложена на 124 страницах, включает 10 таблиц, 26 рисунков.

Автор выражает глубокую признательность за научное и методическое руководство, квалифицированную помощь д.т.н. А.Н. Шулюпину и д.т.н. Г.В. Секисову. За содействие в практическом внедрении результатов работы автор благодарит Д.В. Колесникова, А.А. Любина, А.В. Шадрина. Автор также благодарит к.т.н. А.А. Чермошенцеву за реализацию математической модели WELL-4, использованную в работе для расчета течения в скважинах.

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ПО ОБОСНОВАНИЮ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАРОГИДРОТЕРМ

1.1. Состояние освоения геотермальных ресурсов

Энергетический кризис 70-х гг., потрясший мировую экономику, привлек внимание к геотермальным ресурсам как альтернативному источнику энергии, особенно в электроэнергетике. С 1970 по 1982 гг. установленная мощность геотермальных электрических станций (ГеоЭС) возросла более чем в четыре раза [40]. Этот скачок был вызван желанием быстрого возмещения топливного дефицита и получения экономического эффекта при использовании, казалось бы, бесплатного тепла уже известных районов с аномально высокой температурой земных недр. Однако достаточно быстро выяснилось, что в природе пока не обнаружено бесплатных источников энергии, и тепло Земли в этом ряду не исключение. Послекризисная стабилизация нефтяного рынка привела к снижению темпов роста установленных мощностей ГеоЭС, но в 80-х гг. вновь заинтересовались геотермальными ресурсами. В последующие годы установленная мощность ГеоЭС мира имела устойчивую тенденцию к росту (Рисунок 1.1).

Не преодоленный в настоящее время финансовый кризис, вероятнее всего, негативно отразится на темпе прироста объемов использования геотермальных ресурсов. В условиях кризиса объемы потребления энергии снижаются, снижается стоимость традиционных энергоносителей. Но всякий кризис рано или поздно заканчивается, и развитие экономики вновь потребует увеличения энергетических мощностей. При этом все очевиднее становится ограниченность ресурсов традиционных видов топлива, все острее проявляются экологические проблемы топливно-энергетического комплекса. Актуальным остается поиск альтернативных источников энергии и совершенствование технологий нетрадиционной энергетики.

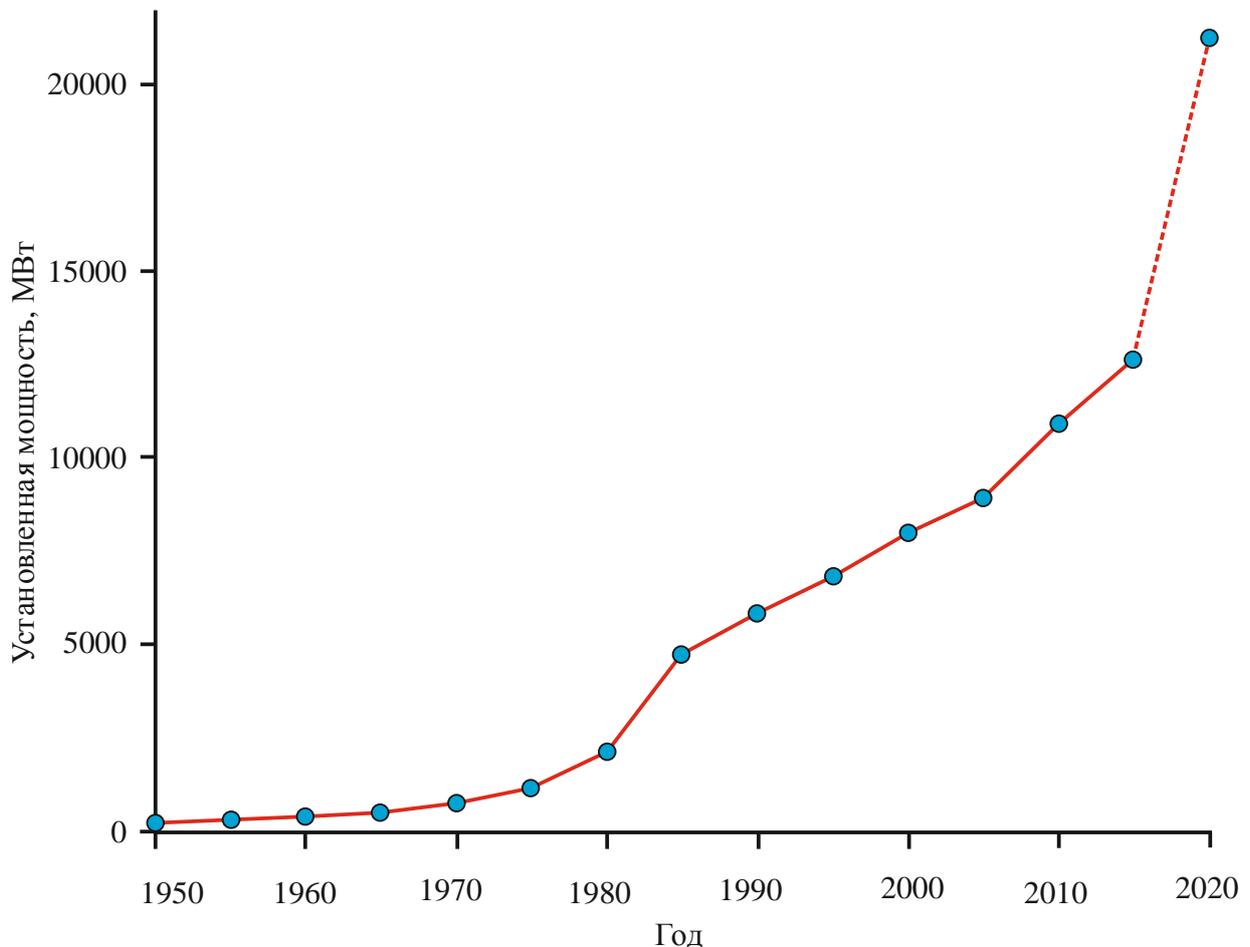


Рисунок 1.1 – Установленная мощность ГеоЭС мира (по данным [68])

Технология выработки электрической энергии на основе глубинного тепла Земли развита настолько, что уже сейчас позволяет конкурировать с традиционными тепловыми станциями. Как отмечено в [102], себестоимость 1 кВт · ч электроэнергии на ГеоЭС составляет от 3,4 до 3,7 центов в зависимости от мощности станции (150 и 10 МВт соответственно). Для сравнения: в 2010 г. на Камчатке себестоимость 1 кВт · ч на главном поставщике электроэнергии ТЭЦ–2 составила 6,85 руб., а на Мутновской ГеоЭС – 1,85 руб. Кроме того, применение современных технологий разработки месторождений с использованием возвратной закачки отработанного теплоносителя дает преимущество ГеоЭС и в экологическом аспекте.

Таким образом, перспективность освоения геотермальных месторождений с целью выработки электроэнергии очевидна. Однако этим направлением не

ограничивается интерес к геотермальным ресурсам. Издавна горячие воды земных недр используются в бальнеологии и для теплоснабжения жилых и производственных помещений. В этой связи отметим устойчивый рост объемов потребления термальных вод [88]. Большой резерв в направлении теплоснабжения заключен в развитии технологий циркуляционных систем [11], позволяющих извлекать тепло сухих горных пород. Также заслуживает внимания предложение по комплексному использованию геотермальной, ветровой и солнечной энергии в объединенной энергоустановке [33], способной сочетать достоинства каждого из перечисленных нетрадиционных источников энергии.

В добавление к указанным направлениям следует отметить, что в последнее время геотермальные флюиды привлекают внимание исследователей как источник ценных химических компонентов и соединений, извлечение которых может дать большой экономический эффект по сравнению с теплоэнергетическим направлением [3, 48], а также как реагент в технологических процессах химических производств [22]. Согласно работам [6, 8, 42] общая минерализация воды высокотемпературных месторождений оценивается несколькими тысячами миллиграммов на литр, при этом ее химический состав включает натрий, калий, хлор, бор, бром, литий, магний и другие элементы и соединения.

Для примера в Таблице 1.1 приведен химический состав сепарата (воды после сепарации смеси) Мутновского и Паужетского (Камчатка) парогидротермальных месторождений. Кроме того, смесь содержит неконденсирующиеся газы. Так, на Мутновском месторождении [31] при общей молярной доле газа 0,014 % в состав неконденсирующихся газов входят (молярная доля, %): CO_2 – 0,01023, H_2S – 0,00201, H_2 – 0,000112, CH_4 – 0,0000252, N_2 – 0,00158, Ar – 0,0000308, He – $2,94 \times 10^{-7}$. Разработка технологий извлечения ценных компонентов и соединений из геотермальных флюидов является предметом многих исследований. В этом направлении уже есть успехи. Например, в работе [31] предложен способ выделения кремнезема из термальных вод, а в [67] – сорбционные способы выделения бора и лития.

Химический состав (мг/л) сепарата на Мутновском [31]
и Паужетском [14] месторождениях

Компонент	Месторождения	
	Мутновское	Паужетское
H_4SiO_4	1313,7	269,7
Na^+	272	852,6
K^+	54,5	62,1
Cl^-	244,9	1384,4
Ca^{2+}	3	46,2
Mg^{2+}	< 0,24	3,5
Fe^{3+}	< 0,13	–
Al^{3+}	< 0,27	–
Li^+	1,42	–
As	4,2	–
F^-	4,24	–
H_3BO_3	109,5	151,1
NH_4^+	0,55	1,0
SO_4^{2-}	249,7	66,3
HCO_3^-	79,3	20,7
CO_3^{2-}	7,2	16,8

Большие объемы добываемого теплоносителя определяют значимые объемы выведенных на поверхность компонентов. Например, эксплуатационные запасы Мутновского месторождения позволяют вывести на поверхность $24 \cdot 10^9$ кг теплоносителя в год. Химический анализ теплоносителя на данном месторождении выявил наличие 60 элементов. По приближенным оценкам [62] на данном месторождении за год на поверхность выводится: Li – 22 т, Rb – 3 т, Cs – 2 т, Ni – 9 т, Cu – 4 т, Zn – 37 т, W – 1,4 т, В – 296 т, S – 1663 т, Al – 33 т, Ag – 130 кг, Au – 3 кг.

Схема, отражающая направления использования геотермальных флюидов, представлена на Рисунке 1.2. Данная схема представляет классификацию направлений использования геотермальных флюидов на основе традиционных определений направлений жизнедеятельности. Заметим, что в международной практике исторически сложилась иная классификация. В ней выделяются два направления: электроэнергетика и прямое использование флюидов. При этом последнее включает все, кроме электроэнергетики.



Рисунок 1.2 – Направления использования геотермальных флюидов

В Таблицах 1.2 и 1.3 приведены сведения о масштабах прямого [88] и электроэнергетического [68] использования геотермальных ресурсов в ведущих странах и мире в целом по состоянию на 2015 г. Отметим, что в прямом использовании геотермальных ресурсов опережающими темпами развиваются технологии с использованием тепловых насосов.

Обладая хорошей ресурсной базой, Россия в 60-х гг. XX века находилась в авангарде мирового процесса освоения геотермальных месторождений. Но времена застоя и особенно перестройки замедлили процесс освоения месторождений, активно развиваемый в других странах. В настоящее время в России снова наблюдается повышенный интерес к геотермальным ресурсам, направленный на решение теплоэнергетических проблем Курил и Камчатки. Однако при этом имеет место и опасная тенденция – акцент на западные технологии и оборудование, т.е. развитие отечественной энергетики стимулирует

развитие высокотехнологичного производства в других странах. Естественно, интересы России связаны с возрождением утраченных позиций не только по объемам вовлечения геотермальных ресурсов в экономику, но и по развитию смежных высокотехнологичных производств. Большие резервы имеются в направлении использования тепловых насосов и применения двухконтурных схем.

Таблица 1.2

Тепловая мощность в прямом потреблении

Страна	Энергия, МВт
1. Китай	17870,00
2. США	17415,91
3. Швеция	5600,00
4. Турция	2886,30
5. Германия	2848,60
6. Франция	2346,90
7. Япония	2186,17
8. Исландия	2040,00
9. Швейцария	1733,08
10. Финляндия	1560,00
...	...
23. Россия	308,20
...	...
Всего (по 82 странам)	70328,98

Таблица 1.3

Установленная мощность ГеоЭС

Страна	Мощность, МВт
1. США	3450
2. Филиппины	1870
3. Индонезия	1340
4. Мексика	1017
5. Новая Зеландия	1005
6. Италия	916
7. Исландия	665
8. Кения	594
9. Япония	519
10. Турция	397
...	...
14. Россия	82
...	...
Всего (по 22 странам)	12635

Комплексный подход к использованию геотермальных флюидов значительно повышает интерес к геотермальным месторождениям. С учетом энергетического потенциала и ценности компонентного состава флюидов наибольший интерес представляют высокотемпературные месторождения. Месторождений с максимальными температурами флюида, представляющего в своей основе перегретый водяной пар, в мире не так много. Они, как правило, хорошо изучены и давно освоены, например Лордорелло (Италия), Гейзеры (США). Поэтому для перспективных исследований наибольший интерес представляют парогидротермальные месторождения, глубинные флюиды которых содержат либо пароводяную смесь, либо воду, вскипающую по мере течения в

стволе скважины. Отметим, что под геотермальными месторождениями понимаются участки аномалий температурного поля Земли с доказанной эффективностью их промышленного освоения. Парогидротермальные месторождения являются частным случаем геотермальных, соответствующим двухфазному состоянию добываемого теплоносителя.

Достигнутые объемы использования теплоэнергетических вод уже не соответствуют представлению о дотационности данного направления. На современном этапе стали актуальными вопросы, связанные с повышением эффективности использования имеющегося фонда скважин, бурение которых составляет значительную часть затрат при реализации геотермальных проектов. Большое внимание уделяется стимулированию скважин [77, 96, 100, 106 и т. д.]. Разрабатываются другие способы повышения кондиций скважин [105]. Начаты исследования вопросов извлечения энергии без подъема геотермальных флюидов на поверхность [63, 79, 87, 113 и т. д.]. Такой способ позволяет эксплуатировать непродуктивные скважины. Однако, получаемая при этом тепловая мощность меньше значений, которые способна обеспечить вынужденная конвекция геотермального флюида при традиционном способе добычи тепла. Проводятся исследования более тонких процессов, не имеющих очевидных выходов в практическую область [92, 99], но представляющих познавательный интерес и возможное практическое развитие в будущем.

1.2. Проблемы и перспективы освоения геотермальных ресурсов

Камчатки

Учитывая наличие ресурсной базы и специфику географического положения, Камчатка была и остается передовым регионом России по инновационным технологиям освоения геотермальных ресурсов. Достаточно вспомнить, что первая в России геотермальная электростанция (ГеоЭС) (Паужетская, 1966 г.) и вторая в мире двухконтурная станция (Паратунская, 1967 г.) были построены именно на Камчатке. В настоящее время ведется активная

эксплуатация Мутновского месторождения с использованием новых технологий, таких как наклонное бурение, двухфазная транспортировка теплоносителя, воздушное охлаждение конденсаторов, реинжекция отработанного теплоносителя. Геотермальные ресурсы на Камчатке также используются для теплоснабжения и рекреации. Последние из указанных направлений активно развиваются и в других регионах России, возможности их развития на Камчатке если не исчерпаны, то ограничены. Объемы добычи на ближайших месторождениях достигают максимального уровня, а новые объекты удалены от потенциального потребителя. Поэтому главным направлением освоения геотермальных ресурсов Камчатки считается энергетика.

Геотермальная энергетика Камчатки давно стала значимым направлением, вырабатывающим примерно треть электроэнергии в регионе. Себестоимость электроэнергии на ГеоЭС в 2011 г. составила 2.1 руб. за киловатт-час, что в 3.5 раза ниже по отношению к обычным ТЭС, до сих пор являющимся основой энергетики региона. При этом эксплуатация ГеоЭС наносит значительно меньший экологический ущерб. Суммарная установленная мощность ГеоЭС Камчатки составляет 74 МВт. Ресурсный потенциал региона, оцениваемый на основе сравнения с хорошо изученными объектами (Мутновское и Паужетское месторождения), составляет по известным объектам, находящимся на доступном удалении от потенциальных потребителей, минимум 700 МВт, что более чем в два раза превосходит существующую потребность.

Относительно низкая себестоимость и значительный резерв ресурсов указывают на то, что перспективы энергетики Камчатки связаны с геотермальными ресурсами. Однако, в 2010 году начат перевод камчатских ТЭЦ, ранее использовавших в качестве топлива привозной мазут и располагающих значительным резервом мощности, на местный природный газ, разведанных запасов которого хватит на обеспечение существующего уровня энергопотребления на 30 лет. Фактически это решает проблему энергообеспечения основных потребителей на ближайшее время, но в стратегической перспективе решение о газификации ТЭЦ представляется ошибочным. В настоящее время

преобладает мнение о невозможности окупить затраты на уже построенный газопровод и пробуренные скважины.

Тем не менее, необходимо иметь в виду наличие объективных проблем в развитии геотермальной энергетики Камчатки. Во-первых, геотермальная энергетика не так дешева, как представляется на первый взгляд. Разрабатываемые месторождения с уже разведанными запасами и фондом до сих пор эксплуатирующихся скважин достались с советских времен и соответствующие затраты, в действительности превышающие стоимость строительства станций, не отражаются в себестоимости. То есть существующие данные по себестоимости не отражают фактических затрат на освоение месторождений. Обновление фонда эксплуатационных скважин, тем более детальная разведка новых месторождений, приведут к существенному увеличению себестоимости электроэнергии.

Во-вторых, эффективность использования геотермальных ресурсов в энергетике зависит от характера потребляемых мощностей. Энергосистема Камчатки является изолированной и характеризуется ярко выраженными сезонными и суточными изменениями потребляемых мощностей: зимняя нагрузка примерно в 1,5 раза превышает летнюю; дневная нагрузка примерно в 1,5 раза превышает ночную. Не смотря на то, что разработка геотермальных месторождений допускает принципиальную возможность небольших вариаций объема добычи, делает их крайне нежелательными. Всякие изменения режима эксплуатации скважин приводят к температурным напряжениям обсадных колонн, что сокращает срок их службы. Поэтому геотермальный промысел работает в режиме постоянного объема добычи (фактически возможна лишь дискретная сезонная регулировка путем вывода и подключения отдельных скважин), обеспечивающего максимальный уровень мощности. Излишки добытого теплоносителя сбрасываются без использования. Иными словами, при работе в режиме переменной мощности эффективность использования геотермальных ресурсов снижается. Соответственно, необходимость компенсации пиковых нагрузок обычными станциями увеличивает и без того высокую себестоимость их энергии.

В-третьих, геотермальный теплоноситель обладает низким потенциалом для преобразования в электрическую энергию. Известно, коэффициент полезного действия тепловых машин зависит от разности температур на входе и выходе. Для повышения коэффициента полезного действия на обычных тепловых станциях осуществляется перегрев пара. На Камчатских ГеоЭС используется насыщенный пар с температурой не выше 170°C. Заметим, что добываемый теплоноситель представляет собой пароводяную смесь. После сепарации пар идет на станцию, а вода, также обладающая значительным энергетическим потенциалом, идет на реинжекцию, или сбрасывается на рельеф. Данное обстоятельство, а также низкая температура пара и сброс его излишек определяют низкий коэффициент использования энергии теплоносителя. Например, на Паужетской ГеоЭС доля вырабатываемой электроэнергии составляет лишь 4 % энергии добытого теплоносителя.

В-четвертых, в процессе эксплуатации возможна кольматация продуктивных зон. Современные экологические тенденции требуют реинжекции отработанного теплоносителя. Данное мероприятие, безусловно, имеет положительный эффект на поверхности, но может негативно отразиться на недрах. Отложения минеральных компонентов из закачиваемой жидкости способно привести к закупориванию фильтрационных каналов. Для большинства месторождений данная проблема, вероятно, не так остра. Но для периферийных участков месторождений трещинно-жильного типа, к которому относятся все геотермальные месторождения Камчатки, может быть актуальной. Есть основания полагать, что именно с кольматацией связано снижение эксплуатационных параметров, вплоть до вывода из эксплуатации, некоторых скважин Верхне-Мутновского участка.

Таким образом, существуют объективные проблемы развития геотермальной энергетики Камчатки, экономическая оценка которых требует дополнительного исследования. Но уже сейчас ясно – перевод Камчатских ТЭЦ на газ ставит барьер для развития геотермального направления, что, учитывая роль камчатской геотермальной энергетики, может негативно отразиться на развитии данного

направления в России в целом. Мировое значение энергетической проблемы и возможные пути ее решения предполагают только рост масштабов использования глубинного тепла Земли [68]. Безусловно, технологии геотермальной энергетики будут совершенствоваться, себестоимость энергии на ГеоЭС относительно станций на традиционных видах топлива будет снижаться, и Россия может оказаться на обочине этого процесса. При этом, учитывая ограниченность запасов газа, дальнейшие перспективы Камчатки, вероятно, также будут связаны с геотермальной энергетикой.

С учетом указанных проблем развитие геотермальной энергетики на Камчатке возможно путем реализации локальных проектов, ориентированных на потребителей, изолированных от существующей энергосистемы, а также проектов с некоммерческой финансовой поддержкой. В связи с наличием барьеров для развития энергетического направления, усиливается интерес к геотермальным флюидам как источнику минерального сырья. Известно, что геотермальные флюиды содержат минеральные компоненты [41], превосходящие по стоимости производимую энергию.

Работы по извлечению компонентного состава геотермальных флюидов ведутся давно [41], но без особых успехов, главным образом, по причине малых концентраций. Вместе с тем происхождение многих рудных месторождений Камчатки связано с геотермальной деятельностью [47], т.е. существуют механизмы накопления ценных компонентов до промышленно значимых концентраций. Анализ геохимических барьеров, способствующих формированию рудных тел, указывает на важную роль фазовых переходов.

Низкий коэффициент использования энергетического потенциала геотермального теплоносителя в энергетике наводит на мысль о целесообразности непосредственного использования тепла для обогащения флюидов в процессе выпаривания. Заметим, что подобные процессы реализуются как в естественных условиях, так и в стволе простаивающей скважины [51]. Технологическая реализация данных процессов заключается в следующем: вода, после сепарации геотермального теплоносителя, представляющего собой пароводяную смесь, поступает в бак-испаритель, давление, следовательно и температура, в котором ниже

соответствующих значений в сепараторе; часть воды при снижении давления переходит в пар и отводится из испарителя; затем, за счет подогрева первичным сепаратом или паром, осуществляется дальнейшее выпаривание воды из бака-испарителя; уровень воды в баке-испарителе поддерживается подпиткой сепаратом. Таким образом можно увеличивать концентрации компонентов в баке испарителе вплоть до насыщенных значений. Развивая данную технологию и используя несколько баков-испарителей с последовательным увеличением концентрации, можно добиться осаждения компонентов в определенных местах с наиболее благоприятными термодинамическими и гидродинамическими условиями.

Варианты реализации данной технологии могут быть различны. В качестве подогревающего теплоносителя можно использовать как сепарат, так и пар, или его излишки в случае работы станции с переменной мощностью. Расчет теплового баланса показывает, что при энтальпии теплоносителя около 1500 кДж/кг возможна полная перегонка содержащейся в нем воды. Также возможно различное сочетание факторов, оказывающих влияние на растворение и выпадение компонентов: интенсивность выпаривания, определяемая отношением расхода удаляемого пара к количеству жидкости в баке-испарителе, давление в баке-испарителе, наличие контакта с воздухом, гидродинамические особенности баков-испарителей, механизм фазового перехода (поверхностное кипение, объемное кипение, фазовый переход при непосредственном впрыскивании пара).

Важной особенностью данной технологии является возможность освоения удаленных объектов. При этом отходом производства будет практически чистая, после перегонки, вода, что в корне решает проблему кольматации флюидопроводящих каналов месторождения при реинжекции. Предприятие, реализующее данную технологию при действующих ГеоЭС, можно использовать в качестве потребителя-регулятора, принимающего нагрузку или непосредственно теплоноситель при падении нагрузки основного потребления. Например, на Паужетской ГеоЭС целесообразно использовать энергию пара, сбрасываемого в атмосферу при регулировке нагрузки, что в комбинации с известными сорбционными технологиями [67] уже сейчас позволяют ставить вопрос об

организации добычи лития и бора.

Указанные в настоящей работе проблемы развития геотермальной энергетики на Камчатке не позволяют однозначно судить о преимуществе данного направления в конкуренции с использованием традиционных энергоносителей. Кроме того, перевод камчатских ТЭЦ на местный газ, ставит дополнительные барьеры для развития геотермальной энергетики. Однако, остающаяся высокой себестоимость электроэнергии на ТЭЦ и еще большая себестоимость на дизельных электростанциях в удаленных районах, оставляет шансы для успешной конкуренции указанного направления. Развитию геотермальной энергетики Камчатки может способствовать некоммерческая финансовая поддержка, например, в рамках государственных программ по поддержке инновационной деятельности.

Учитывая не лучшие условия для развития энергетического направления в использовании геотермальных ресурсов в настоящее время, особый интерес приобретает ценность компонентного состава геотермальных теплоносителей. При этом в технологиях извлечения ценных компонентов целесообразно прямое использование теплового потенциала самих теплоносителей, который при имеющемся месте неравномерном графике потребления нагрузки и низких термодинамических параметрах теплоносителя, характерных для геотермальных месторождений, используется неэффективно.

1.3. Краткая характеристика Мутновского месторождения парогидротерм

Самым крупным разрабатываемым месторождением парогидротерм России является Мутновское. Оно обеспечивает теплоносителем две ГеоЭС, суммарной установленной мощностью 62 МВт, что составляет 75 % геотермальной энергетики России. Освоение данного месторождения характеризуется всеми основными проблемами, с которыми сталкивались при освоении аналогичных объектов России.

Мутновское месторождение парогидротерм расположено в 130 км к юго-западу от г. Петропавловск-Камчатский. Геологоразведочные работы, направленные на поиски и разведку парогидротерм в пределах Мутновского геотермального района, проводились в течение 16-ти лет, охватив период с 1978 г. по 1994 год. Были проведены разнообразные специализированные геофизические и специальные геолого-гидрогеологические съемки и буровые работы.

Мутновское месторождение теплоэнергетических вод в соответствии с принятой в России классификацией [32] относится к типу высокотемпературных месторождений парогидротерм, к подтипу месторождений перегретых вод с пароконденсатной (т.е. двухфазной) зоной. По классификации, имеющей широкое распространение за рубежом, оно попадает в класс вододоминирующих месторождений, в подкласс резервуаров «горячей воды», в которых в естественных условиях процесс кипения ограничивается небольшими по площади и глубине зонами, в связи с чем большинство геотермальных скважин вскрывают здесь однофазный теплоноситель. Кроме этого, судя по активной естественной разгрузке глубинных терм на поверхность, месторождение относится к типу «открытых», т.е. характеризующихся отсутствием выдержанного по площади верхнего (перекрывающего резервуар) водоупора.

По классификации Манухина Ю.Ф. Мутновское месторождение относится к типу МИВТ-I, которое характеризуется вулканотектонической структурой, мобилизационно-инфильтрационным водным питанием и хлоридно-натриевым составом воды с минерализацией $1,5 - 4 \text{ г/дм}^3$, редко до 10 г/дм^3 , с большим содержанием бора, кремнекислоты и щелочных элементов, с преобладанием в газовом составе углекислоты [23]. Этот тип представлен самыми крупными и высокотемпературными гидротермальными системами на Камчатке – Верхне-Семячикской, Мутновской, Кошелевской, Камбальной и является наиболее перспективным для энергетического использования.

Мутновское месторождение является частью Мутновского геотермального района с широким проявлением современной вулканической и гидротермальной деятельностью. Благодаря значительной норме атмосферных осадков, высокой

водопроницаемости покровных отложений, густой сети разрывных нарушений создаются благоприятные условия для формирования глубокого подземного стока. В то же время в верхней зоне дренирования происходит активный водообмен. Поэтому значительные скопления формируются на вулканических плато, поверхностях лавовых потоков, пологих приводораздельных склонах, в кальдерах и в артезианско-вулканогенных бассейнах.

В пределах геотермального района выделены две гидротермальные системы (с севера на юг): Северо-Мутновская и Жировская. Современная гидротермальная деятельность проявляется на поверхности месторождения многочисленными и разнообразными термопроявлениями. В то же время в кратере вулкана Мутновского с ними соседствуют ледники общей площадью $5,3 \text{ км}^2$, а на его склонах развиты многолетние снежники размером до $0,3 \text{ км}^2$.

По геолого-гидрогеологическим условиям месторождение было подразделено на несколько разных участков. Часть из них была установлена на основании наличия видимой разгрузки термальных вод (Дачный, Верхне-Мутновский, Верхне-Жировской), другие – на основе предположений о скрытой разгрузке терм и наличии аномалий низкого электрического сопротивления пород. Так были выделены участки Вулканный, Освистванный, и Пенистый.

По результатам геологоразведочных работ 1979-1987 г.г. ГКЗ СССР утвердил (по состоянию на 01.12.87 г.) балансовые эксплуатационные запасы Дачного участка Мутновского месторождения парогидротерм в количестве 200 кг/с пара (с энтальпией 660 ккал/кг) по категориям C_1+C_2 на 30-ти летний срок использования для обоснования строительства первой очереди геотермальной станции мощностью 50 МВт , при условии разработки с обратной закачкой отработанного теплоносителя в продуктивные горизонты.

По итогам незавершенных поисково-разведочных работ, в конце 1990 года была произведена переоценка эксплуатационных запасов месторождения под строительство электростанции, мощностью 78 МВт . Эксплуатационная площадь включала участки Дачный, Верхне-Мутновский и Северный полигон реинжекции (Рисунок 1.3 и Рисунок 1.4).

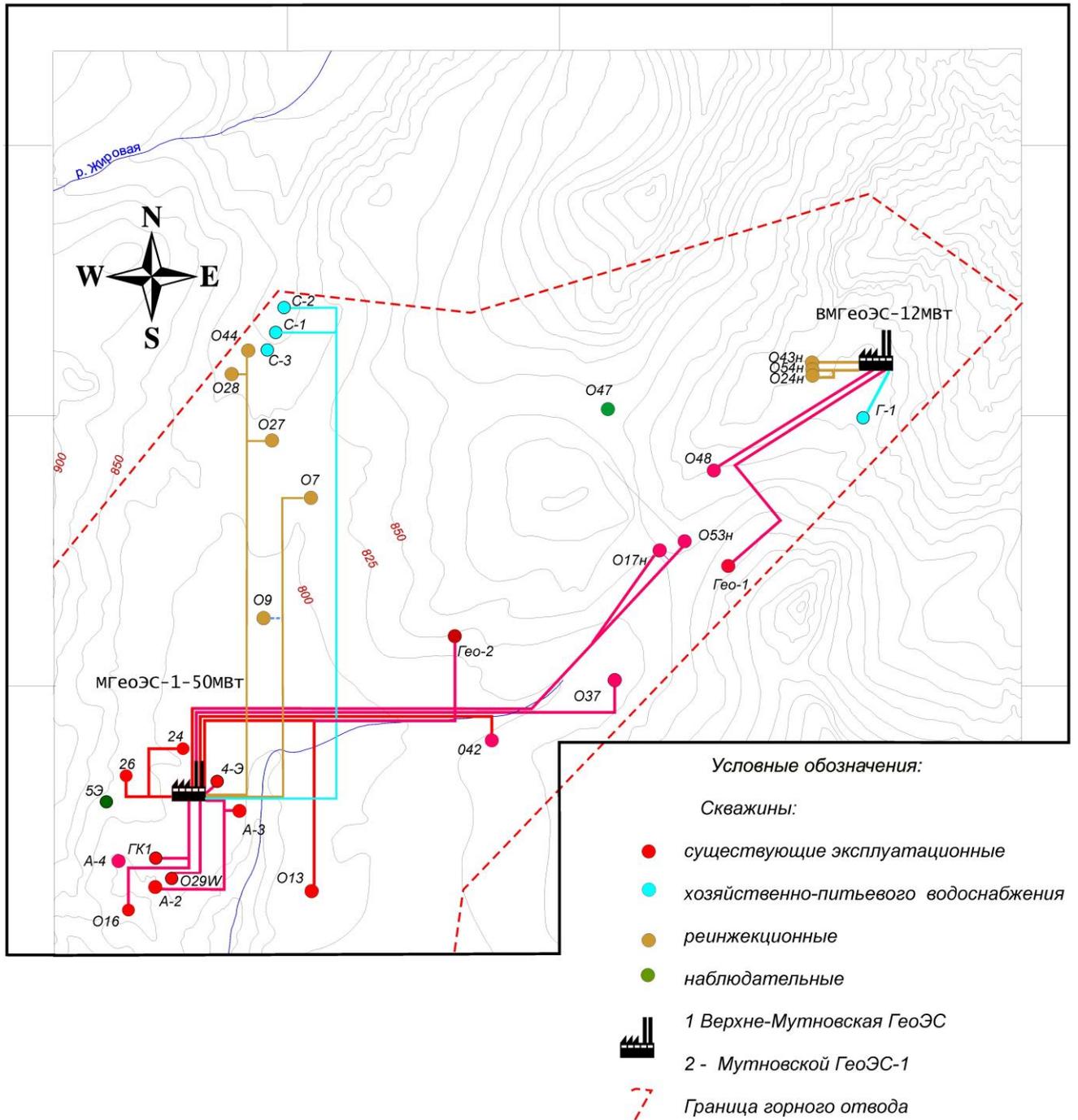


Рисунок 1.3 – Схема расположения скважин и трубопроводов на Мутновском месторождении парогидротерм



Рисунок 1.4 – Общий вид Мутновского месторождения парогидротерм

В декабре 1999 года на Верхне-Мутновском участке была введена в эксплуатацию Верхне-Мутновская геотермальная станция (В-Мутновская ГеоЭС) мощностью 12 МВт. В технологическом цикле задействовано 6 скважин в том числе: 3 добычные (055, 048, 049); 3 реинжекционные (024Н, 054Н – сепарат, №043Н – конденсат) (Рисунок 1.3). За 5 лет эксплуатации объем добычи пароводяной смеси возрос с 1020 до 3309 тыс. тонн в год. Объем закачки только сепарата с температурой около 160°С возрос с 527 до 2118 тыс. тонн в год. В последующие годы объемы добычи и закачки оставались на достигнутом уровне.

Промышленная эксплуатация Участка Дачный начата пуском первого турбогенератора (ТГ-1) в сентябре 2002 года на Мутновской ГеоЭС-1. В технологическом цикле на первом этапе (2002 год) было задействовано 12 скважин, в том числе: 6 добычи теплоносителя (016, 26, 5-Э, 029W, А-2, 4-Э); 3 реинжекции се-

парата (017, 018, 044); 1 реинжекции конденсата (07); 2 добычи пресных вод для технологических нужд (С-1, С-2). В последующие годы дополнительно введены в эксплуатацию еще 8 добычных скважин: 2003 год – 24; 037; 2004 год – 013, ГК-1, 2006 год – 053, 017, 2012 – Гео2, 2013 – Гео-3, 20015 – Гео-4. Объем добычи теплоносителя (ПВС) возрос с 1716 до 14000 тыс.тн. в год. Объем закачки отработанного теплоносителя (сепарата) возрос с 1069 до 7984 тыс. тн. в год. В последующие годы объемы добычи и закачки также оставались на достигнутом уровне.

Мониторинг изменения состояния геотермального поля Мутновского месторождения парогидротерм в процессе эксплуатации включает:

- мониторинг пластового давления (скв. 012) капиллярной трубкой компании PRUETT;
- мониторинг (точечные замеры приборами компании KUSTER) температуры и давления по стволу наблюдательных скважин;
- мониторинг устьевых параметров (температура, давление) добычных и реинжекционных скважин;
- газогидрохимический мониторинг пароводяной смеси;
- мониторинг изменения расходных характеристик добычных скважин.

Обработка и анализ результатов мониторинга показали:

- Происходит линейное равномерное снижение пластового давления в резервуаре со скоростью 0,005 бар/сутки. Линейное снижение давления в геотермальном резервуаре – характерный признак превышения расхода отбора теплоносителя над расходом притока глубинного теплоносителя в геотермальный резервуар.
- Результаты мониторинга температурного режима по стволу наблюдательных скважин свидетельствуют о значительном падении температуры от 4 до 15°C.
- Динамика падения паровой составляющей в скважинах пароконденсатной зоне до 8 % в год, по скважинам зоны перегретых вод снижении до 5 % в год.

- Произошло снижение давлений на устье добычных скважин: по паровой зоне на 3,0 бар; по зоне перегретых вод на 1,5 бар.
- Произошло падение энтальпии по скважинам зоны перегретых вод с 340 ккал/кг до 250-270 ккал/кг.
- Химический состав теплоносителя добычных скважин эксплуатирующих зону перегретых вод за время эксплуатации не претерпел принципиально важных изменений. Появилась тенденция к снижению содержания SiO_2 и снижению минерализации в целом.
- Более серьезные изменения химического состава теплоносителя произошли на скважинах 016, 26, эксплуатирующих зону «паровой шапки» месторождения. Наблюдается снижение SiO_2 до минимума и одновременно значительное увеличение гидрокарбонат иона (HCO_3).
- Анализ результатов лабораторных исследований теплоносителя позволил прогнозировать изменение температуры по стволу добычных скважин по Na/K геотермометру на 10-15°C. Данные результаты подтверждены прямыми замерами.
- Анализ результатов лабораторных исследований теплоносителя при интерпретации отдельных химических элементов (например, величины изменения концентрации хлорида) отражает степень сообщения между скважинами.

Кроме регулярных работ по мониторингу, для изучения месторождения проводятся специальные исследования, предназначенные для углубления знаний о месторождении, и на которых, как правило, отрабатываются новые методики изучения [27, 44].

1.4. Характеристики производительности и особенности эксплуатации добычных скважинах на месторождениях парогидротерм

Основными параметрами, характеризующими производительность пароводяной скважины, являются: массовый расход смеси, удельная энтальпия смеси и максимальное рабочее давление на устье. Первые два параметра определяют объемы добываемой энергии, важность последнего параметра определяется возможность эксплуатации скважины при заданном давлении на входе в энергетические установки, снижение которого существенно влияет на их коэффициент полезного действия.

Основными характеристиками производительности скважин являются графики зависимости от устьевого давления массового расхода смеси (обычно называемый графиком производительности) и удельной энтальпии (Рисунки 1.5 и 1.6).

На практике пластовое давление не всегда оказывается достаточным для выдавливания из скважины столба жидкости, изначально находящейся в ней, т. е. статический уровень жидкости находится ниже устья. Вместе с тем если из скважины принудительно удалить изначально находившуюся в ней жидкость, то ее ствол полностью или частично заполняется пароводяной смесью (вследствие поступления из водоносных горизонтов более горячего флюида). Столб флюида в скважине облегчается наличием паровой фазы. Уменьшение гидростатического давления облегченной (пароводяной) среды в стволе скважины обеспечивает дальнейший приток флюида из подземного резервуара, в результате чего скважина часто оказывается способной работать на самоизливе. Режим работы скважин при увеличении расхода за счет облегчения флюида в стволе вследствие парообразования называют парлифтным.

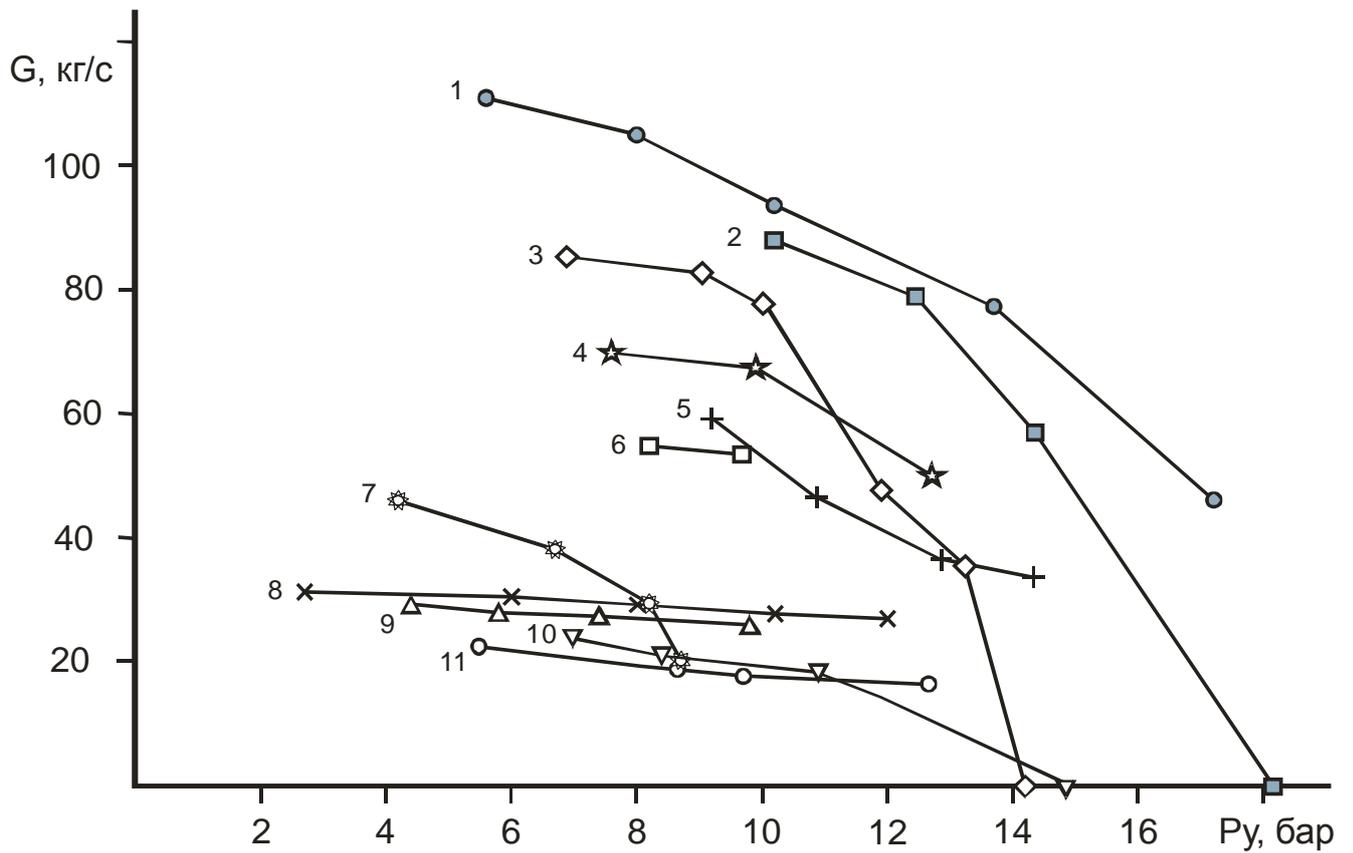


Рисунок 1.5 – Графики производительности скважин Мутновского месторождения: 1 – скважина 042 (год опробования 2005); 2 – 048 (2002); 3 – 048 (2006); 4 – 053 (2004); 5 – 029W (2010); 6 – 01 (2002); 7 – 055 (2006); 8 – 037 (2003); 9 – 017 (2004); 10 – А-2 (2010); 11 – 013 (2003)

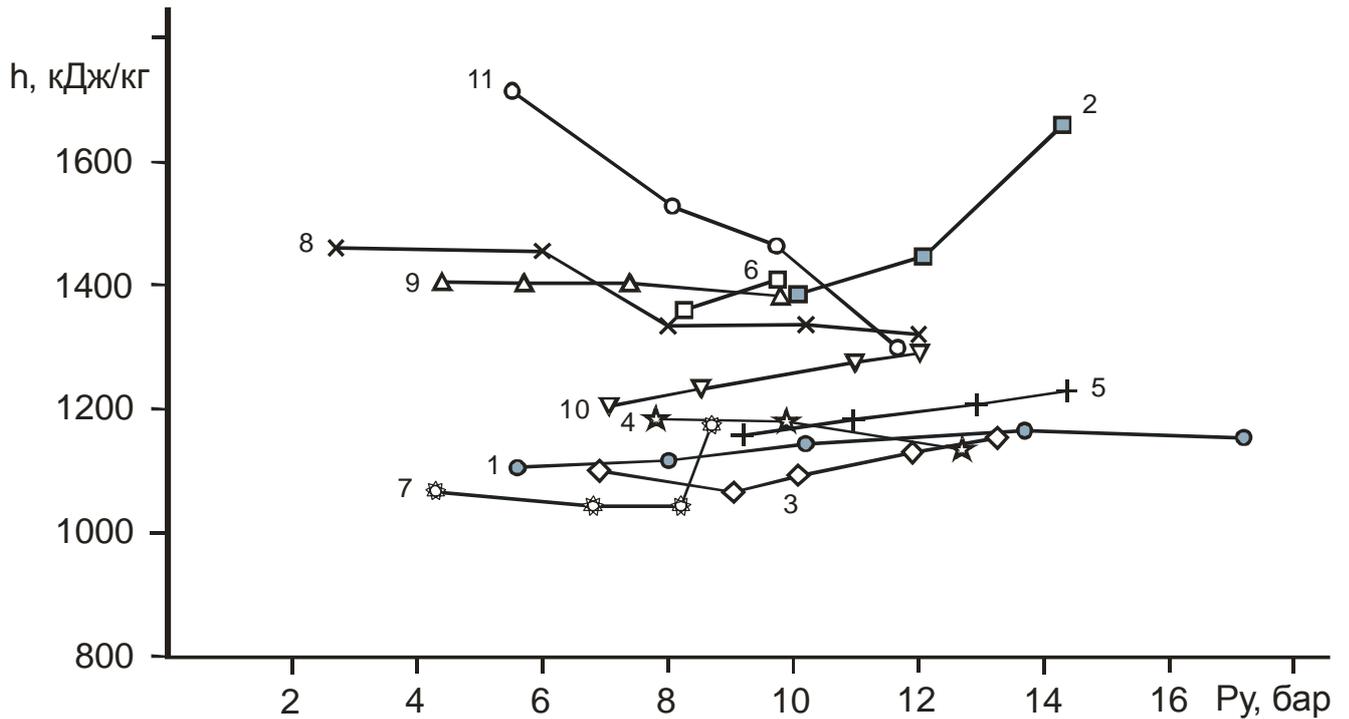


Рисунок 1.6 – Графики зависимости энтальпии от устьевого давления скважин Мутновского месторождения: обозначения см. Рисунок 1.5

Наличие пароводяного течения существенно сказывается на режиме эксплуатации скважины. При пароводяном течении отсутствует однозначная взаимосвязь забойного и устьевого давлений. Поэтому возможности управления расходом посредством вариаций устьевого давления весьма ограничены. Более того, такое управление становится опасным. Всякое изменение давления в пароводяном потоке, по правилам термодинамики вызывает изменение температуры, которое приводит к нагрузкам на обсадные колонны вследствие температурных расширений и сжатий. Частые изменения режима работы скважины могут привести к разрыву обсадных колонн.

Особенностью пароводяных скважин является также высокая скорость смеси на устье и высокое динамическое давление в потоке. Поэтому проведение режимных наблюдений в стволе добычной скважины осуществляется только при выводе ее из эксплуатации.

Практика показывает, что непрерывная эксплуатация скважины при постоянном давлении благоприятно отражается на состоянии обсадных колонн. В стволе простаивающей скважины идут сложные термодинамические, вследствие притока тепла от окружающих пород, и химические процессы. Часто на глубине статического уровня воды в стволе скважина происходит отложение солей и химическая коррозия металла обсадных труб.

1.5. Способы повышения производительности добычных скважин на месторождении парогидротерм и задачи их обоснования

На существование оптимального внутреннего диаметра пароводяной скважины для заданного расхода обратил внимание В.В. Аверьев [25, 29]. Развивая данную идею, В.А. Дрознин разработал методику расчета оптимального диаметра скважин [9]. Методика основывалась на существовании оптимального сочетания составляющих перепада на трение и гравитацию. Увеличение диаметра приводит к снижению составляющей на трение и увеличению гравитационной составляющей. В результате предлагалась телескопическая конструкция с увеличением внутреннего диаметра от забоя к устью.

Однако, эта методика не нашла практического применения. Во-первых, до строительства скважины невозможно предсказать ее расход. Невозможно даже гарантировать ее продуктивность. Для разведанных месторождений с защищенными запасами «коэффициент удачи» (отношение продуктивных скважин к общему числу построенных) принимается 0,5. Во-вторых, в методике использовалась модель пароводяного течения, имеющая узкий диапазон применимости (практически, для первых скважин Паужетского месторождения производительных, характеризующихся низкой производительностью). Кроме того, используемая модель не рассматривала наличие различных режимов пароводяного течения, а именно смена режимов главным образом определяет пропорции между трением и гравитацией. В третьих, возможности вариации диаметра обсадки ограничены существующим сортаментом труб.

Обращение к вопросу оптимизации диаметра скважины в настоящей работе было вызвано постановкой конкретной практической задачей – дать прогноз производительности скважины А-2 Мутновского месторождения парогидротерм для оценки эффективности мероприятий по ее реконструкции. Данная скважина, имеющая глубину 1564 м, вследствие неудачно построенного наземного трубопровода для транспортировки смеси, 9 лет работала в нестационарном режиме. Частые изменения температуры способствовали нарушению герметичности обсадных колонн, что привело к выводу скважины из эксплуатации. Заметим, что восполнение потерь теплоносителя путем строительства новой скважины обходится примерно в 200 млн. руб. при отсутствии гарантии удачного вскрытия продуктивных зон. Поэтому рассматривался вариант реконструкции скважины путем установки до глубины 1200 м новой обсадной трубы меньшего диаметра. При этом продуктивные зоны располагаются ниже реконструируемого участка. Разумеется, для осуществления расчетов необходимо использование адекватной модели течения в пароводяной скважине.

В некоторых случаях уменьшение диаметра способствует минимизации потерь давления в стволе скважины путем достижения лучшего сочетания составляющих градиента на трение и гравитацию. Уменьшение диаметра приводит к возрастанию скорости потока и увеличению трения, но при этом уменьшается скольжение фаз, плотность смеси и гравитационная составляющая градиента давления. Задача оценки возможности увеличения производительности скважины за счет изменения внутреннего диаметра обсадной колонны путем установки в верхней части вкладыша из трубы меньшего диаметра разбивалась на решение частных задач:

- выбор и обоснование модели пароводяного течения в скважине;
- разработка методики расчета новой производительности;
- на основе данных опробования скважины и результатов численного моделирования прогноз новой производительности скважины.

Учитывая высокую скорость потока на устье, у специалистов, эксплуатирующих скважины, логично возникал вопрос о возможности увеличения расхода добываемого теплоносителя путем организации плавного отвода, т.е. снижении местного сопротивления на устье скважин. Первые оценки, проведенные А.Н. Шулюпиным [50] показали эффективности данного мероприятия. Однако, при осуществлении этих оценок не была определена оптимальная конструкция отвода. Кроме того недостаточно четко была учтена специфика работы системы скважина – трубопровод. Увеличение расхода скважины приводит к увеличению перепада давления в трубопроводе, что повышает давление на устье и частично компенсирует снижение давления за счет снижения местного сопротивления.

Задача оценки приращения расхода добываемого теплоносителя при организации плавного отвода на устье скважин состояла из решения частных задач:

- определение оптимального радиуса кривизны отвода на устье скважины;
- разработка методика оценки увеличения расхода теплоносителя при оборудовании устья плавным отводом;
- определение приращения расхода при реконструкции устья скважин Мутновского месторождения.

Практика эксплуатации Мутновского месторождения показала наличие существенного снижения эффективности эксплуатации добычных скважин в связи с необходимостью регулярного измерения расходных параметров, предписываемого Правилами разработки месторождений теплоэнергетических вод [32] и диктуемого реально возникающими в процессе эксплуатации вопросами. Существующие методы измерения расходных параметров скважин либо требуют отключения от магистрального трубопровода с перенаправлением потока на измерительную установку, либо создают дополнительные гидравлические сопротивления.

В этой связи была поставлена задача разработки способа измерения расходных параметров пароводяных скважин, позволяющего осуществлять

измерения без отключения от магистрального трубопровода и создающего минимальные возмущения структуры потока. При этом оборудование для реализации данного способа, в целях удобства эксплуатации, должно входить в состав устьевого оборудования и не выходить за пределы стандартного укрытия скважин. Для решения данной задачи необходимо:

- теоретическое обоснование предлагаемой идеи способа;
- экспериментальное подтверждение работоспособности идеи;
- определение условий и разработка методических рекомендаций для реализации предлагаемого способа.

2. ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПАРОВОДЯНЫХ СКВАЖИН ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ ИХ КОНСТРУКЦИИ

2.1. Методы возбуждения и условия устойчивого режима эксплуатации пароводяных скважин

Особенностью пароводяной скважины является возможность ее работы при положении статического уровня ниже устья без дополнительного оборудования. Для этого скважина подвергается возбуждению, цель которого – запуск механизма парлифта, делающего возможным добычу теплоносителя в режиме самоизлива. Рассмотрим термогидродинамические процессы, протекающие при реализации методов возбуждения скважин, получивших наибольшее распространение на Мутновском и Паужетском месторождениях (Камчатка).

Метод выдавливания в коллектор заключается в нагнетании компрессором воздуха в закрытую скважину. Нагнетаемый воздух вытесняет воду из скважины в коллектор. В таком положении оставляют скважину на некоторое время (обычно несколько минут), в течение которого осуществляется прогрев в коллекторе воды, изначально находившейся в скважине. Резкое открытие устья ведет к падению давления (декомпрессии) в скважине и, как следствие, подъему и вскипанию перегретой воды. Поскольку плотность пароводяной смеси ниже плотности воды, пароводяной столб под действием забойного давления поднимается выше статического уровня (уровня воды в невозбужденной скважине) и в случае достижения устья скважины начинается самоизлив. Однако самоизлив не всегда заканчивается возбуждением скважины. Для устойчивой работы скважины в режиме парлифта необходимо согласование пропускных способностей скважины и пласта. Отметим, что вопрос об указанном согласовании принципиально изучен лишь для стационарных условий [10, 12], т. е. вопрос о возможных причинах неудачи данного метода в первые секунды после резкого снятия давления, характеризующиеся нестационарными условиями, остается открытым.

Метод выдавливания в коллектор рекомендуется использовать при невысоких температурах горных пород (менее 100°C), окружающих столб воды в скважине. Практически это условие определяется отсутствием кипения в столбе воды, проявляющегося парением на устье открытой скважины.

Для тех же условий рекомендуется метод прокачки газлифтом. Газлифтный способ добычи жидкостей из скважин заключается в разбавлении жидкого столба газовой фазой, снижающем его плотность. Механизм работы газлифта аналогичен ранее рассмотренному механизму парлифта (если быть точным, то последний был назван по аналогии с газлифтом). В процессе газлифтной работы скважины осуществляется подъем и вскипание горячих вод из коллектора, тем самым осуществляется запуск механизма парлифта.

Газлифтный способ добычи хорошо известен в практике разработки водяных и нефтяных месторождений [37]. Обычно этот способ реализуется нагнетанием воздуха (в этом случае используется также термин «эрлифт») в забой открытой скважины по специальной трубе. В практике освоения геотермальных месторождений прокачка газлифтом осуществляется с помощью газов, выделяемых опущенным в скважину карбидом. Количество опускаемого карбида определяется опытным путем.

При высокой температуре пород (парящие скважины) технология возбуждения упрощается. Скважина закрывается на устье и в таком состоянии оставляется на время порядка суток. За это время тепловые потоки от горных пород нагревают столб воды, при этом устьевое давление возрастает, после чего осуществляется резкое открытие скважины. Этот метод, который можно назвать методом прогрева, по физическим процессам, протекающим после открытия скважины, аналогичен методу выдавливания в коллектор. Более того, метод прогрева можно считать частным случаем метода выдавливания в коллектор, начинающимся сразу с прогрева (т. е. без собственно выдавливания).

Мероприятия по возбуждению скважин не всегда приводят к желаемому результату. Выбор наиболее подходящего метода, исследование процессов, протекающих при возбуждении, и разработка оптимальных технологий

конкретных методов, например, в части режима декомпрессии в методе прогрева, представляются актуальными задачами дальнейших исследований.

Строительство одной скважины на месторождениях типа Мутновского требует затрат, оцениваемых сотнями миллионов рублей. После его окончания возникают вопросы, имеющие с учетом высокой стоимости бурения особую актуальность: какова наилучшая технология возбуждения, способная достичь желаемого результата, и возможно ли возбуждение скважины вообще? Окончательный ответ на поставленные вопросы дает только практика. При этом необходимо иметь в виду, что возбуждение является серьезным испытанием для конструкции скважины. Скважины, представляющие собой прямую трубу нередко длиной более 1 км, в процессе возбуждения прогреваются более чем на 100°С. Тепловое расширение, так же как и гидравлические удары, сопровождающие процесс возбуждения, обуславливает большие нагрузки на металл обсадных колонн и бетон затрубного пространства. Поэтому важно свести до минимума количество попыток возбуждения.

После выстаивания скважины с открытой устьевой задвижкой в течение суток можно приступить к выбору технологии возбуждения. Если имеет место парение на устье, что указывает на кипение в столбе воды, следует применять метод прогрева, а если парения нет – метод выдавливания в коллектор.

Как показывает опыт, включение механизма парлифта и излив смеси из устья еще не гарантируют возможность дальнейшей эксплуатации скважины. Если приток флюида из коллектора к скважине мал, излив смеси достаточно быстро прекратится. Причем, если забойное давление достаточно велико для возможного самоизлива, то периоды излива и простоя будут повторяться, и скважина будет работать в так называемом «гейзерном режиме». По мнению В.В. Аверьева [29], причина такого явления заключается в несоответствии между возможностями питания скважины и ее несоизмеримо большим диаметром, т. е. речь идет об отсутствии согласования пропускной способности скважины с условиями ее питания.

Вопрос об устойчивости работы фонтанирующих скважин в контексте согласования характеристик проводящей способности питающего коллектора (пласта) и скважины рассмотрен В.М. Ентовым [12] и исследован применительно к пароводяным скважинам В.А. Дрозниным [10]. Идея указанных работ заключается в определении условий неустойчивости на основе анализа графиков, характеризующих производительность пласта и скважины.

В качестве характеристики пропускной способности скважины в случае возможного распространения пароводяного течения на весь ствол следует принять зависимость не глубины уровня начала парообразования (ввиду возможного его отсутствия), как предлагалось в [10], а забойного давления от расхода при некотором заданном устьевом давлении. Для этого можно воспользоваться разработанной в предыдущей главе моделью течения в скважине.

За характеристику пропускной способности пласта в [10] предлагается взять известную формулу Дюпюи [5, 16] для стационарного притока:

$$G = \frac{2\pi km(p_{30} - p_3)}{g \ln(R_0 / R)}, \quad (2.1)$$

где km – водопроницаемость пласта;

p_{30} и p_3 – статическое и текущее давление на забое;

R_0 – радиус воронки депрессии (радиус влияния выпуска из скважины на давление флюида в подземном коллекторе).

Формула (2.1) применима при однофазной фильтрации и свидетельствует о линейной зависимости расхода от забойного давления. В случае распространения кипения на пласт необходимо уточнение используемой характеристики пласта. Для этого можно использовать модели двухфазной фильтрации [15, 30], что существенно усложняет задачу. Учитывая это, для однофазной и двухфазной (в первом приближении) фильтрации пропускную способность пласта будем характеризовать линейной зависимостью расхода от давления на забое.

На Рисунке 2.1 показаны различные варианты пересечения характеристик пласта и скважины. По мнению В.М. Ентова и В.А. Дрознина, режим работы

скважины, соответствующий точкам A и C , является устойчивым, а в точке B – неустойчивым. При снижении забойного давления вследствие уменьшения массы агента в стволе скважины в точке A приток из пласта больше, чем увеличение расхода по скважине, т. е. возмущение будет скомпенсировано. В точке C расход по скважине уменьшится и возмущение также будет скомпенсировано. В точке B расход по скважине увеличивается на величину большую, чем приток, следовательно, возмущение не компенсируется, а усиливается. Аналогичная картина имеет место при рассмотрении увеличения забойного давления вследствие увеличения массы агента в стволе.

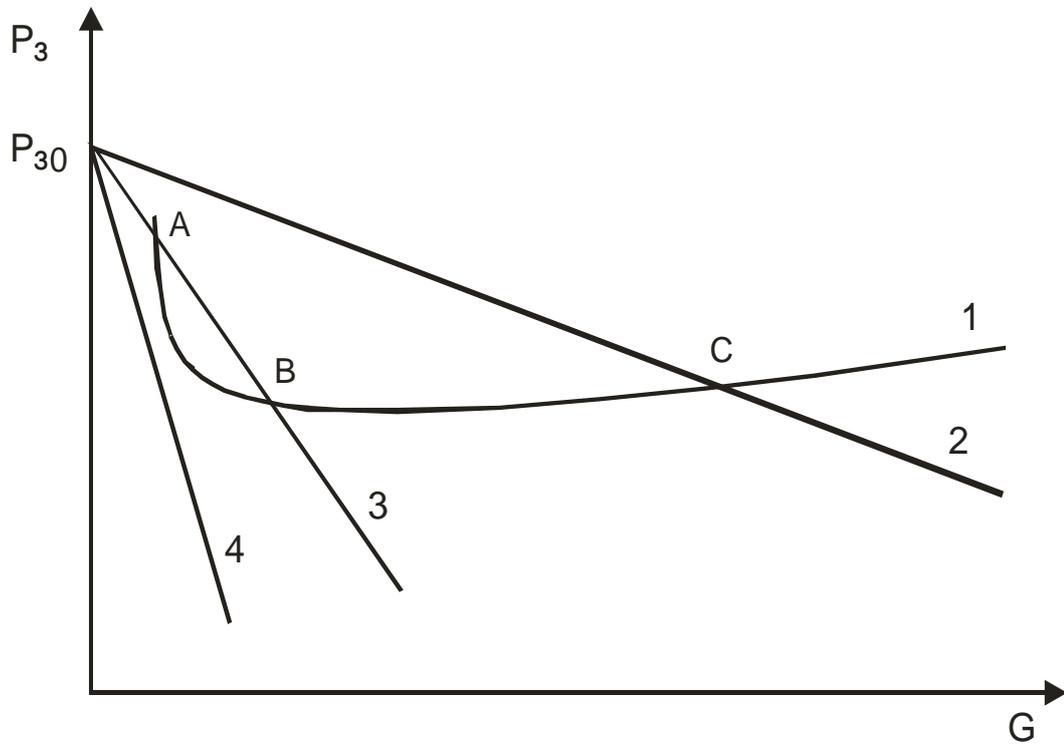


Рисунок 2.1 – Варианты сочетания характеристики скважины (1) с характеристиками пласта (2, 3, 4): $p_{з0}$ и $p_з$ – статическое и текущее давления на забое; G – массовый расход

Рассмотренные условия существования неустойчивости не являются бесспорными. Во-первых, рассматривается возмущение, способное вызвать нестационарные процессы в скважине, не учитываемые соответствующей характеристикой, полученной на основе описания стационарного течения. Во-вторых, если скважина работает не при свободном фонтанировании, изменение расхода способно вызвать изменение устьевого давления, не рассматриваемого в данной схеме.

Иной подход к определению условия устойчивости предложен А.Н. Шулюпиным [104]. На основе второго закона Ньютона выявлен механизм развития неустойчивости: увеличение расхода увеличивает обеспечивающую движение силу, что вызывает еще большее увеличение расхода. Увеличение силы происходит за счет снижения гравитационной составляющей, противодействующей движению, в результате снижения плотности пароводяной смеси. Такой подход приводит к условию

$$\frac{\partial p_y}{\partial G} - \frac{\partial p_z}{\partial G} + \frac{\partial \Delta p_{int}}{\partial G} > 0, \quad (2.2)$$

где G – массовый расход,

Δp_{int} – внутренний перепад давления (сумма перепадов давления на трение, конвективное ускорение и гравитацию),

p_y – устьевое давление, определяемое как внешний параметр, зависящий от условий течения вне скважины,

p_z – забойное давление, определяемое как внешний параметр, зависящий от условий течения в питающем пласте.

Соотношение (2.2) хорошо известно как условие, относящиеся к классу неустойчивости Лединегга, или «статической» неустойчивости [70, 86, 95, 101]. Однако, в работе [104] показано, что рассматриваемое явление имеет ярко выраженную динамическую природу, поэтому его трудно отнести к указанному классу. Во-первых, традиционно, неустойчивость Лединегга связана с

особенностью трения и фазовым переходом, вызванным тепловым потоком на стенке канала [70, 86]. В нашем случае ни трение, ни тепловой поток на стенке не являются определяющими факторами. Во-вторых, характерным признаком для неустойчивости Лединегга является N-образный вид зависимости внутреннего перепада от расхода [95, 101]. В нашем случае эта зависимость имеет V-образный вид (Рисунок 2.1). Общность формального выражения условий устойчивости отражает общность механизма развития неустойчивости – увеличение (или снижение) импульса приводит к увеличению (или снижению) силы, которая вызывает еще большее увеличение (или снижение) импульса, и т.д.

В работе [104] показано, что в связи со спецификой развития неустойчивости в геотермальной скважине реакция забойного давления на изменение расхода не может эффективно влиять на устойчивость, а реакция устьевого давления может быть стабилизирующим фактором. Также отмечены принципиальные недостатки ранее принятых представлений об устойчивости течения в пароводяных скважинах. Условием устойчивого течения рекомендуется считать положительное значение производной внутреннего забойного давления, определяемого как сума устьевого и внутреннего перепада давления, по расходу

$$\frac{\partial p_y}{\partial G} + \frac{\partial \Delta p_{int}}{\partial G} > 0, \quad (2.3)$$

Таким образом, по А.Н. Шулюпину, устойчивое течение возможно только при сочетании характеристик в точке С на Рисунке 2.1. При этом реакция устьевого давления со стороны системы транспортировки смеси вне скважины влияет на устойчивость течения, т.е. при построении характеристики скважины необходимо учитывать изменение внешнего устьевого давления при изменении расхода.

Важно отметить, что при положении статического уровня ниже устья механизм парлифта начинает эффективно работать не с нулевого расхода, т.е. характеристика скважины начинается с некоторого ненулевого расхода. Это

обстоятельство не было учтено в схеме В.М. Ентова и В.А. Дрозина. Кроме того существует еще одно возможное сочетание характеристик пласта (линия 4 на Рисунке 2.1) и скважины – без наличия общих точек. Такое сочетание однозначно можно отнести к условию невозможности эксплуатации скважины в стационарном режиме. В свою очередь режим будет однозначно устойчивым при сочетании в точке С.

Отсутствие устойчивого режима работы скважины не означает ее бесперспективности для дальнейшего использования. Неудача первых попыток возбуждения может быть связана с ошибками в технологии проходки продуктивных зон, частично закупоренных буровым раствором. Продолжение попыток возбуждения увеличивает вероятность промывки призабойной зоны. Если все-таки не удастся добиться устойчивого режима, следует иметь в виду, что на некоторых месторождениях мира подобные скважины используются для развлечения туристов, которым за умеренную плату показывают искусственный гейзер, внешне ничем не отличающийся от известных природных гейзеров в США и на Камчатке. Не исключается также принципиальная возможность перевода подобной скважины в стационарный режим путем уменьшения ее диаметра.

2.2. Краткий обзор методов расчета пароводяных течений в стволе пароводяной скважины

С позиции гидравлики скважины представляют собой вертикальные, а иногда наклонные круглые трубы. Чаще всего скважины имеют телескопическую конструкцию с увеличением диаметра от забоя (нижний конец) к устью (верхний конец). Расчет пароводяных течений является сложной задачей, при решении которой невозможно избежать использования эмпирических формул. Вместе с тем достоверность эмпирических формул гарантируется только в соответствующих данным экспериментам условиях. Экспериментальные исследования в действующих пароводяных скважинах крайне ограничены как в количественном, так и в качественном аспектах. Стремление к качественной

адекватности используемых при расчете моделей вызывает увеличение числа эмпирических формул, а дефицит экспериментальных данных в соответствующих условиях ставит под сомнение количественную адекватность моделей.

При расчете пароводяного течения в скважине обычно принимают условие квазистационарности, предполагающее фактически стационарную модель, но допускающее медленные, по отношению к характерному времени гидродинамической нестационарности, изменения параметров во времени в связи с теплообменом скважины с окружающими горными породами. Практические наблюдения и теоретические расчеты [91] позволяют оценить характерное время гидродинамической нестационарности десятками секунд. Поскольку в нашем случае представляют интерес временные отрезки работы скважины значительно превосходящие десятки минут, принятие условия квазистационарности представляется логичным.

В скважине пароводяное течение может иметь место как по всей глубине, так и только в верхней части, ниже которой теплоноситель находится в жидком состоянии. Полностью пароводяное течение может рассматриваться как частный случай существования двух участков (пароводяного и водяного), поэтому второй случай следует рассматривать как общий. Кроме того, иногда учитывают возможность наличия чисто парового течения. Однако теоретически возможный случай чередования участков парового и пароводяного течений практически малоинтересен, т. к. в этом случае расчет с достаточной степенью приближения может осуществляться как для чисто паровой скважины, что не представляет принципиальных затруднений [4].

Сложности расчета связаны с наличием пароводяного участка. Особенностью пароводяного течения в скважинах является существенные изменения паросодержания по мере продвижения теплоносителя вверх. В связи с уменьшением давления в процессе подъема осуществляется интенсивный фазовый переход. Поэтому в одной скважине можно ожидать наличие всех основных структур газожидкостного течения [39]. Важно также отметить, что

скважины имеют достаточно большой диаметр. Экспериментальные исследования показывают, что получаемые результаты зависят от диаметра трубы, причем обобщить данные с уверенностью в применимости к трубам любого диаметра не удастся. В то же время такие концептуальные положения, как выделение основных структур течения, базируются на экспериментах в тонких трубках, и существует ли, например, классическое снарядное течение в трубах большого диаметра – вопрос, вообще говоря, открытый. Следует проявлять осторожность в использовании эмпирических формул при описании течения в скважинах, по возможности, сократив их число до минимума, заменяя их соотношениями, основанными на разумных допущениях.

Первые рекомендации по расчету пароводяных течений в скважинах были направлены на определение глубины уровня начала парообразования, который ставился в соответствие уровню воды при откачке из обычной артезианской скважины [25]. Не вдаваясь в детали данной аналогии (в строгой постановке этот вопрос не так прост, как излагалось в указанной работе), отметим, что при незначительном изменении энтальпии смеси на пароводяном участке по измеренному значению энтальпии на устье легко определить, в соответствии с линией насыщения, давление на уровне начала парообразования. Зная глубину этого уровня и давление на нем, нетрудно определить давление на забое, т. к. для этого необходим анализ течения на чисто водяном участке – от забоя до уровня начала парообразования.

В общем случае для определения глубины уровня начала парообразования используется формула:

$$L = \int_{p_m}^{p_0} \frac{(1-A)dp}{\frac{2\tau_w}{R} + \rho g}, \quad (2.4)$$

где L – глубина уровня начала парообразования;

p_m и p_0 – давления на устье и на уровне начала парообразования;

R – радиус тубы;

τ_w – касательное напряжение на стенке трубы;

ρ – плотность смеси;

g – ускорение свободного падения;

A – функция, характеризующая ускорение (доля составляющей на ускорение в общем перепаде давления).

При некоторых допущениях интеграл в формуле (2.2) легко взять аналитически. Например, в [83] составляющие знаменателя принимаются постоянными, соответствующими среднеарифметическому (среднему из двух значений – на устье и на уровне начала парообразования) давлению и гомогенной модели с положением о термодинамическом равновесии фаз (гомогенная равновесная модель). В [72] также взята за основу гомогенная равновесная модель, пренебрегается ускорением, составляющие знаменателя принимаются соответствующими среднеарифметической плотности смеси и среднеарифметической скорости потока. В [49] пренебрегается ускорением, но рассматривается скольжение фаз, а интегрирование осуществляется с использованием распространенного приема – предположения о линейной зависимости массового расхода от глубины [108]. Подход, основанный на аналитическом интегрировании в (2.4), аналогичен методикам расчета газлифтных скважин. Однако в случае пароводяной скважины имеет место существенное влияние термодинамических процессов, а именно, фазового перехода и изменения плотностей фаз.

Существенным шагом к повышению адекватности модели является учет зависимости термодинамических параметров, входящих в формулы для касательного напряжения и плотности смеси, от давления и температуры. Обычно используются уравнения состояния для чистой воды и водяного пара на линии насыщения. Сложность уравнений состояния [1] не позволяет осуществлять интегрирование в формуле (2.4) аналитически.

Широкое внедрение компьютеров в практику и развитие в этой связи численных методов позволило отойти от необходимости аналитического

интегрирования в (2.4) и нахождения глубины уровня начала парообразования вообще. Стали создаваться модели, направленные на решение уравнения движения, причем как по изначально заданным устьевым параметрам с целью расчета параметров на забое, так и, наоборот – с целью расчета устьевых параметров по задаваемым параметрам на забое.

Простейшие гомогенные равновесные модели предложены Дж. Элдером [73] и М. Натенсоном [94]. Упомянутые модели пренебрегали ускорением и изменением энтальпии смеси в процессе течения. Модельные представления получили развитие в работах О.С. Найманова [26] и В.А. Дроздина [9], при сходных предположениях рассматривающих скольжение фаз.

Следующим шагом повышения адекватности моделей является учет изменения энтальпии потока, осуществляемый введением в модель уравнения энергии. Впервые это было сделано, по-видимому, в работе Т. Голда [76]. Кроме того, в указанной работе, учитывая невозможность подбора эмпирических формул для широкого диапазона условий в скважинах, было предложено ввести дифференциацию по режимам течения и для каждого режима использовать свой набор эмпирических формул.

Упомянутая работа Т. Голда содержит основные положения всех современных моделей. Появившиеся позже модели отличаются количеством рассматриваемых режимов, критериями смены режимов, эмпирическими формулами для касательных напряжений и т. д. К новизне в работе М. Тачимори [107] можно отнести утверждение о необходимости учета ускорения в уравнениях движения и энергии. В [54] воплощается идея минимизации количества эмпирических формул. В работах А. Палачио [97, 98] отмечается необходимость учета теплообмена с окружающими породами. В работе [45, 46] учитывается радиальная и вертикальная составляющие теплового потока в окружающем массиве пород, т.е. сопрягается модель, предложенная в [54], с двухмерной тепловой задачей [36]. В работе [13] сделана попытка строгой формулировки математической модели, при этом оставлены без внимания некоторые принципиальные вопросы, в результате чего получена незамкнутая модель.

Некоторые работы делают акцент на специфику химического состава теплоносителя и модификацию в этой связи уравнений состояния [64, 66, 109, 110].

В настоящее время наиболее известной и широко используемой является разработанная Г. Бьернссоном в 1987 г. модель HOLA [69]. Модель основана на численном решении одномерных уравнений неразрывности, движения и энергии, предполагает возможность однофазного (вода) и различных режимов двухфазного течения, учитывает скольжение фаз (двухскоростная модель). В том же году А.Н. Шулюпиным была разработана сходная по идеологии модель WELL, начаты и в следующем году продолжены экспериментальные работы в действующих скважинах. Сопоставление расчетных и экспериментальных данных показало хорошие возможности модели WELL [54]. Однако данная модель не могла конкурировать с зарубежным аналогом. Загрузка модели и исходных данных в ЭВМ осуществлялась с помощью перфокарт, в то время как HOLA уже предполагала работу на персональном компьютере с вводом данных в диалоговом режиме и была доступна обычному пользователю.

Заметим, что все действующие модели используют интегральный метод описания течений, т.е. балансовые уравнения записываются для некоторых усредненных по времени и сечению трубы параметров [43]. Большие надежды авторы возлагали на использование структурного подхода, заключающегося в отдельном анализе динамики различных элементов структуры потока и позволяющего сочетать достоинства интегрального и дифференциального методов [50], расширяющего возможности использования теоретических положений. Однако практика показала, что при этом подходе существенно усложняется алгоритм реализации модели и требуются некоторые данные об условиях на границе анализируемых элементов, в результате чего проверка адекватности модели на основе сопоставления с экспериментальными данными крайне затруднительна.

Следует отметить отсутствие детальных экспериментов в действующих скважинах. При скудности экспериментальных исследований вообще, измеряются

лишь некоторые общие параметры, например средний градиент давления на пароводяном участке [54] или график зависимости давления от глубины [69, 107]. Это затрудняет оценку качества модели. Возможность наличия взаимно компенсирующихся ошибок даже при совпадении общих расчетных и опытных данных оставляет сомнение в адекватности модели. Отметим также отсутствие экспериментов в высокопроизводительных скважинах, представляющих наибольший практический интерес. Регистрируемая аппаратура, помещаемая в скважину, испытывает значительные динамические нагрузки со стороны движущейся с высокой скоростью пароводяной смеси. Применение отягощений для предотвращения выброса аппаратуры из скважины создает дополнительное возмущение в потоке и не всегда приводит к желаемому результату. Кроме того, наличие троса или кабеля, а также самой аппаратуры способно изменить структуру потока, исказив картину течения в естественных условиях.

2.3. Математическая модель для расчета течений в пароводяной скважине

Предлагаемая модель основана на ранее разработанной модели WELL с сохранением основной идеи – минимизации числа эмпирических формул без потери качественной адекватности. В отличие от предшествующей, ориентированной на низкоэнтальпийные скважины Паужетского месторождения (Камчатка), новая модель учитывает условия Мутновского месторождения – высокую энтальпию теплоносителя, большую глубину и высокую производительность скважин. Модель описывает как чисто водяное, так и пароводяное течение.

Для описания пароводяного течения (Рисунок 2.2) используется интегральный метод и двухскоростная модель. Основу модели составляют уравнения неразрывности, движения и энергии [50]:

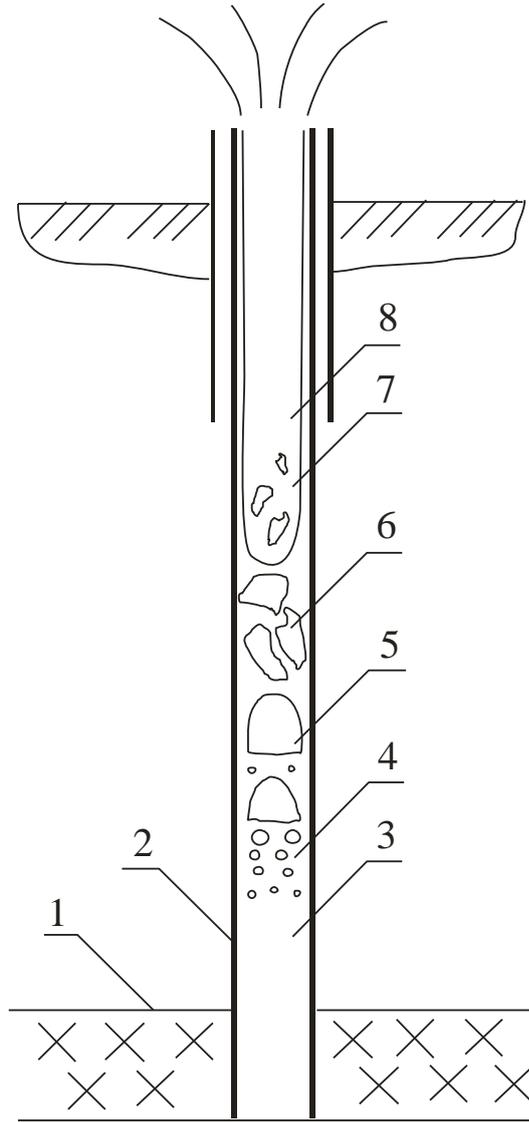


Рисунок 2.2 – Структуры течения в скважине: 1 – питающий коллектор, 2 – обсадная колонна, 3 – однофазное (водяное) течение, 4 – пузырьковая структура, 5 – снарядная структура, 6 – эмульсионная (пробковая) структура, 7 – эмульсионная (клочкообразная) структура, 8 – дисперсно-кольцевая структура

$$dG = 0, \quad (2.5)$$

$$\rho'' \varphi v'' dv'' + \rho'(1-\varphi)v' dv' + \frac{(v''-v')}{\pi R^2} dG'' = -dp - \frac{2\tau_w}{R} dz + \rho g_z dz, \quad (2.6)$$

$$dh + de - g_z dz = dq, \quad (2.7)$$

где G и G'' – массовые расходы смеси и пара;

ρ'' и ρ' – плотности пара и воды;

φ – истинное объемное паросодержание;

v'' и v' – скорости пара и воды;

z – направленная вверх координата вдоль оси трубы;

p – давление;

g_z – проекция вектора ускорения свободного падения на z (для вертикальной трубы $g_z = -g$, для наклонной $g_z = -g \cos \alpha$, где α угол отклонения от вертикальной оси);

h – удельная энтальпия смеси;

e – удельная кинетическая энергия;

dq – изменение удельной энергии потока за счет теплового потока от стенок скважины.

Модель предполагает возможность реализации трех расчетных режимов двухфазного течения: с малым паросодержанием, переходной и с большим паросодержанием. К первому режиму относятся структуры с непрерывной жидкой фазой (пузырьковая, снарядная, Рисунок 2.2), к последнему – с непрерывной, доминирующей по объему, газовой фазой (общей структурой данного режима может считаться дисперсно-кольцевая).

Существование дисперсно-кольцевой структуры требует выполнения двух условий: паросодержание должно быть достаточным для формирования ядра потока; скорость в ядре должна быть достаточной для удержания жидкой пленки на стенке. Формализация данных условий осуществляется соотношениями [39, 50]:

$$\beta > 0.8, \quad (2.8)$$

$$\frac{\rho'' w^2}{g(\rho' - \rho'')2R} > 1, \quad (2.9)$$

где β – объемное расходное паросодержание,
 w – приведенная скорость смеси, определяемая также как скорость,
 соответствующая гомогенной модели.

Переходным считается режим, в котором не достигнуты указанные условия, но скорость пара достигла критической скорости движения насыщенной воды, т.е. на структуру потока начинает влиять локальная критичность [50].

Принципиальными вопросами при описании газожидкостных течений является выбор формул, определяющих истинную скорость одной из фаз или коэффициент скольжения (отношение скоростей газа и жидкости) и касательного напряжения на стенке трубы. Для определения коэффициента скольжения при дисперсно-кольцевом течении использовалась формула З.Л. Миропольского [21]. Однако при этом учитывалось, что при высоких скоростях, приближающихся к критической скорости истечения, локальная критичность способствует гомогенизации смеси. В результате, при числах Маха, приближающихся к 1, коэффициент скольжения стремится к 1, т.е. упомянутая формула с соответствующей поправкой примет вид

$$s = 1 + \frac{13,5(1 - p/p^*)(1 - M^2)}{Fr^{5/12} Re^{1/6}}, \quad (2.10)$$

где s – коэффициент скольжения,

p^* – давление в критической точке ($22,115 \cdot 10^6$ Па),

Fr , Re и M – числа Фруда, Рейнольдса и Маха.

Для определения скорости пара при течении с малым паросодержанием рекомендуется хорошо известная формула [39], которая достаточно успешно применяется в различных условиях

$$v'' = 1,2w + 0,35\sqrt{2gR(1 - \rho''/\rho')}. \quad (2.11)$$

Скорость пара в переходном режиме определяется формулой [50]

$$v'' = w + v_c (1 - w/v_s), \quad (2.12)$$

где v_c – критическая скорость движения насыщенной воды,
 v_s – скорость пара, определяемая формулой (2.11).

Определение касательного напряжения осуществляется по формуле, предложенной [7], и рекомендованной в [50] для всех режимов, применительно к рассматриваемой задаче

$$\tau_w = \xi(\rho'' v''^2 \varphi + \rho' v'^2 (1 - \varphi))/8, \quad (2.13)$$

где ξ – коэффициент трения.

Специальные исследования показали, что для определения изменения энтальпии за счет теплового потока от стенок скважины достаточно учитывать только радиальную составляющую [50, 45]. В этом случае для определения изменения удельной энергии потока рекомендуется формула [50]

$$dq = \frac{-\Delta T(z) 2\pi\lambda}{G \ln\left(1 + \sqrt{\pi a t} / R^2\right)}, \quad (2.14)$$

где $\Delta T(z)$ – разность текущей температуры теплоносителя и начальной температуры в массиве горных пород,
 λ – коэффициент теплопроводности окружающих пород,
 a – коэффициент температуропроводности окружающих пород,
 t – время с начала пуска скважины.

Уравнения, соотношения и формулы (2.5) – (2.14), наряду с другими известными формулами, связывающими параметры газожидкостного течения в двухскоростной модели [50], составляют модель WELL-4 и в общем характеризуют ее особенности. Заметим, что в отличие в данной модели для

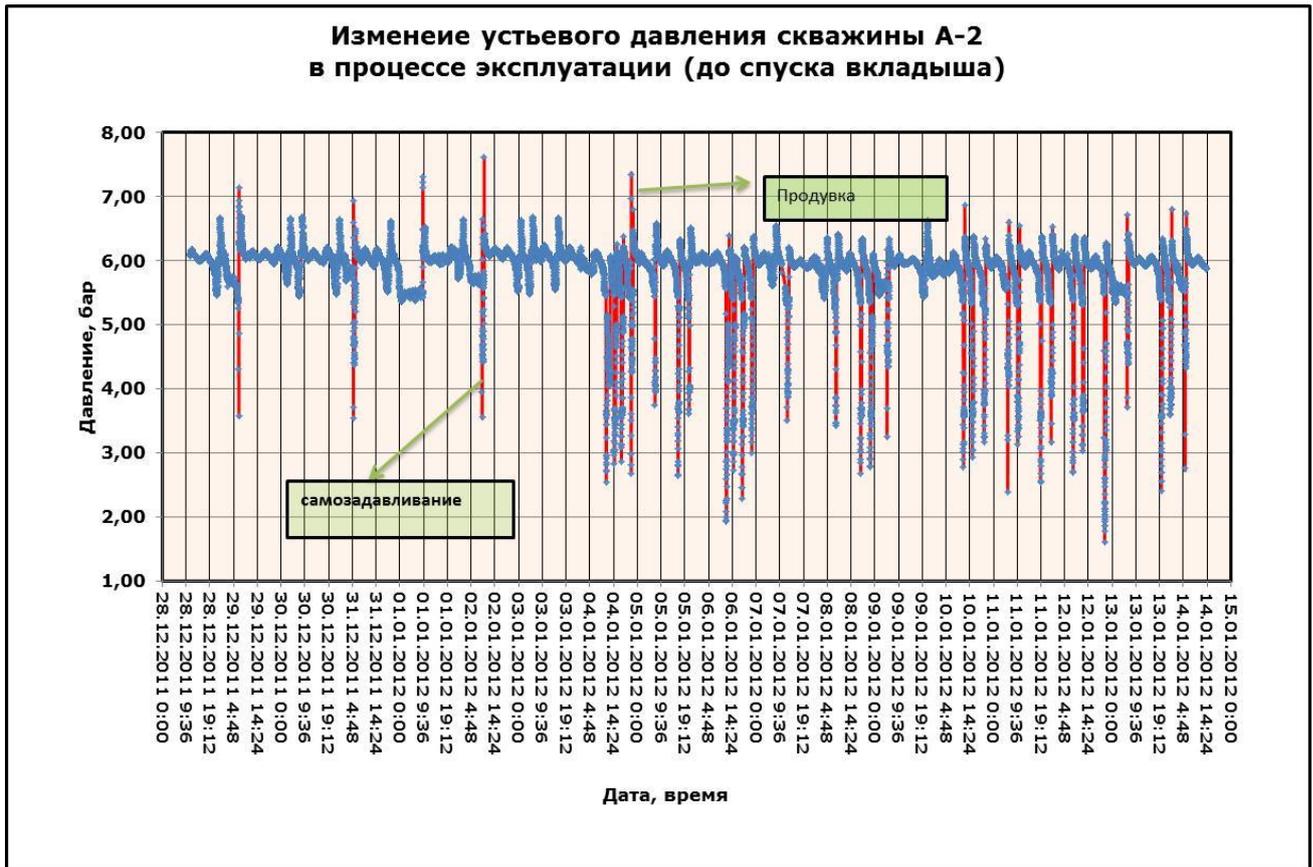
определения параметров состояния фаз в пароводяной смеси использовались уравнения, предложенные в [35], что позволило увеличить предельное давление в смеси, по отношению к модели WELL, с 24 до 110 бар.

Сравнение расчетов по модели WELL-4 с экспериментальными данными, а также с расчетом по аналогичным моделям показало предпочтительность ее использования по сравнению с аналогами [60].

2.4. Обоснование проекта реконструкции скважина А-2 Мутновского месторождения

Скважина А-2 введена в эксплуатацию 2002 году. Фактический расход теплоносителя (пароводяной смеси) оказался ниже проектного на 40 %. С ориентацией на проектный расход для трубопровода от скважины до сепаратора был выбран диаметр 500 мм. В результате фактически низкого расхода, следовательно, низких скоростей транспортировки, трубопровод, имеющий в том числе восходящие участки, выполнял роль сепаратора. Скважина схлопывалась (самозадавливалась, Рисунок 2.3) возникающими в трубопроводе жидкими пробками, что требовало выполнение периодических продувок скважины с выводом ее в рабочий режим. Частые продувки вызывали снижение выработки электрической мощности МГеоЭС-1 и способствовали преждевременному выходу запорной арматуры из эксплуатации, а термические нагрузки на обсадную колонну в процессе изменения режима работы скважины, в конечном счете, привели к нарушению ее герметичности и выходу скважины из строя.

Планируемая реконструкция заключается в установке внутри существующей обсадной колонны с внутренним диаметром 225 мм вкладыша с внутренним диаметром 160 мм от устья до глубины 1200 м. Поскольку продуктивные зоны располагаются ниже реконструируемого участка, зависимость расхода от снижения давления на глубине предполагается неизменной.



*Рисунок 2.3 – Динамика избыточного устьевого давления скважины А-2
перед выводом из эксплуатации*

Прогноз новой производительности был выполнен в два этапа. На первом этапе, используя данные измерений расходных параметров скважины в зависимости от устьевого давления, рассчитали давление на глубине 1200 м для соответствующих расходных параметров до реконструкции. На втором этапе для соответствующих расходных параметров и давлений на глубине были рассчитаны устьевые давления после реконструкции (получена новая зависимость расходных параметров от устьевого давления).

Методика расчета состояла в следующем:

1) По данным измерения расходных параметров на различных ступенях устьевого давления скважины в 2010 г. (Таблица 2.1) с помощью компьютерной программы WELL-4 определялось давление на глубине 1200 м при

существовавшей конструкции скважины. Таким образом, находился зависимость расхода от давления на глубине 1200 м.

Таблица 2.1

Исходные данные 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	–

2) Используя полученную зависимость, а именно данные ступеней 3 и 4, а также интерполяционную точку между 2 и 3 ступенями (расходы на ступенях 1 и 2 не могут быть достигнуты при новой конструкции даже при свободном фонтанировании), с помощью обратного расчета по программе WELL-4 находим устьевое давление при новом внутреннем диаметре. Полученные данные представлены в Таблице 2.2.

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.

Рекомендации по реконструкции были изложены на расширенном техническом совете ОАО «Геотерм» и руководством компании одобрены.

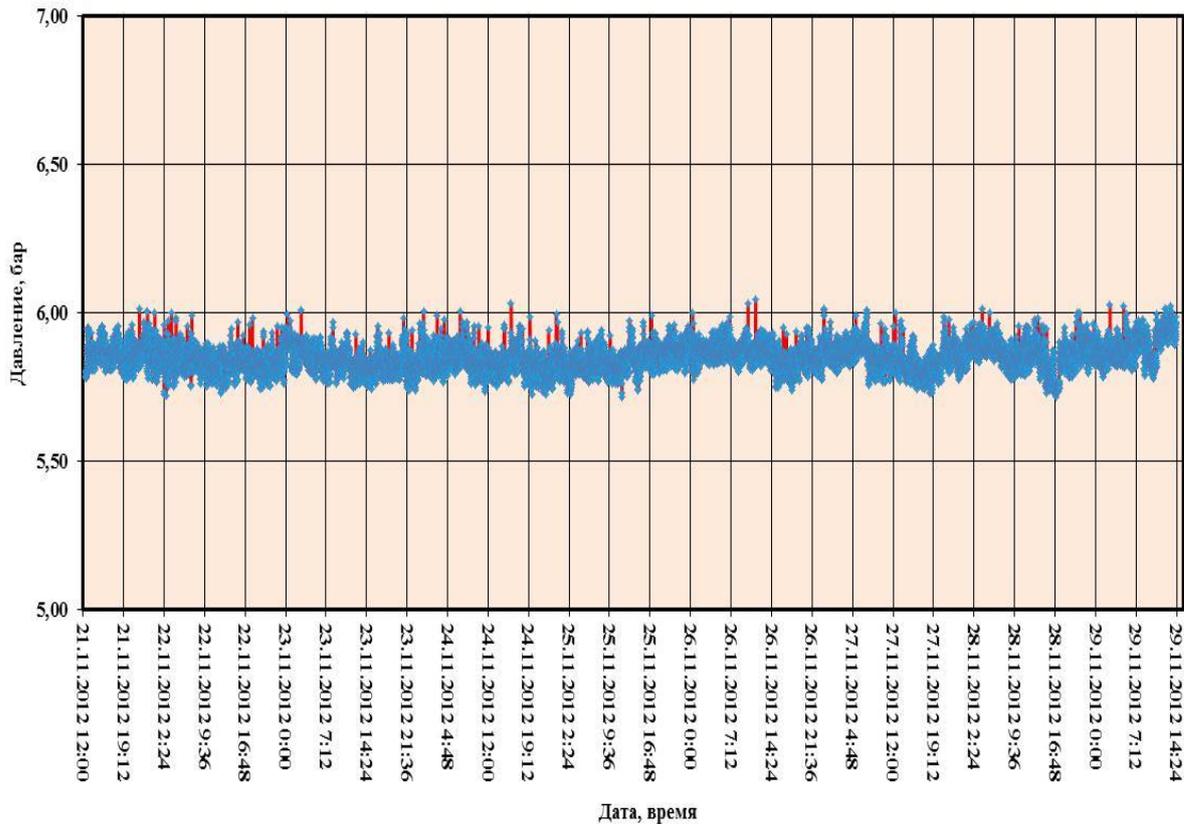
Прогнозная характеристика скважины А-2 после установки вкладыша

№ 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

В августе 2012 года соответствующие работы по реконструкции в полном объеме были завершены и скважина А-2 бала введена в эксплуатацию. По приращению мощности ГеоЭС (на 2,5 МВт) расход пара по данной скважине оценивается около 5 кг/с (2 кг/с на 1 МВт мощности). Отметим, что в рабочем диапазоне давлений прогнозируемый расход по пару, согласно данных Таблицы 2.3, также составляет 5 кг/с. Таким образом можно говорить о подтверждение прогнозных оценок. Но самое главное – подтвердились оценки в части повышения верхнего предела рабочего давления. После реконструкции скважина стала работать в стабильном режиме (Рисунок 2.4), т.е. рабочего давления хватает для продавливания жидких пробок, образующихся в трубопроводе вследствие неудачно выбранного диаметра.

Затраты на реконструкцию скважины А-2 составили около 20 млн. руб. Строительство новой эксплуатационной скважины на Мутновском месторождении обходится примерно в 200-230 млн. руб. Средний расход добычной скважины по пару составляет 10 кг/с. Принятый для месторождения коэффициент удачи составляет 0,5, иными словами лишь половина построенных скважин оказываются продуктивными, остальные по тем, или иным причинам не могут эксплуатироваться в качестве добычных. Следовательно, на одну построенную скважину в среднем приходится расход пара 5 кг/с.

**Изменение устьевоего давления в процессе эксплуатации
на скважине А-2 (21-29.11.2012г.) после спуска вкладыша**



*Рисунок 2.4 – Динамика избыточного устьевоего давления скважины А-2
после реконструкции*

Поскольку скважина А-2 после реконструкции характеризуется средним расходом на одну построенную скважину, экономический эффект от ее реконструкции составляет разницу затрат на одну построенную скважину и фактических затрат на реконструкцию – 180 млн. руб.

Следует заметить, что на Мутновском месторождении имеется несколько скважин, верхний предел рабочего давления которых не позволяет использовать их для добычи теплоносителя. В этой связи 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. В частности, полевые работы по испытанию скважин Паужетского (Камчатка) месторождения, проведенные летом 2013 года, обнаружили существенное снижение верхнего предела рабочего давления у большинства добычных скважин, что потребует в ближайшее время принятие мер для поддержания необходимого уровня добычи теплоносителя. Разумеется, для каждой скважины необходим индивидуальный подход к планированию реконструкции, включающий проведение численных расчетов.

Таким образом, успешный опыт реконструкции скважины А-2 позволяет рассматривать установку в верхней части обсадной колонны вкладыша меньшего диаметра как действенный способ повышения верхнего предела рабочего давления. Установка вкладыша влияет на структуру пароводяного течения и позволяет минимизировать градиент давления путем нахождения оптимального баланса между составляющими на трение и гравитацию. Схема, отражающая течение в скважине с установленным в верхней части вкладышем представлена на Рисунке 2.5.

2.5. Установка вкладыша как способ стабилизации режима работы скважины

Практическая реализация плана реконструкции скважины А-2 позволила не только увеличить максимальное рабочее давление, но и добиться устойчивой работы скважины без изменения системы транспортировки теплоносителя. Трубопровод пароводяной смеси от скважины стал работать без видимых пульсаций, из чего можно предположить, что стабилизирующий эффект достигнут не только за счет увеличения верхнего предела рабочего давления. Заметим, что уменьшение внутреннего диаметра скважины смещает точку экстремума на характеристике скважины в сторону меньших расходов. При нахождении рабочей точки вблизи точки экстремума, уменьшение диаметра скважины будет способствовать перемещению рабочей точки в область устойчивой работы [104].

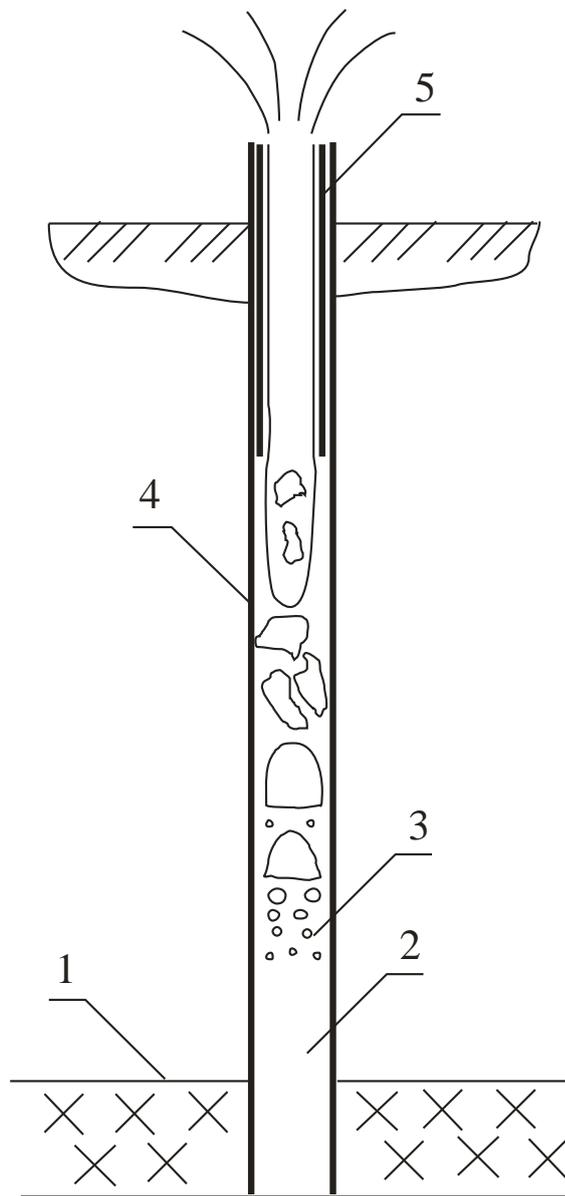


Рисунок 2.5 – Схема скважины со вкладышем: 1 – питающий коллектор, 2 – зона водяного течения, 3 – зона пароводяного течения, включающая различные структуры двухфазного течения, 4 – ствол скважины, 5 – вкладыш

Для иллюстрации данного эффекта рассмотрим изменение характеристики скважины при уменьшении внутреннего диаметра (Рисунок 2.6). На Рисунке 2.6 представлены характеристики скважин (глубина 800 м, энтальпия 800 кДж/кг, устьевое давление 1 бар) диаметром 0,2 и 0,15 м. Уменьшение внутреннего диаметра смещает точку нулевой производной в сторону меньшего расхода, что

способствует переводу рабочей точки на восходящую ветвь характеристики скважины, т.е. в область устойчивой работы.

Стабилизирующим эффектом обладает не только уменьшение диаметра всей скважины, но и установка вкладыша. Успех реконструкции скважины А-2 позволил распространить данный опыт и для других «проблемных» скважин. В частности было проведено обоснование установки вкладыша в скважине Гео-2 Мутновского месторождения.

Расходные параметры скважины Гео-2:

- устьевое давление 6,6 ати,
- расход ПВС – 27 кг/с,
- расход пара 7,6 кг/с.

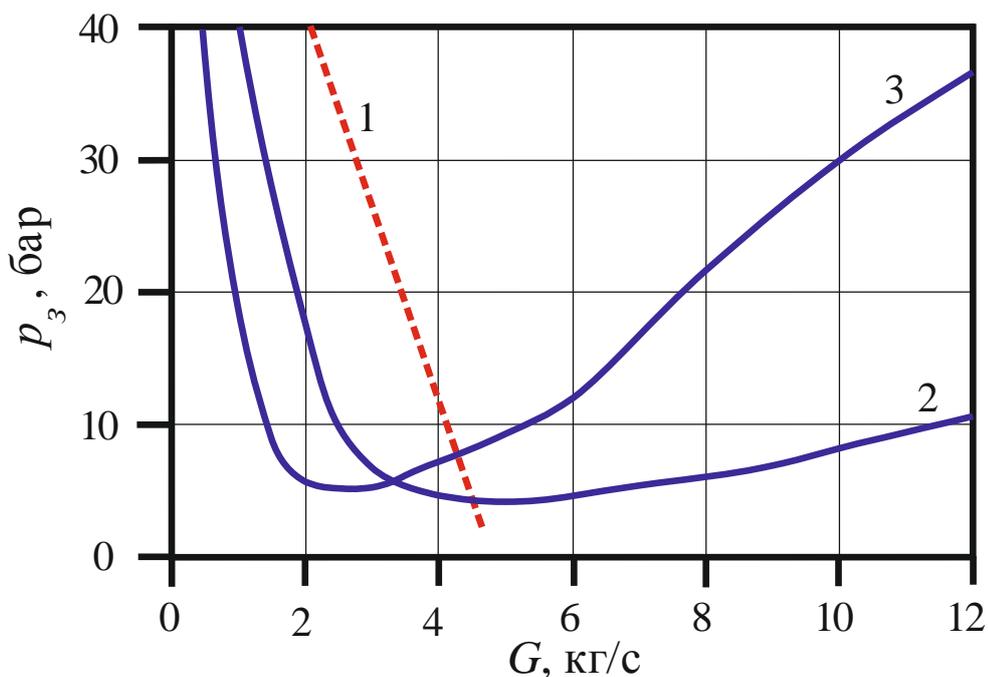


Рисунок 2.6 – Характеристики пласта (1) и скважины:

2 – диаметр 0,2 м; 3 – диаметр 0,15 м

Конструкция скважины:

- в интервале 0 – 1038 м скважина обсажена трубами 245 мм,
- в интервале 982 – 2186 установлена фильтрационная колонна 168 мм.

С учетом толщины труб, внутренний диаметр скважины в интервале 0 – 982 составляет 225 мм, от 982 м – 162 мм.

Расчетная глубина забоя (до верхней границы возможных водопритоков) принята 1038 м.

Статический уровень воды в скважине находится на глубине 580 м.

Рассматривалось два варианта вкладыша – диаметром вкладышам 178 и 168 мм (внутренний диаметр составляет 164 и 154 мм, соответственно). Глубина установки вкладыша – 950 м.

Расходные параметры скважины после реконструкции определялись графическим методом. Забойное давление для точек характеристик скважины рассчитывалось по математической модели WELL-4 [2] при заданном устьевом давлении 6,6 ати (7,4 бар). Энтальпия скважины принималась постоянной 1280 кДж/кг, что соответствует массовому расходному паросодержанию 0,28 (отношение массовых расходов пара и смеси – 0,28 (7,6/27)) при заданном устьевом давлении.

Ввиду отсутствия точных сведений об индикаторной характеристике пласта, данная характеристика представлена прямой линией. Эта прямая проведена через точку, соответствующую забойному давлению при нулевом расходе (37 бар, согласно значению статического уровня) и рабочую точку, соответствующую текущему расходу на характеристике скважины до реконструкции.

Расчетные характеристики скважины и пласта представлены на Рисунке 2.7.

Как видно из Рисунка 2.7, установка вкладыша в части стабилизирующего эффекта аналогична уменьшению диаметра всей скважины.

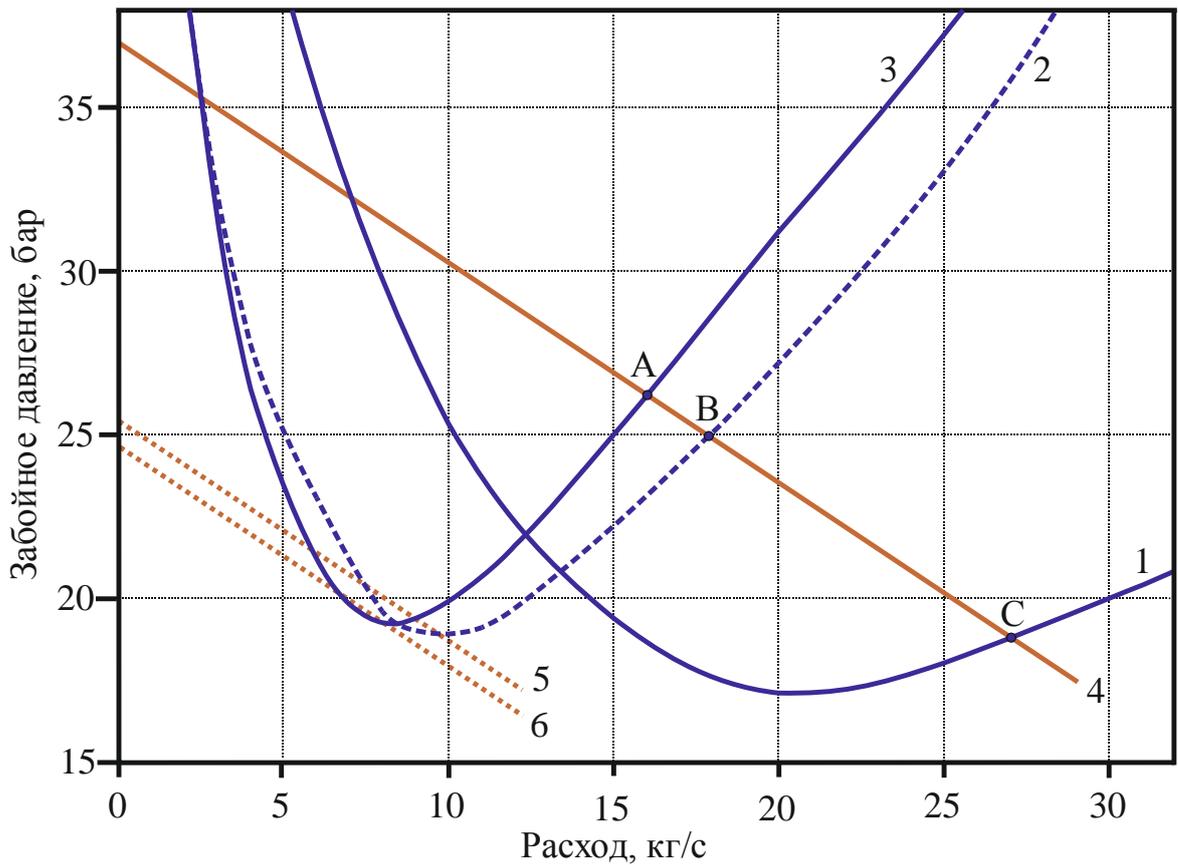


Рисунок 2.7 – Расчетные характеристики скважины Гео-2 и пласта:

- 1 – характеристика скважины до реконструкции,
- 2 – характеристика скважины после установки вкладыша 178 мм,
- 3 – характеристика скважины после установки вкладыша 168 мм,
- 4 – характеристика пласта, 5 и 6 – характеристики пласта при возможном снижении пластового давления

Искомые параметры соответствуют точке пересечения характеристик, отражающих зависимость забойного давления от расхода, для скважины и питающего ее пласта (Рисунок 2.7). При этом для устойчивой работы скважины рассматривались только точки на восходящей ветви характеристики скважины (см. точки *A*, *B* и *C*).

Предполагаемый расход скважины после установки вкладыша 178 мм составит (точка *B* на Рисунке 2.7):

- пароводяная смесь – 17,9 кг/с,

- пар на устье (17,9x0,28) – 5,0 кг/с.

Предполагаемый расход скважины после установки вкладыша 168 мм составит (точка *A* на Рисунке 2.7):

- пароводяная смесь – 16,1 кг/с,
- пар на устье (16,1x0,28) – 4,5 кг/с.

Таким образом, расход пара при установке вкладыша 168 мм на 10% ниже расхода при вкладыше 178 мм.

Однако, решение по вариантам установки вкладыша необходимо принимать с учетом технологических возможностей их осуществления. Чем больше зазор между внутренним диаметром скважины и внешним диаметром вкладыша, тем меньше вероятность осложнений при проведении работ. Учитывая наклонную геометрию скважины, при малом зазоре снижается вероятность достижения планируемой глубины погружения вкладыша.

Кроме того, необходимо иметь в виду, что мировой опыт разработки месторождений парогидротерм свидетельствует о снижении пластового давления в процессе эксплуатации. В результате такого снижения скважины теряют способность к устойчивой работе. Графически это выражается в том, что отсутствует пресечение характеристик скважины и пласта на восходящей ветви характеристики скважины. Как показано на рисунке, скважина с вкладышем 168 мм способна работать при меньшем пластовом давлении (характеристика *б* на рисунке). Следовательно, предполагаемый срок службы скважины с вкладышем 168 мм будет больше, чем с вкладышем 178 мм. Аналогичная ситуация будет иметь место в случае снижения производительности скважины за счет снижения фильтрационных параметров пласта, графически выраженных в увеличении угла наклона характеристики пласта.

В случае линейной зависимости снижения пластового давления или снижения фильтрационных параметров пласта во времени, на основании представленного рисунка можно оценить предполагаемое увеличение срока службы скважины с вкладышем 168 мм. Оно составит около 10%. Заметим, что на практике темпы снижения указанных параметров со временем снижаются,

поэтому реальное увеличение срока службы может быть значительно больше.

Динамика устьевого давления скважины скважина Гео-2 до и после установки вкладыша отражено на Рисунках 2.8 и 2.9. Как видно из рисунков, после установки вкладыша произошла стабилизация режима работы скважины.

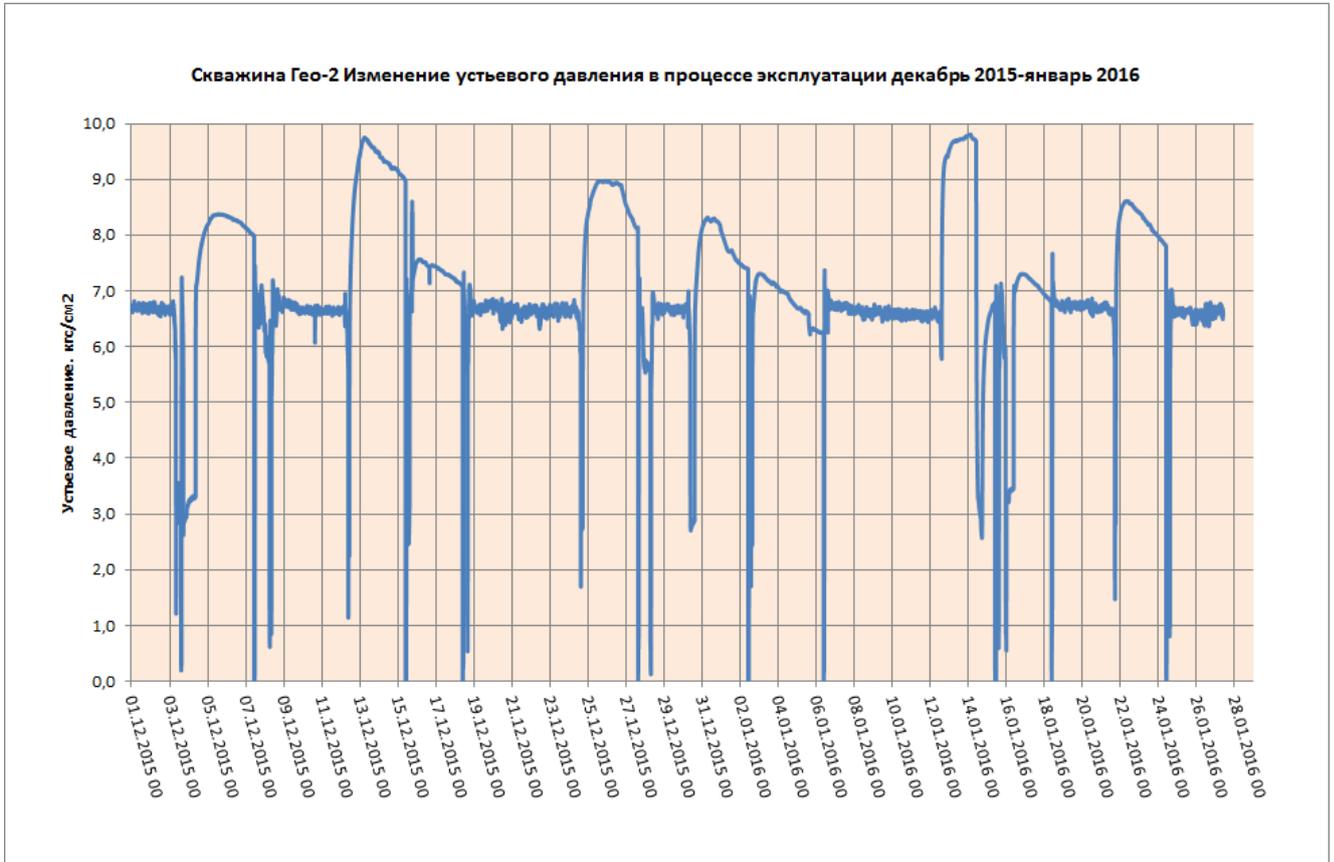


Рисунок 2.8 – Устьевое давление скважины Гео-2 до реконструкции

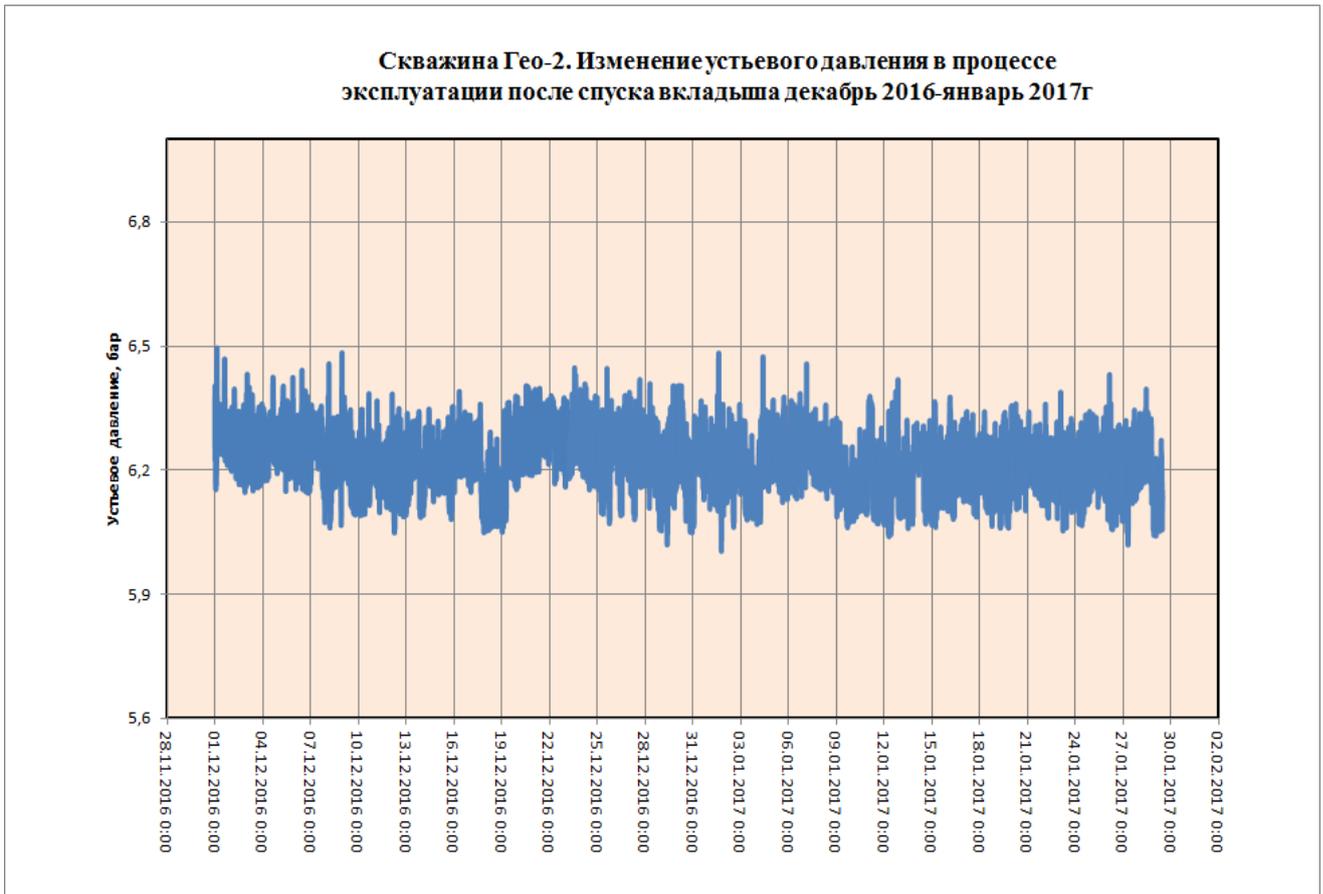


Рисунок 2.9 – Устьевое давление скважины Гео-2 после реконструкции

3. ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ УСЛОВИЙ ТЕЧЕНИЯ НА УСТЬЕ

3.1. Определение оптимального радиуса кривизны отвода на устье скважины

Анализ работы системы транспортировки теплоносителя на Мутновской ГеоЭС-1 позволил предположить в качестве возможного способа увеличения производительности скважин обеспечение плавности ввода теплоносителя от устья в трубопроводы, т.е. снижение местного сопротивления на устье скважины. Очевидно, чем больше радиус кривизны отвода, тем меньше потери давления на соответствующем местном сопротивлении. Вместе с тем, устьевая обвязка выполняется из труб меньшего, по сравнению с магистральным трубопроводом, диаметра, и в этих трубах возможны существенные потери давления на трение. Поэтому, чем меньше будет радиус кривизны отвода, тем раньше можно перейти на трубу большего диаметра, тем самым снизить потери на трение. Следовательно, существует оптимальный радиус кривизны отвода, обеспечивающий минимальные потери давления с учетом как местного сопротивления, так и трения в самом отводе.

Зависимость коэффициента местного сопротивления отвода от радиуса кривизны определяется формулой [17]

$$\zeta = 0,051 + 0,19d/R, \quad (3.1)$$

где ζ – коэффициент местного сопротивления,

d – диаметр трубы,

R – радиуса кривизны отвода.

Для падения давления на трение в соответствии с известной формулой Дарси-Вейсбаха имеем

$$\Delta p_f = \xi \frac{\rho v^2 L}{2d}, \quad (3.2)$$

где ξ – коэффициент трения,

ρ – плотность,

v – скорость,

L – длина трубы.

Сравнивая формулу (3.2) с выражением для падения давления на местном сопротивлении

$$\Delta p_\zeta = \zeta \frac{\rho v^2}{2}, \quad (3.3)$$

определим аналог коэффициента местного сопротивления – коэффициент потерь на трение,

$$f = \xi \frac{L}{d}, \quad (3.4)$$

где f – коэффициент потерь на трение.

Выражая длину отвода на 90° через радиус кривизны, для коэффициента, учитывающего потери на трение, имеем

$$f = \xi \pi R / (2d). \quad (3.5)$$

Анализируя суммарный коэффициент ($s = \zeta + f$) на точку экстремума, для минимального значения суммарного коэффициента получаем

$$\frac{R}{d} = \sqrt{\frac{0,38}{\xi \pi}}. \quad (3.6)$$

При коэффициенте трения 0,02 из формулы (3.6) определяем – минимальный суммарный коэффициент потерь соответствует отношению радиуса кривизны к диаметру 2,46. График зависимости суммарного коэффициента от радиуса кривизны представлен на Рисунке 3.1.

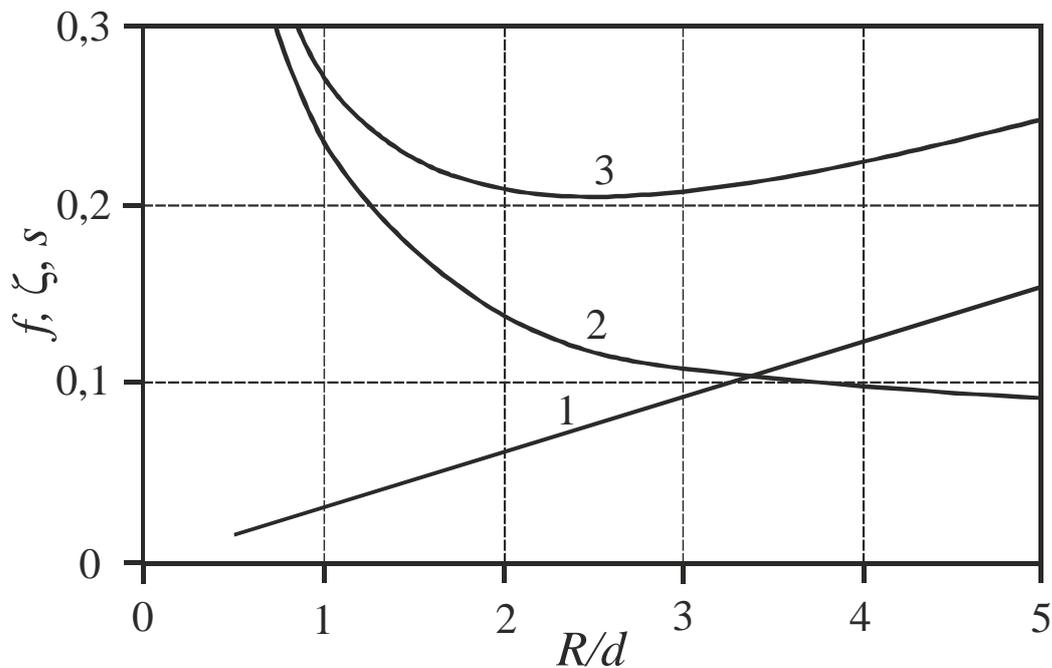


Рисунок 3.1 – Зависимость коэффициента падения давления от безразмерного радиуса кривизны отвода: 1 – коэффициента потерь на трение, 2 – коэффициент местного сопротивления, 3 – суммарный коэффициент

Следует иметь в виду, что для большей компактности устьевого оборудования, обеспечивающей его размещение в укрытии (Рисунок 3.2), при равном значении предпочтение следует отдавать меньшему радиусу кривизны. Таким образом, для отвода рационально выбирать безразмерный радиус кривизны в диапазоне от 1,4 до 2,4. В абсолютном выражении для трубы 230 мм соответствующий диапазон радиуса кривизны составит 322 – 552 мм.



Рисунок 3.2 – Общий вид укрытия скважины

3.2. Методика оценки увеличения расхода теплоносителя при оборудовании устья плавным отводом

Движение теплоносителя в скважине направлено вертикально вверх. Крестовина, устанавливаемая на устье, направляют поток горизонтально либо в магистральный трубопровод, либо в боковой отвод на измерительную установку, или вертикально на свободное фонтанирование. В номинальном режиме боковой и вертикальные отводы заглушены (Рисунок 3.3).

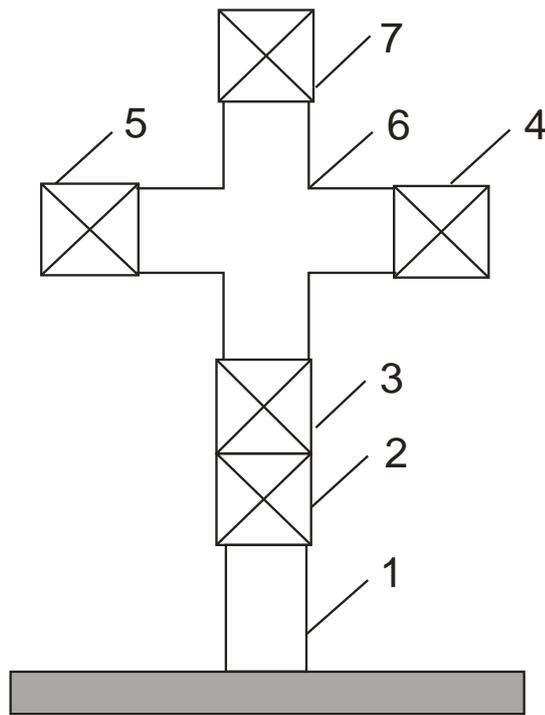


Рисунок 3.3 – Схема устьевого обвязки скважин Мутновского месторождения:

1 – ствол скважины; 2 – коренная задвижка; 3 – устьева задвижка;

4 – рабочая задвижка; 5 – боковая задвижка; 6 – крестовина;

7 – фонтанная задвижка

Коэффициенты наиболее распространенных местных сопротивлений представлены в Таблице 3.1 [39]. По типу сопротивления крестовина ближе всего соответствует угольнику с коэффициентом 1,4, а плавный отвод, выполненный в соответствии с рекомендациями предыдущего раздела и данными Таблицы 3.1, характеризуется коэффициентом 0,2. В нашем случае полностью плавный переход выполнить невозможно, поскольку на устье скважины должна быть установлена фонтанная задвижка, позволяющая, которая обеспечивает вертикальный (фонтанный) выброс теплоносителя и спуск геофизического оборудования в ствол скважины. Тем не менее вертикальный отвод на фонтанную задвижку может быть выполнен из трубы меньшего, по отношению к основной устьевого арматуры, диаметра, соединенной с плавным поворотом (Рисунок 3.4). Например, обвязка устья большинства скважин на Мутновском месторождении выполнена из труб и арматуры диаметром 300 мм, а для фонтанной задвижки достаточен диаметр 200 мм.

Поэтому будем характеризовать колено с плавным переходом при наличии вертикального отвода меньшего диаметра коэффициентом 0,4, считая, что при установке плавного перехода коэффициент местного сопротивления снижается на 1,0.

Таблица 3.1

Коэффициенты местного сопротивления

Вид сопротивления	Коэффициент
Внезапное расширение трубопровода (выход трубы в большой резервуар)	1
Кран: пробочный	0,4
обыкновенный	2,5–5
угловой	0,8
Шаровой клапан	4–5
Угольник: 90°	1,4
135°	0,4
Колено (90°)	0,2
Тройник	0,3
Задвижка (m – отношение площади проходного сечения, открытого задвижкой, к площади сечения трубы)	0,15 при $m = 1$ 0,2 при $m = 0,75$ 2 при $m = 0,5$ 20 при $m = 0,25$

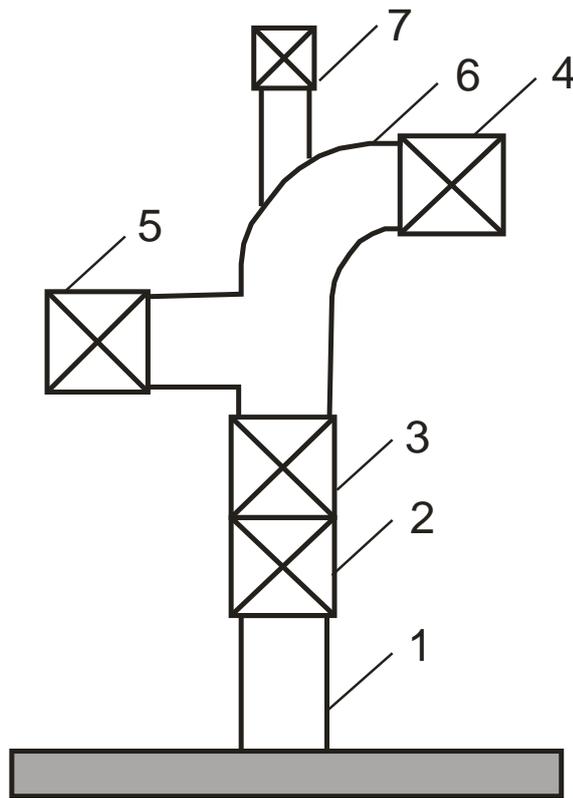


Рисунок 3.4 – Рекомендуемая схема устьевого обвязки пароводяных скважин:

1 – ствол скважины; 2 – коренная задвижка; 3 – устьева задвижка;

4 – рабочая задвижка; 5 – боковая задвижка; 6 – крестовина

с плавным отводом; 7 – фонтанная задвижка

На Мутновском месторождении от скважин до сепараторных станций ГеоЭС теплоноситель транспортируется по трубопроводам пароводяной смеси. Полагая вход первым местным сопротивлением трубопровода, снижение его коэффициента приведет к изменению характеристики трубопровода, которая повлияет на устьевое давление. В результате, снижение устьевого давления при снижении местного сопротивления приведет к увеличению перепада давления в трубопроводе от скважины до сепаратора вследствие увеличения расхода. Увеличение перепада давления в трубопроводе будет частично компенсировать положительный эффект от снижения местного сопротивления. Таким образом необходимо найти согласованное решение по оценке положительного эффекта от снижения местного сопротивления для системы скважина – трубопровод.

Для примера рассмотрим графическое решение нахождения согласования характеристик скважины и трубопровода, представленное на Рисунке 3.5.

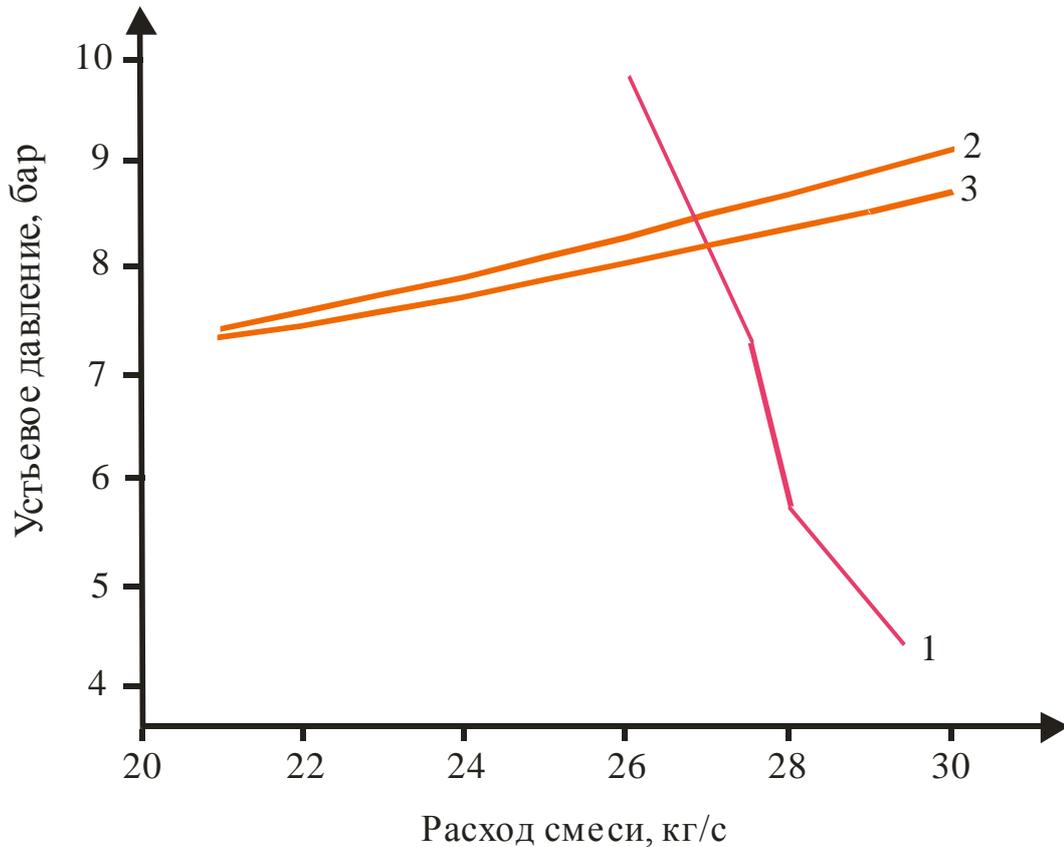


Рисунок 3.5 – Согласования графика производительности скважины с пропускной способностью трубопровода: 1 – график производительности скважины, 2 – характеристика трубопровода без сглаживания на входе, 3 – характеристика трубопровода при плавном входе

Графическое решение предполагает наложение графика производительности скважины, отражающего зависимость расхода от устьевого давления и построенного по результатам опробования скважин, на характеристику пропускной способности трубопровода, получаемую в результате гидравлического расчета вверх по потоку (при заданном давлении на выходе, рассчитывается давление на входе, т.е. устье скважины) [50]. Точка пересечения указанных графиков и будет рабочей точкой системы скважина – трубопровод. В нашем случае снижение местного сопротивления приведет к уменьшению

перепада давления в трубопроводе, что на графике отразится в снижении устьевого давления для заданного расхода и снижении угла наклона характеристики трубопровода (кривая 3 на Рисунке 3.5). Геометрический анализ Рисунка 3.5 позволяет получить формулу для определения увеличения расхода

$$\Delta G = \frac{\Delta p_{\zeta}}{-\left(\frac{\partial p_y}{\partial G}\right)_C + \left(\frac{\partial p_y}{\partial G}\right)_T}, \quad (3.7)$$

где ΔG – увеличение расхода,

Δp_{ζ} – снижение перепада давления за счет уменьшения местного сопротивления,

$\left(\frac{\partial p_y}{\partial G}\right)_C$ и $\left(\frac{\partial p_y}{\partial G}\right)_T$ – производные графика производительности скважины и

характеристики трубопровода в области рабочей точки.

Производные графиков производительности можно получить по данным опробования скважин. Производные характеристик трубопроводов можно определить, зная перепады давления в трубопроводах и полагая их квадратичную зависимость от расходов,

$$\left(\frac{\partial p_y}{\partial G}\right)_T = \frac{2\Delta p}{G}, \quad (3.8)$$

где Δp – перепад давления в трубопроводе,

G – действительный расход скважины.

3.3. Расчет перепада давления на местном сопротивлении

Для определения снижения перепада давления за счет уменьшения местного сопротивления, используемого в формуле (3.7), необходим расчет собственно перепада давления на местном сопротивлении. Имея такой расчет, искомая величина будет определяться как разность перепадов давления при большем и меньшем сопротивлении.

По результатам опытных исследований на стенде ОАО «Камчатскэнерго», для расчета перепада давления на местных сопротивлениях при течении пароводяной геотермальной смеси, М.А. Готовским рекомендована гомогенная модель потока [34]. При этом коэффициент местного сопротивления двухфазного потока рекомендуется принимать в 1,4 раза больше характерного для данного сопротивления коэффициента при однофазном течении (Таблица 3.1). С учетом этих рекомендаций на основе формулы расчета перепада давления на местном сопротивлении при однофазном течении [39] для расчета местного перепада давления в пароводяном потоке имеем

$$\Delta p_m = 1,4\zeta \frac{\rho v^2}{2}, \quad (3.9)$$

где Δp_m – перепад давления на местном сопротивлении,

ζ – коэффициент местного сопротивления для однофазного потока,

ρ – плотность смеси, соответствующая гомогенной модели,

v – скорость смеси, соответствующая гомогенной модели.

Плотность смеси по гомогенной модели определяется по формуле

$$\rho = \rho'' \beta + \rho'(1 - \beta), \quad (3.10)$$

где ρ'' , ρ' – плотности пара и воды,

β – объемное расходное паросодержание, определяемое по формуле,

$$\beta = \left(1 + \frac{(1-x)\rho''}{x\rho'} \right)^{-1}, \quad (3.11)$$

где x – массовое расходное паросодержание, определяемое по формуле,

$$x = \frac{h - h'}{h'' - h'}, \quad (3.12)$$

где h'' , h' – удельные энтальпии пара и воды.

Скорость смеси по гомогенной модели можно определить по формуле

$$v = \frac{G}{\rho \pi R^2}, \quad (3.13)$$

где G – массовый расход пароводяной смеси,

R – внутренний радиус трубы.

Расчет перепадов давления на местном сопротивлении по формулам (3.9) – (3.13) является частью компьютерной программы MODEL [50], предназначенной для гидравлического расчета трубопроводов пароводяной смеси. Опыт использования указанной программы при проектировании трубопроводов на Мутновском месторождении показал, что расчетные перепады давления хорошо согласуются с практическими измерениями после строительства и пуска в эксплуатацию трубопроводов. Это позволяет предположить достаточную корректность расчета перепадов давления на местном сопротивлении по предложенным формулам.

3.4. Определение приращения расхода при реконструкции устья скважин Мутновского месторождения

Исходные данные по скважинам на текущий момент представлены в Таблице 3.2. Производные графика производительности скважины для использования в формуле (3.7) определялись по результатам ранее проведенных испытаний (Таблица 3.3) на различных ступенях устьевого давления. Снижение перепада давления на местном сопротивлении при снижении коэффициента на 1,0 (коэффициент местного сопротивления $\zeta = 1$) для параметров пароводяной смеси на устье скважин (данные Таблицы 3.2) для использования в формуле (3.7) рассчитывалось по программе MODEL [50].

Таблица 3.2

Текущие эксплуатационные параметры скважин

Скважина	Устьевое давление, бар	Расход смеси, кг/с	Расход пара, кг/с	Энтальпия смеси, кДж/кг
016	6,5	9,3	8,1	2490
026	6,7	14,8	12,1	2380
029W	8,5	59,5	12,1	1150
4Э	8,0	20,9	4,0	1110
24	7,9	15,5	2,3	1020
037	9,6	21,5	4,7	1200
013	6,8	27,8	6,3	1160
ГК-1	7,4	12,9	2,6	1120
053	8,1	53,6	10,5	1120
042	8,4	69,9	16,2	1200
017	8,0	19,1	4,4	1190
048	9,1	60,6	13,1	1180
Гео-1	11,7	71,4	22,5	1420

Таблица 3.3

Результаты ранее проведенных испытаний скважин
при различных устьевых давлениях

Скважина	Устьевое давление, бар	Расход смеси, кг/с	Энтальпия смеси, кДж/кг
1	2	3	4
013	5,5	23,7	1712
	8,1	19,4	1528
	9,7	17,9	1465
	12,7	16,5	1298
037	2,7	31,4	1461
	6,0	30,7	1457
	8,1	29,2	1336
	10,2	27,7	1336
	12,0	27,4	1319
017	4,4	29,4	1407
	5,7	28,0	1407
	7,3	27,5	1407
	9,8	26,0	1382
053	6,9	70,0	1181
	9,0	64,7	1175
	11,8	50,0	1130
042	5,6	111,0	1107
	8,0	105,0	1118
	10,2	93,8	1143
	13,6	77,3	1167
	17,2	46,1	1154

1	2	3	4
048	6,9	84,5	1097
	9,0	82,9	1063
	10,1	76,8	1089
	11,9	47,8	1126
	13,2	35,2	1151
4-Э	8,2	20,9	1110
	9,2	20,6	1110
	12,5	8,5	1110
	12,7	0	0
Geo-1	14,9	60,2	1269
	18,1	54,6	1323
	19,7	43,4	1352
	23,0	31,4	1361
016	7,6	9,1	2490
	9,5	7,8	2490
	11,9	7,0	2490
	13,5	5,8	2490
	15,7	5,0	2490
026	6,7	14,5	2380
	7,6	13,9	2380
	8,6	13,9	2380
	11,4	12,6	2380
	14,0	9,5	2380
029W	9,2	59,9	1157
	10,9	45,7	1185
	12,9	37,0	1213
	14,3	34,6	1232
	27,0	0	0

1	2	3	4
055	4,2	46,1	1067
	6,8	38,2	1043
	8,2	28,4	1043
	8,7	20,1	1176

Перепады давления в трубопроводе для использования в формуле (3.8) определялись по данным Таблицы 3.2. При этом учитывалось, что конечное давление в трубопроводах от скважин 016, 026, 24, 029W, ГК-1, работающих на сепаратор С-1 Мутновской ГеоЭС-1, равно 6,1 бар, в трубопроводах от скважин 4Э, 037, 013, 053, 042, 017, работающих на сепаратор С-2 Мутновской ГеоЭС-1, равно 6,2 бар, в трубопроводах от скважин 048 и Гео-1, работающих на Верхне-Мутновскую станцию, равно 8,5 бар. Соответствующие расчеты представлены в Таблице 3.4. Приращение расхода пара определялось по приращению расхода смеси с учетом паросодержания в потоке. Паросодержание определялось по формуле (3.12) для энтальпий пара и воды, соответствующих линии насыщения при давлении в сепараторах.

Для скважин 24 и ГК-1 расчеты в полном объеме не выполнялись, поскольку отсутствовали данные по опробованию. Однако, есть все основания считать, что по этим скважинам оборудование плавного входа окажется неэффективным. Во-первых, в отличие от остальных скважин, имеющих устьевую арматуру 300 мм, данные скважины имеют арматуру 200 мм. То есть необходимость установки фонтанной задвижки не позволит существенно снизить коэффициент местного сопротивления. Во-вторых, даже при снижении коэффициента на единицу, расчет по этим скважинам показал незначительное снижение давления (Таблица 3.2). В третьих, данные скважины характеризуются малым расходом, поэтому небольшое относительное увеличение расхода, в относительном выражении, в абсолютных цифрах будет еще меньше.

Приращение расхода пара при снижении коэффициента
местного сопротивления на входе на 1

Скважина	$\Delta p_{\zeta=1}$, бар	$-(\partial p_y / \partial G)_C$, бар*с/кг	$(\partial p_y / \partial G)_T$, бар*с/кг	$\Delta G_{нар}$, кг/с
016	0,03	1,471	0,091	0,02
026	0,07	1,724	0,084	0,03
029W	0,22	0,120	0,085	0,22
4Э	0,03	2,632	0,186	0
24	0,06	-	0,253	0
037	0,03	1,408	0,333	0,01
013	0,06	0,606	0,044	0,02
ГК-1	0,06	-	0,225	0
053	0,17	0,397	0,075	0,07
042	0,34	0,196	0,075	0,29
017	0,03	1,667	0,204	0,01
048	0,22	0,234	0,020	0,19
Гео-1	0,35	0,571	0,090	0,17
Сумма				1,03

Данные Таблицы 3.4 показывают, что оборудование устья плавным отводом может существенно повысить расход теплоносителя для скважин 029W, 042, 048 и Гео-1, отличающихся высокой производительностью. Для других скважин ожидаемое увеличение расхода пара менее 0,1 кг/с.

3.5. Дросселирование на устье как способ стабилизации режима работы скважины

Постоянство давления на выходе из скважины предполагает его независимость от расхода и практически реализуется не на устье. Между устьем и

средой с постоянным давлением имеются элементы, создающие добавочные сопротивления. Например, на Мутновском месторождении относительное постоянство давления обеспечивается в групповых стационарных сепараторах, до которых пароводяная смесь проходит элементы устьевого обвязки и трубопровод, иногда длиной более 2 км. При испытании скважин обычно средой с постоянным давлением является атмосфера. Между устьем и атмосферой имеется расходомерная установка, а изменение устьевого давления осуществляется дросселированием на рабочей устьевого задвижке. Даже при свободном фонтанировании измеряемое давление на устье, особенно при наличии критического режима истечения, существенно отличается от атмосферного. Анализ работы системы пласт – скважина следует проводить с учетом наличия в ней дополнительных сопротивлений между устьем и средой с постоянным давлением.

Рассмотрим рабочую характеристику скважины при наличии дополнительного оборудования, установленного между устьем и средой с постоянным давлением. Возьмем параметры скважины: диаметр 0,2 м, глубина 800 м, энтальпия смеси 800 кДж/кг. Дополнительное оборудование будем характеризовать суммарным коэффициентом местного сопротивления. Давление на выходе примем 1 бар. Для расчета перепада давления на дополнительном оборудовании воспользуемся программой MODEL, предназначенной для гидравлических расчетов при транспортировке пароводяной смеси [50]. Для расчета перепада давления от устья до забоя воспользуемся моделью WELL-4 [60]. Полученные характеристики при суммарных коэффициентах местного сопротивления 0, 5, 10, 20, 40 и 100, представлены на Рисунке 3.6. Нисходящая ветвь характеристики определяется доминированием гравитационной составляющей перепада давления в области двухфазного течения, уменьшающейся с ростом расхода. Восходящая ветвь характеризуется доминированием составляющих на трение и ускорение. Точки нулевого угла наклона (экстремума) помечены крестиком.

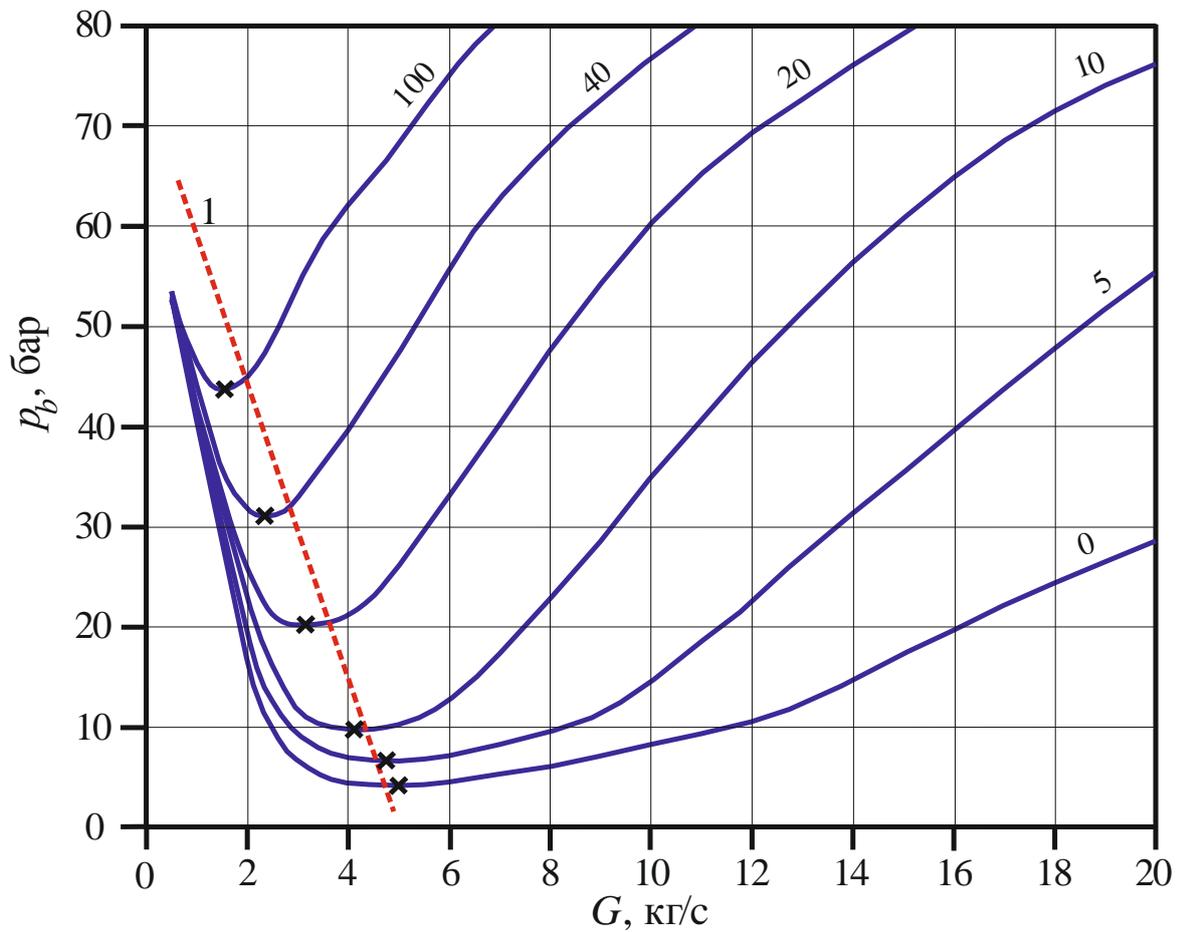


Рисунок 3.6 – Характеристики (зависимость забойного давления p_b от расхода G) пласта (1) и скважины с учетом дополнительного сопротивления при коэффициентах 0, 5, 10, 20, 40, 100.

Точки экстремума помечены крестиком

Рабочая точка определяется пересечением характеристик скважины и пласта. Устойчивая работы скважины возможна только в точке, находящейся на восходящей ветви характеристики скважины [104]. При характеристике пласта, изображенной под цифрой 1 на Рисунке 3.6, увеличение дополнительного сопротивления и, соответственно, устьевое давление при коэффициенте от 20 и выше стабилизирует работу системы, которая при коэффициентах 0 и 5 была неустойчивой. Следовательно, увеличивая дополнительные сопротивления на устье в некоторых случаях можно стабилизировать работу скважины.

При эксплуатации Мутновского месторождения неустойчивость течения имела место в скважинах 4-Э, А-3 и А-2. Пароводяная смесь от скважин поступает

в групповой станционный сепаратор. Указанные скважины близко расположены от станции, трубопроводы пароводяной смеси имеют большой диаметр и создают минимальные гидравлические сопротивления, т.е. давление на устье практически определяется давлением в сепараторе. Более того трубопроводы имеют участки, включая вертикальные, с диаметром, не обеспечивающим достаточную для устойчивой работы скорость потока [50]. В этих условиях трубопроводы имеют обратный, по отношению к дополнительным сопротивлениям, эффект (при снижении расхода перепад давления в трубопроводе может увеличиваться). В отличие от дополнительного сопротивления трубопроводы дестабилизируют систему. На скважинах 4-Э и А-3 простое дросселирование потока задвижкой на устье позволило стабилизировать работу. Скважина А-2 до реконструкции, описанной в предшествующей главе, имела невысокое максимальное рабочее давления, что не позволило применить дросселирование. Как отмечено в предшествующей главе, после реконструкции скважина стала работать устойчиво.

4. СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ РАСХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА УСТЬЕ ПАРОВОДЯНЫХ СКВАЖИН

4.1. Краткий обзор существующих методов определения расходных параметров пароводяных скважин

Основными расходными параметрами пароводяных скважин считаются расход и энтальпия смеси. Принципиальная сложность определения параметров пароводяных потоков заключается в необходимости измерения сразу двух независимых величин, характеризующих смесь: например, расходов пара и воды, расхода воды и паросодержания.

В соответствии с этапами опробования скважин при освоении геотермальных месторождений методы измерения целесообразно разделить на: методы пробного выпуска, методы опытно-эксплуатационного выпуска и мониторинговые методы (при разработке месторождения) [55]. Такую классификацию следует рассматривать как условную. Один и тот же метод может использоваться на различных этапах. Однако необходимость фактически измерения двух параметров с использованием методов, основанных на различных принципах, усложняет принятие иных классификаций.

На стадии разведки месторождений опробование скважин проводится в два этапа: пробный и опытный (или опытно-эксплуатационный) выпуски.

Главной целью пробного выпуска является выявление зависимости расхода теплоносителя от устьевого давления [38]. На этом этапе не предъявляются высоких требований к точности измерений. Например, считается, что энтальпия смеси слабо зависит от устьевого давления, поэтому достаточно измерить ее при любом значении давления. Зависимость расхода от устьевого давления является главной характеристикой скважины. Данная зависимость, представленная графически, называется графиком производительности. Основным требованием к методам измерения на стадии пробного выпуска является простота их практической реализации. По данным пробного выпуска выбирается

оборудование для реализации более точных методов и определяется режим опытного или опытно-эксплуатационного выпуска.

Опытные и опытно-эксплуатационные выпуски предполагают достаточно длительный период времени работы скважины, доходящий до нескольких лет, при устьевом давлении, близком к расчетному давлению при дальнейшей эксплуатации, и преследует цель подсчета запасов месторождения. На этом этапе требования к точности измерений становятся принципиальными. Кроме того, используемые методы должны минимизировать вредное экологическое воздействие, вызываемое длительными выпусками. Также немаловажно обеспечение контроля и регулирования расхода скважин для упорядочивания характера возмущения [57]. Кроме того, на данном этапе осуществляется уточнение графиков производительности и зависимости энтальпии от устьевого давления в условиях взаимодействия скважин.

На стадии разработки месторождения измерение расходных параметров скважин осуществляется с целью контроля (мониторинга) системы разработки [32]. Основными требованиями к используемым при этом методам являются: способность реагирования на незначительные изменения расхода и энтальпии, экономичность при эксплуатации оборудования и экологичность.

В начале освоения месторождений парогидротерм для определения расхода и энтальпии смеси широко использовался метод калориметрирования [25]. Пароводяной поток направлялся в калориметр, где путем перемешивания с охлаждающей водой достигалась полная конденсация паровой фазы. Массовый расход смеси определялся по разности суммарной массы воды в калориметре и массы охлаждающей воды. Энтальпия смеси определялась по разности энтальпии воды после смешения с охлаждающей водой и полной конденсации паровой фазы смеси и энтальпии охлаждающей воды. Появление высокопроизводительных скважин выявило главный недостаток данного метода – затруднительность конденсации полного потока смеси, требующей большого количества охлаждающей воды и большого размера калориметра. Учитывая, что акцент в эксплуатации ставится именно на высокопроизводительные скважины,

предлагалось калориметрирование представительного объема смеси [65]. Отметим, что метод отбора представительного объема использовался на начальных этапах освоения Мутновского месторождения. Однако проблемы обоснования представительности отбираемой пробы не позволили данному методу получить широкое распространение в дальнейшем. В настоящее время метод калориметрирования занял достойное место в истории освоения парогидротермальных месторождений, а на практике предпочтение отдается другим методам.

Наиболее надежным, обеспечивающим максимальную точность измерений, считается метод сепарации [32, 71]. Пароводяная смесь разделяется на пар и воду, отдельно определяются расходы и энтальпии каждой фазы и затем, на этом основании, расход и энтальпия смеси. Некоторые неудобства в реализации данного метода возникают в связи с возможностью вскипания насыщенной воды в измерительном устройстве. Поэтому измерительные устройства на водоводе следует располагать, используя рельеф местности, ниже сепаратора, а регулирующую арматуру на водоводе – после измерительного блока. Тогда гидростатический напор переведет воду из насыщенного состояния в недогретое. Для измерения расхода отсепарированной воды возможно также применение методов и устройств, исключающих вскипание. Например, на Паужетском месторождении используется водосливной лоток с предварительным выпариванием сепарата в гасителе, что несколько усложняет методику обработки результатов измерений [56]. Недостатком метода сепарации являются существенные затраты на его реализацию. Поэтому применение данного метода экономически оправданно только на стадии эксплуатации месторождения в случае использования промысловой схемы с сепарацией на устье скважин.

На стадии разведки парогидротермальных месторождений широкое распространение получили методы критического истечения [80, 111]. Начало внедрению этих методов положила работа Р. Джеймса [85], в которой на основании обобщения опытных данных в натуральных условиях была предложена формула, имеющая в системе СИ вид:

$$G = 46300 \frac{d^2 p_c^{0,96}}{h_0^{1,102}}, \quad (4.1)$$

где G – массовый расход смеси;

d – диаметр трубы, из которой происходит истечение;

p_c – давление критического истечения;

h_0 – удельная энтальпия заторможенного потока смеси (сумма удельной энтальпии и удельной кинетической энергии смеси).

При наличии критического режима истечения, измеряя давление в выходном сечении (давление критического истечения), с помощью формулы (4.1) можно определить один из неизвестных параметров смеси. Существует множество методов критического истечения, отличающихся способом определения второго неизвестного параметра. Например, на стадии пробного выпуска, когда не требуется высокой точности измерений, энтальпия смеси может быть определена хлоридным методом [90], или, в случае использования сужающих устройств для создания критического потока, по отношению давлений критического истечения и заторможенного потока [52], или по результатам термометрии в скважинах, или каким-либо другим оценочным методом. Экспериментальными исследованиями установлено, что давление критического истечения в основном определяется расходом паровой фазы. Поэтому, используя любой из методов критического истечения, можно быть уверенным, что погрешность в определении основного технологического параметра (расхода пара) будет невелика.

Наибольшее распространение на практике получил метод, использующий измерение давления критического истечения и расхода отсепарированной при атмосферном давлении воды. Для снижения уровня шума в процессе выпуска при освоении месторождений Новой Зеландии использовались большие емкости, позволяющие осуществлять сепарацию смеси при атмосферном давлении [74]. Кроме того, эти емкости локализовали сброс воды, содержащей примеси, способные при свободном фонтанировании погубить растительность на большой

площади. В дополнение к указанным функциям используемых емкостей Р. Джеймс предложил на их входе обеспечить критический режим истечения и измерять давление критического истечения, а на выходе – расход воды, что в конечном счете позволяет определять расходные параметры смеси [84]. Данный метод характеризуется устойчивостью к погрешностям изначально измеряемых параметров [57]. Кроме того, он позволяет свести к минимуму вредное экологическое воздействие выпусков. Эти качества предопределили широту его использования на стадии разведки месторождений, особенно при длительных выпусках. Этот метод также может быть использован при эксплуатации. Например, контроль расходных параметров скважин можно осуществлять по устьевому давлению, а в случае необходимости и при режимных (плановых) наблюдениях, производить переключение скважин на измерительную установку. Заметим, что подобные переключения нежелательны, так как ведут к потерям теплоносителя и вносят возмущения в режим эксплуатации, ускоряющие износ оборудования.

Рассматриваемый метод имеет ряд недостатков. Во-первых, первоначально измерительное оборудование предполагало контакт истекающего потока геотермальной смеси с атмосферой [84]. В результате смесь обогащалась кислородом и приобретала химически агрессивные свойства, вызывающие быстрый износ сепарирующей емкости (глушителя шума). Во-вторых, падение давления в трубе перед критическим истечением способствует выпадению отложений, уменьшающих проходное сечение и влияющих на результаты измерений [93]. В-третьих, необходимость наличия критического режима истечения сужает диапазон измеряемых параметров.

Указанные недостатки устраняются в модификации классического метода Р. Джеймса, предполагающей использование вставных сопел для создания критического потока [57]. Однако использование сопел обнаружило недостаточность теоретического обоснования формулы (4.1). При обработке экспериментальных данных Р. Джеймс исходил из положения об истечении со скоростью звука, которая должна однозначно определяться параметрами

состояния. Находясь в подобном заблуждении (скорость звука в газожидкостных средах – условный параметр, зависящий от длины волны [20]), Р. Джеймс рекомендовал формулу, полученную при обобщении данных по истечению из длинных труб, к применению для всех видов насадок, вплоть до диафрагм [81]. Экспериментальные исследования показывают, что формула (4.1) применима для достаточно длинных насадок [103], а при уменьшении длины насадки проявляется качественное несоответствие, заключающееся в тенденции к снижению показателя степени при энтальпии.

В указанной модификации метода Р. Джеймса для создания критического потока рекомендуется использовать цилиндрические сопла с острой входной кромкой и отношением длины к диаметру, равным трем, а вместо (4.1) использовать формулу, полученную при обобщении соответствующих опытных данных [103]:

$$G = 6000 \frac{d^2 p_c}{h_0}. \quad (4.2)$$

Формула (4.2) также рекомендуется к использованию для любых коротких каналов в качестве первого приближения, чему в немалой степени способствует простая зависимость от давления истечения и энтальпии. Для точных расчетов параметров истечения из каналов любой геометрии универсальной формулы в настоящее время нет.

Упомянутыми методами не исчерпываются все возможности в измерении параметров двухфазных потоков. Например, в работах [82, 115] описываются другие возможности измерения параметров пароводяных геотермальных потоков. Этот вопрос актуален не только при освоении геотермальных месторождений, но и в других сферах деятельности. Например, в работах [19, 24, 28, 114] описаны некоторые методы измерения расходных параметров двухфазных не геотермальных потоков. Но по ряду причин, главная из которых – большие погрешности, возможность их применения ограничена.

4.2. Организация измерений параметров скважин на Мутновском месторождении

В настоящее время для транспортировки теплоносителя от скважин до ГеоЭС все чаще используются трубопроводы пароводяной смеси [75, 112, 116]. Это позволяет существенно упростить эксплуатацию промысла, что особенно важно для районов со сложными географическими и климатическими условиями. Именно такая схема используется для транспортировки теплоносителя на Мутновском месторождении парогидротерм. Практика разработки данного месторождения обнаружила наличие существенных затруднений в вопросе измерения расходных параметров скважин.

Для эффективного использования ресурсов необходим контроль соблюдения проектного режима разработки месторождения. Важнейшим элементом такого контроля на геотермальных месторождениях являются измерения расходных параметров добычных скважин, служащие также основанием для принятия оперативных решений по управлению промыслом. Заметим, что «Привила разработки месторождений теплоэнергетических вод (ПБ-07-599-03)» [32] предписывают соответствующие измерения. Сложность реализации данного требования в случае двухфазной транспортировки теплоносителя, обуславливает то, что при обязательном фактическом выполнении, на практике измерения не всегда поставляют необходимую информацию. Скважины Мутновского месторождения на время проведения измерений отключаются от магистрального трубопровода, и поток направляется в измерительную установку, в которой осуществляется сепарация. До 2003 года измерения проводились по упомянутой модификации метода Р. Джеймса, после – по методу сепарации с использованием специально созданной установки С-100-0,5 Подольского машиностроительного завода.

Общий вид и схема установки С-100-0,5 представлена на Рисунках 4.1 и 4.2. Сепаратор представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд с двумя входными патрубками для подвода смеси. Пар через четыре вертикальные

стандартные сопла выбрасывается в атмосферу. Расход пара определяется по избыточному давлению перед соплами. При малых расходах несколько сопел закрываются. Вода через гидрозатвор поступает в расширитель, где выпаривается, после чего поступает в лоток, оборудованный сливом, по уровню воды в котором определяется ее расход.



Рисунок 4.1 – Общий вид установки С-100-0,5 для испытания скважин

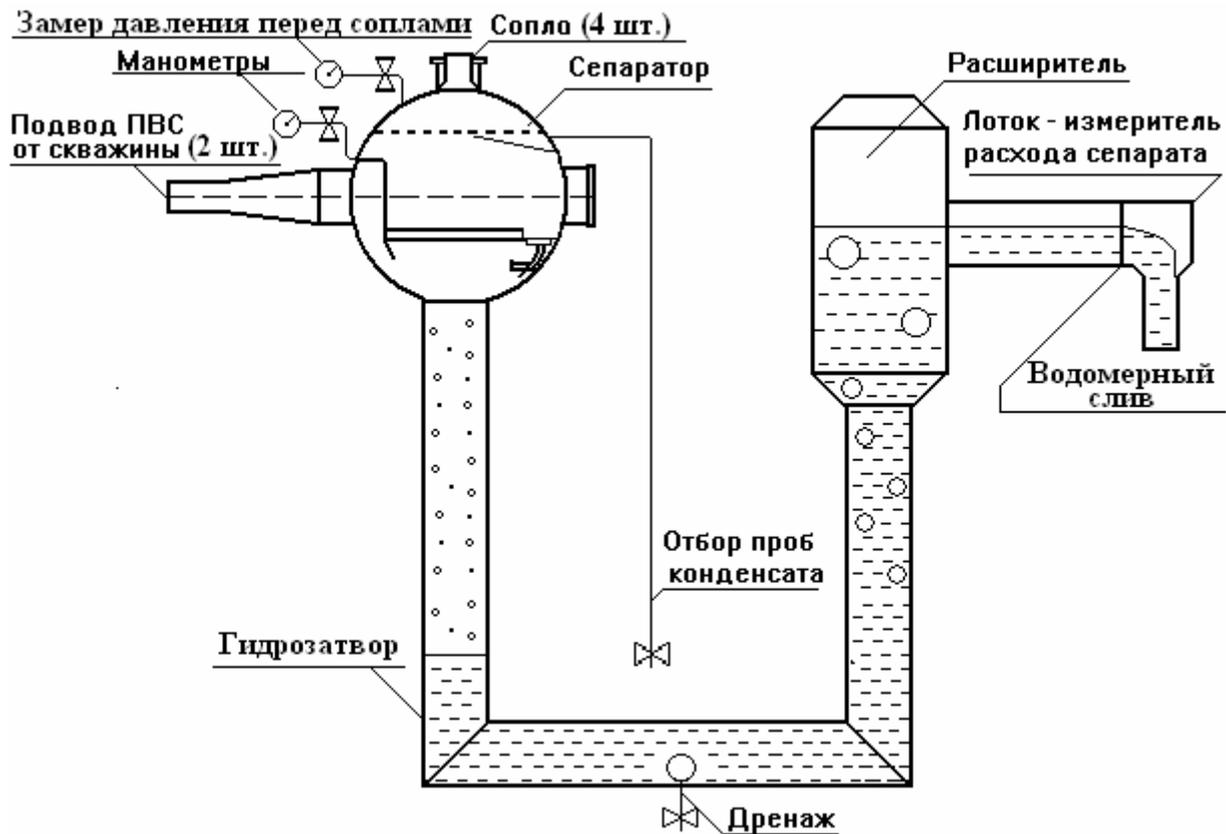


Рисунок 4.2 – Схема установки С-100-0,5 для испытания скважин

Практическое использование установки С-100-0,5 выявило недостаточность уровня решения проблемы вскипания. При больших расходах воды имеет место сильное парение вблизи места снятия отсчета уровня в лотке, и даже разбрызгивание воды, что не позволяет выполнять измерение расхода воды. В результате на практике слив оборудовался гибким шлангом, выход которого мог за малый промежуток времени перекидываться (подтягиванием прикрепленного каната) в емкость с известным объемом. Отсчет времени заполнения емкости позволяет определить расход воды.

Еще одним недостатком рассматриваемой установки является высокое содержание воды в паре после сепаратора. Заявленное в технических характеристиках качество сепарации (влажность не более 0,3 %) вызывает большие сомнения. Заметим, что прилагаемая к установке методика расчета расхода пара по соплам предполагает влажность до 3 %. Но и этот более высокий предел влажности вызывает сомнения. Визуальные наблюдения за выбросами

пара из сопел сепаратора убеждают в наличии значительного уноса воды. Очевидно, выбранный тип сепаратора не является оптимальным в данных условиях.

Учитывая наличие воды, вызывает также сомнение рациональность выбора сопла для измерения расхода пара. Вода, присутствующая в паре, оказывает большее влияние на перепад давления в сопле по сравнению с диафрагмой. Много также вопросов вызывает обоснованность рекомендованной разработчиками установки методики расчета расхода пара. Процесс истечения пароводяной смеси, пусть и с высоким паросодержанием, может существенно отличаться от истечения сухого и насыщенного пара. Известно, что наличие жидкости способно существенно увеличить гидравлические сопротивления. Вместе с тем, при низких давлениях (а измерения проводятся именно при низких давлениях) известно явление снижения гидравлического сопротивления при наличии жидкости [47] за счет гашения турбулентных пульсаций каплями жидкости и сглаживания шероховатости пленкой на стенке. Указанные явления, как и ряд других, не учитываются в используемой рекомендованной методике определения расхода пара, выбрасываемого в атмосферу соплами сепаратора.

К недостаткам установки С-100-0,5 следует также отнести металлоемкость оборудования. Согласно техническим характеристикам, один только сепаратор весит 8500 кг. Кроме того сама процедура измерений имеет несколько негативных моментов:

- вынужденное снижение мощности, поскольку во время замера теплоноситель не поступает на станцию;
- выброс пара и слив воды из измерительной установки ухудшает экологию района промысла;
- пуск и останов трубопроводов пароводяной смеси представляет сложную техническую задачу и сопровождается регулировкой оборудования не только промысла, но и станции;
- атмосферный кислород, попадая в трубопровод во время останова и дренирования при пуске, вызывает коррозию металла;

- пуск и останов трубопроводов вызывает износ металла вследствие температурных нагрузок;
- при переключениях изменяется режим работы скважины, поэтому фактически режимы до, во время и после замера, вообще говоря, различны.

Указанные моменты, а также трудоемкость сопровождающих измерения процедур приводят к тому, что измерения проводятся недостаточно часто, в среднем раз в два года. Понятно, что при такой частоте измерений невозможно осуществлять качественный контроль за разработкой месторождения. В этой связи необходима разработка методов измерения расходных параметров пароводяных скважин, реализация которых не требует отключения от магистрального трубопровода.

Предвидя возникновение указанной проблемы, специально для Мутновского месторождения был разработан метод диафрагмы, использующий, наряду с традиционно измеряемым перепадом давления, дополнительное измерение динамического давления набегающего потока [2, 58]. При этом в качестве характеристики динамического давления набегающего на диафрагму потока измерялся перепад давления между плюсовой точкой стандартного отбора перепада давления на диафрагме и точкой, расположенной на некотором расстоянии вверх по потоку от диафрагмы (Рисунок 4.3).

Как уже отмечалось, для определения параметров смеси необходимо знать два независимых параметра. Опытными исследованиями установлено, что перепад давления на диафрагме в основном определяется расходом паровой фазы. Динамическое же давление существенно зависит от содержания воды в смеси. Была проведена метрологическая экспертиза метода и установлена погрешность измерения массового расхода смеси – 3,0%, энтальпии смеси – 3,7% и расхода пара – 1,4%.

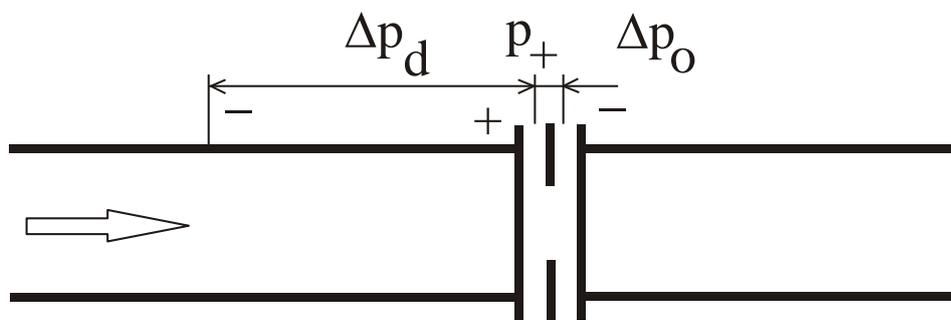


Рисунок 4.3 – Измерение динамического давления: Δp_d – динамическое давление; p_+ – давление в плюсовой точке на диафрагме; Δp_o – перепад давления на диафрагме

Предполагалось, что данный метод совместно с методом сепарации решит проблему измерения расходных параметров на стадии эксплуатации месторождения. Однако этот метод не нашел применения. Отмечалось, что диафрагма создает дополнительные гидравлические сопротивления, увеличивающие устьевое давление, следовательно, снижающие расход добываемого теплоносителя. Кроме того, необходимость стабилизации потока до и после диафрагмы требует строительства отдельного укрытия для измерительного оборудования, что создает дополнительные сложности в обслуживании, особенно в зимнее время, когда высота снежного покрова превышает 10 м.

4.3. Теоретическое обоснование метода динамических давлений

Для снижения перепада давления в измерительном устройстве предлагается метод, использующий напорные трубки, отбирающие плюсовое и минусовое динамическое давление, соответственно отверстиями вверх и вниз по потоку. Плюсовое динамическое давление, создаваемое набегающим потоком, определяется как разность между плюсовым давлением в трубке и статическим давлением в трубе, минусовое динамическое давление – как разность между статическим и минусовым давлением. Идея метода заключается в том, что вода

оказывает влияние главным образом на плюсовое динамическое давление. Минусовое динамическое давление указывает на расход пара, а отношение минусового и плюсового динамического давления определяет фазовый состав смеси.

Определим условия, характерные для потоков из скважин, что позволит в дальнейшем принимать упрощающие допущения. Во-первых, течение осуществляется в трубах большого диаметра (более 250 мм). Во-вторых, паровая фаза доминирует по объему, т.е. является несущей. В-третьих, имеют место высокие скорости течения, обеспечивающие поддержание дисперсно-кольцевой структуры, при этом вода, в основном, содержится в виде мелких капель в дисперсном ядре. В-четвертых, для потока характерно невысокое давление, менее 15 бар. Теоретическое обоснование предполагает решение двух задач: получение базовых формул для определения локальных параметров потока и определение связи локальных и общих (средних по сечению) расходных параметров.

Исходя из идеи метода, измеряемые перепады давления будут связаны с динамическими давлениями потоков смеси и пара

$$\Delta p_+ = a_+ \rho v^2 / 2, \quad (4.3)$$

$$\Delta p_- = a_- \rho'' v''^2 / 2, \quad (4.4)$$

где Δp_+ и Δp_- – измеренное плюсовое и минусовое динамическое давление,

a_+ и a_- – соответствующие коэффициенты преобразования,

ρ и ρ'' – плотность смеси и пара,

v и v'' – скорость смеси и пара.

Учитывая условия течения, при локальном рассмотрении будем считать скорости пара и воды равными, а плотности пара и смеси, связанными соотношением [53]:

$$\rho'' = x\rho, \quad (4.5)$$

где x – массовое расходное паросодержание.

Из формул (4.3) – (4.5) получаем

$$x = \frac{a_+ \Delta p_-}{a_- \Delta p_+}, \quad (4.6)$$

$$v'' = \sqrt{\frac{2 \Delta p_-}{\rho'' a_-}}. \quad (4.7)$$

Для характеристики распределения по сечению локальных величин воспользуемся степенной зависимостью [39]

$$\frac{x}{x_0} = \left(\frac{y}{R} \right)^f, \quad (4.8)$$

$$\frac{v''}{v''_0} = \left(\frac{y}{R} \right)^k, \quad (4.9)$$

где x_0 и v''_0 – массовое расходное паросодержание и скорость пара на оси трубы,
 y – расстояние рассматриваемой точки от стенки трубы,
 R – радиус трубы,
 f и k – показатели степени.

Проведя интегрирование расхода пара, выраженного через скорость с использованием (4.9), по всему сечению трубы, для принятых условий нетрудно получить

$$G'' = \pi R^2 \rho'' v'' c_s \left(\frac{R}{y} \right)^k, \quad (4.10)$$

где G'' – массовый расход пара в трубе,
 c_s – коэффициент пропорциональности между средней и максимальной (на оси) скоростью пара

$$c_s = \left(\frac{2}{1+k} - \frac{2}{2+k} \right). \quad (4.11)$$

Определяя среднее массовое расходное паросодержание как отношение массовых расходов пара и смеси и определяя интегрированием расход воды, составляющей в сумме с расходом пара расход смеси, с учетом (4.8) – (4.10) получаем

$$\langle x \rangle = xc_x \left(\frac{R}{y} \right)^f, \quad (4.12)$$

где $\langle x \rangle$ – среднее массовое расходное паросодержание,

c_x – коэффициент пропорциональности между средним и максимальным (на оси) массовым расходным паросодержанием

$$c_x = \left(\frac{\frac{1}{1+k} - \frac{1}{2+k}}{\frac{1}{1+k-f} - \frac{1}{2+k-f}} \right). \quad (4.13)$$

Из формул (4.12) и (4.6), а также (4.10) и (4.7) для определения среднего паросодержания и расхода пара на основе измерений в любой точке сечения получаем:

$$\langle x \rangle = k_1 \frac{\Delta p_-}{\Delta p_+}, \quad (4.14)$$

$$G'' = \pi R^2 k_2 \sqrt{2\rho'' \Delta p_-}, \quad (4.15)$$

где k_1 и k_2 – корректировочные коэффициенты:

$$k_1 = c_x \left(\frac{R}{y} \right)^f \frac{a_+}{a_-}, \quad (4.16)$$

$$k_2 = \frac{c_s}{\sqrt{a_-}} \left(\frac{R}{y} \right)^k. \quad (4.17)$$

Расход и энтальпия смеси определяются формулами

$$G = G'' \langle x \rangle, \quad (4.18)$$

$$h = h'' \langle x \rangle + h'(1 - \langle x \rangle), \quad (4.19)$$

где h и G – удельная энтальпия и массовый расход смеси, h'' и h' – удельные энтальпии пара и воды (определяются в соответствии с линией насыщения для измеренного статического давления).

4.4. Экспериментальное исследование динамических давлений в пароводяном потоке

Для практической реализации предложенного метода необходимо в каждом конкретном случае знать коэффициенты в формулах (4.14) и (4.15), которые зависят от коэффициентов преобразования динамического давления в используемой напорной трубке, распределения скорости и паросодержания по сечению, расположения точки отбора динамических давлений. В принципе, данные коэффициенты можно рассматривать шире, полагая, что при непосредственном экспериментальном определении они могут учитывать отклонения реальных условий от принятых к рассмотрению (введены положения о равенстве локальных скоростей, степенной зависимости распределения скорости и паросодержания по сечению и т. д.). Заметим, что и в случае расчетного определения необходимо экспериментальное обоснование коэффициентов, содержащихся в формулах (4.16) и (4.17).

Для обоснования предложенного метода было проведено экспериментальное исследование потока от скважины 013 Мутновского месторождения, оборудованной сепаратором для измерения расходных

параметров по методике, предполагающей переключение скважины от магистральной линии. Для этого была создана установка, которая кроме того позволяла исследовать распределение динамического давления по сечению трубы с целью определения оптимальной глубины ввода напорной трубки. Очевидно, помещаемая в поток трубка должна создавать минимальные сопротивления, но при этом достаточно уверенно измерять динамические давления.

Принципиальная схема установки, монтируемой на трубопровод пароводяной смеси, представлена на Рисунке 4.4. Установка предполагает три способа отбора давления: отверстиями вверх по потоку (плюсовое давление), отверстием в стенке трубы (статическое или нулевое давление), отверстиями вниз по потоку (минусовое давление).

Основным элементом установки является зонд, выполненный из трубки 16 мм, внутри которой имеются две камеры, соединенные с отверстиями для отбора плюсового и минусового давлений. Цилиндрическая форма зонда и его диаметр были выбраны исходя из технологичности изготовления и монтажа. Каждое давление отбирается тремя отверстиями, расположенными по центру вдоль трубки. Количество отверстий выбиралось с учетом необходимости сглаживания возможных пульсаций при попадании жидкой капли в одно из отверстий. Центр первого отверстия отстоит от торца трубки на 10 мм, центры последующих отстоят от центра предыдущих на 8 мм. Все отверстия имеют диаметр 3 мм. Выбранный диаметр с одной стороны достаточно велик для предотвращения засорения, с другой стороны, достаточно мал, чтобы характеризовать давление в конкретной части зонда. Отбираемые давления подаются на дифференциальный манометр для измерения перепадов давления и манометр для измерения статического давления, для чего импульсные линии оборудуются вентилями и необходимыми соединениями. Зонд в трубу вводится через сальниковую систему, позволяющую варьировать глубину ввода.

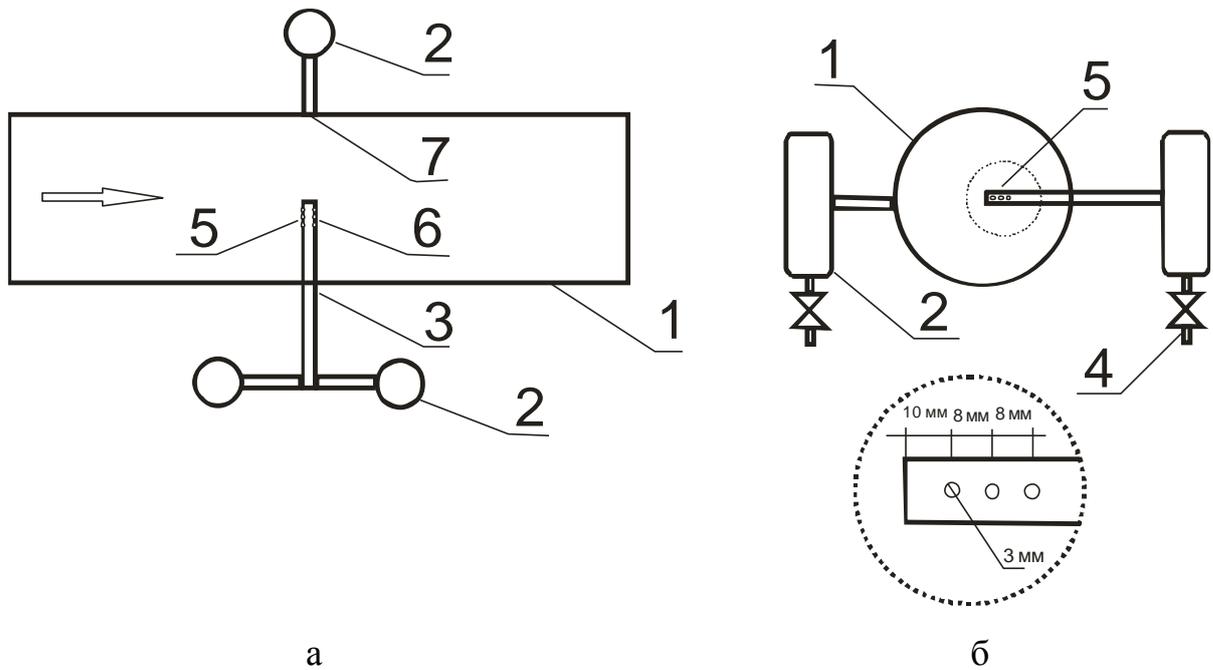


Рисунок 4.4 – Схема установки зонда (вид сверху «а» и поперечный «б»):

1 – труба 311 мм; 2 – разделительный сосуд; 3 – зонд;

4 – штуцер для присоединения импульсных линий;

5 – отверстие для отбора статического давления

Испытуемая установка монтировалась в трубопроводе диаметром 311 мм перед измерительной установкой С-100-0,5 на которую поступала пароводяная смесь от скважины. Наличие установки С-100-0,5 позволяло осуществлять независимые измерения расходных параметров смеси по методу сепарации в процессе опытов. Отметим, что сепаратор работает при давлениях немного превышающих атмосферное. Отсутствие регулировочной арматуры между установкой и сепаратором привело к измерениям при давлениях, близких к атмосферному. Высокая скорость потока, характерная для низких давлений, привела к росту измеряемых перепадов давления до значений, выходящих за пределы измерений имевшегося в распоряжении дифференциального манометра. Поэтому в процессе опыта измерялись не перепады, а собственно давления: плюсовое, нулевое и минусовое, для чего использовался образцовый манометр на 250 делений с пределом 2,5 ати.

Всего было проведено три серии экспериментов с различным устьевым давлением, соответственно различными расходными параметрами смеси. В одной из серий имела место существенная нестационарность режима работы скважины, проявлявшаяся в плавных изменениях статического давления в нескольких контрольных точках устьевого оборудования. Подобная нестационарность достаточно распространенное явление для пароводяных скважин, особенно при режимах с устьевым давлением, близким к максимальному, и может вызываться как процессами в самой скважине и питающем резервуаре, так и процессами при дальнейшем движении смеси, например, неудачным выбором режима работы сепаратора. Две серии подтвердили правомерности идеи метода [61], однако вопрос о корректировочных коэффициентах в (4.16) и (4.17) остался открытым.

Оценим указанные коэффициенты, используя данные одной серии, которая характеризовалась наибольшей стабильностью режима работы скважины. Данная серия была установлена сразу после переключения скважины от магистрального трубопровода. Время выжидания выхода на стационарный режим составило 2 часа. Избыточное устьевое давление составило 6,5 бар, расходные параметры, измеренные сепаратором: расход смеси – 27,0 кг/с, удельная энтальпия смеси – 1545 кДж/кг. Атмосферное давление в процессе опытов было 92 кПа. Расстояние точки измерения динамических давлений от оси трубы определялось по центральному отверстию.

Данные измерений приведены в Таблице 4.1. При расположении трубки на минимальном удалении от точки отбора статического давления (измерения на оси трубы) отмечалось небольшое увеличение последнего. Это может быть следствием как нестационарности режима работы скважины, так и влиянием возмущений, создаваемых трубкой. В представленном обобщении изменение статического давления считалось следствием возмущений, для всех точек принималось единое значение статического давления, наблюдавшееся при удалении трубки от оси трубы.

Распределение измеренных (избыточных) давлений по сечению трубы

Расстояние от центра, см	Плюсовое давление, кПа	Статическое давление, кПа	Минусовое давление, кПа
0	71	43	27
3	71	41	27
6	71	40	27
9	71	41	30
12	71	40	30

Установим зависимость относительной скорости пара и относительного паросодержания от безразмерной расстояния от оси трубы. Согласно (4.6) и (4.7) $x/x_0 = (\Delta p_- / \Delta p_+) / (\Delta p_- / \Delta p_+)_0$, $v''/v''_0 = \sqrt{\Delta p_- / (\Delta p_-)_0}$, где индекс «0» относится к оси трубы. Подставляя измеренные перепады получим экспериментальные точки, которые могут быть описаны формулами (4.8) и (4.9) с показателями степени $f = 0,18$ и $k = 0,09$ (Рисунок 4.5).

Используя значения расхода и энтальпии, измеренных по методу сепарации, для имеющего место статического давления имеем средние: скорость пара 227 м/с и массовое расходное паросодержание 0,489. Расчет с помощью формул (4.11) и (4.13) дает значения: $c_s = 0,878$ и $c_x = 0,763$. Используя замеры динамических давлений на оси на основании формул (4.14) и (4.15) получаем $k_1 = 1,53$ и $k_2 = 1,41$. Далее, используя полученные значения коэффициентов для оси, с помощью (4.17) и (4.16) определяем: $a_- = 0,506$ и $a_+ = 0,774$.

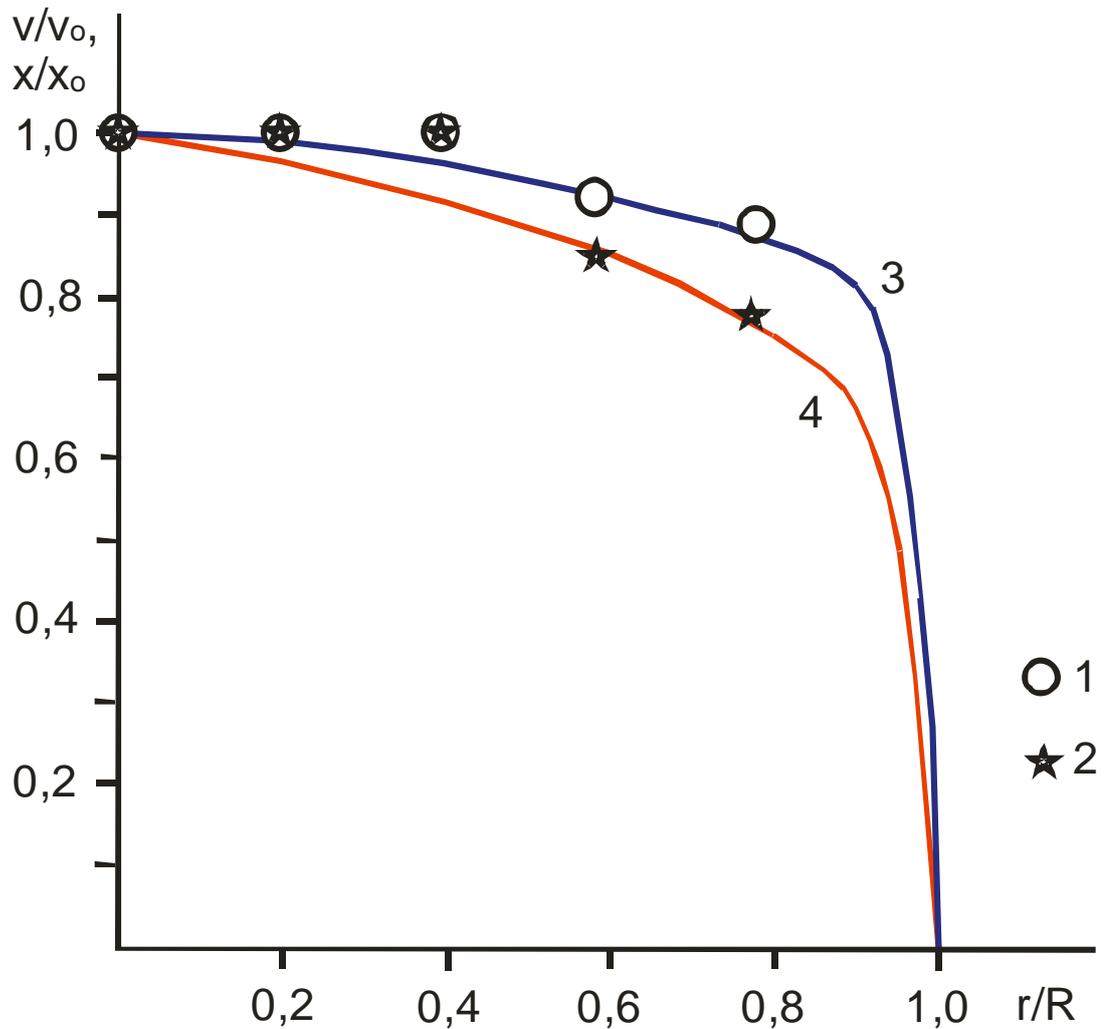


Рисунок 4.5 – Зависимость относительной скорости пара и относительного массового расходного паросодержания от расстояния до оси трубы:
 1 – относительная скорость (эксперимент); 2 – относительное массовое расходное паросодержание (эксперимент); 3 – расчет по (4.9) с $k = 0,09$;
 4 – расчет по (4.8) с $f = 0,18$

Теперь, по формулам (4.16) и (4.17), можно рассчитать необходимые для определения среднего паросодержания и энтальпии смеси коэффициенты при измерениях в любой точке сечения трубы. В частности, для точки, расположенной расстоянии $1/3 R$ от стенки, получаем $k_1 = 1,42$ и $k_2 = 1,37$.

4.5. Рекомендации по применению метода динамических давлений

Объем экспериментальных данных не позволяет в полной мере выработать рекомендации по использованию предложенного метода, но уже сейчас можно сделать некоторые выводы относительно его применения. Тем более, что в настоящее время, характеризующиеся большими проблемами финансирования прикладных исследований, доработка метода может быть осуществлена путем установки напорных трубок на скважинах с известными характеристиками, с последующей уточнением коэффициентов в формулах (4.14) и (4.15) и вытеснением сепарационных методов. Накопление данных по скважинам с различными параметрами позволит восполнить дефицит экспериментального обоснования и доработать рекомендации по применению метода. Также следует подчеркнуть достоинства метода: простота реализации, что делает его привлекательным для использования на стадии пробных выпусков; отсутствие необходимости переключения магистральных трубопроводов на измерительную установку, что определяет привлекательность для использования на стадии эксплуатации; оперативное реагирование на изменение расходных параметров, что важно при проведении опытных выпусков.

Из возможных конструкций напорной трубки предпочтительней выглядит цилиндрическая форма. При эксплуатации в условиях геотермальных месторождений важной характеристикой является возможность контроля состояния (наличие солеотложения, абразивный износ и т.д.) и замены трубок. Цилиндрическая форма позволяет, используя предписанные ГОСТ 8.361-79 устройства, осуществлять указанные процедуры без прекращения подачи теплоносителя.

В настоящее время имеется широкий выбор предложений по цилиндрическим напорным трубкам. В основном предлагаются трубки, отбирающие плюсовое давление в лобовой части и статическое давление в торце. Подобный отбор статического давления представляется нерациональным. В этом случае точка отбора находится под влиянием динамических процессов, и на

измеряемую величину способно оказать существенное влияние отклонения от идеальной формы, определяемое допусками при изготовлении, и возмущения, создаваемые самой трубкой. Не случайно изготовители подобных трубок декларируют широкий диапазон коэффициентов преобразования и предлагают индивидуальную поверку каждой трубки. Поэтому, для большей стабильности статическое давление целесообразно отбирать отверстием в стенке трубы. Для исключения влияния гравитации и трения при измерении перепадов давления отверстие следует располагать на одном уровне и в одном сечении с напорной трубкой.

Для минимизации гидравлического сопротивления и динамических нагрузок, а также для исключения влияния на замер статического давления глубина ввода трубки должна быть минимальной. Также необходимо учитывать, что для снижения относительной погрешности измерения перепадов давления вследствие пульсаций в потоке, точки отбора плюсового и минусового давления должны располагаться в месте, где влияние динамического давления близко к максимальному. Кроме того необходимо учитывать, что отбор давлений в месте со значительным градиентом увеличивает влияние погрешности определения положения точки отбора. В этой связи точку отбора давлений напорной трубкой рекомендуется располагать на расстоянии одной трети радиуса от стенки трубы.

Коэффициенты преобразования в описанном в настоящей работе эксперименте составили: $a_- = 0,506$ и $a_+ = 0,774$. Минусовой коэффициент вошел в диапазон аналогичных коэффициентов для цилиндрических трубок при однофазных потоках (0,35–0,55). Небольшое отклонение от среднего (0,46) значения можно отнести за счет соответствующего влияния жидкой фазы, а в целом можно говорить о подтверждении идеи о доминирующем влиянии паровой фазы на минусовой перепад. Плюсовой коэффициент оказался значительно выше, т.е. вода на плюсовой перепад влияет сильнее ожидаемого. Заметим, что при наличии скольжения фаз влияние воды должно было быть меньше, т.е. в нашем случае скорости фаз близки. Завышенное значение плюсового перепада можно отнести за счет влияния пленки воды, формирующейся в результате растекания по

поверхности трубки заторможенных в лобовой части капель и искривляющей геометрию воспринимающей динамическое давление поверхности.

Для практического использования необходимо знать коэффициенты в формулах (4.14) и (4.15). В результате обобщения опытных данных по обеим сериям, описанным в [60], как с учетом возможного влияния на статическое давление возмущений от трубки, так и без него, для рекомендованной глубины ввода трубки были получены диапазоны значений: $k_1 = 1,42-1,63$ и $k_2 = 1,37-1,45$. Соответственно, средние значения: $k_1 = 1,52$ и $k_2 = 1,41$.

Указанные диапазоны позволяют приближенно оценить погрешность метода при определении расхода пара 3 % и паросодержания 7 %. Эти значения удовлетворительно согласуются с погрешностями сходного по идеи метода диафрагмы [58], принимая в расчет принципиальное соотношение погрешностей методов диафрагмы и напорной трубки для однофазных потоков [18]. В целом следует отметить неплохие возможности рассматриваемого метода при определении основного технологического параметра при эксплуатации ГеоЭС – расхода пара. Погрешности определения расхода и энтальпии смеси будут определяться главным образом погрешностью определения паросодержания, которая в данном случае будет связана с погрешностью определения расхода воды.

Важным условием реализации рассматриваемого метода является обеспечение необходимой структуры потока. Это достигается поддержанием достаточных скоростей для формирования дисперсно-кольцевой структуры и наличием стабилизационных участков до и после напорной трубки. По первому условию есть полная определенность – все трубопроводы пароводяной смеси проектируются с учетом его выполнения. Поэтому установка трубки допустима как в магистральном трубопроводе, так и в подводящем к нему трубопроводе от скважины, где скорости еще выше.

При высоких скоростях и низких давлениях на структуру потока влияет локальная критичность [53], интенсифицирующая перемешивание. Поэтому в нашем случае длины стабилизационных участков могут быть короче аналогичных

длин при использовании напорных трубок в однофазных потоках [18]. Причем в нашем случае существенную роль играет не только относительная (отнесенная к диаметру трубы), но и абсолютная длина. Достаточно определенно можно говорить о длине стабилизационного участка после напорной трубки. Эксперименты с диафрагмой на трубе 300 мм [58] показали, что ее влияние перестает наблюдаться на расстоянии 2–3 диаметров вверх по потоку. Поскольку диафрагма является одним из устройств со значительным влиянием на структуру потока, и в нашем случае имеют место трубы не меньшего диаметра, можно рекомендовать длину стабилизационного участка после трубки не менее 3 диаметров трубы, а при расширении потока (вход в магистральный трубопровод) указанная длина может быть сокращена. Для напорных трубок длины стабилизационных участков до и после соотносятся примерно три к одному [59]. Поэтому для длины стабилизационного участка до напорной трубки можно рекомендовать не менее 9 диаметров.

В данном методе расходные параметры определяются в потоке, кинетическая энергия которого, в принципе, может достигать значимых величин. Заметим, что обычно кинетическая энергия не превосходит 3 % от энтальпии, и на практике для характеристики смеси используют энтальпию заторможенного потока. Если есть основания полагать значимость кинетической энергии, то энтальпию заторможенного потока следует определять как сумму полученной энтальпии и кинетической энергии. При этом определяя кинетическую энергию с достаточной степенью приближения, учитывая малые значения скольжения, можно пользоваться гомогенной моделью.

Особый интерес данный метод может представлять при оборудовании устья скважин плавным отводом. Плавный отвод является элементом, формирующим структуру потока. Расположение напорной трубки в зоне с повышенным содержанием воды увеличит отличие положительного и отрицательного динамических давлений, что в принципе позволит более точно определять фазовый состав смеси, т.е. паросодержание. При этом измерительную установку можно будет разместить в пределах типового укрытия скважин. Заметим, что

укрытие устья на Мутновском месторождении играет важную роль при обслуживании скважин в зимнее время. Обильные снегопады образуют снеговые толщи более 10 м на геотермальном поле. В зимнее время доступ к скважинам осуществляется через верхний люк укрытия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе изложены научно обоснованные технические решения по повышению производительности добычных скважин месторождений парогидротерм путем изменений конструктивных параметров обсадных колонн и устьевой обвязки, которые позволяют управлять структурой потока с целью оптимизации условий протекания динамических процессов.

Основные результаты диссертационной работы заключаются в следующем:

1. Разработана методика расчета новой производительности скважины при установке в верхней части вкладыша меньшего диаметра, основывающаяся на ранее проведенных измерениях расходных характеристик и расчетах по математической модели WELL-4.

2. Выполнен прогноз производительности скважины А-2 при установке вкладыша, показавший увеличение верхнего предела рабочего давления. На основе данного прогноза выполнена реконструкция скважины, подтвердившая расчетные данные. Экономический эффект данной реконструкции составил 180 млн. руб., при этом предложенный способ повышения верхнего предела рабочего давления может быть применен и для других скважин.

3. Определен оптимальный радиус кривизны для плавного отвода, позволяющий снизить гидравлические потери в устьевой обвязке (1,4 – 2,4 диаметра трубы). При этом изменения обвязки не выходят за пределы типового укрытия устья скважин Мутновского месторождения.

4. Разработана методика оценки увеличения расхода теплоносителя при оборудовании устья плавным отводом, учитывающая зависимость расхода скважины от устьевого давления и изменение перепада давления в трубопроводе при увеличении расхода.

5. Определено приращение расхода теплоносителя при оборудовании плавным отводом устья скважин Мутновского месторождения. Установлено, что для высокодебитных скважин предлагаемая реконструкция обвязки дает заметные приращения расхода добываемого пара (до 0,3 кг/с).

6. Теоретически обоснован способ измерения расходных параметров скважин на основе использования напорных трубок и измерения динамического давления набегающего и огибающего потоков.

7. Проведено экспериментальное исследование распределения динамических давлений набегающего и огибающего потоков по сечению трубы. Исследование подтвердило идею предложенного способа измерения расходных параметров скважин и позволило получить необходимые эмпирические коэффициенты.

8. Определены условия и разработаны методические рекомендации для реализации способа измерения расходных параметров скважин на основе использования цилиндрических напорных трубок и измерения динамического давления набегающего и огибающего потоков.

Обоснованные в диссертационной работе технические решения включены в планы мероприятий по повышению эффективности использования существующего фонда добычных скважин Мутновского месторождения парогидротерм, проводимых АО «ГЕОТЕРМ».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров, А.А. Система уравнений IFPWS-IF 97 для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Ч. 1. Основные уравнения / А.А. Александров // Теплоэнергетика. – 1998. – №. 9. – С. 69–77.
2. Алексеев, В.И. Измерение расхода пароводяной смеси стандартными диафрагмами / В.И. Алексеев, А.Н. Шулюпин, Д.П. Усачев. – Петропавловск-Камчатский, 1991. – 29 с.
3. Белова, Т.П. Основы комплексного использования ресурсов высокотемпературных геотермальных теплоносителей / Т.П. Белова, А.С. Латкин, Ю.П. Трухин. – Владивосток : Дальнаука, 2003. – 204 с.
4. Белодед, В.Д. Расчет параметров пара на забое геотермальных скважин / В.Д. Белодед // Вулканология и сейсмология. – 1987. – № 10. – С. 97–103.
5. Боровский, Б.В. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек / Б.В. Боровский, Б.Г. Самсонов, Л.С. Язвин. – М. : Недра, 1979. – 326 с.
6. Вакин, Е.А. Термальные поля и горячие источники Мутновского вулканического района / Е.А. Вакин, И.Т. Кирсанов, Т.П. Кирсанова // Гидротермальные системы и термальные поля Камчатки. – Владивосток, 1976. – С. 85–114.
7. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев и др. – М. : Недра, 1996. – 208 с.
8. Гидротермы Кошелевского вулканического массива / Е.А. Вакин и др. // Гидротермальные системы и термальные поля Камчатки. – Владивосток, 1976. – С. 58–84.
9. Дрознин, В.А. Теплогидродинамический режим работы пароводяных скважин геотермальных месторождений Камчатки : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 01.04.14 / Дрознин Валерий Аркадьевич. – Л., 1982. – 19 с.
10. Дрознин, В.А. Физическая модель вулканического процесса / В.А. Дрознин. – М. : Наука, 1980. – 92 с.

11. Дядькин, Ю.Д. Разработка геотермальных месторождений / Ю.Д. Дядькин. – М. : Недра, 1989. – 229 с.
12. Ентов, В.М. О нестационарных процессах при фонтанировании скважин / В.М. Ентов // Изв. АН СССР. Механика и машиностроение. – 1964. – № 2. – С. 31–40.
13. Забарный, Г.Н. Математическая модель двухфазного течения теплоносителя в стволе геотермальной скважины / Г.Н. Забарный, В.А. Кудряшов, Г.М. Гайдаров. – Петропавловск-Камчатский, 1992. – 64 с.
14. Карпов, Г.А. Экспериментальные исследования минералообразования в геотермальных скважинах / Г.А. Карпов. – М. : Наука, 1976. – 172 с.
15. Кирюхин, А.В. Модели теплопереноса в гидротермальных системах Камчатки / А.В. Кирюхин, В.М. Сугробов. – М. : Наука, 1987. – 152 с.
16. Климентов, П.П. Динамика подземных вод / П.П. Климентов, В.М. Кононов. – М. : Высшая школа, 1973. – 440 с.
17. Кононов, А.А. Основы гидравлики [Электронный ресурс] / А.А. Кононов. – Режим доступа: www.gidrav1.com.
18. Кремлевский, П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ : справочник : Кн.1 / П.П. Кремлевский. – СПб. : Политехника, 2002. – 409 с.
19. Кремлевский, П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ : справочник : Кн.2 / П.П. Кремлевский. – СПб. : Политехника, 2004. – 412 с.
20. Кутателадзе, С.С. Теплообмен и волны в газожидкостных системах / С.С. Кутателадзе, В.Е. Накоряков. – Новосибирск : Наука, 1984. – 302 с.
21. Кутепов, Ф.М. Гидродинамика и теплообмен при парообразовании / Ф.М. Кутепов, Л.С. Стерман, Н.Г. Стюшин. – М. : Высшая школа, 1986. – 448 с.
22. Латкин, А.С. О применении техногенных и природных растворов для реализации гидрометаллургических процессов / А.С. Латкин, Т.П. Белова // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1998. – № 2. – С. 104–109.
23. Манухин, Ю.Ф. Отчет о работе по теме "Типы промышленных месторождений термоминеральных вод и природного пара вулканических районов кам-

чатки и геолого-экономические предпосылки их освоения" / Ю.Ф. Манухин, Л.А. Ворожейкина. – Петропавловск-Камчатский, 1977. – Фонды Камчат. геол. ком., инв. № 4044.

24. Мельников, В.И. Акустические методы диагностики двухфазных теплоносителей ЯЭУ / В.И. Мельников, Г.Б. Усынин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 160 с.

25. Методические указания по изучению термальных вод в скважинах / Н.М. Фролов и др. – М. : Недра, 1964. – 140 с.

26. Найманов, О.С. Исследование гидравлики двухфазного потока на примере парогенерирующих скважин Камчатки / О.С. Найманов // Труды ЦКТИ. Вып. 101. – 1970. – С. 241–249.

27. Нурмухамедов, А.Г. Трехмерная геоэлектрическая модель Мутновского месторождения парогидротерм / А.Г. Нурмухамедов и др. // Физика Земли. – 2010. – № 9. – С. 15–26.

28. Оптическая измерительная система технического зрения для измерения истинных характеристик двухфазного потока / И.А. Попов и др. // II-я российская национ. конф. по теплообмену. – М. : Изд-во МЭИ, 1998. – С. 79–81.

29. Паужетские горячие воды на Камчатке / Под ред. Б.И. Пийпа. – М. : Наука, 1965. – 208 с.

30. Пашкевич, Р.И. Термогидродинамическое моделирование Мутновского месторождения парогидротерм / Р.И. Пашкевич, И.И. Чернев, А.В. Шадрин // Разведка и охрана недр. – 2009. – № 7. – С. 37–43.

31. 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.

32. Правила разработки месторождений теплоэнергетических вод. ПБ 07-599-03. – Москва, 2003.

33. Проблемы и перспективы комплексного использования геотермальной, солнечной и ветровой энергии / В.И. Виссарионов и др. // Тез. докл. междунар. симп. «Проблемы геотермальной энергетики». – Санкт-Петербург, 1993. – С. 132.

34. Разработка методики расчета транспорта пароводяной смеси от скважин к ГеоТЭС : отчет о НИР / Руковод. работы М.А. Готовский.– Ленинград : НПО ЦКТИ, 1990. – 37 с.
35. 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.
36. Созинова, Т.Е. Разработка метода расчета и исследование теплового и термонапряженного состояния крепи геотермальных скважин : автореф. дисс. ... канд. техн. наук : 05.14.04 / Созинова Татьяна Евгеньевна. – Иваново, 1997. – 24 с.
37. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю.В. Зайцев и др. – М. : Недра, 1984. – 360 с.
38. Справочное руководство гидрогеолога. Т. 1 / Под. ред. В.М. Максимова. – М. : Недра, 1979. – 512 с.
39. Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент : справочник / Под ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 560 с.
40. Трусов, В.П. Техника и технология геотермальной энергетики / В.П. Трусов, Г.М. Гайдаров, Г.Н. Забарный. – Петропавловск-Камчатский, 1991. – 139 с.
41. Трухин, Ю.П. Геохимия современных геотермальных процессов и перспективные геотехнологии / Ю.П. Трухин. – Москва : Наука, 2003. – 376 с.
42. Уайт, Д.Е. Термальные воды вулканического происхождения / Д.Е. Уайт // Геохимия поствулканических процессов. – М : Мир, 1965. – С. 78–100.
43. Уоллис, Г. Одномерные двухфазные течения / Г. Уоллис. – М. : Мир, 1972. – 440 с.
44. Фирстов, П.П. Динамика газового состава теплоносителя Мутновской ГЕОЭС в 2004 г. / П.П. Фирстов, А.П. Максимов, И.И. Чернев // Ползуновский вестник. – 2006. – № 2–1. – С. 259–263.

45. Чермошенцева, А.А. Течение теплоносителя в геотермальной скважине / А.А. Чермошенцева // Математическое моделирование. – 2006. – Т. 18. – № 4. – С. 61–76.

46. Чермошенцева, А.А. Математическое моделирование теплопереноса в пароводяных скважинах и окружающих породах : дис. ... канд. техн. наук : 05.13.18 / Чермошенцева Алла Анатольевна. – Комсомольск-на-Амуре, 2005. – 142 с.

47. Шарапов, В.Н. Влияние структурно-динамических условий разгрузки гидротермальных вулканических систем на рудообразование в их недрах / В.Н. Шарапов // ДАН. – 2010. – № 3. – С. 396–402.

48. 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.

49. 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.

50. Шулюпин, А.Н. Вопросы гидравлики пароводяной смеси при освоении геотермальных месторождений / А.Н. Шулюпин. – Владивосток : Дальнаука, 2011. – 262 с.

51. Шулюпин, А.Н. Научно-методические основы определения параметров пароводяных течений для рационального освоения геотермальных месторождений : дис. ... д-ра техн. наук : 25.00.20 / Шулюпин Александр Николаевич. – Хабаровск, 2002. – 255 с.

52. Шулюпин, А.Н. Определение расхода и энтальпии пароводяных скважин при критическом истечении из сопла / А.Н. Шулюпин // Вулканология и сейсмология. – 1993. – № 5. – С. 61–66.

53. Шулюпин, А.Н. Пароводяные течения на геотермальных промыслах / А.Н. Шулюпин. – Петропавловск-Камчатский : КамчатГТУ, 2004. – 149 с.

54. Шулюпин, А.Н. Течение в геотермальной скважине: модель и эксперимент / А.Н. Шулюпин // Вулканология и сейсмология. – 1991. – № 4. – С. 25–31.
55. Шулюпин, А.Н. Эксперсс-методы оценки расхода и энтальпии пароводяных скважин / А.Н. Шулюпин // Проблемы развития геотермальной энергетики. – Махачкала, 1991. – С. 25–31.
56. Шулюпин, А.Н. Измерение расходных параметров пароводяных скважин / А.Н. Шулюпин, В.И. Алексеев // Теплоэнергетика. – 1995. – № 11. – С. 46–49.
57. Шулюпин, А.Н. Определение расхода и энтальпии пароводяных скважин на стадии опытного и опытно-эксплуатационного выпуска / А.Н. Шулюпин, В.И. Алексеев // Вулканология и сейсмология. – 1992. – № 5–6. – С. 57–65.
58. Шулюпин, А.Н. Определение расхода и энтальпии пароводяной смеси с помощью диафрагм / А.Н. Шулюпин, В.И. Алексеев, Д.П. Усачев. – Петропавловск-Камчатский, 1992. – 31 с.
59. Шулюпин, А.Н. Измерение расходных параметров скважин при разработке геотермальных месторождений с двухфазной транспортировкой теплоносителя / А.Н. Шулюпин, Б.Е. Паршин, И.И. Чернев // Измерительная техника. – 2011. – № 11. – С. 22–26.
60. 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.
61. Шулюпин, А.Н. Определение расходных параметров пароводяной смеси на основе измерения положительного и отрицательного динамического давления / А.Н. Шулюпин, И.И. Чернев // Теплоэнергетика. – 2010. – № 5. – С. 69–73.
62. Шулюпин, А.Н. Проблемы и перспективы освоения геотермальных ресурсов Камчатки / А.Н. Шулюпин, И.И. Чернев // Георесурсы. – 2012. – № 1(43). – С. 19–21.
63. Alimonti, C. Coupling of energy conversion systems and wellbore heat exchanger in a depleted oil well / C. Alimonti et al. // Geothermal Energy. – 2016. – N. 4:11. – P. 1–17.

64. Antics, E. Modeling two phase flow in low temperature geothermal wells / E. Antics // Proceedings, World Geothermal Congress. – Florence, 1995. – V. 3. – P. 1905–1910.
65. Banwell, C.J. Physical investigations / C.J. Banwell // Geothermal steam for power in New Zealand. Bul. 117. – New Zealand, 1955. – P. 45–74.
66. Barelli, A. Prediction of geothermal well pressure and temperature profiles / A. Barelli et al. // Geothermics. – 1994. – V. 23. – N. 4. – P. 339–353.
67. Belova, T.P. The Analysis of sorption extraction of boron and lithium from the geothermal heat-carriers / T.P. Belova // Proceedings, World Geothermal Congress. – Bali, 2010. – N. 1439. – P. 1–3.
68. Bertani, R. Geothermal power generation in the World 2010–2014. Update report / R. Bertani // Proceedings, World Geothermal Congress. – Melbourne, 2015. – N. 01001. – P. 1–19.
69. Bjornsson, G. A multy-feedzone geothermal wellbore simulator / G. Bjornsson. – Report LBL-23546. – Lawrence Berkeley Laboratory, 1987. – 117 p.
70. Boure, J. Review of two-phase flow instabilities / J. Boure, A. Bergles, L. Tong // Nucl. Eng. Des. – 1973. – N. 25. – P. 165–192.
71. Cioppi, D. A new approach to geothermal production testing recent experiences in the USA and Italy / D. Cioppi et al. // Proceedings, Int. Conf. on Geothermal Energy. – Florence, 1982. – V. 1. – P. 235–266.
72. 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.
73. Elder, J.W. Heat and mass transfer in the Earth: Hydrothermal systems / J.W. Elder. – New Zealand, 1966. – 115 p.
74. Fisher, W.M. Production of steam from drill holes at Wairakei / W.M. Fisher // Geothermal steam for power in New Zealand. – 1965. – Bull. 117. – P. 75–102.
75. 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, World Geothermal Congress. – Bali, 2010. – N. 2501. – P. 1–18.

76. 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.

77. Grubelich, M.C. An overview of a high energy stimulation technique for geothermal applications / M.C. Grubelich et al. // *Proceedings, World Geothermal Congress*. – Melbourne, 2015. – N. 31070. – P. 1–6.

78. Hirtz, P.N. Developments in tracer flow testing for geothermal production engineering / P.N. Hirtz et al. // *Geothermics*. – V. 30. – 2001. – P. 727 – 745.

79. Holmberg, H. Numerical model for nongrouted borehole heat exchanges, part 2 – Evaluation / H. Holmberg et al. // *Geothermics*. – 2106. – No. 59. – P. 134–144.

80. 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, World Geothermal Congress*. – Melbourne, 2015. – N. 25023. – P. 1–10.

81. James, R. Discharging through an orifice determines steam-water enthalpy / R. James // *Proceedings, Stanford Workshop*, 1987. – N. 12. – P. 1–4.

82. 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. of Auckland*, 1982. – N. 2. – P. 93–95.

83. James, R. Factors controlling borehole performance / R. James // *Geothermics*. – 1970. – V. 2. – P. 1502–1515.

84. James, R. Measurement of steam-water mixtures discharging at the speed of sound to the atmosphere / R. James // *Reprinted from New Zealand Engineering*. – 1966. – N. 21(10). – P. 437–441.

85. 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.

86. Ledinegg, M. Instability of flow during natural and forced circulation / M. Ledinegg // *Die Wärme* 61. – 1938. – N. 8. – P. 891–898.

87. Lous, M.L. Thermal performance of a deep borehole heat exchanger: Insights from a synthetic coupled heat and flow model / M.L. Lous et al. // *Geothermics*. – 2015. – N. 57. – P. 157–172.

88. Lund, J.W. Direct utilization of geothermal energy 2015 Worldwide review /

J.W. Lund, T.L. Boyd // Proceedings, World Geothermal Congress. – Melbourne, 2015. – N. 01000. – P. 1–31.

89. March, A. Modelling a geothermal steam fields to evaluate well capacities and assist operational decisions / A. March // Proceedings, World Geothermal Congress. – Melbourne, 2015. – N. 25008. – P. 1–9.

90. 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.

91. Miller, C.W. Wellbore effects in geothermal wells / C.W. Miller // SPEJ. – 1981. – V. 20. – N. 6. – P. 555–566.

92. Muratov, P.V. Reflux condensation of steam inside a short vertical large diameter tube / P.V. Muratov, R.I. Pashkevich // Int. J. of Heat and Mass Transfer. – 2015. – V. 91. – P. 494–501.

93. Narasimhan, T.N. Geothermal well testing / T.N. Narasimhan, P.A. Vitterspoon // Journal of Hydrology. – 1979. – V. 43. – N. 1/4. – P. 537–553.

94. 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.

95. Nayak, A.K. Flow instabilities in boiling two-phase natural circulation systems: A Review / A.K. Nayak, P.K. Vijayan // Science and Technology of Nuclear Installations. – 2008. – V. 2008. – ID 573192. – P. 1–15.

96. On, M.D.G. Evaluation of hydraulic stimulation-induced permeability enhancement / M.D.G. On, R.P. Andrino // Proceedings, World Geothermal Congress, Melbourne, 2015. – N. 22094. – P. 1–8.

97. Palachio, A. A computer code for determining the flow characteristics in a geothermal well / A. Palachio // Proceedings, Int. Conf. on Num. Methods of Thermal Problem. – Swansen, 1985. – Part 2. – P. 922–933.

98. Palachio, A. Effect of heat transfer on the performance of geothermal wells / A. Palachio // Geothermics. – 1989. – V. 19. – N. 4. – P. 311–328.

99. Pashkevich, R.I. Film condensation in a large diameter tube with upward steam flow / R.I. Pashkevich, P.V. Muratov // *Int. J. of Heat and Mass Transfer.* – 2015. – V. 81. – P. 804–810.

100. Pasikki, R.G. Well stimulation techniques applied at the Salak geothermal field / R.G. Pasikki et al. // *Proceedings, World Geothermal Congress.* – Bali, 2010. – N. 2274. – P. 1–11.

101. Ruspini, L.C. Two-phase flow instabilities: A review / L.C. Ruspini, C.P. Marcel, A. Clause // *Int. J. of Heat and Mass Transfer.* – 2014. – V. 71. – P. 521–548.

102. Sanyal, S.K. Cost geothermal power and factors that affect it / S.K. Sanyal // *Proceedings, World Geothermal Congress.* – Turkey, 2005. – N. 2005. – P. 1–10.

103. Shulyupin, A. Testing of steam-water wells / A. Shulyupin, V. Alekseev // *Proceedings, World Geothermal Congress.* – Florence, 1995. – V. 3. – P. 1835–1837.

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

105. 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. – N. 3:23. – P. 1–11.

106. Siratovich, P. Experimental thermal stimulation of the Rotokawa Andesite / P. Siratovich et al. // *Proceedings, World Geothermal Congress.* – Melbourne, 2015. – N. 22044. – P. 1–6.

107. Tachimori, M. A numerical simulation model for vertical flow in geothermal wells / M. Tachimori // *Proceedings, Stanford Workshop.* – Stanford, 1982. – N. 8. – P. 155–160.

108. Tolivia, E. Flow in geothermal wells (An analitical study) / E. Tolivia // *Geothermics.* – 1972. – V. 1. – N. 4. – P. 141–145.

109. Upton, P.S. The wellbore simulator SIMU 2000 / P.S. Upton // *Proceedings, World Geothermal Congress.* – Kyushu-Tohoku, 2000. – P. 2851–2856.

110. Upton, S.P. The wellbore simulator SIMU93 / P.S. Upton // *Proceedings, World Geothermal congress.* – Florence, 1995. – V. 3. – P. 1741–1744.

111. 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 // Proceedings, World Geothermal Congress. – Melbourne, 2015. – N. 25005. – P. 1–9.

112. Wigly, D.M. Separation plant and pipework design – Ohaaki steam field / D.M. Wigly // Proceedings, 11-th New Zealand Geothermal Workshop, 1989. – P. 19–24.

113. Wołoszyn, J. Experimental verification and programming development of a new MDF borehole heat exchanger numerical model / J. Wołoszyn, A. Gołas // Geothermics. – 2016. – V. 59. – P. 67–76.

114. Wormald, C.N. Two phase flow measurement / C.N. Wormald // Measurement and instrum. control. – GB, 1984. – P. 61–72.

115. Yasuda, Y. Development of a two-phase flow metering system / Y. Yasuda, T. Horikoshi, D.B. Jung // Proceedings, World Geothermal Congress. – Kyushu-Tohoku, 2000. – P. 2999–3004.

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