

**АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА**

*На правах рукописи*

**РАЗРАБОТКА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ  
МЕТОДОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ  
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ  
ИСТОЧНИКАХ**

Специальность – 2523.01 – «Технология бурения скважин»

Отрасль науки: Технические науки

Соискатель: **Мусаева Самира Али кызы**

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
доктора философии

**Баку – 2024**

Диссертационная работа выполнена в Научно-исследовательском и проектном институте «Нефтегаз» Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики

**Научный руководитель:** доктор технических наук,  
член-корр. НАНА, профессор

**Тулпархан Шарабудинович Салаватов**

доктор философии по технике,  
доцент **Ягуб Исмаил оглы Сафаров**

**Официальные оппоненты:** Доктор технических наук, доцент  
**Бауржан Тажикенович Умралиев**  
Доктор философии по технике  
**Пири Мамед Паша оглы Гулузаде**  
Доктор философии по технике  
**Раджу Гасан оглу Велиев**

Диссертационный совет ED 2.03 Высшей Аттестационной Комиссии при Президенте Азербайджанской Республики, действующий на базе Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Председатель диссертационного  
совета:

д.т.н., доцент  
**А.А. Сулейманов**

Ученый секретарь диссертационного  
совета:

к.т.н., доцент  
**Е.Е. Шмончева**

Председатель научного  
семинара:

Д.т.н., профессор  
**Э.М. Сулейманов**

Подписи подтверждаю  
ученый секретарь АГУНИ,  
к.т.н., доцент

**Н.Т.Алиева**



## ОСНОВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность и степень изученности темы.** Для обеспечения значительной инвестиции в топливно-энергетический баланс, а также геотермальной энергии государства необходимо разработать совокупное решение геомеханических, гидромеханических, гидрогеологических, теплофизических, технологических и других задач, связанных с созданием и эксплуатацией затрат на эффективные и геотермальные энергетические системы.

С течением времени системы и комплексы, связанные с геотермальной энергетикой, должны играть все более важную роль в формировании и развитии национальной экономики, а также как важный фактор достижения устойчивого экономического роста.

Геотермальная энергия является потенциальным источником возобновляемой энергии, но для ее жизнеспособности потребуется постоянное снижение цен и более широкое использование. Разработка более эффективных методов извлечения геотермальной энергии также необходима, чтобы сделать ее более рентабельной. Следует разработать продуктивную технологию извлечения геотермальной энергии из недр и найти оптимальные планы ее использования.

Основание достоверных, гидродинамических, термогидродинамических и выявляющих лучшие расчеты геотермальных систем является важным звеном в цепи взаимосвязанных вопросов теплоэнергетики.

На территории Азербайджанской Республики термальные воды имеют почти повсеместное распространение. Термальные воды приурочены в основном к отложениям Абшеронского яруса продуктивной толщи, майкопской свиты, а также к отложениям мелового возраста. До сих пор проведенные исследования носили в целом поисковый характер.

В 2005-2015 году в Азербайджане утверждена национальная программа развития альтернативной энергии и при Министерстве промышленности и топлива создано специальное

агентство по альтернативной энергии. Поэтому оптимальной и необходимой является разработка научно-инновационной методической основы критериев оценки состояния теплофизических, термогидродинамических и реологических свойств бурового и цементного растворов.

В 2021 г Министерство энергетики Азербайджана намерено в скором времени приступить к изучению потенциала геотермальных источников энергии на освобожденных территориях республики. Так, запасы термальных вод в Кельбаджарском районе оцениваются в 3,093 тысячи кубических метров, а в Шуше - 412 кубических метров в сутки.

**Цель и основные задачи исследования.** Разработка термогидродинамических методов для предотвращения осложнений при бурении скважин на геотермальных источниках с целью получения альтернативной энергии.

**Основные задачи исследования.**

Изучение термогидродинамических особенностей геотермальных источников на территории Азербайджанской Республики;

Исследование влияния эффекта Джоуля-Томсона на баланс термогидродинамического давления при бурении геотермальных скважин;

Исследование возможности разработки способа предупреждения поглощения бурового раствора;

Исследование возможности разработки способа предупреждения прихвата бурильного инструмента;

Разработка влияния температурного фактора, которое оказывает существенное влияние на величину гидростатического давления при бурении геотермальных скважин;

Исследование влияния напряженности электромагнитного поля на коэффициент теплопроводности бурового раствора;

Определение коэффициентов теплопроводности бурового и цементного смесей при бурении геотермальных скважин.

**Методы решения поставленных задач.** Поставленные задачи решались путем применения теоретических, лабораторных и промысловых исследований.

### **Основные положения, выносимые на защиту.**

Способ предупреждения прихвата бурильного инструмента;

Способ предотвращения поглощения бурового раствора в процессе бурения геотермальных скважин;

Метод и модели для определения влияния температурного фактора в системе скважина-пласт на осложнения при проводке скважин;

Метод оценки теплофизических свойств бурового и цементного растворов и влияния напряженности электромагнитного поля на коэффициент теплопроводности бурового раствора.

### **Научная новизна исследования.**

Предложен способ предупреждения прихвата бурильного инструмента;

Разработан способ предотвращения поглощения бурового раствора в процессе бурения геотермальных скважин;

Предложен метод и модели для определения влияния температурного фактора в системе скважина-пласт на осложнения при проводке скважин;

Разработан метод оценки теплофизических свойств бурового и цементного растворов и влияния напряженности электромагнитного поля на коэффициент теплопроводности бурового раствора.

### **Практическая значимость результатов работы.**

Разработанный метод определения влияния температурного фактора на изменение плотности бурового раствора был применен на скважине №1862 площади Садан и скважине №1703 Локбатан-Пула-Гушхана ПО «Азнефть». Обе скважины без всяких осложнений благополучно пробурены до проектной глубины.

### **Апробация работы.**

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались:

1. Eighth International Conference on Soft Computing, Computing with Words and Perceptions in System Analysis, Decision and Control ICSCCW–2015.

2. 12th International Conference on Application of Fuzzy Systems and Soft Computing, ICAFS – 2016.

3. V Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии» - 2020.

4. Dedicated to the 98 th anniversary of the national leader Heydar Aliyev the 2nd international student research and science conference on “Petroleum Geoscience and Engineering” - 2021.

5. The XXII International Scientific Symposium “Turkic World Between East and West” Türk Dünyası (“Şərqlə Qərb arasında Türk dünyası”) Andijan/Uzbekistan – 2022.

6. Dedicated to the 99 th anniversary of the national leader Heydar Aliyev the 3rd international student research and science conference on “Petroleum Geoscience and Engineering” - 2022.

**Публикации.** Основные материалы диссертации опубликованы в виде 14 напечатанных работ, в том числе 7 тезисов, из них 4 представлены на Международных научно-технических конференциях (Вена Австрия, Турция, Татарстан).

### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, выводов и предложений, 27 рисунков, 13 таблиц, списка литературы, включающего 206 наименований и 2 приложений. Общее количество символов составляет 164342.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**В введении** обоснованы актуальность проблемы, цель работы, определены основные задачи исследования, способы их решения, научная новизна, основные защищаемые положения, практическая ценность работы, структура и объем работы. Диссертация состоит из 4-х глав.

**В первой главе** рассматривается анализ современного состояния проблем бурения геотермальных скважин на технико-технологическом уровне теоретических и промысловых данных, фондовые работы НИПИ “Нефтегаз” научно-техническая литература, патенты и документы, опубликованные в 2011-2020 гг. в США, Германии и других ведущих странах. Все они в основном соответствуют исследуемой теме диссертации о термогидродинамических методах для предотвращения осложнений при бурении геотермальных скважин.

Основное внимание современной энергетической политики уделяется попыткам найти меры, которые повысят эффективность использования энергии и снизят воздействие энергопотребления на окружающую среду. Это общая стратегия использования нестандартных возобновляемых источников энергии. Одним из видов возобновляемой энергии с большим потенциалом является геотермальная энергия, которая широко используется на практике. Несмотря на большой опыт геотермальной энергетики, доля геотермальной энергии в топливно-энергетическом балансе Азербайджана не очень велика. Ограниченный масштаб современного использования геотермальной энергии наглядно демонстрирует потенциал богатой ресурсной базы.

Температура геотермальной воды может сильно различаться в зависимости от ее местоположения. Так, температура является критерием, используемым для подразделения подземных вод по показателям их качества во многих отечественных и зарубежных классификациях. Из-за разнообразия подходов к оценке и высокой условности в выборе диапазона температур единой классификации геотермальных вод пока не существует. В зависимости от теплового потенциала геотермальные воды

можно разделить на следующие группы: низкотемпературные (до 40°C), тепловые (40-60°C), высокотемпературные (60-100°C), перегретые (выше 100°C).

Интервалы изменения температур меловых отложений составляют: по месторождению Мурадханлы – 71-150°C, по площадям Сорсор – 73-105°C, Джарлы – 64-111°C, Дуздаг – 98-136°C, Гараджаллы – 80-105°C, Миль – 86-110°C.

Кроме выше упомянутых, имеются температурные измерения по площадям: Далимамедли (101°C), Тертер (123°C), Амирарх (130°C), Зардаб (109°C), Советляр (127-138°C), Ширингум (118°C), Аджидере (98°C), Агджабеди (110°C), Борсунлы (148°C), Бейлаган (61°C).

На площади Саатлы измерения температур производились лишь в скважине 1СГ, где на глубине 2890 м она равна 57°C, увеличиваясь до 144°C на глубине 8229 м.

На основании осредненных температурных значений по площадям была построена геотермическая карта по верхнемеловому водоносному комплексу, из которой видно, что по территориям прогиба от зоны выхода отложений на дневную поверхность, проходящей по юго-западному борту прогиба к центральной, наиболее погруженной, температура увеличивается от 80°C до 140°C. Центральная зона, обрисованная геоизотермой 140°C, в целом совпадает с таковой.

Эоценорвый водоносный комплекс освещен 66 замерами, проведенными в 27 скважинах по 9 площадям Евлвах-Агджабединского прогиба.

По площадям Далимамедли, Дуздаг, Агджабеди и Советляр интервал измерения составляет 98-119°C. Несколько выше он по площадям Борсунлы – 130-132°C и Ширингум – 120-138°C. Незначительные данные имеются по площадям: Газанбулаг (97°C), Гедакбоз (106°C), Амирарх (130°C). На площади Джарлы скважиной были вскрыты в верхнемеловых отложениях термальные воды с дебитом 20000 м<sup>3</sup>/сут и температурой 100°C, количество тепла, выносимого водой за год  $1,4 \cdot 10^9$  Гкал (63 МВт), за все время фонтанирования (15 лет) количество выносимого тепла составило  $21 \cdot 10^{10}$  Гкал.



В Кюрдамирском районе одной скважиной вскрыты термальные воды с дебитом  $10000 \text{ м}^3/\text{сут}$  с температурой на устье  $82^\circ\text{C}$ . Количество тепла, выносимого водой, составляет  $7,5 \cdot 10^5$  Гкал (27 МВт).

На площади Джарлы Евлах-Агджабединского прогиба перспективным является верхнемеловой комплекс термальных вод. Температура воды более  $90^\circ\text{C}$ , дебит около  $8000 \text{ м}^3/\text{сут}$ , тепловая мощность 350 МВт. На площади Ширванлы одной скважиной вскрыты термальные воды с дебитом  $3000 \text{ м}^3/\text{сут}$  с температурой  $60^\circ\text{C}$ . Количество тепла, выносимого водой, составляет  $1,1 \cdot 10^6$  Гкал (4,37 МВт). На основании проведенных поисковых работ юго-западный борт Куринской впадины обладает достаточными запасами термальных вод, которые можно рентабельно и комплексно использовать в целях теплоснабжения населенных и промышленных объектов, теплично-парниковых хозяйств, получения химически редких элементов, а также в бальнеологических целях.

### **Осложнения при строительстве геотермальных скважин и методы предупреждения и ликвидации**

Из-за высокого спроса на энергию и растущих экологических проблем, связанных с нефтяной промышленностью, геотермальные месторождения считаются отличным возобновляемым источником энергии. Из-за этого количество проектов геотермальной разведки и бурения для доступа к геотермальным пластам значительно увеличилось за последние десятилетия. Геотермальная энергия может быть получена путем бурения скважин на геотермальных месторождениях и передачи земного тепла с использованием пластового флюида, добываемого из геотермальных скважин. Достижения в области технологий бурения в нефтяной промышленности являются ключом к развитию бурения геотермальных скважин.

Геотермальные скважины подразделяются на три категории в зависимости от их температуры: низкотемпературные (менее  $150^\circ\text{C}$ ), среднетемпературные (от  $150$  до  $200^\circ\text{C}$ ) и высокотемпературные (более  $200^\circ\text{C}$ ). Однако в геотермальных скважинах температура может превышать критическую температуру

воды, при которой процесс бурения и заканчивания становится все более сложным.

Условия залегания пластов вызвали множество проблем при бурении геотермальных скважин, в том числе, связанных с контролем за целостностью скважин и поглощениями. Помимо высоких температур, твердые породы накладывают дополнительные технические ограничения на выбор буровых долот, прочности обсадной колонны, бурового раствора и составов цемента. Эти условия создают потребность в большом количестве технологических достижений, чтобы справиться с проблемами в процессе бурения скважин. Точное знание свойств бурового раствора в скважинных условиях и во время буровых работ имеет решающее значение. Изменения в этих свойствах должны быть минимизированы, чтобы обеспечить эффективное и рентабельное бурение. Повышенные температуры, встречающиеся в геотермальных скважинах, существенно влияют на реологию бурового раствора. Кроме того, высокая температура разрушает присутствующие полимерные добавки, присутствующие в буровом растворе, и снижает вязкость бурового раствора, тем самым ухудшая его характеристики и создавая серьезные проблемы для проведения буровых работ.

Перенос технологий и достижений в области бурения нефтяных и газовых скважин в геотермальную отрасль и переход к автоматизированным операциям обеспечат рентабельное бурение и сделают геотермальные проекты более осуществимыми.

Поскольку буровой раствор имеет особое значение при строительстве скважин особое значение имеет правильный подбор типа и его параметров бурового раствора в зависимости от литологического разреза и геологических условий скважины. В настоящее время разработано и используется во всем мире большое количество типов буровых растворов, подходящих для конкретных характеристик различных месторождений. Следует отметить, что большинство осложнений, возникающих при строительстве скважин, связаны с буровым раствором. Поэтому важным условием является правильный выбор типа, реологиче-

ских параметров и плотности бурового раствора по литологическому разрезу скважины.

Поскольку бурение геотермальных, нефтяных и газовых скважин осуществляется по одной и той же технологии и с одним и тем же буровым раствором, то и при бурении геотермальных скважин следует правильно подобрать рецептурные показатели бурового раствора. В диссертационной работе исследованы осложнения, которые могут возникнуть при бурении геотермальных скважин в зависимости от температурного фактора и пути их предотвращения.

Как указано выше, бурение геотермальных скважин в принципе не отличается от технологии бурения нефтяных и газовых скважин. Отличие состоит в том, что при бурении геотермальных скважин необходимо учитывать температурный фактор, существенно влияющий на гидродинамическое давление. Для этого при выборе конструкции скважин, химических реагентов для буровых растворов, тампонажный материал для крепление обсадных колонны необходимо выбирать как термостойкий материал. Например; Исландия, имеющая большой опыт бурения высокотермальных скважин, при расчете на прочности обсадных колон принимает коэффициент запаса 2.

При составлении рабочих проектов геотермальных скважин следует учитывать ожидаемую производительность и способ эксплуатации скважины.

Основные факторы, определяющие сложность бурения высокотермальных скважин – высокая температура пород, самого теплоносителя, наличия зон поглощений, обвалов горных пород.

Геологическая сложность при бурении геотермальных скважин заключается в следующем:

- поглощения промывочной жидкости;
- обвалы и обрушение горных пород;
- прихваты бурильного инструмента;

При бурении геотермальных скважин необходимо учитывать следующее:

– в обоснованной конструкции скважины с учетом геолого-технических условий, дебита, давления и температуры пластовой жидкости;

– для достижения высокой механической и рейсовой скорости необходимо применять передовые технологии бурения;

– для предотвращения аварий и осложнений в скважине при бурении необходимо постоянно контролировать буровой раствор и регулировать его параметры и температуру;

– внедрение противовыбросового устьевого оборудования, обратного клапана и комплекта оборудования четырехступенчатой системы очистки бурового раствора;

– цементирование обсадных колонн должно быть обеспечено до устья скважины;

– для надежного крепления геотермальных скважин следует применять цементный материал устойчивый к высоким температурам марок ШПЦС и УЩЦ;

Следует отметить, что в зависимости от температуры изменение структурной вязкости и предельного напряжения сдвига бурового раствора оказывает сильное влияние на величину давления в скважине при спуске бурильного инструмента. В связи с этим следует учитывать данный фактор во избежание осложнений при бурении геотермальных скважин.

Основным видом осложнений при строительстве геотермальных и нефтяных скважин являются поглощения бурового раствора. Анализ осложнений, возникших на скважинах, пробуренных трестами «Комплексные буровые работы» и «GULF drilling» на Апшеронском полуострове в 2010-2019 г., показывает, что осложнения в основном были связаны с поглощением бурового раствора, для которого время на ликвидации составило 9-11% от общего календарного времени. Следует отметить, что время на ликвидации поглощения в значительной степени отрицательно влияет на технико-экономические показатели буровых организаций.

С работами по ликвидации поглощений бурового раствора связаны не только материальные расходы; в это время также

происходит ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, что вызывает дополнительные потери нефти.

Установить какие-либо закономерности возникновения поглощений и выбрать эффективные мероприятия и технологию проведения работ по предупреждению и ликвидации поглощений из-за большого числа факторов, обуславливающих явление поглощения, очень сложно.

Современные методы борьбы с поглощениями бурового раствора нижеследующие:

1. профилактические мероприятия по предупреждению поглощений бурового раствора в процессе строительства скважины;

2. специальные методы ликвидации зон поглощений бурового раствора (например, закачка в зону тампонов, изоляционные работы, установка перекрывателя и др.).

В период строительства скважин, на ликвидации поглощения бурового раствора, уходит много материала и времени, поэтому предотвращение поглощения бурового раствора в качестве профилактической меры имеет особое экономическое значение.

В связи с этим применение мероприятия по предупреждению поглощений бурового раствора и совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение.

При применении профилактических мер в основном используют инертные наполнители разного размера и назначения. Эффективность наполнителей зависит от правильного подбора размера наполнителя в соответствии с размером открытого канала. Данные Роджерса В.Ф. показывают, что при проницаемости даже до 200 мД при незначительных перепадах давления (до 0,7 МПа) возможно проникновение глинистых частиц на глубину 2–3 см.

В Америке в буровой раствор в 90% случаев добавляют наполнитель для предотвращения поглощения при бурении трещиноватых пород. В качестве наполнителей применяется

разные материалы: кордное волокно, резиновая крошка, целлофановая стружка, щебень, песок, измельчённая солома, опилки, древесная стружка, подсолнечная лузга, ореховая скорлупа, гранулированные пластмассы, слюда, комки карьерной глины и другие материалы.

В России разработаны и применяются различные инертные наполнители. При добавлении наполнителей к буровым и тампонажным растворам возрастает их закупоривающая способность, что способствует уменьшению расхода растворов и материалов для их приготовления, а также сокращения затрат времени на изоляционные работы.

Зарубежные фирмы производят более 500 наименований различных видов и размеров наполнителей и используют их с целью заблаговременного предупреждения и ликвидации поглощения. Например, КВИКСИЛ. Композиции наполнителей более эффективно кольматируют зону поглощения.

Наполнители должны соответствовать следующим требованиям:

- Размер и форма наполнителей должны быть такими, чтобы они могли заполнить открытый канал;

- Материал наполнителей не должен подвергаться различной химической обработке, давлению и температуре;

Плотность материала наполнителей должна варьироваться в пределах 400-1200 кг/м<sup>3</sup> для применения в буровых растворах различной плотности.

- наполнители не должны быть абразивными.

- свойства наполнителя не должны изменяться в процессе хранения.

Ликвидации зон поглощений можно разделить на три основные группы:

- намыв наполнителей;

- закачивание тампонажных смесей;

- установка перекрывающих труб (профильных перекрывающих и «хвостовиков»).

Для предотвращения поглощения в высокотемпературных скважинах необходимо принять следующие меры:

- уменьшения расхода (скорости восходящего потока) раствора;
- ограничения скорости СПО;
- расхаживания бурильного инструмента при продавке бурового раствора перед пуском насосов и плавного восстановления циркуляции;
- подбора соответствующей компоновки низа колонны бурильных труб (КНБК);
- предотвращения образования сальников.
- снижения плотности раствора, в том числе использования аэрированных растворов и пен;

Предупреждение поглощений обеспечивается минимальным избыточным давлением на поглощающий пласт и предотвращением резких колебаний давления в скважине.

Это достигается за счет:

- снижения плотности раствора, в том числе использования аэрированных растворов и пен;
- уменьшения расхода (скорости восходящего потока) раствора;
- ограничения скорости СПО;
- расхаживания инструмента перед пуском насосов и плавного восстановления циркуляции;
- применение РУС (роторно-управляемой системы);
- подбора соответствующей компоновки низа колонны бурильных труб (КНБК);
- предотвращения образования сальников.

*Установка перекрывающих труб (профильных перекрывателей и «хвостовиков»)*

Наиболее эффективным способом ликвидации зон поглощений за рубежом является закупорка каналов с помощью наполнителей.

При ликвидации зон поглощений за рубежом также применяют: растворы с высокой водоотдачей, цементно-

бентонитовые смеси, гильсонит-цемент, соляробентонитовые растворы, быстросхватывающие смеси, спуск обсадной колонны.

Последние годы скважины в США, в основном, бурятся при сбалансированном давлении в системе «скважина – пласт» с использованием необходимой композиции наполнителей.

По мнению авторов сборника, проблема ликвидации зон поглощения в США считается практически решённой. С одной стороны, следует признать высокий уровень технологии прохождения зон поглощения в США, с другой стороны стратиграфический разрез отложений характеризуется отсутствием огромных карбонатных кавернозно-трещиноватых толщ.

Таким образом, приведенный краткий анализ показывает, что при бурении геотермальных скважин для предотвращения осложнений и для повышения технико-экономических показателей необходима разработка нижеперечисленных комплексных методов и технологических задач:

- высокая температура разрушает полимерные добавки, присутствующие в буровом растворе, и снижает вязкость бурового раствора, тем самым ухудшая его характеристики и создавая серьезные проблемы для проведения буровых работ;

- влияние перепада температур в системе «скважина-пласт» на осложнения при бурении геотермальных скважин;

- на основании анализа промысловых данных изучены источники воды, концепция развития альтернативной энергетики в Азербайджанской Республике;

- разработка инновативных научных методов и модели для определения влияния температурного фактора на осложнения при проводке геотермальных скважин;

- изучение влияния времени на осложнения при бурении неустойчивых стенок ствола в процессе бурения – полученные результаты исследования внедрять на производстве и определить их влияние на технико-экономические показатели.



**Во второй главе** рассматривается разработка термогидродинамических методов при бурении скважин на геотермальных источниках с целью получения альтернативной энергии.

В связи с непрерывным ростом мирового потребления энергии и постепенным истощением традиционных источников нефти и газа, каменного угля в земной коре, внимание ученых и специалистов сосредоточено на поисках новых источников энергии. При этом особое значение придается весьма перспективной геотермальной энергии, т.к. ее запасы не ограничены, и ее использование не вызывает ухудшения окружающей среды.

Носителем глубинного тепла Земли является термальная вода и порогидротерия. Их использование в электроэнергетике конкурирует с нефтью, газом, углем, торфом, как в экономическом, так и в санитарно-гигиеническом отношении.

Кроме того, неотразимо надвигающийся на мировую экономику энергетический кризис, выдвигает использование термальных вод на один из возобновляемых источников геотермальной энергии, в число важнейших проблем современности.

Анализ геологических материалов показывает, что в Талыш-Ленкоранской зоне глубокими скважинами могут быть вскрыты термальные воды с температурой порядка  $100^{\circ}\text{C}$ .

Малый Кавказ представляет особый интерес в отношении геотермического режима. В центральной и южной его частях термальные воды приурочены в основном к районам развития магматических пород, главным образом четвертичного вулканизма. Особенностью геологии термоаномальных участков этого района является наложение антикавказской (поперечно-кавказской) складчатости на более древнюю складчатость северо-западного направления.

Известная курортная зона Истису (Кельбаджарский район) на протяжении более 40 км по долине р. Истису характеризуется аномальным тепловым режимом. Геотермическая ступень на южных склонах (курорт Истису и Багырсахский участок) снижается до 2-5 м и меньше, а для всего курортного района близка к  $18 \text{ м}^{\circ}\text{C}$ , т.е. тоже значительно меньше средней для Земной коры.

В тектонически разбитых участках прослеживается иногда повышение температуры вплоть до поверхности, наблюдается выделение углекислых газовых струй. Как показали буровые работы, температура термальных вод на Багырсахском участке быстро повышается с глубиной и достигает  $80^{\circ}\text{C}$  на глубине около 100 м.

В Прикаспийско-Кубинской зоне (ЮВ склон Большого Кавказа) специально пробуренными 8-ю скважинами вскрыты термальные воды с температурой  $50\text{-}84^{\circ}\text{C}$  и с общим дебитом  $12360\text{ м}^3/\text{сут}$ .

Количество тепла, выносимого водой, составляет  $4,2 \times 10^6$  Ккал (12МВт).

Мировой опыт последних лет в строительстве геотермальных электро- и теплостанций показывает следующие технические параметры для экономически рентабельных объектов: минимальные температуры на устье геотермальных скважин должны быть:

- для получения электроэнергии  $120^{\circ}\text{C}$
- для получения тепла  $80^{\circ}\text{C}$ .

На стадии создания технологической схемы разработки геотермальных месторождений требования к производству буровых работ должны предусматривать развитие обычных вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин в разветвляющиеся многоствольные скважины. При этом разработать типовые конструкции скважин и виды проектного профиля ствола для строительства разветвляющихся многоствольных скважин. Для бурения разветвляющихся многоствольных скважин может быть использован комплекс технических средств, применяемый в настоящее время при строительстве боковых стволов.

Для повышения дебита геотермальных скважин предлагается бурение многозабойных скважин (рис.2.4). Одновременно на основании выбранных гидродинамических параметров и используя гидродинамический метод Маската-Бочевера, определяем:

$$\sum_{i=1}^n Q = \frac{2\pi \sum_{i=1}^n k_{mi} S_i}{\frac{2 \sum_{i=1}^n a_i t_i}{r_{ki}^2} + \ln \frac{r_{ki}}{r_i} - 0,75}$$

где,  $Q$  – производительность скважин, м<sup>3</sup>/сут

$k_m$  - водопроводимость комплексов, м<sup>2</sup>/сут

$S$  - допустимое понижение уровня, м

$a$  – теплопроводность, м<sup>2</sup>/сут

$t$  - расчетный срок эксплуатации (10<sup>4</sup>сут)

$r$  - радиус скважины, м

$r_k$  – радиус условного контура питания, м,  $\pi=3,14$

$n$  – число скважин

$$r = \sqrt{\frac{F}{\pi}}$$

где,  $F$  - площадь термоводозаборов.

Коэффициент фильтрации определяется по значению проницаемости водовмещающих пород

$$k_f = Y/\mu - k_{пр}$$

где,  $Y$  – удельный вес термальной воды, принятый 1,0-1,01 г/см<sup>3</sup>

$\mu$  – динамическая вязкость воды принятия 0,01 п

$k_{пр}$  - коэффициент проницаемости пород, мД.

По этой формуле рассчитывается коэффициент фильтрации пород продуктивных отложений Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района. Допустимое понижение уровня определялось по эффективной мощности термоводоносного комплекса по значению  $s=0,5$ .

**В третьей главе** исследовано влияние температурного фактора бурового раствора на возникновение осложнений в процессе проводки геотермальных скважин.

Представляется особо интересным изучение эффективности проводки геотермальных скважин, что может обеспечиваться в качестве управляющего параметра – применять температуру входящего в бурящуюся скважину бурового раствора. Исследования показывают, что в ряде случаев при значительных значе-

ниях разности температур между призабойной зоной пласта и буровым раствором в соответствии с эффектом Джоуля-Томсона значения перепадов давления в геотермальных скважинах могут оказаться существенными. Указанное приобретает актуальность особенно в тех случаях, когда традиционные гидродинамические методы не дают эффекта.

При расчетах баланса гидродинамического давления на стенки геотермальных скважин необходимо учитывать эффект Джоуля-Томсона. Наличие перепада температур, обеспечивающего сбалансированность давления, позволяет поддерживать нормальный процесс бурения с помощью регулирования температуры бурового раствора.

Задача формулируется следующим образом: какова должна быть температура бурового раствора на входе в бурящуюся геотермальную скважину, чтобы с гидродинамической точки зрения процесс бурения проходил без осложнений.

Известно, что давление в скважине определяется как сумма гидростатического давления столба бурового раствора  $\mathcal{M}$  и гидродинамического давления, обусловленного движением бурового раствора в скважине  $P_{г.д.}$ , т.е.

$$P_{скв} = \mathcal{M} + P_{г.д.}$$

где  $l$  – глубина скважины;

$\gamma$  – удельный вес бурового раствора.

Давление в призабойной зоне пласта обычно, как было отмечено выше, рассчитывалось без учета эффекта Джоуля-Томсона.

С учетом эффекта Джоуля-Томсона давление в призабойной зоне определяется по формуле:

$$P'_{пл} = P_{пл} + \frac{1}{\alpha} (T_{пл} - T_{скв})$$

С гидродинамической и теплофизической точек зрения нормальный процесс бурения геотермальных скважин будет обеспечиваться при соблюдении условия:

$$\mathcal{M} + P_{г.д.} = P_{пл} + \frac{1}{\alpha} (T_{пл} - T_{скв}).$$

Согласно известной формуле Дарси-Вейсбаха и с учетом эффекта Джоуля-Томсона после некоторых математических преобразований для определения термогидродинамического давления в затрубном пространстве получены соответствующие формулы.

Таким образом, на основе эффекта Джоуля-Томсона наличие перепада температур, обеспечивающего сбалансированность давления, позволяет поддерживать нормальный процесс бурения с помощью регулирования температуры бурового раствора и является одним из эффективных параметров для управления технологическими процессами бурения, позволяющими предотвратить деформацию стенок скважины.

В этой же главе также предлагается способ предупреждения поглощения бурового раствора в процессе бурения геотермальных скважин. На основании теоретических исследований и обработки промысловых данных было установлено, что в системе скважина-призабойная зона пласта имеет место эффект Джоуля-Томсона, который может быть использован для предупреждения некоторых видов осложнений и аварий, встречающихся при бурении скважин. Сущность применения эффекта Джоуля-Томсона при бурении скважин для регулирования некоторых процессов сводится к компенсированию перепада давления ( $\Delta P$ ) противодавлением ( $\Delta P_0$ ), обусловленным перепадом температур между призабойной зоной пласта и скважиной. При этом предупреждаются и аварии, обусловленные перепадом давления. Процесс компенсации перепада давления противодавлением может быть осуществлен различными способами. Тем не менее, наиболее реальным способом, по нашему мнению, является способ, основанный на регулировании устьевой температуры бурового раствора. Таким образом, задача формулируется так: какова должна быть температура бурового раствора на устье скважины, чтобы противодавление, возникающее за счет эффекта Джоуля-Томсона, компенсировало перепад давления между скважиной и призабойной зоной пласта.

Таким образом, при известной температуре ( $T_{20}$ ), температура выходящего бурового раствора ( $T_{10}$ ), обеспечивающей

нормальные условия циркуляции бурового раствора, позволяют сделать выводы об изменении температуры на устье скважины, а также при входе и выходе из скважины регулировать перепад давлений в системе «скважина-пласт».

В этой главе предлагается метод по ликвидации прихвата бурильного инструмента при бурении геотермальных скважин. Прихваты бурильного инструмента при бурении геотермальных скважин относятся к категории наиболее тяжелых видов осложнений и, как правило, приводят к большим материальным убыткам. На процесс возникновения прихватов оказывает существенное влияние ряд технологических факторов.

Так, на практике нередко возникают прихваты, вызванные заклиниванием долот. Безусловно, что этому способствуют многие объективные и субъективные причины, в частности, несоответствие типа породоразрушающего инструмента разбуриваемой породы, неправильный выбор параметров режима бурения, некачественная очистка забоя от выбуренной породы, наличие промытой трубы в бурильной колонне и т.д. Однако уже оценочные расчеты могут показать, что при длительной (непрерывной) работе породоразрушающего инструмента на забое и неудовлетворительном охлаждении его может произойти тепловое расширение долота на 2-4 мм. И при хорошей совместимости типа породоразрушающего инструмента с разбуриваемой породой этот интервал, пробуренный без отрыва долота от забоя, может иметь неправильную цилиндрическую форму, что и является в данном случае первопричиной заклинивания. Отсюда следует, что при разбуривании интервалов, опасных с точки зрения возникновения заклинивания долот, необходимо уменьшить продолжительность непрерывного бурения.

Сущность предлагаемого способа предотвращения аварий и осложнений при бурении геотермальных скважин, основанная на эффекте Джоуля-Томсона, состоит в следующем:

- температурный фактор следует учитывать при бурении геотермальных скважин;
- при уменьшении плотности из-за изменения температуры нет необходимости утяжеления бурового раствора, а необходи-

мо регулировать его плотность, пропуская буровой раствор через дегазатор. В данном случае утяжеление бурового раствора может привести к дополнительному осложнению в стволе скважины (прихват бурильного инструмента, поглощение бурового раствора и т.д.).

- в качестве оптимального варианта было предложено, чтобы величина значения изменения температур, при проведении технологических операций в скважине (промывка, бурение) была равна гидродинамическому сопротивлению создаваемому

в затрубном пространстве, то есть; 
$$P_{г.д.с} = \frac{1}{\alpha} (T_{nl} - T_{ck})$$

- в зависимости от температуры изменение структурной вязкости и предельного напряжения сдвига бурового раствора оказывает сильное влияние на величину давления в скважине при спуске бурильного инструмента. В связи с этим следует учитывать данный фактор во избежание осложнений при бурении геотермальных скважин.

В данной главе на основании теоретических и промышленных данных делается попытка определения статических и динамических деформаций горных пород при расхаживании прихваченного бурильного инструмента с учетом таких основных факторов, как контактная температура, сила трения, контактное давление, механические свойства и геометрические размеры соприкасающихся тел. При этом принимается, что поверхность одного из них является упругим слоем (проницаемые породы), а второго – жестким телом (бурильные трубы), которое прижимается к упругому с некоторой силой.

В главе излагается определение проницаемости водонасыщенных пород при бурении геотермальных скважин.

Наиболее распространенным и мощным источником тепловой энергии на Земле является тепло водонасыщенных и сухих горных пород. Во многих районах на глубине 3-5 км составляет 150-250 %. Типичное повышение температуры зависит от глубины земли и составляет примерно 2,5-3°C на каждые 100 метров глубины. На глубине 5 км температура составляет при-

мерно 125 °С, а на 10 км около 250 °С. Скорость повышения температуры с глубиной значительно различается по всей Земле в 25 раз!

На основании сбора анализа гидрогеологических и геотермических данных глубоких разведочных скважин на нефть, газ и геотермальные воды, а также проведения собственных литолого-гидрогеологических исследований, разработана термоэнергоресурсная модель образования и размещения геотермальных вод в меловых и палеогеновых отложениях Евлах-Агджабеди́нского термального артезианского бассейна.

Несмотря на актуальность темы в настоящее время термогидродинамических исследований геотермальных скважин мало изучено. Поэтому в данной работе предлагается определение проницаемости водонасыщенных горных пород на основании информации об изменении расхода и давления бурового раствора во времени, получаемой из устья скважины. Метод основан на точном решении обратной задачи квазиэulerового нестационарного движения вязкоупругой среды в трубах и кольцевом пространстве с помощью преобразования Лапласа.

Решение обратной задачи заключается в определении постоянных коэффициентов, входящих в дифференциальные уравнения и в граничные условия.

**В четвертой главе** диссертационной работы приведены исследования по влиянию теплофизических и реологических характеристик на свойства буровых и тампонажных растворов при бурении геотермальных скважин.

При движении бурового и тампонажного растворов с постоянными теплофизическими свойствами в системе труба-затрубное пространство важно учитывать среднюю скорость  $V_i$ . Предполагается, что изменение температуры в осевом направлении больше, чем изменение температуры в радиальном направлении.

Изменение температуры потока бурового и тампонажного растворов по глубине геотермальных скважин можно определить, решив дифференциальное уравнение



$$\frac{\partial T_i}{\partial t} + V_i \frac{\partial T_i}{\partial z} = \alpha_i^2 \frac{\partial^2 T_i}{\partial z^2} \quad (1)$$

начальные и граничные условия задаются в следующем виде:

$$T_i(z,0) = T_{i0} + A_i z; T_1(0,t) = f(t) \\ T_i(l,t) = T_{i0} = const; \frac{\lambda_1}{\lambda_2} \frac{\partial T_1}{\partial z}(l,t) = \frac{\partial T_2}{\partial z}(l,t) \quad (2)$$

где  $T_i$  – температура бурового или цементного раствора;  
 $A_i$  – температурный градиент;  
 $z$  – координата;  
 $\alpha_i$  – коэффициент температуропроводности;  
 $l$  – глубина скважины;  
 $\lambda_1, \lambda_2$  – коэффициенты теплопроводности соответственно трубы и кольцевого пространства.

Сущность предлагаемого метода заключается в определении тепловых характеристик потока бурового и цементного растворов  $\lambda_1, \lambda_2$  с использованием решения уравнения (1) при условиях (2) и при дополнительно заданном граничном условии:

$$T_2(0,t) = \varphi(t) \quad (3)$$

Для решения сформулированной задачи применяется преобразование Лапласа.

Коэффициент теплопроводности бурового и цементного растворов изменяется с течением времени в зависимости от температуры на устье скважины, поэтому его можно определить путем измерения изменения температуры во времени. Можно использовать для измерения температуры во времени в определенном месте скважины. Это изменение температуры может быть постоянным или меняться со временем.

Теперь рассмотрим случай, когда забойная температура изменяется со временем.

Будем рассматривать движение бурового раствора с постоянными тепловыми свойствами в системе труба-затрубное пространство со средней скоростью  $V_i$ .

Предполагается, что изменение температуры в осевом направлении больше, чем изменение в радиальном направлении. Изменение температуры потока бурового раствора по глубине скважины определяется путем решения дифференциального уравнения:

$$\frac{\partial T_i}{\partial t} + V_i \frac{\partial T_i}{\partial z} = \alpha_i^2 \frac{\partial^2 T_i}{\partial z^2} \quad (i=1,2) \quad (5)$$

Начальные и граничные условия задаются следующим образом:

$$\begin{aligned} T_i(z,0) &= T_{i0} + A_i z; \quad T_1(0,t) = f(t) \\ T_2(\ell,t) &= \psi(t) \quad \frac{\lambda_1}{\lambda_2} \frac{\partial T_1}{\partial z}(\ell,t) = \frac{\partial T_2}{\partial z}(\ell,t) \end{aligned} \quad (6)$$

Суть предлагаемого метода заключается в определении коэффициента теплопроводности потока бурового раствора с использованием решения уравнения (5) при условиях (6) и при дополнительно заданном граничном условии:

$$T_2(0,t) = \varphi(t) \quad (7)$$

Применяя преобразование Лапласа, получаем:

$$\alpha_i^2 \frac{d^2 T_i^*}{dz^2} = S T_i^* - (T_{i0} - A_i z) + V_i \frac{dT_i^*}{dz} \quad (8)$$

Отсюда, учитывая, что процесс восстановления температуры происходит относительно медленно, можно считать, что  $s \ll 1$  и, следовательно

$$k_{i1} = 0; \quad k_{i2} = \frac{V_i}{\alpha_i^2}.$$

Величина гидростатического давления определяется путем умножения удельного веса бурового раствора (измеренного в естественных условиях) на глубину скважины.

Однако при этом не учитывается тот факт, что буровой раствор в скважине из-за совокупного влияния давлений и температур меняет свой объем и плотность, что влияет на то, насколько он способен продавить грунт. В результате давления

она сжимается. Однако, поскольку он также подвержен воздействию температуры, он расширяется.

Статистически при условии линейного роста давления и температуры с глубиной формулу расчета гидростатического давления в скважине можно представить следующим образом:

$$P = \gamma \cdot H \cdot \varepsilon$$

где,  $\varepsilon = \frac{2-a \cdot \Gamma \cdot H}{2-b\gamma H}$  - поправочный множитель;

$\gamma$  - удельный вес бурового раствора у устья скважины, Н/м<sup>3</sup>;

$H$  – глубина скважины м;

$\Gamma$  – геотермический градиент, °С/м;

$a$  – коэффициент изобарического теплового расширения, 1/°С;

$b$  – коэффициент изотермической сжимаемости от давления, 1/Па.

На рис. 1 показана закономерность изменения с глубиной величины гидростатического давления, построенная на основании формулы (8) для реальных условий бурения ( $\gamma = 1400$  Н/м<sup>3</sup>;  $a=4 \cdot 10^{-4}$  1/°С;  $b = 4 \cdot 10^{-10}$  1/Па).

Как видно из рисунка 1, величина изотермического градиента оказывает существенное влияние на величину гидростатического давления на забой скважины. Это связано с тем, что  $a$  и  $b$  равны нулю, когда изотермический градиент постоянен. В то же время с увеличением глубины скважины расхождение в результатах расчетов гидростатического давления увеличивается, иногда достигая 10 МПа и более.

Одной из наиболее распространенных проблем при бурении глубоких скважин является выход газа или жидкости из пласта после остановки бурения. В то же время, из-за периодов спусковых работ, геофизических измерений, ремонтных работ и т.п., период фактического простоя может достигать нескольких суток.

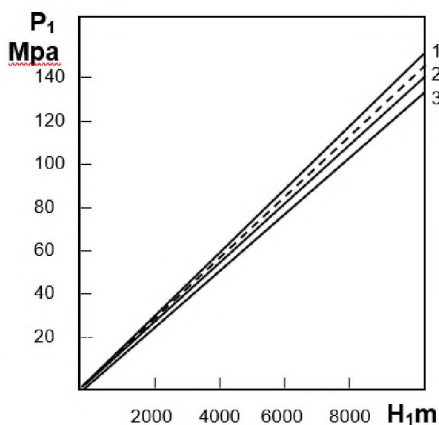


Рис.1. Гидростатическое давление в скважине сравнением с глубиной скважины:

*1;2;3 –  $G = 0; 0,02; 0,04^0$  с/м в соответствии*

*Пример.* При промежуточной промывке гидростатического давления в скважине №8 площадь Зардоб на глубине около 4158 метров после подъема и опускания бурильного инструмента произошло снижение давления. При температуре  $115^{\circ}\text{C}$  плотность бурового раствора уменьшилась с  $1,97$  до  $1,45$  г/см<sup>3</sup>. Следующая фаза промывки происходит после восстановления исходной плотности и поступления бурового инструмента непосредственно в прискважинную зону. В потоке скважинного бурового раствора стали происходить изменения плотности. Ряд подобных явлений наблюдается при бурении большинства глубоких и высоко температурных скважин, пробуренных на разведочных площадях Азербайджана.

Как уже было указано ранее, регулирование гидростатического давления путем повышения плотности бурового раствора в условиях высоких температур нецелесообразно. Поэтому необходимо провести меры по повышению седиментационной устойчивости буровых растворов. Одним из наиболее реальных путей при этом является широкое применение в процессе проводки глубоких скважин химических реагентов на основе водо-

растворимых полимеров, обеспечивающих стабильность буровых растворов при высоких температурах, а также порошкообразных утяжелителей, которые не содержат в своем составе крупноразмерных частиц и не образуют при введении в буровой раствор массивных флокулов.

Далее в этой главе предлагается метод определения допустимой скорости спуска в скважину бурильных и обсадных колонн при проводке геотермальных скважин.

Одновременный рост давления и температуры в кольцевом пространстве скважины при спуске колонны труб приводит к необходимости определять скорость спуска, исключающую возможность возникновения как гидравлического, так и термического разрывов пластов.

Чтобы облегчить проведение расчетов в производственных условиях, на основании данных исследований построены номограммы (рис.2) для определения касательного напряжения сдвига в кольцевом пространстве при структурном и турбулентном режимах движения восходящего потока бурового раствора в процессе спуска бурильных и обсадных колонн.

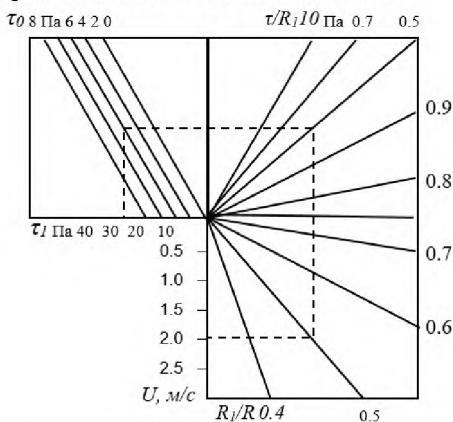


Рис.2. Номограмма для определения касательного напряжения сдвига, возникающего при структурном режиме движения буровой раствор в затрубном пространство скважины в процессе спуска колонны труб

Номограмма для структурного режима движения построена по формуле, полученной в результате некоторого упрощения:

$$\tau = [\eta \mu / \ln R_2 / R_1] \cdot [1 / (R_2 - R_1) + 3(R_2 + R_1) / 2(R_2 - R_1)] + 2\tau_0$$

При построении номограммы для турбулентного режима движения использовалась формула:

$$\tau = \varphi \rho u^2 / 32 \ln^2 R_2 / R_1$$

Кроме того, при турбулентном режиме движения восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве, возникающего в процессе спуска в скважину бурильных и обсадных колонн, величина обобщенного параметра Рейнольдса обычно не превышает 4000. В соответствии с этим коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве меняется в пределах от 0,03 до 0,035.

Естественно, что на практике особенно в скважинах, в геологическом разрезе которых имеются термически неустойчивые породы, скорость спуска бурильной или обсадной колонн следует определять из условия обеспечения колебания как температуры, так и гидродинамического давления в допустимых пределах. При этом на основании предложенных номограмм определяются критические значения скоростей спуска колонны соответственно для гидравлического и термического разрывов пластов и меньшая из них с учетом коэффициента запаса, равного 0,75, рекомендуется к применению.

В этой главе рассматривался влияние напряженности электромагнитного поля на коэффициент теплопроводности бурового раствора при бурении геотермальных скважин.

Рассматривалось движение проводящего бурового раствора с электрической проводимостью в круглой трубе. Примем, что напряженность однородного магнитного поля  $H$  (или индукции  $B$ ) направлена перпендикулярно к движению бурового раствора, а напряженность однородного электрического поля  $E$  перпендикулярно к  $B$ .

Дифференциальное уравнение теплопроводности при нестационарном движении проводящей жидкости при наличии поперечного электромагнитного поля имеет вид:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + V \frac{\partial T}{\partial z} = \alpha \frac{\partial^2 T_i}{\partial z^2} + \sigma(E + VB)^2$$

Указанная зависимость качественно аналогична полученным экспериментальным зависимостям чистых металлов.

Заметим, что параметр  $B$  ощутимо влияет на значения  $\bar{\lambda}$ , причем с увеличением  $E$ , при одинаковых значениях  $\bar{T}$ , безразмерный коэффициент теплопроводности увеличивается. При малых температурах особенно становится заметным влияние  $E$  на теплопроводность – увеличение  $B$  может повысить на несколько порядков.

Создание надежных методов и моделей оптимизации геотермальных систем является одним из важнейших звеньев в цепи взаимосвязанных проблем освоения тепловой энергии недр.

Постановка задачи.

Регулирование этого взаимодействия можно вести в двух направлениях:

- фильтрация бурового раствора и регулирование реологических свойств отфильтрованной части;
- проницаемость водонасыщенных отложений регулируется добавлением в буровой раствор различных химических добавок.

На напряженное состояние горных пород, слагающих стенки скважины, сопровождающее процесс бурения, влияют различные факторы, в том числе значение возникающего в скважине гидродинамического давления и его изменение, а также фильтрация, структурная механика, реологические свойства и физико-химические показатели буровых растворов.

Известно, что разрушение пород, происходящее в результате деформации стенок скважины, приводит к обвалам и обрушениям, что в свою очередь приводит к снижению технико-экономических показателей бурения, а в некоторых случаях и к ликвидации скважины. Так как на большинстве месторождений

Азербайджана основную часть геологического разреза составляют глинистые отложения, эта проблема является для бурения геотермальных скважин очень актуальной. В настоящее время в Азербайджане и за рубежом по этому вопросу выдвинуты некоторые предложения и проведены различные мероприятия. Эти работы в зависимости от регулирования напряжения подразделяются на три направления: давление в стволе скважины, фильтрация и регулирование физико-химических процессов. Сущность мероприятий, проводимых во втором и третьем направлениях, заключается в добавлении в буровой раствор специальных ингибиторных добавок. Однако, т.к. большинство этих добавок производится для бурения нефтяных и газовых скважин, для бурения геотермальных скважин это не рассматривалось.

В связи с этим собраны промысловые данные на площадях, где бурятся глубокие геотермальные скважины.



## ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. На основе анализа пробуренных геотермальных скважин на территории Азербайджанской Республики, были изучены термогидродинамические особенности бурения и уточнена карта районов с тепловыми полями.

2. На основе теоретических исследований разработан способ предупреждения прихвата бурильного инструмента. Показана необходимость выдерживать равенство значения изменения температур при проведении технологических операций в скважине (промывка, бурение) гидродинамическому сопротивлению создаваемому в затрубном пространстве.

3. На основании термогидродинамических исследований разработан способ предупреждения поглощения бурового раствора и оценено влияние перепада температур в системе скважина-пласт в процессе бурения геотермальных скважин.

4. Изучено влияние температурного фактора на величину гидростатического давления. Установлено, что с изменением температуры на  $1^{\circ}\text{C}$  давление изменяется на  $0,4$  Мпа.

5. На основе теоретических исследований изучено влияние напряженности электромагнитного поля на коэффициент теплопроводности бурового раствора и предложен способ определения теплофизических свойств бурового и цементного растворов.

6. На основе применения преобразования Лапласа определены коэффициенты теплопроводности бурового и цементного растворов при проводке геотермальных скважин. Показано, что температурный градиент ( $A$ ) ощутимо влияет на значения теплопроводности  $\bar{\lambda}$ , и при одинаковых значениях температур  $\bar{T}$ , с увеличением напряженности электрического поля ( $E$ ), безразмерный коэффициент теплопроводности увеличивается.

7. Разработанный метод определения влияния температурного фактора на изменение плотности бурового раствора был применен на скважине №1862 площади Садан и скважине №1703 Локбатан-Пути-Гушхана ПО «Азнефть». Обе скважины без всяких осложнений благополучно пробурены до проектной глубины.

**Основное содержание диссертации было опубликовано  
в следующих работах:**

1. Gurbanov, Rf.S., Musayeva, S.A. Formation and bottom hole simulation techniques Application characteristics the Premium smaac. Azerbaijan and Caspian Sea Oil and gas week November 11-13, 2013. p.111-124.
2. Gurbanov, Rf.S., Musayeva, S.A. A new approach to selection of well spacing density at oil and gas fields. Eighth International Conference on Soft Computing, Computing with Words and Perceptions in System Analysis, Decision and Control ICSCCW–2015. p.351-358.
3. Gurbanov, Rf.S., Ahmedov, Z.M., Musayeva, S.A. Advanced well spacing system application in the development of oil and gas fields. Procedia Computer Science Volume 102, 2016, p.446-452.
4. Салаватов, Т.Ш., Сафаров, Я.И., Мусаева, С.А. К определению времени релаксации горных пород, слагающих стенки ствола, при бурении геотермальных скважин. «Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya» ETİ, Elmi əsərlər XX cild, Bakı, 2020, səh.38-41.
5. Мусаева, С.А. Определение значений проницаемости водонасыщенных пород при бурении геотермальных скважин. V Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии». Альметьевск, 2020. с.264.
6. Сафаров, Я.И., Бахшалиева, Ш.О., Асадова, Г.Ш., Мусаева, С.А. Определение гидравлических характеристик бурового раствора при бурении геотермальных скважин для предотвращения осложнений. «Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya» ETİ, Elmi əsərlər XXI cild, Bakı, 2021, s.10-15.
7. Səfərov, Y.İ., Səmədov, V.N., Şirinov, M.M., Bağırov, A.Ə., Musayeva, S.Ə. Geothermal quyuları qazan zamanı tektonik aktivliyin mürrəkkəbləşmələrə təsirinin tədqiqi. «Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya» ETİ, Elmi əsərlər XXI cild, Bakı, 2021, s.83-92.

8. Мусаева, С.А. К методу освобождения прихваченного бурильного инструмента при бурении геотермальных скважин с учетом контактных факторов. Geotermal quyuları qazan zamanı tektonik aktivliyin mürrəkkəbləşmələrə təsirinin tədqiqi. «Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya» ETİ, Elmi əsərlər XXI cild, Bakı, 2021, s.141-146.

9. Musayeva, S.A., Safarov A. Study of drilling mud properties and well control issues in HPHT wells. Dedicated to the 98 th anniversary of the national leader Heydar Aliyev the 2nd international student research and science conference on “Petroleum Geoscience and Engineering” 20-22 april, 2021. p. 282-283.

10. Musayeva, S.A., Nematov E. Economical Consideration Of Horizontal, Vertical And Slanted Wells In The Pirallahi Field. Dedicated to the 98 th anniversary of the national leader Heydar Aliyev the 2nd international student research and science conference on “Petroleum Geoscience and Engineering” 20-22 april, 2021. p. 284-285.

11. Мусаева, С.А. Влияния температурного фактора на величину гидростатического давления при бурении геотермальных скважин. «Нефть и газ». Казахстан. 2022. №2, с.103-108.

12. Салаватов, Т.Ш., Сафаров, Я.И., Мусаева, С.А., Асадова, Г.Ш. Борьба с осложнениями, связанными с деформацией стенок ствола при бурении геотермальных скважин. Azərbaycan Neft Təsərrüfatı. 2022. №3. s.19-23.

13. Мусаева, С.А. К методу освобождения прихваченного бурильного инструмента при бурении геотермальных скважин с учетом контактных факторов. The XXII International Scientific Symposium “Turkic World Between East and West”. Türk Dünyası (“Şərqlə Qərb arasında Türk Dünyası”) Andijan/Uzbekistan. January 29, 2022, с. 240-243.

14. Musayeva, S.A., Gurbanov V. Analysis of formation damage during drilling of slanted wells. Dedicated to the 99 th anniversary of the national leader Heydar Aliyev the 3rd international student research and science conference on “Petroleum Geoscience and Engineering” 18-29 april, 2022. p.81-83.

international student research and science conference on “Petroleum Geoscience and Engineering” 18-29 april, 2022. p.81-83.

**Личный вклад соискателя**

Работы [5, 8, 11, 13] выполнены самостоятельно, в работах [1-4, 6-7, 9, 10, 12] участие в постановке задачи, проведении исследований и обобщении результатов, в работе [14] участие в постановке задачи и обобщении результатов.



Защита диссертации состоится 24 июня 2024 года в 11<sup>00</sup> на заседании Диссертационного совета ЕД 2.03 при Азербайджанском Государственном Университете Нефти и Промышленности

Адрес: AZ1010, г. Баку, улица Д.Алиевой 227

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Электронная версия диссертации и автореферата размещена на официальном сайте Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Автореферат разослан по соответствующим адресам

«24» Май 2024 года

Подписано к печати: 17.05.2024

Формат бумаги: А5

Объем: 39790

Тираж: 70