МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ ГЕОТЕРМИИ ДНЦ РАН

УДК 517,958:5
Рег. № НИОКТР 01201056255
Рег. № ИКРБС 0204-2018-0002

УТВЕРЖДАЮ

Врио директора Института
д-р техн. наук

_____Д.К.Джаватов
«____»_____2019 г.

ОТЧЕТ
О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

по теме:

ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСУ И ИХ ПРИЛОЖЕНИЯ В ГЕОТЕРМИИ
(промежуточный 2018)

Руководитель темы,
зав. лаб. геотермомеханики
д.ф.-м.н. _____М.М.Рамазанов
подпись, дата

Махачкала 2018

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель темы,

г.н.с.,д.ф.-м.н. _____ М.М.Рамазанов (введение, глава 1,2, заключение)

Исполнители темы:

с.н.с.,к.т.н. _____Н.С.Булгакова (глава 1)

с.н.с.,к.г.-м.н. _____ З.З.Щербуль (глава 3)

г.н.с.,д.т.н., проф. _____ М.Г. Алишаев (раздел 2)

РЕФЕРАТ

Отчёт 48с.,25 рис., 33 ист.

Ключевые слова: конвекция сжимаемого газа, бинарная смесь, пористая среда, небуссинесковские эффекты, аналитическое решение, пористая среда, нелинейные режимы, модуляция параметра, адсорбция примеси, тепломассоперенос, тепловое загрязнение, геотермальная скважина, массив, мощность, эффективность, ГэоЭС.

Объекты исследования: пористая среда, геотермальные системы, тепловая энергия гидротермального пласта, тепловое поле.

Цель работы:

- Исследование влияния фазового перехода на естественно-конвективные и вынужденные течения в пористых средах. (Рамазанов М.М., Булгакова Н.С.)
- Объяснение парадоксального явления длительного существования (непотопляемости) железомарганцевых конкреций на дне океана (Рамазанов М.М.)
- Изучение механизма формирования техногенных геотермальных аномалий в при-поверхностной зоне вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин. (Щербуль З.З.)
- Исследование влияния фазового перехода на конденсацию пара по стволу нагнетательной скважины и потери тепла в стволе. (Алишаев М.Г.)

Метод или методология проведения работы:

- Математическое моделирование с использованием аналитических и численных методов решения соответствующих дифференциальных уравнений.
- Теоретическое исследование, основанное на оценках, вытекающих из законов физики.
- Решение нестационарных задач теплопереноса осуществлялось с помощью явных разностных схем на неравномерных сетках
- Аналитические методы изучения потерь тепла.

Результаты работы:

- Исследованы свойства естественной конвекции пароводяной смеси с учетом фазовых переходов.
- Предложен оригинальный механизм, объясняющий парадоксальное явление длительного существования (непотопляемости) железомарганцевых конкреций на дне океана, основанный на сочетании трех физико-химических явлений.
- Исследовано воздействие локальных геотермальных аномалий, связанных с эксплуатацией добывающих и нагнетательных геотермальных скважин на тепловые поля в приповерхностной зоне месторождений термальных вод.
- Изучено влияние изменения давления по стволу нагнетательной скважины на величину конденсации пара.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение …… 5

Основная часть

1 Течения, теплообмен и фазовые переходы в пористых средах и геотермальных системах…….13

1.1 Исследование влияния фазового перехода на естественно-конвективные и вынужденные течения в пористых средах……13

1.1.1 Постановка задачи……..13

1.1.2 Основные результаты……17

1.2 Эффект возникновения железомарганцевых конкреций и явление их длительного существования на дне океана.....…….23

1.2.1 Постановка задачи……..23

1.2.2. Физическое обоснование постановки задачи…….26

1.3 Моделирование процесса эксплуатации геотермального месторождения с целью изучения динамики изменения температурного поля в приповерхностном слое Земли…….30

2 Неизотермическая фильтрация

Проблема закачки пара в пласты с аномально вязкой нефтью с учётом фазовых переходов в нагнетательной скважине……..35

Заключение…….42

Список использованных источников……43

Список публикаций. ……45

ВВЕДЕНИЕ

- Одним из наиболее перспективных альтернативных источников энергии является геотермальная энергия. Среди ряда бесспорных достоинств этого вида энергии можно выделить то, что она возобновляема; новейшие технологии ее добычи не загрязняет окружающую среду; по эффективности она приближаются к традиционным видам энергии. В последние годы происходит резкое увеличение объемов и расширение областей использования геотермальных ресурсов Земли. В энергетическом балансе ряда стран геотермальные энергетические технологии становятся доминирующими, а доля геотермальной энергетики в мировом энергетическом балансе неуклонно растет. Геотермальные ресурсы различных температур широко используются в электроэнергетике, теплофикации, промышленности и других областях.

Вопросам, связанным с извлечением и использованием геотермальной энергии посвящены монографии, обзоры и статьи [1-8]. Математическим моделированием процессов связанных с движением жидкостей и газов в геотермальных системах на основе уравнений баланса массы, энергии и закона Дарси для двухфазной фильтрации занимались многие авторы [3], [8]-[16]. Краткий критический обзор этих работ дан в [7], в которой наиболее последовательно и строго поставлена задача о двухфазном течении с фазовыми переходами в пористой среде. Однако, в этой работе рассмотрена плоская одномерная задача, что позволило найти относительно простое автомодельное решение. В частности, была построена диаграмма различных режимов фильтрации. Вместе с тем, в окрестности скважин очевидно плоская модель может оказаться не приемлемой, и более адекватной будет радиально симметричная модель. Это предположение действительно подтвердилось, и критические проницаемости для плоской и радиальной модели, как выяснилось, могут отличаться на несколько порядков [8].

Во многих случаях геотермальный резервуар содержит пароводяную смесь, находящуюся в термодинамическом равновесии [2]. Изучению тепломассопереноса в такой смеси посвящены работы [14], [17]-[19]. Краткий критический обзор этих работ дан в [7]. В последней работе приводится также диаграмма различных режимов тепломассопереноса с фазовыми переходами в геотермальном пласте в рамках плоских одномерных автомодельных решений. Аналогичная диаграмма для радиально-симметричной задачи, которая не допускает автомодельного решения, получена в [8]. В [15] найдены условия существования режима тепломассопереноса в пласте насыщенном пароводяной смесью, при нарушении которых у скважины формируется область, насыщенная либо чистой жидкостью, либо чистым паром.

С другой стороны имеется достаточно много работ, в которых изучены свойства двухфазных течений в трубах и теплообменниках, и в частности в геотермальных скважинах [4], [20].

Однако очень мало работ, посвященных естественно-конвективным течениям воды, пара и их смесей с учетом фазовых переходов в пористых и трещиноватых средах Земной коры. В этой связи в рамках плана НИР лаборатории ГТМ за текущий год была рассмотрена простейшая задача о естественно-конвективном течении с фазовыми переходами в трещиноватой среде и проведены соответствующие численные эксперименты.

- Известно, что железомарганцевые конкреции образуются в результате химической адсорбции вещества из морской воды на дне морей и океанов [21,24]. Как правило, процесс инициируется зародышем, роль которого может играть любой мелкий твердый предмет: осколок раковины или камня и т.п. За сотни тысяч и миллионы лет конкреции увеличивают свои размеры от размера зародыша до первых десятков сантиметров и даже достигают почти метровых размеров. Сами конкреции имеют пористую структуру с пористостью ~ 32–40%. Тем не менее их плотность значительно превышает плотность неконсолидированных морских осадков, на поверхности которых они находятся.

Были предложены различные гипотезы, объясняющие “непотопляемость” конкреций: перерыв в отложении осадков, вымывание осадков из-под конкреций придонными течениями; встряхивание дна сейсмическими толчками; биотурбация и выталкивание конкреций донными организмами; реологические свойства осадков [24]. Впервые достаточно разумный механизм (основанный на физических свойствах среды придонных слоев и на качественных оценках значений параметров) был предложен в работе [21]. Он базировался на факте глобального распространения в океане сильных придонных течений и включал в себя анализ геолого-геохимических и гидродинамических аспектов. Указанные течения представляют собой движущийся придонный слой высотой в несколько десятков метров и занимают весьма обширные площади морского дна мирового океана. Систематические наблюдения показали, что в этом слое имеют место пульсации, свидетельствующие о турбулентном режиме течения. Считается, что основной причиной особых свойств придонного слоя является наличие взвешенных частиц. В силу малого контраста плотности скорость стоксовского осаждения этих частиц меньше или порядка 10–5 см/с, т.е. очень мала.

В цитированной работе предлагается следующее объяснение, которое подтверждается произведенными оценками. В турбулентном потоке возникают редкие локальные пульсации скорости, в несколько раз превосходящие средние пульсации. Они

размывают ил перед конкрецией и за ней. В результате возникают действующие на конкрецию подъемная и лобовая силы, пропорциональные квадрату лобовой скорости. Существуют эксперименты (ссылки на них приведены в работе [21]), подтверждающие эту точку зрения. Под действием указанных сил конкреция приподнимается и перекатывается с места на место. Она не успевает утонуть до следующего акта воздействия, в котором все повторяется. Считается, что дополнительными факторами (удерживающими конкрецию на плаву) является приливная компонента течения, высокоэнергетические вихревые структуры, в том числе вихревые зоны около самой конкреции. Однако основным фактором считается механизм турбулентных пульсаций. В результате в течение миллионов лет конкреция остается на поверхности. В той же работе выделены следующие факты, подтверждающие приведенную точку зрения: глобальное распространение придонных течений; нагруженность придонного слоя взвешенными частицами; подтвержденный наблюдениями турбулентный режим течения в придонном слое; весьма специфическое распределение по вертикали характеристик течения суспензии в придонном слое.

Качественные оценки показывают, что по характерным значениям параметров, определяющих данное явление, перечисленные факторы вполне могут оказаться причиной данного парадокса. Однако в указанном механизме есть слабые места. Он не объясняет, почему конкреции с размером почти в метр не тонут, а аналогичные по размеру и плотности камни всегда тонут. По-видимому, у них есть какая-то особенность, связанная с их пористой структурой и которой нет в предложенном механизме. Свойство плавучести не является инвариантным при изменении размера конкреции на один-два порядка. Проще говоря, предложенное в работе [21] объяснение годится лишь в случае длительного существования на поверхности дна только зародыша, но никак не самой конкреции. Очевидно, что для этого необходим совершенно другой подход.

- В процессе разработки и эксплуатации геотермальных месторождений естественное температурное поле верхней части литосферы искажается, формируются локальные тепловые аномалии со значительным превышением температуры над фоновой. Наряду с теплотрассами, промышленными производствами, сбрасывающими горячие воды в наземные водоёмы и подземные горизонты, подобные аномалии в приповерхностном слое Земли можно отнести к искусственным источникам тепловых полей, которые способствуют тепловому загрязнению окружающей среды. Каждый из источников техногенного теплового загрязнения имеет свою зону геоэкологического влияния, зависящую от его интенсивности. Эксплуатационная геотермальная скважина, добывающая большие объёмы высокотемпературных флюидов, имеет намного больший

радиус теплового воздействия, нежели нагнетательная скважина той же интенсивности, но с более низкой температурой закачиваемой жидкости. Несмотря на то, что при эксплуатации геотермального месторождения полностью меняется характер распределения температуры в прискважинной зоне, наиболее интересной в экологическом плане является приповерхностная зона, т.к. значительный рост температур в приповерхностном слое почвы, испытывающем сезонные и суточные колебания температуры, может существенно влиять на региональные экосистемы, затрагивая все их компоненты.

- Паротепловое воздействие на пласт широко применялось на месторождении Оха (СССР, Сахалин). Оно имело высокую проницаемость, до 1500 мД. Порода – сцементированный песок; толщины достаточно большие, от 22 до 36 м; пористость – около 27 %, глубина залегания пластов от 100 до 950 м. Плотность нефти от 0,92 до 0,95 г/см^2, её вязкость высокая, до 2000 мПа·с, пластовая нефть плохо подвижна, несмотря на высокую проницаемость породы, из-за большой вязкости нефти.

Текущий коэффициент нефтеотдачи до начала закачек пара, при вытеснении водой, достигал до 20 % геологических запасов. В 1968 году начали закачку пара и в течение 8 лет, к 1976 году, коэффициент нефтеотдачи возрос до 52 %, а годовая добыча нефти увеличилась со 147 до 250 тысяч тонн. Объем закачки пара на Охе возрос с 156 до 750 тысяч тонн в год. В настоящее время закачка пара также применяется на месторождении Катангли острова Сахалин.

Роснефть имеет много месторождений высоковязких нефтей, где активно применяются тепловые методы. На Сахалине – зто ещё месторождения Уйглекуты и Катангли. В Удмуртии - Гремихинское, Мишкинское. В Краснодарском крае был основной полигон испытания термических методов. Занимался паротепловыми методами институт Союзтермнефть, потом переименованный в РосНИПИтермнефть, а ныне Роснефть-НТЦ. Опыт применения нагнетания описан в книге Байбакова Н.К. и Гарушева А.Р. [22], и в отечественных публикациях их коллег. В Краснодарском крае имеются подходящие для применения закачек пара месторождения Зыбза, Глубокий Яр, Ахтырско-Бугундырское, Павлова Гора.

В случае применения паро-циклических методов пар закачивают до глубины 1000 м (как правило), но можно и глубже в случае невысокой вязкости нефти в пластовых условиях 30-100 мПа·с. Для нагнетания пара нужно поддерживать давление выше пластового, порядка 5-15 МПа. Так вот при таких давлениях пар интенсивно конденсируется в воду.

Пар не теряется по стволу скважины из-за прорывов в резьбовых соединениях, он конденсируется согласно законам термодинамики и превращается в воду, освобождая занятый объем и отдавая большую часть теплоты фазового перехода горным породам, примыкающим к стволу скважины, а не продуктивному нефтяному пласту. Практически, по сути, в пласт закачивают перегретую воду, пар же прогревает только прилегающую к стволу скважины зону. Применялись раньше УПГ-60/160, УПГ-50/60 производительностью от 9-60 т/час (или 216-1440 тонн в сутки) и с сухостью пара на устье 0,7÷0,8.

Вот какую информацию сообщает инженер Галеев О. «Работаю на битумных месторождениях Татнефти. Температура закачки в среднем 190÷200 °С, что и так дается большой кровью. Технология совершенствуется с каждым годом. Парогенераторы там канадские, собранные, а затем и подточенные и подпиленные напильниками суровыми русскими нефтяниками. Битум добывают практически на прилегающей территории промысла, реализовано парами. Добывающая ветка ниже, паровая выше, каждая пара соответственно имеет забой и устье. Пар сначала гнали с котельной промысла, по трубам обычным, есть 2 особенности, пар конденсируется, пока течет у стенок, и приходит уже далеко не то, что уходит. Скважины удаляются все дальше и дальше, самые дальние скважины давали вместо 30 кубов пара 1÷3 куба.

Технологию решили улучшить портативными котельными "Амелин", в Уфе даже есть представительство. На самом деле технология канадская, и налаживают ее канадцы, руками умельцев из России естественно. Давление было 12 МПа, хотели поднять до 16 МПа, но что-то у них там не получалось, хотя при мне проводили реконструкцию. Сейчас, насколько я знаю, пары строят звездочной системой, а в центре ставят одну портативную котельную. Котельная универсальная по топливу, но использует только газ (намного дешевле), не попутный естественно. Когда я там был, у них были проблемы с изменением давления. Пар предполагается пускать плавно, но из парогенератора он выходит дребезгом синусоиды, поставили регулирующий клапан на выходе... при мне все заработало...Глубину не знаю, знаю только что в порядках сотен метров, вроде 150-200 м. Обводненность битума большая, порядка 80%. Изоляция естественно была, с котельной промысла 212°С, выход 185°С (на устье), уходит в скважину у ПГУ, потерь практически нет, сразу в землю уходит. Вообще я делал баланс по пару, у них 5-15% расхождение в кубах, то ли он конденсируется так хорошо пока идет, то ли порывы постоянные».

В Казахстане, на месторождениях Каражанбас, Кенкияк и др., применялись паротепловые обработки скважин, парогазовые обработки, площадная закачка пара, закачка горячей

воды, сухое и влажное внутрипластовое горение, различные методы. С 1982 г крупный промышленный проект вытеснения нефти паром осуществляется на месторождении Каражанбас. Пар закачивался изначально в 27 нагнетательных скважин. Объем закачки пара превышает 400 тыс. т/год, а добыча нефти за счет метода - более 150 тыс. т/год. Применение пара на месторождениях с малой глубиной залегания высоко проницаемых пластов (не более 500-800 м) и вязкостью нефти выше 200 мПа·с, потенциально может обеспечить нефтеотдачу пластов до 50-55 % , вместо 15-18 % при обычных методах заводнения пластов высоковязкой нефти. На Кенкиякском месторождении закачку пара начали в 1973 году. На рис.2.1 представлен предполагаемый график при нагнетании воды и фактический график при нагнетании пара.

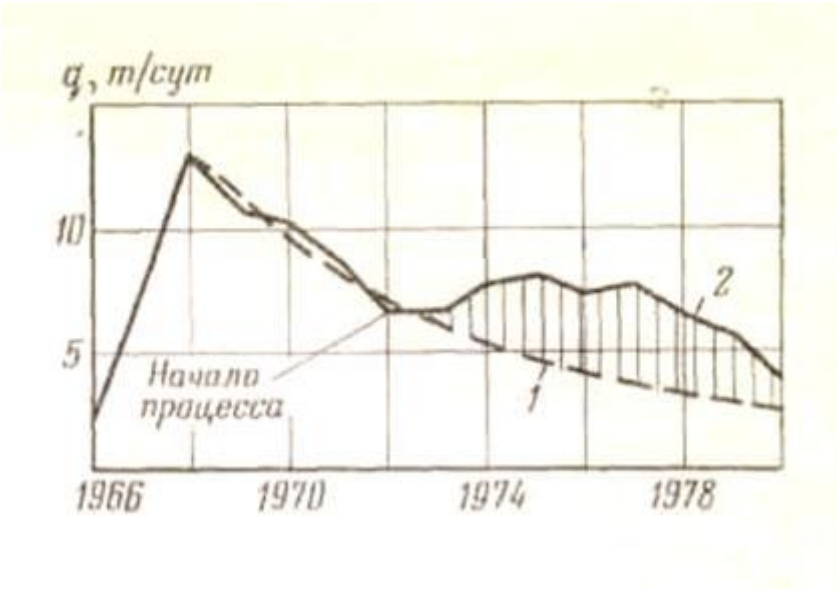


Рис. 2.1 Изменение среднего дебита нефти *q* во времени на опытном участке закачки пара Кенкиякского месторождения. 1 - средний расчетный дебит одной скважины без закачки пара; 2 - фактический средний дебит одной скважины при закачке пара; заштрихованная область - эффект от применения пара

Эффективность метода паротепловой обработки считается доказанной. В настоящее время разрабатываются новые разновидности метода – циклическая закачка пара, закачка перегретой воды с температурой от 300 до 340 ºС при давлении 16÷22 МПа и другие. На территориях бывшего СССР к настоящему времени несколько сот залежей высоковязких нефтей, половина из них законсервирована. Коэффициент нефтеотдачи на таких месторождениях не превышает 15 %. Надежда на тепловые методы разработки остаётся, она не потеряна и ждёт своего часа. Зарубежный опыт описан в [23].

К недостаткам метода вытеснения нефти паром следует, прежде всего, отнести необходимость применения высококачественной чистой воды для парогенераторов, чтобы

получить пар с сухостью 80 %. Обработка воды химическими реагентами, умягчение, удаление газов, обессоливание требуют очень больших расходов, иногда достигающих 30-35 % от общих расходов на производство пара.

Отношение вязкости пара к вязкости нефти ниже, чем отношение вязкости воды к вязкости нефти. Поэтому охват пласта вытеснением паром ниже, чем при заводнении, особенно в случае высокой вязкости нефти, более 800 мПа·с. Другая, наиболее сложная проблема при применении пара, сокращение потерь тепла через обсадные колонны нагнетательных скважин, которые в обычных условиях достигают 3÷4 % на каждые 100 м глубины скважины. При больших глубинах скважин (1000 м и более) потери теплоты в нагнетательных скважинах могут достигать 35÷45 % и более от поданной на устье скважины, что сильно снижает экономическую эффективность процесса.

Термоизоляция паро-нагнетательных труб, особенно в глубоких скважинах, снижает эти потери, но при этом встречаются технические трудности. Цементация колонны должна осуществляться до самого устья скважины. Цемент должен быть расширяющимся со специальными добавками (до 30÷60 % кремнезема), термостойким. Все сказанное обусловливает основное ограничение применения метода - глубина не более 800÷1000 м. С повышением расхода пара относительные потери количества теплоты по стволу резко снижаются. Метод вытеснения нефти паром практически совсем не испытан в карбонатных коллекторах.

Методу вытеснения нефти паром отводится роль основного, наиболее эффективного способа извлечения остаточных запасов высоковязкой нефти. По своему механизму и многообразию происходящих в пласте процессов при вытеснении нефти паром этот метод может претендовать на наиболее универсальный из всех известных методов извлечения высоковязких нефтей. В будущем никаких радикальных изменений в технологии метода не произойдет. Изменятся лишь меры, направленные на повышение охвата пластов тепловым воздействием и на замену топлива в парогенераторах низкокалорийным (торф, уголь и др.).

Технологии паро-циклического воздействия. В добывающую скважину в течение 2-3 недель (максимум 1 мес.) закачивают пар в объеме 30-100 т/м толщины пласта. После закачки пара скважину закрывают и выдерживают в течение 1-2 недель - периода, необходимого для завершения процесса капиллярного противотока, перераспределения нефти и воды в пористой среде, конденсации пара и теплообмена. Затем скважину эксплуатируют до предельного рентабельного дебита нефти в течение 8-12 недель. Полный цикл занимает 3- 5 мес. и более. Вслед за первым циклом

осуществляют второй и последующие циклы с большей продолжительностью выдержки. Обычно бывает 5 - 8 циклов за 3 - 4 года, иногда до 12-15 циклов, после которых эффект от паро-циклического воздействия иссякает и уже не оправдывает расходов на пар.

В первых циклах на 1 т закачанного пара можно добыть до 10-15 т нефти из скважины. В последних циклах это отношение снижается до 0,5-1 т, составляя в среднем 1,5-2,5 т. Преимущества этого метода заключаются в том, что эффект от нагнетания пара получается сразу же (практически с начала применения процесса) после прекращения закачки пара в скважину. Ограничения на применение паро-циклической стимуляции скважин накладывают, прежде всего, глубина залегания пласта (менее 500-800 м), его толщина (не менее 7-8 м) и пористость пласта (не менее 25 %), иначе будут большие бесполезные потери теплоты. В условиях совместного применения тепловых методов разработки месторождений с паро-циклическим стимулированием добывающих скважин значительная доля эффекта (до 40-50 %) по праву будет принадлежать паро-циклическим обработкам скважин.

Такое сочетание вытеснения нефти паром и паро-циклической стимуляции добывающих скважин наиболее широко применялось за рубежом, на месторождениях Керн Ривер, Сан Адро, Вайг Вольф с высокой вязкостью нефти (Калифорния, США). Нефтяные пласты этих месторождений залегают на глубине 200-600 м. Толщина пласта составляет 25-70 м, вязкость нефти - более 3000 мПа-с. Геологические запасы оцениваются в несколько млрд тонн. С середины 1960$^{-х}$ гг. на месторождениях Калифорнии применяются вытеснение нефти паром и паро-циклические обработки более 2500 скважин/год. За счет этих 2 методов извлекаемые запасы нефти увеличиваются до 35-37% от геологических запасов.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Исследование влияния фазовых переходов на фильтрационную конвекцию пароводяной смеси.

1.1.1 **Постановка задачи**. Насыщенная пароводяной смесью пористая среда заполняет тонкий зазор между двумя горизонтальными цилиндрами большой длины. Рассматривается двухмерная задача в плоскости ортогональной оси цилиндров. Средний радиус цилиндров обозначим R_0, а толщину зазора h ($h << R_0$). Таким образом, рассматривается тонкое, пористое кольцо, расположенное в вертикальной непроницаемой теплопроводной плоскости. Предполагается, что температура в окружающей среде меняется линейно под произвольным углом α к горизонтальной оси. Теплообмен насыщенного пароводяной смесью кольца с окружающей средой задается с помощью закона Ньютона – Рихмана.

Систему уравнений, описывающую конвекцию в рассматриваемых условиях запишем в виде

$$m\frac{\partial}{\partial t}S\rho_w + div\rho_w v_w = M \qquad (1.1.1.1)$$

$$m\frac{\partial}{\partial t}(1-S)\rho_v + div\rho_v v_v = -M \qquad (1.1.1.2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho e)_m + div(\rho_w h_w \mathbf{v_w} + \rho_v h_v \mathbf{v_v}) = div(\lambda_m gradT) + \mathbf{g}(S\rho_w \mathbf{v_w} + (1-S)\rho_v \mathbf{v_v}) + Q_T \qquad (1.1.1.3)$$

$$v_w = -\frac{k}{\mu_w} f_w(S)(gradP - \rho_w \mathbf{g})$$
$$v_v = -\frac{k}{\mu_v} f_v(S)(gradP - \rho_v \mathbf{g}) \qquad (1.1.1.4)$$

$$\rho_w = \rho_{w0}(1 + \alpha(P - P_0) - \beta(T - T_0)) \qquad (1.1.15)$$

$$P = \rho_v RT, \quad \ln\frac{P}{P_a} = A + \frac{B}{T}, \quad e_j = h_j - \frac{P}{\rho_j} \qquad (1.1.1.6)$$

$$dh_w = C_w dT + \frac{1-\beta T}{\rho_w}dP, \quad dh_v = C_p dT, \quad de_s = C_s dT \qquad (1.1.17)$$

$$\lambda_m = mS\lambda_w + m(1-S)\lambda_v + (1-m)\lambda_s \qquad (1.1.1.8)$$

$$(\rho e)_m = mS\rho_w e_w + m(1-S)\rho_v e_v + (1-m)\rho_s e_s \qquad (1.1.1.9)$$

Здесь: R_0 - радиус скважины, m - пористость пласта; $f_w(S)$, $f_v(S)$-фазовые проницаемости воды и пара; S - водонасыщенность; ρ_w, ρ_v - плотности воды и пара; -M - интенсивность парообразования; v_w, v_v - скорости фильтрации воды и пара; $(e)_m$, e_w, e_v, e_s - удельные внутренние энергии насыщенной пористой среды, воды, пара и скелета

пористой среды; $(h)_m$, h_w, h_v - удельные энтальпии насыщенной пористой среды, воды и пара; P, T - давление и температура смеси; P_a - атмосферное давление; k - проницаемость; μ_w, μ_v - вязкости воды и пара; α, β - коэффициенты сжимаемости и теплового расширения; R -удельная газовая постоянная; λ_m, λ_w, λ_v, λ_s - коэффициенты теплопроводности насыщенной пористой среды, воды, пара и скелета пористой среды.

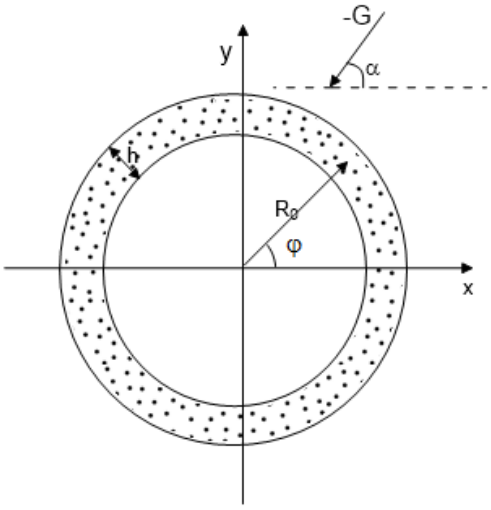


Рис. 1.1.1.1 Тонкое пористое кольцо, насыщенное пароводяной смесью

Все теплофизические коэффициенты и проницаемость контура считаем постоянными, и пренебрегаем диссипацией энергии, связанной с трением между газом и вмещающими породами.

Введем полярную систему координат (рис. 1.1.1.1) и найдем стационарное решение системы в случае, когда нижнюю часть кольца заполняет вода, а верхнюю - пар. В этом случае система примет вид:

Для воды:

$$\frac{1}{R_0}\frac{dP}{d\varphi} = -\frac{\mu_w}{k\rho_w}Q_w - \rho_w g\cos\varphi \quad , \qquad Q_w = \rho_w v_w = \text{const},$$

$$Q_w C_w \frac{dT}{R_0 d\varphi} = \frac{1}{R_0^2}\frac{d}{d\varphi}\left(\lambda_{mw}\frac{dT}{d\varphi}\right) - \frac{\lambda_s Nu}{R_0^2}(T - T_0 + \mathrm{a}\cdot\cos\alpha\cdot\cos\varphi + \mathrm{a}\cdot\sin\alpha\cdot\sin\varphi)$$

$$Q_w = -\frac{1}{R_0}\left[P_{\varphi 1} - P_{\varphi 2} + R_0\int_{\varphi_2}^{\varphi_1+2\pi}\rho_w g\cos\varphi d\varphi\right] / \int_{\varphi_2}^{\varphi_1+2\pi}\frac{\mu_w}{k\rho_w}d\varphi$$

$$\rho_w = \rho_{w0}\left(1 + \alpha\left(P - P_0\right) - \beta\left(T - T_0\right)\right) \quad ,$$

$$\lambda_{mw} = m\lambda_w + \left(1 - m\right)\lambda_s$$

Для пара:

$$\frac{1}{R_0}\frac{dP}{d\varphi} = -\frac{\mu_v}{k\rho_v}Q_v - \rho_v g\cos\varphi, \qquad Q_v = \rho_v v_v = \text{const},$$

$$Q_v C_p \frac{dT}{R_0 d\varphi} = \frac{1}{R_0^2}\frac{d}{d\varphi}\left(\lambda_{mv}\frac{dT}{d\varphi}\right) - \frac{\lambda_s Nu}{R_0^2}(T - T_0 + \mathrm{a}\cdot\cos\alpha\cdot\cos\varphi + \mathrm{a}\cdot\sin\alpha\cdot\sin\varphi)$$

$$Q_v = -\frac{1}{R_0}\left[P_{\varphi 2} - P_{\varphi 1} + R_0\int_{\varphi_1}^{\varphi_2}\rho_v g\cos\varphi d\varphi\right] / \int_{\varphi_1}^{\varphi_2}\frac{\mu_v}{k\rho_v}d\varphi$$

$$P = \rho_v RT, \qquad \lambda_{mv} = m\lambda_v + (1-m)\lambda_s$$

Граничные условия:

$$\varphi = \varphi_1:\ T = T_{\varphi_1},\quad [Q - \rho V] = 0,\quad \left[-(Q-\rho V)CT + \lambda\frac{dT}{d\varphi}\right] = 0$$

$$\varphi = \varphi_2:\ T = T_{\varphi_2},\quad [Q - \rho V] = 0,\quad \left[-(Q-\rho V)CT + \lambda\frac{dT}{d\varphi}\right] = 0,$$

$$\ln\frac{P}{P_a} = A + \frac{B}{T}$$

Для определения величин $\varphi_1, \varphi_2, T_{\varphi_1}, T_{\varphi_2}, Q$ имеем следующие уравнения

$$\varphi = \varphi_1, \varphi_2:\ \left[-\left(Q - \rho V_{\varphi_i}\right)CT + \lambda\frac{dT}{d\varphi}\right] = 0,\quad \ln\frac{P_\varphi}{P_a} = A + \frac{B}{T_\varphi}$$

$$T = T_\varphi,\quad P = P_\varphi \qquad (i = 1, 2)$$

$$Q = -\left[\int_{\varphi_2}^{\varphi_1+2\pi}\rho_w g\cos\varphi d\varphi + \int_{\varphi_1}^{\varphi_2}\rho_v g\cos\varphi d\varphi\right] / \left[\int_{\varphi_2}^{\varphi_1+2\pi}\frac{\mu_w}{k\rho_w}d\varphi + \int_{\varphi_1}^{\varphi_2}\frac{\mu_v}{k\rho_v}d\varphi\right]$$

Получено аналитическое решение

Вода:

$$Q_w = -\frac{1}{R_0}\left[P_{\varphi 1} - P_{\varphi 2} + R_0\int_{\varphi_2}^{\varphi_1+2\pi}\rho_w g\cos\varphi d\varphi\right] / \int_{\varphi_2}^{\varphi_1+2\pi}\frac{\mu_w}{k\rho_w}d\varphi$$

$$T_w = C_{1w}e^{\gamma_{1w}\varphi} + C_{2w}e^{\gamma_{2w}\varphi} + A_{0w} + A_{1w}\cos\varphi + A_{2w}\sin\varphi$$

$$P_w = P_{\varphi_2} - R_0\int_{\varphi_2}^{\varphi}\left[\frac{\mu_w Q_w}{k\rho_w} + \rho_w g\cos\varphi\right]d\varphi$$

$$\rho_w = \rho_{w0}\left(1 + \alpha\left(P - P_0\right) - \beta\left(T - T_0\right)\right)$$

КОЭФФИЦИЕНТЫ:

$$\lambda_{mw} = m\lambda_w + (1-m)\lambda_s$$

$$a_w = \frac{R_0 Q_w C_w}{2\lambda_{mw}},\quad b_w = \frac{\lambda_s Nu}{\lambda_{mw}},\quad c_w = \frac{\lambda_s Nu}{\lambda_{mw}}$$

$$\gamma_{1w}, \gamma_{2w} = a_w \pm \sqrt{a_w^2 + b_w}$$

$$A_{0w} = \frac{c_w}{b_w}T_0,\quad A_{1w} = \frac{c_w a\left[(1+b_w)\cos\alpha - 2a_w\sin\alpha\right]}{4a_w^2 + (1+b_w)^2},\quad A_{2w} = \frac{c_w a\left[2a_w\cos\alpha + (1+b_w)\sin\alpha\right]}{4a_w^2 + (1+b_w)^2}$$

$$A_{\varphi_{1w}} = T_{\varphi_1} - A_{0w} - A_{1w}\cos\varphi_1 - A_{2w}\sin\varphi_1$$

$$A_{\varphi_{2w}} = T_{\varphi_2} - A_{0w} - A_{1w}\cos\varphi_2 - A_{2w}\sin\varphi_2$$

$$C_{1w}=\frac{A_{\varphi_{1w}}e^{-\gamma_{2w}(\varphi_1+2\pi)}-A_{\varphi_{2w}}e^{-\gamma_{2w}\varphi_2}}{e^{(\gamma_{1w}-\gamma_{2w})(\varphi_1+2\pi)}-e^{(\gamma_{1w}-\gamma_{2w})\varphi_2}},\qquad C_{2w}=\frac{A_{\varphi_{1w}}e^{-\gamma_{1w}(\varphi_1+2\pi)}-A_{\varphi_{2w}}e^{-\gamma_{1w}\varphi_2}}{e^{(\gamma_{2w}-\gamma_{1w})(\varphi_1+2\pi)}-e^{(\gamma_{2w}-\gamma_{1w})\varphi_2}}$$

Пар:

$$Q_v=-\frac{1}{R_0}\left[P_{\varphi 2}-P_{\varphi 1}+R_0\int_{\varphi_1}^{\varphi_2}\rho_v g\cos\varphi d\varphi\right]/\int_{\varphi_1}^{\varphi_2}\frac{\mu_v}{k\rho_v}d\varphi$$

$$T_v=C_{1v}e^{\gamma_{1v}\varphi}+C_{2v}e^{\gamma_{2v}\varphi}+A_{0v}+A_{1v}\cos\varphi+A_{2v}\sin\varphi$$

$$P_v^2=\exp\left[-2R_0\int_{\varphi_1}^{\varphi}\frac{g}{RT_v}\cos\varphi d\varphi\right]\left[P_{\varphi_1}^2-2R_0\int_{\varphi_1}^{\varphi}\frac{\mu_v Q}{k}RT_v\exp\left[2R_0\int_{\varphi_1}^{\varphi}\frac{g}{RT_v}\cos\varphi d\varphi\right]d\varphi\right]$$

$$\rho_v=P_v/RT_v$$

КОЭФФИЦИЕНТЫ:

$$\lambda_{mv}=m\lambda_v+(1-m)\lambda_s$$

$$a_v=\frac{R_0Q_vC_p}{2\lambda_{mv}},\quad b_v=\frac{\lambda_s Nu}{\lambda_{mv}},\quad c_v=\frac{\lambda_s Nu}{\lambda_{mv}}$$

$$\gamma_{1v},\gamma_{2v}=a_v\pm\sqrt{a_v^2+b_v}$$

$$A_{0v}=\frac{c_v}{b_v}T_0,\quad A_{1v}=\frac{c_v a\left[(1+b_v)\cos\alpha-2a_v\sin\alpha\right]}{4a_v^2+(1+b_v)^2},\quad A_{2v}=\frac{c_v a\left[2a_v\cos\alpha+(1+b_v)\sin\alpha\right]}{4a_v^2+(1+b_v)^2}$$

$$A_{\varphi_{1v}}=T_{\varphi_1}-A_{0v}-A_{1v}\cos\varphi_1-A_{2v}\sin\varphi_1$$

$$A_{\varphi_{2v}}=T_{\varphi_2}-A_{0v}-A_{1v}\cos\varphi_2-A_{2v}\sin\varphi_2$$

$$C_{1v}=\frac{A_{\varphi_{1v}}e^{-\gamma_{2v}\varphi_1}-A_{\varphi_{2v}}e^{-\gamma_{2v}\varphi_2}}{e^{(\gamma_{1v}-\gamma_{2v})\varphi_1}-e^{(\gamma_{1v}-\gamma_{2v})\varphi_2}},\qquad C_{2v}=\frac{A_{\varphi_{1v}}e^{-\gamma_{1v}\varphi_1}-A_{\varphi_{2v}}e^{-\gamma_{1v}\varphi_2}}{e^{(\gamma_{2v}-\gamma_{1v})\varphi_1}-e^{(\gamma_{2v}-\gamma_{1v})\varphi_2}}$$

Условия для определения $\varphi_1,\ \varphi_2,\ T_{\varphi_1},T_{\varphi_2},Q_w,Q_v$

Для заданных $\varphi_1,\ \varphi_2$ **находим** $\dot\varphi_1,\ \dot\varphi_2,\ T_{\varphi_1},T_{\varphi_2},Q_w,Q_v$

$$Q_w=-\frac{1}{R_0}\left[P_{\varphi 1}-P_{\varphi 2}+R_0\int_{\varphi_2}^{\varphi_1+2\pi}\rho_w g\cos\varphi d\varphi\right]/\int_{\varphi_2}^{\varphi_1+2\pi}\frac{\mu_w}{k\rho_w}d\varphi$$

$$Q_v=-\frac{1}{R_0}\left[P_{\varphi 2}-P_{\varphi 1}+R_0\int_{\varphi_1}^{\varphi_2}\rho_v g\cos\varphi d\varphi\right]/\int_{\varphi_1}^{\varphi_2}\frac{\mu_v}{k\rho_v}d\varphi$$

$$\begin{cases}Q_w-\rho_w\dot\varphi_1=Q_v-\rho_v\dot\varphi_1\\ Q_w-\rho_w\dot\varphi_2=Q_v-\rho_v\dot\varphi_2\end{cases}\Rightarrow\begin{cases}\dot\varphi_1=\dfrac{Q_v-Q_w}{\rho_w(\varphi_1+2\pi)-\rho_v(\varphi_1)}\\ \dot\varphi_2=\dfrac{Q_v-Q_w}{\rho_w(\varphi_2)-\rho_v(\varphi_2)}\end{cases}$$

$$(Q_w-\rho_w\dot\varphi_1)C_wT_{\varphi_1}-\lambda_{mw}\frac{dT_w}{R_0d\varphi}(\varphi_1+2\pi)=(Q_v-\rho_v\dot\varphi_1)C_pT_{\varphi_1}-\lambda_{mv}\frac{dT_v}{R_0d\varphi}(\varphi_1)$$

$$(Q_w-\rho_w\dot\varphi_2)C_wT_{\varphi_2}-\lambda_{mw}\frac{dT_w}{R_0d\varphi}(\varphi_2)=(Q_v-\rho_v\dot\varphi_2)C_pT_{\varphi_2}-\lambda_{mv}\frac{dT_v}{R_0d\varphi}(\varphi_2)$$

$$P_{\varphi_i} = P_a \exp\left(A + \frac{B}{T_{\varphi_i}}\right), \quad \rho_w = \rho_{w0}\left[1 - \beta\left(T_w - T_0\right)\right], \qquad \rho_v = P_v / RT_v$$

1.1.2 Основные результаты.

Были проведены предварительные расчеты, характеризующие влияние проницаемости, угла подогрева, давления, массы, числа Нуссельта, перепада температур на конвекцию системы вода-пар в тонком пористом кольце. Рассмотрен случай, когда границы фазовых переходов неподвижны ($\dot{\varphi}_1 = \dot{\varphi}_2 = 0$). Получено, что при этих условиях увеличение проницаемости почти не оказывает влияние на расход. Расчеты показали, что границы фазовых переходов могут быть неподвижны только при малых расходах, какова бы ни была проницаемость.

Для значений $Mg = 3.1 \cdot 10^3$, $Nu = 2, T_0 = 614.785, P_0 = 15 \cdot 10^6$, $a = 0.9T_0$, показано, что при подогреве вертикально сверху ($\alpha = 90^0$) верхнюю часть кольца занимает пар, нижнюю – вода. Расход Q=1.381*10^{-13} . Границы фазовых переходов симметричны $\varphi_1 = -3.882^0$, $\varphi_2 = 183.882^0$:

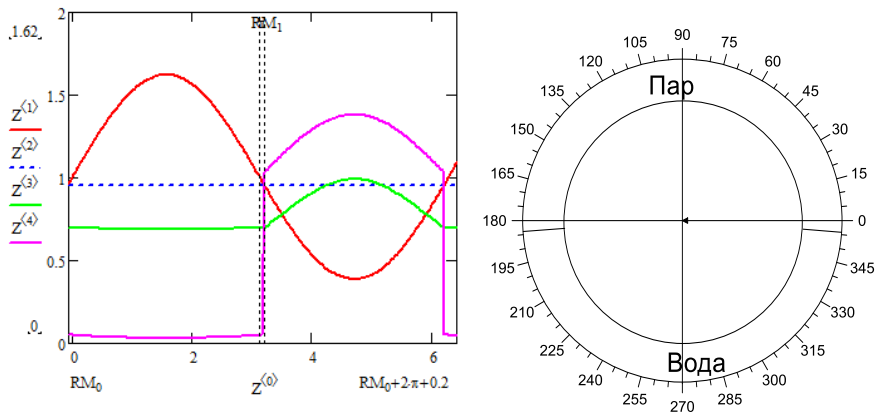


Рис.1.1.2.1 Распределение пара и воды в кольце при подогреве сверху $\alpha = 90^0$.
($Mg = 3.1 \cdot 10^3$, $Nu = 2, T_0 = 614.785, P_0 = 15 \cdot 10^6$)

На рис. 1.1.2.1 и далее - слева: z$^{<1>}$- распределение температуры в кольце; z$^{<2>}$ - кривая насыщения; z$^{<3>}$ - распределение давления; z$^{<4>}$- плотность воды и пара

При подогреве под углом от $\alpha = 60^0$ до $\alpha = 120^0$ в верхней части кольца содержится пар, в нижней – вода. При подогреве справа ($\alpha = 60^0$) расход Q=3.112*10^{-7}. Границы фазовых переходов уже не симметричны $\varphi_1 = 0.456^0, \varphi_2 = 183.806^0$. Пара при этом становится несколько меньше, воды больше.

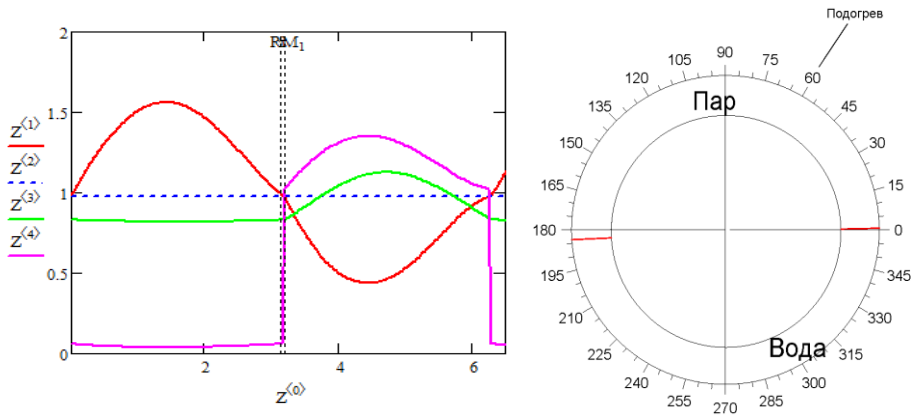
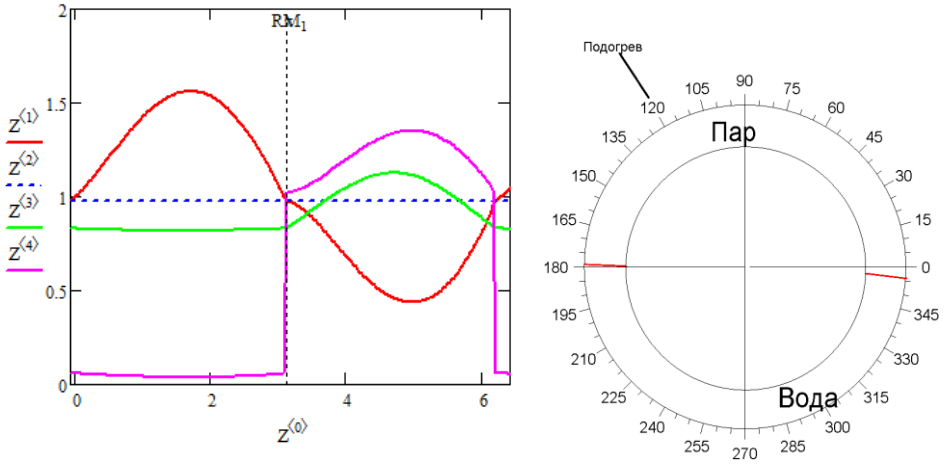
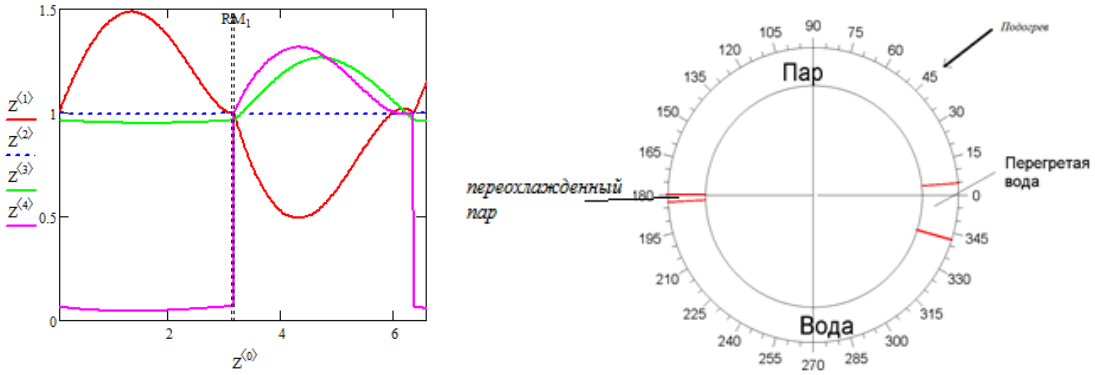


Рис.1.1.2.2 Распределение пара и воды в кольце при подогреве под углом $\alpha = 60^0$.
($Mg = 3.1 \cdot 10^3$, $Nu = 2, T_0 = 614.785, P_0 = 15 \cdot 10^6$)

При симметричном подогреве слева ($\alpha = 120^0$) расход отрицателен Q=-3.112*10^{-7}.
Границы фазовых переходов также не симметричны $\varphi_1 = -3.806^0, \varphi_2 = 179.544^0$.



С уменьшением угла подогрева, например при $\alpha = 45^0$, появляются переходные области перегретой воды и переохлажденного пара. Расход возрастает с уменьшением угла подогрева Q=4.665*10^{-7}. Границы фазовых переходов: $\varphi_2 = 4.888^0, \varphi_4 = 182.548^0$. При φ_1 = -17.763^0 вода перегревается и при $\alpha_2 = 4.888^0$ переходит в пар, а при $\gamma_3 = 180.505^0$ пар переохлаждается и переходит в воду при $\varphi_4 = 182.548^0$

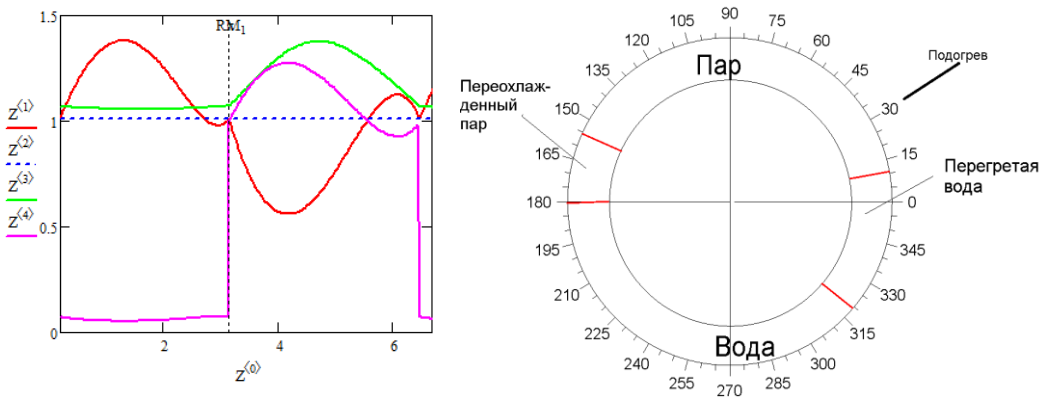


.

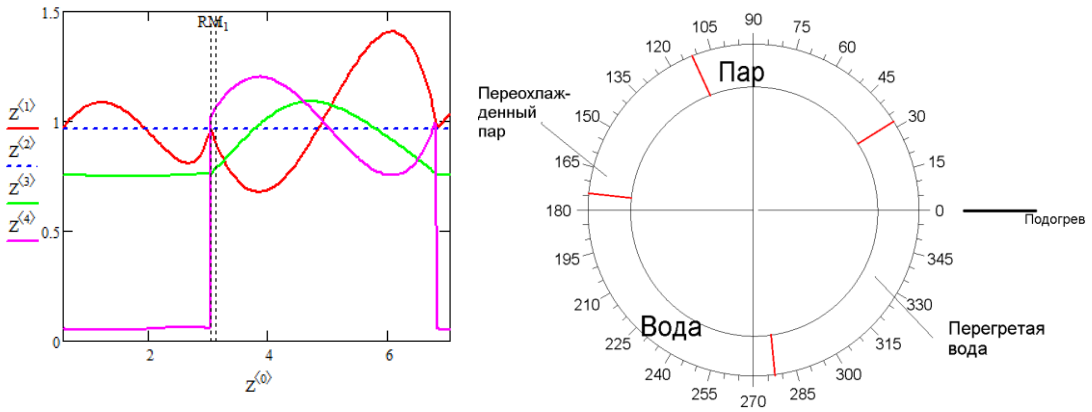
Симметричная картина для $\alpha = 135^0$, при этом Q=-4.665*10^{-7}.

С уменьшением угла подогрева области переохлажденного пара и перегретой воды увеличиваются:

а) При подогреве под углом $\alpha = 30^0$ границы фазовых переходов:, $\varphi_2 = 11.387^0$, $\varphi_4 = 180.495^0$; Q=6.201*10^{-7}. Области перегретой воды и переохлажденного пара увеличиваются : уже с $\varphi_1 = -40.097^0$ вода перегревается, а начиная с $\varphi_3 = 156.158^0$ пар переохлаждается. При подогреве слева $\alpha = 150^0$ картина симметрична при отрицательном расходе.

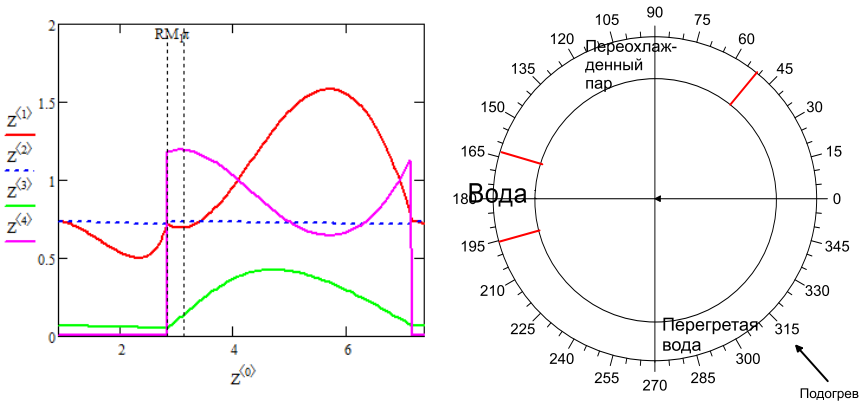


б) При подогреве горизонтально справа $\alpha = 0^0$ границы фазовых переходов:, $\varphi_2 = 32.32^0$, $\varphi_4 = 174.544^0$. Расход достигает Q=8.952*10^{-7}. Уже начиная с $\varphi_1 = -82.459^0$ вода перегрета, а с $\varphi_3 = 112.063^0$ пар переохлажден. При подогреве слева $\alpha = 180^0$ картина симметрична при отрицательном расходе.



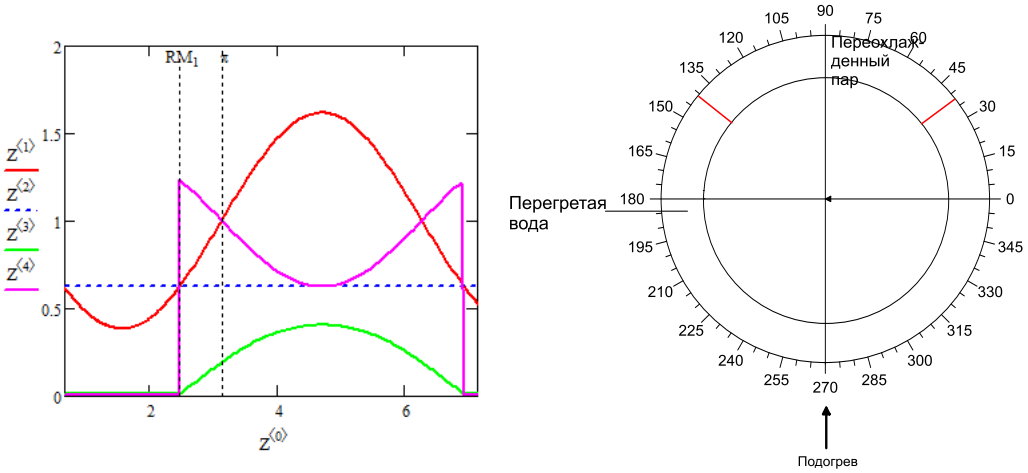
При подогреве снизу от $\alpha = 0^0$ до $\alpha = -90^0$ области переохлажденного пара и перегретой воды далее увеличиваются и при вертикальном подогреве снизу, имеются лишь области перегретой воды и переохлажденного пара:

а) При подогреве под углом $\alpha = -45^0$ область пара почти исчезает, границы фазовых переходов: $\varphi_2 = 51.609^0$ - перегретая вода переходит в пар, $\varphi_3 = 162.994^0$ - переохлажденный пар в воду, при $\varphi_1 = 51.618^0$ - пар становится переохлажденным, при $\varphi_4 = 195.389^0$ - вода перегревается, расход Q=8.528*10^{-7}.



При подогреве слева $\alpha = 225^0$ картина симметрична при отрицательном расходе.

б) При подогреве вертикально снизу $\alpha = -90^0$ фазовые переходы при: $\varphi_1 = 38.029^0$, $\varphi_2 = 141.971^0$, расход Q=1.105*10^{-13}. При этом перегретая вода переходит в переохлажденный пар и наоборот



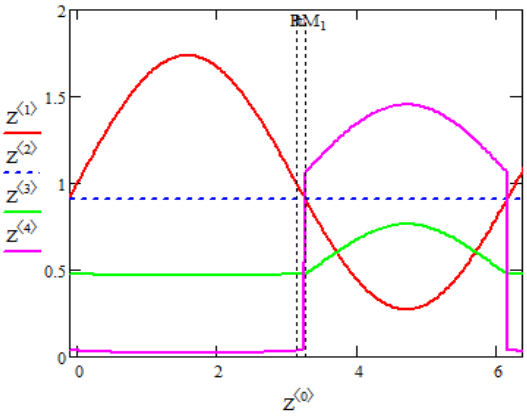
С увеличением коэффициента теплопередачи (числа Нуссельта) расширяются области перегретой воды и переохлажденного пара и увеличивается расход :

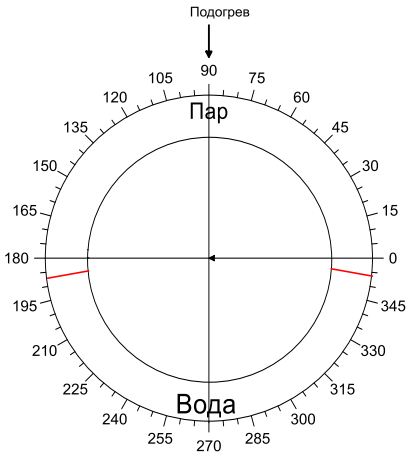
при $\alpha = 45^0$: Nu=2, Q=4.665*10^{-7}; Nu=4, Q=8.098*10^{-7};

$\alpha = 30^0$: Nu=2, Q=6.201*10^{-7}; Nu=4, Q=1.083*10^{-6};

$\alpha = 0^0$: Nu=2, Q=8.952*10^{-7}; Nu=4, Q=1.57*10^{-6};)

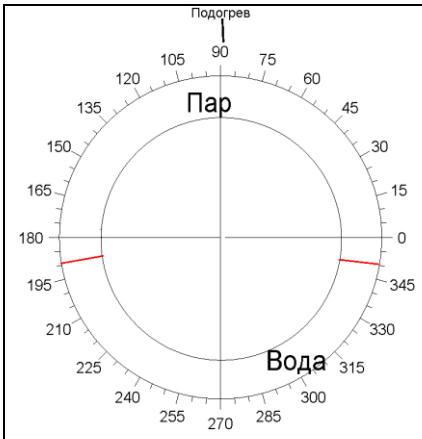
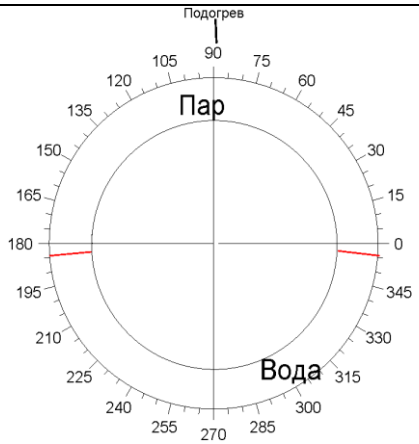
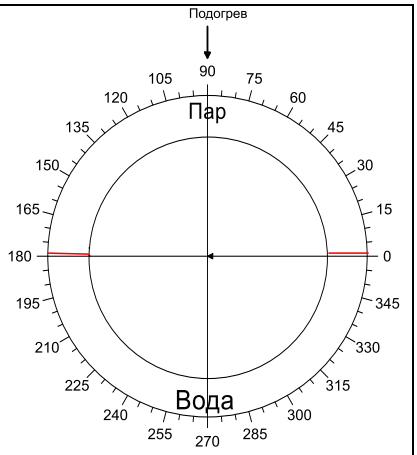
При большем числе Нуссельта в случае нагрева вертикально сверху границы фазовых переходов смещаются: область занятая паром увеличивается, водой – уменьшается.



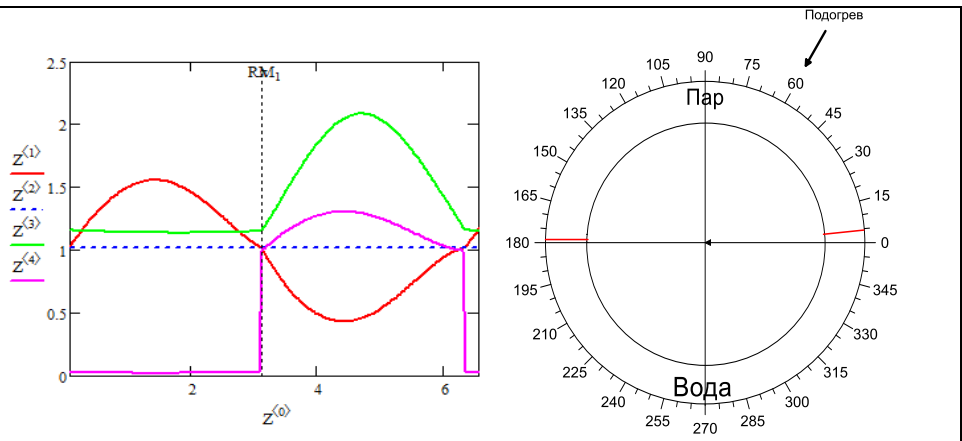
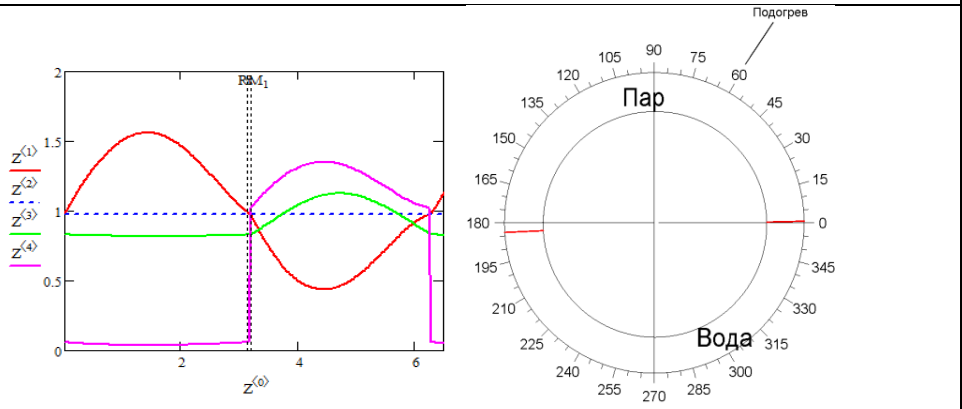
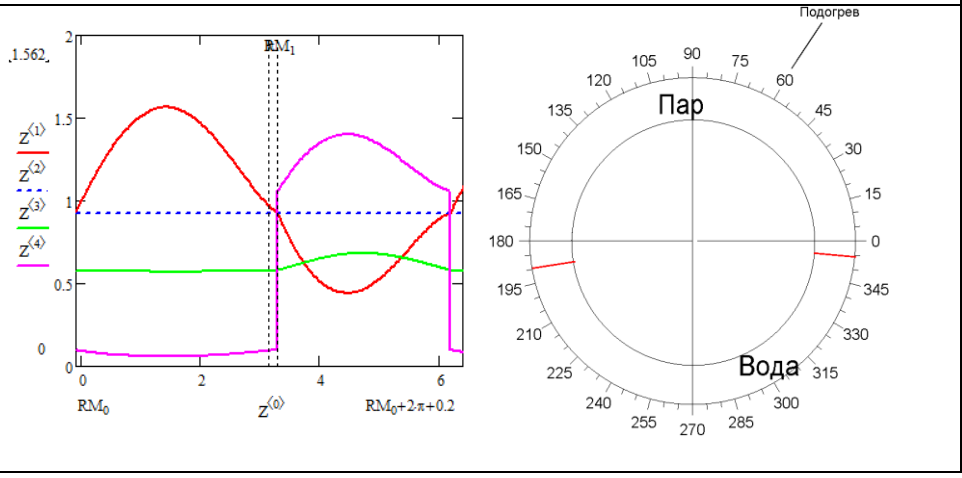


Изучим влияние давления (остальные параметры прежние $Mg = 3.1 \cdot 10^3$, $Nu = 2$).

При подогреве вертикально сверху, с уменьшением давления - T_0 уменьшается, воды становится несколько больше, пара соответственно меньше.

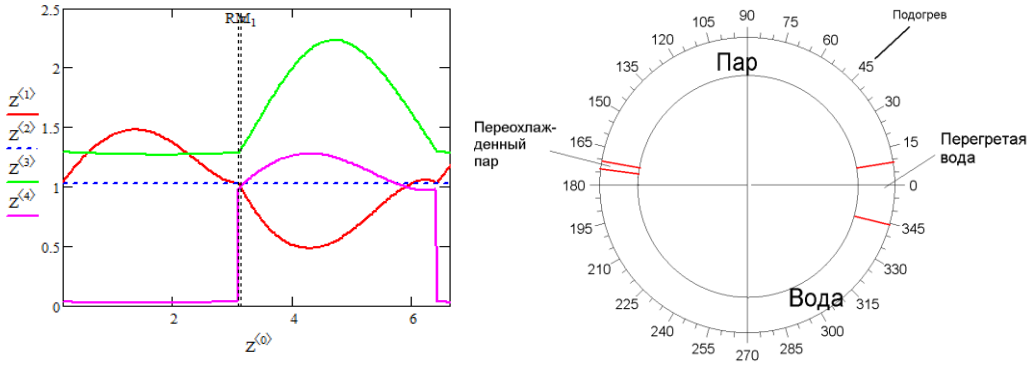
		
$P_0 = 40 \cdot 10^6, T_0 = 707.262$	$P_0 = 15 \cdot 10^6, T_0 = 614.785$	$P_0 = 5 \cdot 10^6$, $T_0 = 536.249$

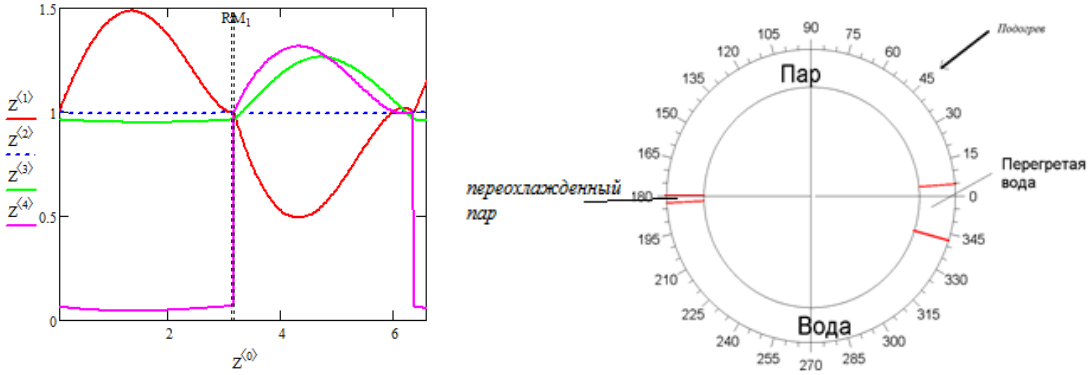
Расчеты показали, что при понижении давления расход уменьшается, при повышении - увеличивается. Для угла подогрева $\alpha = 60^0$: при $P_0 = 5 \cdot 10^6$ расход Q=3.043*10^{-7}, при $P_0 = 15 \cdot 10^6$ - Q=3.112*10^{-7}, при $P_0 = 40 \cdot 10^6$ - Q=3.168*10^{-7}

	$P_0 = 5 \cdot 10^6$
	$P_0 = 15 \cdot 10^6$
	$P_0 = 40 \cdot 10^6$

При $\alpha = 45^0$, расход Q=4.559*10^{-7}

(в случае $P_0 = 15 \cdot 10^6$ для $\alpha = 45^0$ расход Q=4.665*10^{-7})





.

При $\alpha = 30^0$, расход Q=6.05*10^{-7} (в случае $P_0 = 15 \cdot 10^6$ для $\alpha = 30^0$ расход Q=6.201*10^{-7})

При $\alpha = 0^0$, расход Q=8.694*10^{-7} (в случае $P_0 = 15 \cdot 10^6$ для $\alpha = 0^0$ расход Q=8.952*10^{-7})

При $\alpha = -30^0$, расход Q=9.406*10^{-7} (в случае $P_0 = 15 \cdot 10^6$ для $\alpha = -30^0$ расход Q=9.736*10^{-7})

При уменьшении перепада температуры, как и следовало ожидать, область занятая водой увеличивается, паром – соответственно уменьшается, расход уменьшается для всех углов подогрева. Как было отмечено, изменение расхода не велико.

1.2 Эффект возникновения железомарганцевых конкреций и явление их длительного существования на дне океана

1.2.1 **Постановка задачи**. Рассматривается альтернативный физико-химический механизм, который восполняет недостаток работы [21] и соответствует собственно конкреции, а не ее зародышу. По существу он представляет собой сочетание нескольких факторов, коллективное действие которых поддерживает конкреции на поверхности дна в течение длительного времени. К ним относятся возникновение коллоидной структуры под конкрецией в сходящихся линиях тока; существование молекулярного сита, которое опресняет морскую воду на некоторую величину; действие осмотического давления на нижней границе указанной структуры и в самой структуре.

Выпадение из указанной связки явлений хотя бы одного из факторов (и даже изменение его интенсивности) приведет к тому, что конкреция достаточно быстро утонет в морском иле. Данный механизм действует постоянно и повсеместно в течение сотен тысяч и миллионов лет, не давая возможности твердому тяжелому предмету (конкреции) на поверхности утонуть. Это означает, что ему присущи свойства саморегуляции и стабильности, которыми не обладает ни один из предложенных выше других механизмов. Авторы не отрицают возможность существования альтернативных механизмов для поддержки конкреций, возникающих в других условиях (например, в пресной воде или с плиточной регулярной структурой конкреции). Более того, сочетание трех указанных физических факторов представляет собой настолько тонкое и деликатное явление, что оно просто не может работать при резком изменении условий существования конкреции и даже при их малейшей разбалансировке. Заметим, что поровязкая среда ила под действием силы тяжести все время находится в процессе консолидации. Другими словами, происходит уплотнение осадков, сопровождающееся фильтрацией воды вверх. Одновременно на поверхности дна осаждаются все новые слои ила. Это осаждение происходит равномерно по всему дну, стационарно и неограниченно долго во времени. Его невозможно ни остановить, ни затормозить, ни сколько-нибудь существенно изменить. Однако в этом явлении принимает участие еще одна консервативная обобщенная сила, связанная с осмосом. Только сочетание всех указанных сил представляет собой достаточное условие. Идущие снизу флюидные потоки легко проходят сквозь тело высокопористой среды конкреции. В результате в подстилающем осадочном слое происходит соответствующее искажение фонового процесса консолидации. Линии тока как флюида, так и квазитвердой фазы (скелета поровязкой среды) сгущаются при движении снизу вверх, образуя конфигурацию, по форме напоминающую перевернутую рюмку без ножки (рис.1.2.1.1).

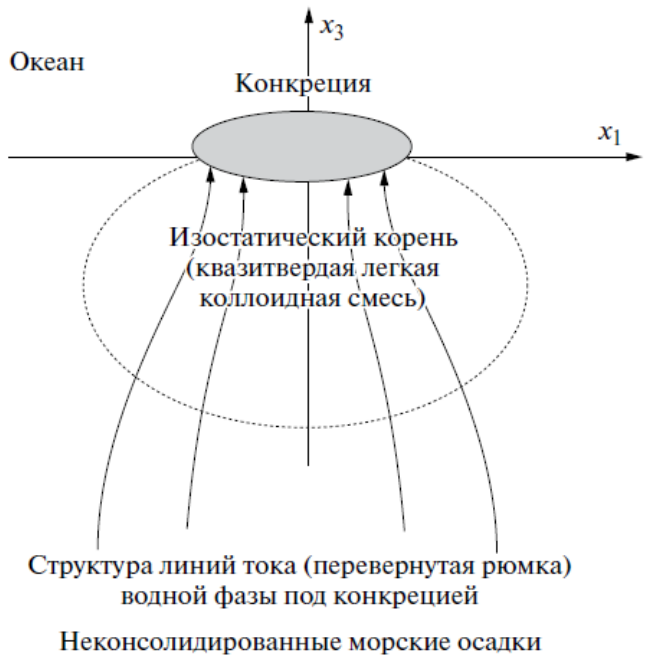


Рис. 1.2.1.1 Схематическое изображение конкреции. Сходящиеся линии тока флюида в поровязкой среде под конкрецией приводят к образованию квазитвердой подушки.

Поровязкая среда неконсолидированных морских осадков обладает тиксотропными свойствами. В результате в сходящихся линиях тока верхняя часть структуры рюмки отвердевает и становится слабопроницаемой. Другими словами, под конкрецией образуется квазитвердая подушка, в которой происходит сильное уменьшение пор до уровня молекулярных размеров. Поскольку сама конкреция хорошо проницаема, на первой стадии процесса возникают сходящиеся линии тока в поровязкой среде с большими порами. Только потом в результате эффекта тиксотропии образуется плохо проницаемая коллоидная подушка. Такой процесс возможен только при очень медленных скоростях. Несмотря на относительно плохую проницаемость подушки вода, тем не менее, проходит сквозь нее и конкрецию. Коллоидная подушка обладает свойствами, аналогичными свойствам молекулярного сита (полупроницаемая мембрана). Сито пропускает воду, но препятствуют проникновению молекул морской соли. Таким образом, возникает особая структура, которая вместе с конкрецией и подушкой составляет одно целое. Опреснение в свою очередь создает осмотический эффект в конкреции (перепад давления), который и поддерживает ее на плаву. В силу тиксотропных свойств вещество подушки легко разрушается под действием любых механических воздействий. По этой причине ее до сих пор не удавалось обнаружить. Тем не менее ее существование является важнейшим фактором возникновения эффекта конкреции. Вся указанная структура плавает в осадочном слое или становится квазитвердой платформой, опирающейся на квазитвердый грунт (на последний факт авторам указал Ш.А. Мухамедиев). Если же рассматриваемая

структура опирается на грунт, то она уже не может долго существовать в условиях медленного опускания грунта, поскольку при этом нарушается условие стационарного режима.

Из сказанного можно сделать вывод о том, что существует критический размер конкреции (примерно 90 см), при котором происходит образование ножки.

1.2.2 Физическое обоснование постановки задачи

Формализуем наши рассуждения. Мы считаем, что в морской среде существует некоторая граница, ниже которой находится поровязкая среда. В ней также возможны явления превращения среды, которые аналогичны эффекту тиксотропии. Линии тока скелетной фазы могут образовывать как сходящиеся, так и расходящиеся структуры. В расходящихся и параллельных структурах состояние среды не меняется. При пористости в 20% в этом случае никакого опреснения не происходит. Совсем другая ситуация возникает под железо- марганцевыми конкрециями. Их пористая структура меняет фильтрационные потоки под ними таким образом, что они становятся сходящимися. В сходящихся линиях тока происходит тиксотропное отвердение среды и резкое уменьшение ее пористости, т.е. образуется упомянутая коллоидная подушка, которая имеет свойства молекулярного сита. Сквозь нее просачивается чистая вода, которая частично опресняет морскую воду под конкрецией. Качественное описание этого явления приведено в предыдущем разделе. Подушка может играть двоякую роль. Она легче окружающей поровязкой среды и потому создает эффект плавучести. Она же приводит в действие указанный механизм осмотического давления. Простейшие оценки показывают, что подушка сама по себе не в состоянии удержать конкрецию на плаву. Поэтому основным фактором эффекта “непотопляемости” конкреции являются именно полупроницаемые свойства молекулярного сита подушки.

Как известно, молекулярные сита обычно представляют собой кристаллические алюмосиликаты. Они имеют трехмерную молекулярную структуру, состоящую из тетраэдров оксида кремния и оксида алюминия и характеризующиеся точным и однородным размером пор. Поры в молекулярных ситах достаточно велики, чтобы пропускать небольшие молекулы, но в то же самое время они задерживают более крупные молекулы, что определило их использование в качестве осушителей и адсорбентов. Именно в таком качестве они известны в научной литературе. Однако аналогичными свойствами могут обладать и другие природные объекты, в частности, квазитвердые коллоидные структуры. Выше границы дна при объемной концентрации водной фазы,

лежащей в пределах примерно от 20 до 45%, среда является крайне неустойчивой. В спокойном состоянии мельчайшие частицы морского ила могут соединяться друг с другом, образуя коллоидные структуры (кластеры). При малейшем соприкосновении кластеры разрушаются, но также легко и восстанавливаются. Турбулентные потоки в придонном слое полностью разрушают коллоидные структуры. По указанной причине среду выше границы можно рассматривать как обычную суспензию с локальными реологическими свойствами. Другими словами, она представляет собой вязкую среду с эффективным коэффициентом вязкости. Приведем теперь оценочные расчеты силы, которая создает осмотический эффект. Определим разность концентраций соли над и под конкрецией, необходимую для того, чтобы осмотическое давление поддерживало ее на плаву. Спектр химических элементов, входящих в состав железомарганцевых конкреций, очень широк. В состав конкреции в определенном количестве могут входить никель, медь, кобальт, цинк, свинец и т.д. Однако основная доля приходится именно на марганец и железо. Примем, что конкреция состоит только из марганца и железа в равных количествах. Кроме того, полагаем, что пористость конкреции составляет 40%. Приведем также следующие данные, заимствованные из справочников. Молярные массы марганца, железа и воды имеют значения:

$$M_{Mn} = 25 \cdot 10^{-3} \frac{кг}{моль}, \quad M_{Fe} = 26 \cdot 10^{-3} \frac{кг}{моль}, \quad M_{H_2o} = 18 \cdot 10^{-3} \frac{кг}{моль}. \qquad (1.2.2.1)$$

Плотности этих элементов

$$\rho_{Mn} = 7210 \frac{кг}{м^3}, \quad \rho_{Fe} = 7874 \frac{кг}{м^3}, \quad \rho_{H_2o} = 1000 \frac{кг}{м^3}. \qquad (1.2.2.2)$$

Плотность конкреции с учетом указанной пористости равна

$$\rho_{konkr} = 4.900 \frac{кг}{м^3} \approx 5000 \frac{кг}{м^3}. \qquad (1.2.2.3)$$

Формула для осмотического давления имеет вид

$$p = \frac{iRT}{M} \Delta C. \qquad (1.2.2.4)$$

Здесь: $p(Па)$ – осмотическое давление, $M\,(кг/моль)$ – молярная масса растворенного вещества, i – изотонический коэффициент, характеризующий диссоциацию молекул, $T\,(K)$ – абсолютная температура, $R(Дж/(моль \cdot K))$ – универсальная газовая постоянная, $C(кг/м^3 = г/л)$ – концентрация растворенного вещества.

Найдем давление (связанное с силой тяжести и с учетом силы плавучести Архимеда) на подошву конкреции:

$$F_{kon} = \left(\rho_{konkr} - \rho_{H_2o}\right) gh \qquad (1.2.2.5)$$

Здесь h - характерная толщина конкреции.

Приравнивая давление (1.2.2.5) к осмотическому давлению (1.2.2.4), получим искомую разность концентраций

$$\Delta C = \frac{M}{iRT} F_{konkr} = \frac{M}{iRT}\left(\rho_{konkr} - \rho_{H_2o}\right) gh \,. \qquad (1.2.2.6)$$

Положим характерную толщину конкреции равной $h = 10см = 0.1м$. Полагая

$$M = M_{Mn} + M_{Fe} \qquad (1.2.2.7)$$

и используя данные (1.2.2.1)-(1.2.2.2), получим следующие оценки соответственно для значений $i = 1 \;\; и \;\; i = 2$

$$\Delta C = 0.085 \frac{г}{л} \quad \text{и} \quad \Delta C = 0.0425 \frac{г}{л} \,. \qquad (1.2.2.8)$$

Случай i = 1 соответствует отсутствию диссоциации молекул. Если взять толщину конкреции равной h = 10см = 0.1м, то требуемая разность концентраций будет на порядок меньше (1.2.2.8). Если учесть, что средняя солёность океанов составляет 35г/л, то эти оценки показывают, что даже незначительное уменьшение концентрации солей под конкрецией способно удерживать ее на плаву. Один из возможных альтернативных механизмов, способствующий поддержке конкреции – это сила плавучести, созданная легкой подушкой из суспензии. Допустим, что за счет уменьшения концентрации ила под конкрецией плотность подушки на 10% меньше фоновой плотности. Оценим толщину этой подушки

$$H = h \frac{\rho_{konkr} - \rho_{H_2o}}{\Delta\rho_{под}} \approx 40h \,. \qquad (1.2.2.9)$$

Здесь H – толщина подушки; $\Delta\rho_{под} \approx 100 кг/м^3$ разность плотности подушки и окружающей ее среды, которая создает указанную силу плавучести. Для того чтобы данный механизм работал, необходимо (как это следует из (1.2.2.9)), чтобы подушка в 40 раз превышала размер конкреции. Это противоречит элементарным оценкам, сделанным на основе принятой модели, согласно которым эти размеры будут одного порядка. Таким образом, наиболее вероятной причиной, поддерживающей конкрецию на плаву, остается осмотическое давление, вызванное разностью концентраций солей над и под структурой, образованной конкрецией и подушкой.

При попадании твердых тел на поверхность морских осадков и при их внедрении в ил они искажают фоновый фильтрационный поток, который всегда существует в морских

консолидирующихся осадках. При этом мы имеем две принципиально разные ситуации, в зависимости от того, является ли тело сплошным или пористым. В случае сплошного тела оно тонет в илистой среде разжиженного грунта. Пористые проницаемые конкреции держатся на поверхности миллионы лет.

В данной работе предлагается одно из возможных объяснений данного явления. Конкреции данного вида (только в морской воде и имеющие форму слегка сплюснутого шара) поддерживаются на поверхности силами осмотического давления. Никакие внешние воздействия (типа землетрясений, гидродинамических флюктуаций придонных течений или живых организмов) не обладают должными свойствами и должны быть исключены из рассмотрения. Исключение составляют зародыши конкреций, которые не обладают пористой структурой. Их передвижение и сохранение на поверхности контролирует механизм, предложенный Баренблаттом и его соавторами.

Когда какой-то из элементов движения конкреции исчезает или наоборот увеличивает свою относительную значимость, цепочка нарушается, и тело тонет. Именно по этой причине конкреции распределены по всему дну океана неравномерно, хотя геохимические условия для осаждения железа и марганца на дне океанов и морей повсюду примерно одинаковы.

Предложенный механизм допускает экспериментальную проверку как в лаборатории, так и в натурных условиях. В лаборатории можно достаточно точно определить все параметры каждого из элементов движения. В природных же условиях можно имитировать зародыши или зрелые конкреции с помощью подходящих пористых материалов. Единственным препятствием для лабораторных и натурных экспериментов является длительность процесса, измеряемая миллионами лет. Если удастся найти катализаторы, ускоряющие процессы в достаточной мере, то можно будет провести соответствующие эксперименты.

Природа сама провела с конкрециями уникальный эксперимент. Раскрытие упомянутого парадокса дает в наши руки знание, которое помогает понять механизм взаимодействия поровязкой среды с твердыми предметами. Это знание может оказаться полезным при строительстве и эксплуатации инженерных сооружений типа трубопроводов, проложенных в районах болот и по дну водоемов, а также морских нефтяных платформ на шельфах морей и океанов. Когда конкреции достигают предельных размеров, то они тонут, создавая месторождения железа и марганца, аналогичные тем, которые мы находим на суше (на месте бывших океанов). Следовательно, в океане существуют захоронения конкреций, которые не видны при визуальном наблюдении дна.

1.3 Моделирование процесса эксплуатации геотермального месторождения с целью изучения динамики изменения температурного поля в приповерхностном слое Земли.

Для изучения теплообмена в деятельном слое почвы, на основе численного решения нестационарного уравнения теплопереноса (1.3.1) произведен расчёт температурных полей для добывающих и нагнетательных геотермальных скважин при различных параметрах месторождений, температурах на устье скважин и периодов эксплуатации.

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a_p^2 \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) \qquad (1.3.1)$$

где a_p^2 - температуропроводность почвы, ось x-ов направлена вдоль пласта, ось y-ов – перпендикулярно напластованию.

В основу расчёта (в качестве начального поля температур) положен годовой ход среднесуточных температур воздуха, поверхности почвы и почвы на глубинах 20 см, 40 см, 80 см, 120 см и 160 см.

В качестве начального температурного поля берётся температурное поле, фиксируемое на момент начала расчёта; предполагается, что от поверхности почвы до глубины 1,6м температура фактическая, а от 1,6м до глубины скважины H, где температура постоянная (равная $T_{пл}$), температура распределяется по линейному закону. Так же предполагается, что расчёт начинается с момента времени, когда температура по стволу скважины устанавливается.

1) $T(x,y,t)/_{t=0} = T_0(y)$; (1.3.2)

Граничные условия можно записать в следующем виде:

2) $T(x,y,t)/_{y=H} = T_{пл}$, $0 \le x \le L$, $y=H$ (1.3.3)

3) $T(x,y,t)/_{y=h} = T_в(t)$, $0 \le x \le L$, $y=h$ (1.3.4)

4) $T(x,y,t)/_{x=0} = T_{пл}$, $x=0$, $0 \le y \le H$ (1.3.5)

5) $\partial T/\partial x /_{x=L} = 0$, $x=L$, $0 \le y \le H$, (1.3.6)

где L – длина пласта, h – высота над поверхностью почвы, H – глубина скважины, $T_{пл.}$ - пластовая температура, $T_в$ – температура воздуха.

Численное решение поставленной задачи (1.3.1)-(1.3.6) проводится по явной схеме на неравномерной сетке: до глубины 0,4м шаг по оси y – 0,2м, до глубины 10м шаг по оси

y – 0,4м, до глубины 100м Δy=10м, до глубины 1000м Δy=50м. Соответственно для глубин 0,4м,10м и 100м пишутся отдельные аппроксимационные уравнения.

Коэффициент температуропроводности уточняется на основе данных Дагестанского центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды: зная температуры воздуха, поверхности почвы и почвы на глубинах, можно рассчитать амплитуды колебания температур, как суточные, среднемесячные, так и годовые колебания. Известно, что амплитуда колебаний с глубиной уменьшается в соответствии в первым законом Фурье : $A_y = A_0 \exp(-y\sqrt{\pi/a^2\tau})$ (1.3.7)

где A_y – амплитуда колебаний температуры на глубине y; A_0 – амплитуда колебаний температуры деятельной поверхности почвы; a^2 – коэффициент температуропроводности; τ – период колебаний. Отсюда для коэффициента температуропроводности имеем:

$$a^2 = \frac{\pi y^2}{\tau ln^2 \frac{A_y}{A_0}} \quad (1.3.8)$$

Рассмотрим, как меняется со временем тепловое поле вокруг нагнетательной скважины в приповерхностной зоне при температуре закачиваемой жидкости 40°С.

Произведя расчёт для периодов времени эксплуатации от 1 до 10 лет и построив схематические карты температурных полей и карты изменений температурных полей (разности между расчётным и естественным полем температур с учётом фактических данных по среднесуточным температурам воздуха, поверхности и почвы на разных глубинах), можно сделать вывод о том, что, в течение двух лет эксплуатации скважины температурное поле устанавливается и дальнейших изменений не происходит, т.е. при средних колебаниях температур воздуха и почв на глубинах и через пять лет январская схематическая карта температур будет повторять аналогичную для двухлетнего периода. На рис.1.3.1 приведена схематическая карта изменения температурного поля по сравнению с естественным, характерным для января месяца (скважина расположена на левой границе области). На поверхности почвы радиус влияния достигает 2,5м (если рассматривать изменение температуры на 1°С); на глубине деятельного слоя (1,6м) на расстояние пяти метров от скважины рост температуры составляет уже 5°С.

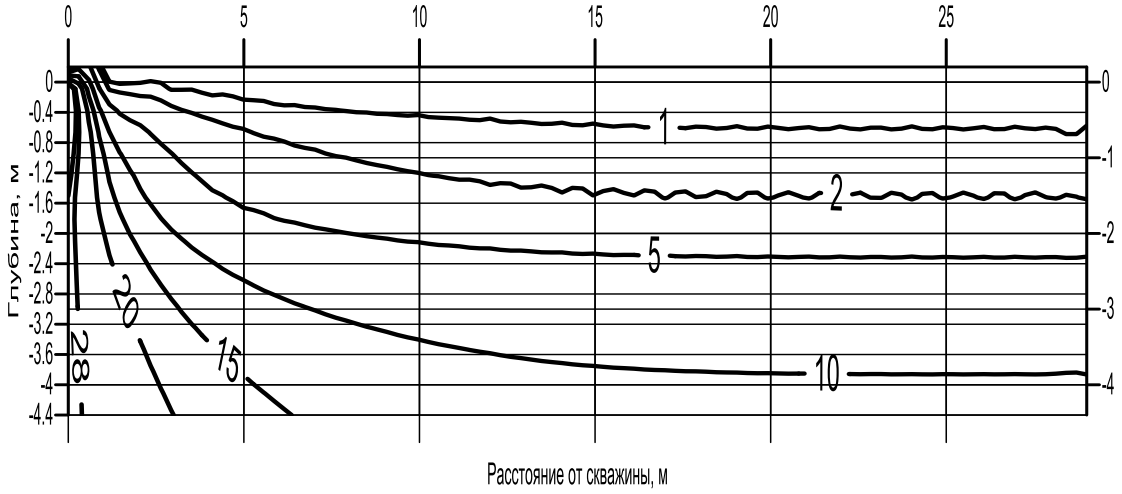


Рис.1.3.1 Изменение температурного поля нагнетательной скважины через 2 года эксплуатации. Январь.

Как можно видеть на рис.1.3.2, для летних месяцев изменения в деятельном слое не столь значительные, что связано с высокой температурой поверхности почвы: изолиния 4°С на глубине 1,6м проникает до 12м. Структура температурного поля и направления тепловых потоков в приповерхностной зоне также меняются.

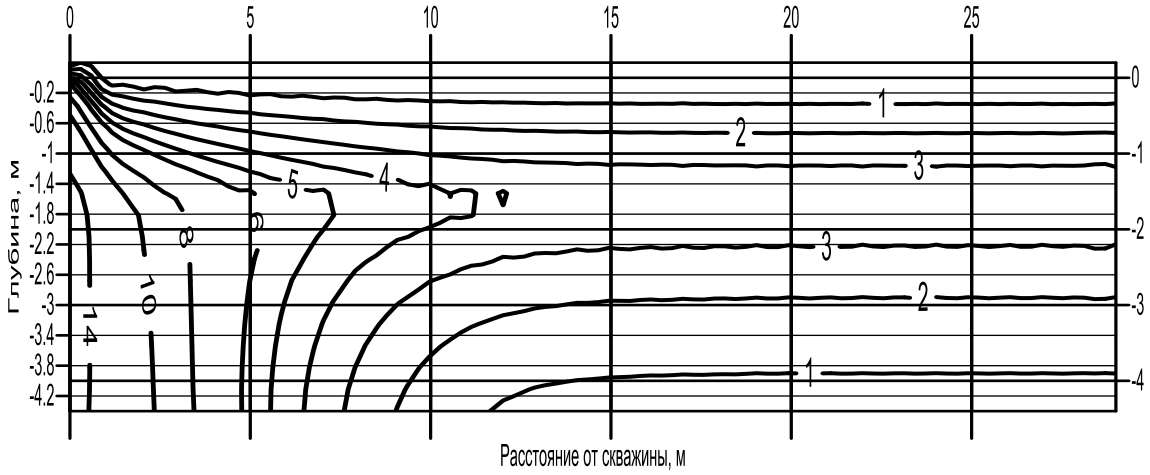


Рис.1.3.2 Изменение температурного поля нагнетательной скважины через 2 года эксплуатации. Август.

В действительности, подобную картину раздвоения тепловых потоков можно наблюдать и для зимних месяцев, но в более глубоких горизонтах, например, для января месяца это около десяти метров от поверхности почвы.

Аналогичную профильную задачу для эксплуатационной скважины рассмотрим при тех же входных параметрах, но температуру жидкости на левой границе разреза, по стволу скважины, будем считать постоянной и равной 150°С.

При температуре в 120°С на левой границе области разреза, как было показано ранее, радиус теплового влияния скважины (изменение температуры на 1°С)

устанавливался в течение двух лет и на поверхности почвы не превышал 8 метров ни в зимний, ни в летний периоды. При температуре в 150°С, как показано на рис. 1.3.3, через 2 года эксплуатации скважины, в зимний период, изменение температуры на 1°С происходит в радиусе 10м на поверхности. На глубине 1,6м рост температуры на расстоянии 10м от скважины составляет уже 10°С. При этом температурное поле деятельного слоя не устанавливается и, как показано на рис.1.3.4, радиус теплового возмущения намного возрастает: изменение температуры поверхности составляет уже 2°С, на глубине 1,6м на расстоянии 10м от скважины рост температуры более чем на 20°С.

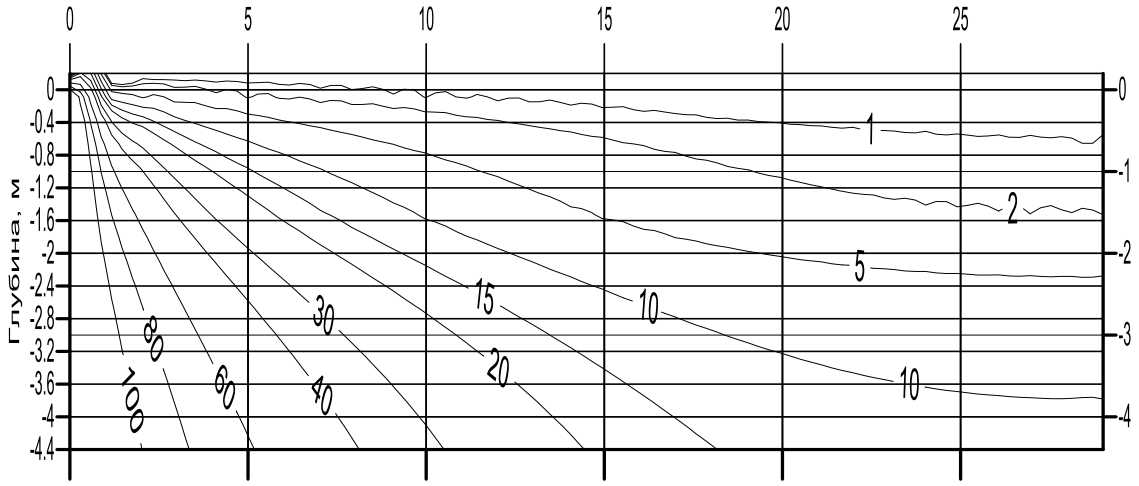


Рис. 1.3.3 Изменение температурного поля эксплуатационной скважины через 2 года. Январь.

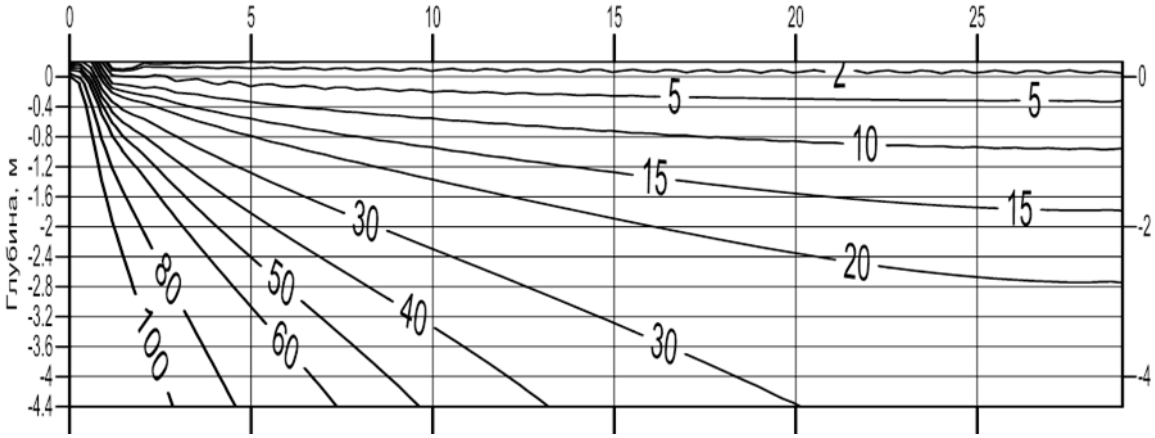


Рис. 1.3.4. Изменение температурного поля эксплуатационной скважины через 5 лет. Январь.

Для добывающей скважины в августе, через 2 года эксплуатации, как показано на рис. 1.3.5, радиус теплового возмущения на поверхности почвы достигает 10м, причём, как видно на рис. 1.3.6, он практически устанавливается на этом значении.

Схематические карты летних изотерм для добывающей и нагнетательной скважин для разных временных периодов по своей структуре очень похожи. На карте изолиний, рис. 1.3.5., можно видеть значительный рост температур на глубине 1,6м в радиусе 25м от скважины. Суточные колебания температур на этой глубине будут ощутимы только на расстоянии свыше 25м. Аналогичную ситуацию можно наблюдать на рис. 1.3.6, для пятилетнего расчётного периода: суточные колебания температур нивелируются на глубинах 1,6м, 1,2м в радиусе 30 и более метров.

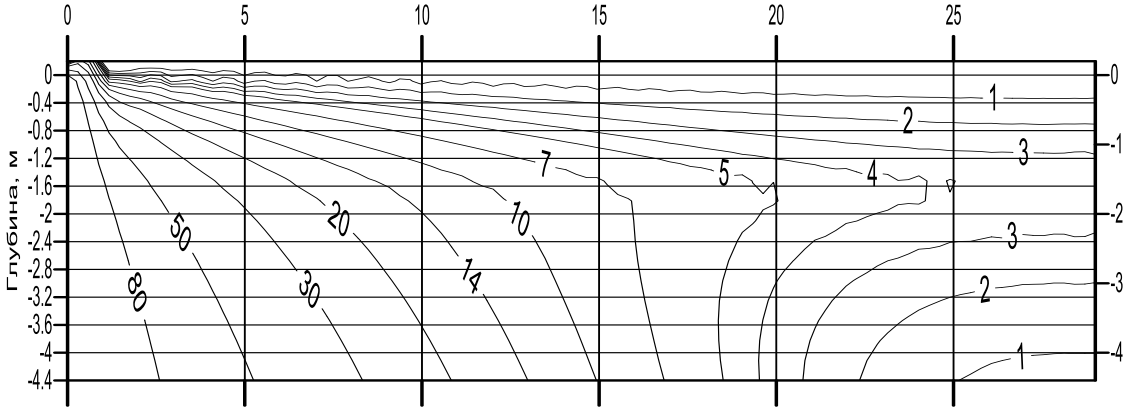


Рис. 1.3.5 Изменение температурного поля эксплуатационной скважины через 2 года. Август.

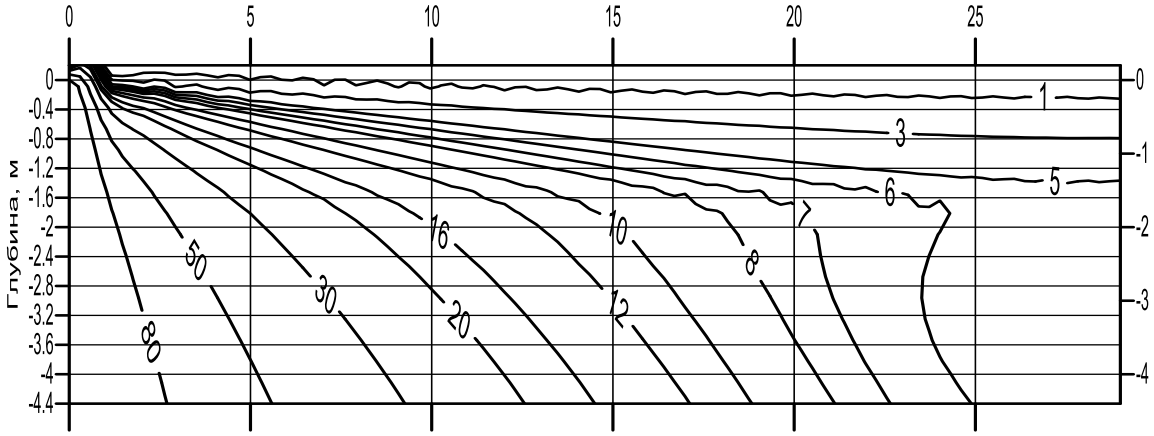


Рис.1.3.6 Изменение температурного поля эксплуатационной скважины через 5 лет. Август.

Таким образом, на основании приведённых расчётов, можно оценить площадь так называемых искусственных источников тепловых полей, возникающих при разработке и эксплуатации геотермальных месторождений. Для добывающей скважины с указанными параметрами через 2 года эксплуатации радиус теплового возмущения достигает 10м, поэтому площадь аномальной зоны на поверхности составит примерно 300 квадратных

метров, причём интенсивность теплового возмущения изменяется от 150°С в центре круга до 1 °С на границе очерченной области. Для нагнетательной скважины площадь тепловой аномалии на поверхности через 2 года эксплуатации не превысит 20 квадратных метров.

2 Проблема закачки пара в пласты с аномально вязкой нефтью с учётом фазовых переходов в нагнетательной скважине

Постановка задачи. В 70-ые годы XX века в Краснодарском крае применялись генераторы влажного пара с сухостью до 80%. Содержание воды в паре (в виде капель микронных размеров) составляло до 20% и выше от общей массы. Температура на устье около 180-200°С. При нагнетании такого влажного пара в скважину, за счёт прилипания капель и конденсации, вдоль внутренней поверхности колонны образуется стекающая вниз плёнка воды. По центральной части колонны движется пар, по стенке колонны под давлением и действием тяжести стекает вниз и плёнка воды. Скорость пара намного превосходит среднюю скорость воды в плёнке. Снижение температуры пара и её конденсация вниз по потоку происходит по двум причинам: высокая температура пара через металлическую колонну передаётся в горную породу; давление пара снижается по течению вглубь колонны, что вызывает расширение пара, его адиабатическое охлаждение и конденсацию.

По промысловым наблюдениям закачки пара в Татарии примерно до 45% энергии фазового перехода теряется на прогрев горной порода вокруг скважины и не доходит до пласта. Зачастую нагнетание влажного пара оказывается малоэффективным и не приводит к ожидаемым результатам. Влажный пар может полностью конденсироваться в воду в колонне скважины и отдать теплоту фазового перехода горной породе.

Другое дело – нагнетание сухого перегретого сухого пара, не содержащего капель воды. Существующие на сегодняшний день установки генерации пара позволяют достичь температуры до 300°С при расходе массы пара несколько десятков тонн в сутки. При движении сухого пара от устья до забоя, при расходах выше некоторого критического значения, конденсации пара в колонне скважины вообще не происходит, теплота фазового перехода полностью доставляется в пласт. При малых расходах перегретого пара и низких её температурах на устье пар в процессе движения по стволу конденсируется в колонне и отдает теплоту фазового перехода горной породе, не доставляя её в пласт. На некоторой глубине от устья до забоя может появиться точка начала конденсации пара, но режим течения пара остаётся стержневым, начиная с этой точки конденсации до забоя.

Рассматривать задачу будем в упрощённой гидравлической постановке, усредняя параметры пара по сечению (плотность, сухость, температуру) и учитывая контактные

условия на границе фаз (плёнка воды на стенке служит смазочным слоем). При этом будем полагать, что термодинамические процессы происходят мгновенно, режим течения по колонне скважины является установившимся. О точном гидродинамическом описании не может быть и речи. Мы хотим ограничить себя достаточно узкими рабочими интервалами изменения температур и давлений, чтобы можно было по колонне скважины и в пласте аппроксимировать простыми функциями плотности пара и воды, потери давления и температуры, конденсацию пара в колонне. Используя ранние разработки по движению пароводяной смеси термальных вод [25-26], дать некоторые оценки, исходя из общих законов сохранения, и показать область параметров, в которых воздействие на пласт паром будет достаточно эффективным. Задача актуальна в связи с необходимость начать разработку залежей высоковязких нефтей термическими методами.

Линия насыщения. Так называют зависимость давления от температуры, при которой закипает вода. При атмосферном давлении – это 100 °С, при низких давлениях кипение происходит и при меньших температурах, например в вакууме кипит и лёд. В таблице 2.1 приведена линия насыщения чистой воды $p_н$ и её степенная аппроксимация $p_{апп}$. Значения $p_н$ сосчитано по работе [25], а $p_{апп}$ сосчитано по степенной аппроксимации $p = 4.1 \cdot 10^{-10} t^{4.1637}$. Нами рекомендована эта аппроксимация [26,27] линии насыщения в задаче определения парообразования в стволе скважины в интервале температур от 150 и до 250°С. Она даёт возможность аналитически считать добычу смеси пара и воды, приняв в качестве независимой переменной интегрирования давление в скважине. Погрешность аппроксимации давления от температуры составляет примерно 1%. Но вне указанного интервала расхождение увеличивается.

Таблица 2.1 Сравнение давления на линии насыщения с её аппроксимацией.

t. °C	150	160	170	180	190	200	210	220	230
$p_{н,\ МПа}$	0.474	0.616	0.789	0.999	1.251	1.550	1.902	2.313	2.789
$p_{апп,\ МПа}$	0.471	0.617	0.794	1.007	1.261	1.562	1.913	2.320	2.795

Пластовые давления на глубине до 1,5 км имеют порядок гидростатического давления воды, до 15 МПа. Даже перегретый пар с температурой 230 °С не выдерживает таких давлений, он начнёт свою конденсацию уже при давлении 3 МПа.

Фазовый переход пара (выпадение конденсата) начнется с устья скважины, как только влажный пар начнёт своё течение вниз по колонне. Конденсация пара будет сопровождаться образованием новых капель воды внутри несущей фазы – пара, выделением теплоты парообразования, снижением массовой доли пара из-за его

конденсации в водную фазу и катастрофическим уменьшением занимаемого паром объёмов. В технической литературе имеются обширные сведения о режимах совместного течения смеси жидкости и газа, но без фазовых переходов [28]. Течению смеси пара и воды с фазовыми переходами в скважинах посвящены работы расчётного характера [29,30], течению в соплах ракет – учебное пособие [31].

При конденсация капельки воды микронных размеров образуются всюду и повышают температуру потока из-за выделения удельной теплоты фазового перехода. Уменьшение давления со смещением смеси воды и пара вниз выводит снова параметры (*p,t*) на линию насыщения. Стержневой режим течения пара может перейти в водную фазу с пузырьками пара. В последующем пузырьки исчезают, и течение переходит в сплошной поток воды. Пар полностью конденсируется, превратившись в воду. Зачастую на промыслах пар превращается в воду полностью, в пласт поступает только перегретая вода. На рис. 2.2а показан схематически процесс течения влажного пара и превращения по сечению в водную фазу в случае вертикальной скважины. Если же скважина отклоняется от вертикали, и образует с ней угол α, то капельки, отстоящие от оси скважины на расстояние $r<R$, будут иметь скорости, направленные к стенке скважины, и, спустя время *t*, окажутся на ней. Рис. 2.2б поясняет этот случай разделённого движения фаз.

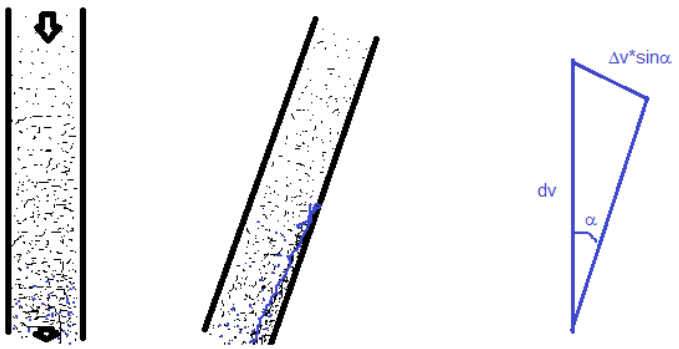


Рис.2.2 Процесс конденсации и снижения скорости потока в скважине. Справа–скорость капель воды, направленная к стенке скважины. В вертикальной скважине она равна нулю.

Укажем формулы, по которым можно считать эти величины [32],

$$\Delta v = \frac{2\Delta\rho g}{9\mu_n} R_k^2, \quad t_0 = \frac{R}{\Delta v \sin\alpha} = \frac{9\mu_n R}{2\Delta\rho g R_k^2 \sin\alpha}, \quad t = \frac{9\mu_n (R-r)}{2\Delta\rho g R_k^2 \sin\alpha} \tag{2.1}$$

Здесь Δv – приращение скорости капель воды по отношению к скорости пара, $\mu_п$ – вязкость пара, t_0 – время движения капель воды с оси скважины до её стенки. Например, для капель диаметром 10 мкм, вязкости пара $\mu_п$=90 мкПа·с (при давлении 15 МПа и температуре 300°С), Δρ=800 кг/м^3, скорость опережения водой пара составит около 0,5 мм/с. Эта скорость существенно мала по сравнению со скоростями движения пара по

скважине, которая на порядок становится меньше к забою из-за конденсации пара и уменьшения занимаемого объёма. Единица объёма воды при испарении в сосуде с давлением 2 МПа 85 объёмов пара. При температуре пара в 200 °С и давлении на устье в 1 МПа, вязкость пара была бы около 16 мкПа·с и скорость опережения капельками воды того же диаметра 10 мкм пара составила бы 2,7 мм/с. Для сравнения скорость пара на устье при приёмистости 100 тонн в сутки и радиусе колонны 10 см и давлении на устье 10 МПа составит 65 см/с ориентировочно. Обычно скорости движения в скважинах порядка до нескольких метров в секунду.

Аппроксимации от давления для пароводяной смеси. Согласно гипотезе термодинамического равновесия, температура смеси, плотность и энтальпия каждой из фаз находятся на линии насыщения, и являются функциями давления. Для участка двухфазной смеси выше точки вскипания искомые функции от вертикальной координаты z–это давление $p(z)$, температура $t(z)$, массовая доля пара $x(z)$. Поскольку считать приходится на небольшом интервале изменения давлений, термодинамические зависимости на линии насыщения могут быть описаны простыми функциями. Пластовой температуре 250°С соответствует давление на линии насыщения 4 МПа. На линии насыщения табличные значения [25] плотности воды и пара (кг/м^3), достаточно удовлетворительно описываются параболами [26]

$$\rho_в = 923.27 - 35.048p + 1.179p^2, \quad \rho_п = 0.6969 + 4.3583p + 0.1122p^2 \qquad (2.2)$$

Изменение температуры по стволу в зависимости от давления на линии насыщения $t(p)$ снова аппроксимируем степенной зависимостью, не используем ранее найденную зависимость давления насыщения от температуры $p = 4.1\cdot 10^{-10} t^{4.1637}$. Температура в ºС, давление в МПа. Аналогичные аппроксимации имеют место и для энтальпий воды и пара,

$$\begin{aligned} &t(p) = 179.6p^{0.2389}, \quad i_в(p) = 761.26\cdot p^{0.2624}. \\ &i_п(p) = 2800p^{0.025}\exp(-0.0084p), \quad 0.5 < p < 7 \end{aligned} \qquad (2.3)$$

Использование аппроксимаций упрощает расчеты. Однако следует помнить, что дифференцирование аппроксимированных выражений может вносить заметные погрешности, потому желательно и производные так же аппроксимировать независимо. Для них подходят выражения [26],

$$i'_в(p) = 196.54p^{-0.6932}, \qquad i'_п(p) = i_п(p)\left(\frac{0.02}{p} - 0.008\right). \qquad (2.\ 4)$$

Формулы (2.8-2.10) имеют корреляционный коэффициент R^2 выше 0.99. Они все проверялись на согласие с таблицами [25] построением графиков.

Приведём еще уравнение плотности пароводяной смеси, считая пар совершенным газом, а воду – несжимаемой жидкостью. Давление и температура для обеих фаз смеси едины, плотности фаз отличны, смесь однородна. Плотность смеси обозначим ρ, массовую долю пара в общей массе смеси x (принято называть массовую долю пара в двухфазной смеси *степенью сухости влажного пара* x), плотность пара – $\rho_п$ и воды – $\rho_в$. Объём смеси равна сумме объёмов фаз. Тогда плотность смеси ρ выразится формулой

$$\frac{1}{\rho}=\frac{x}{\rho_п}+\frac{1-x}{\rho_в},\quad \rho_п=\frac{p}{RT},\quad T=t+273,\quad \rho=\frac{p}{RT}\left[x+(1-x)\frac{p}{R\rho_в T}\right]^{-1}. \qquad (2.5)$$

По этой формуле при x=0 имеем ρ= $\rho_в$, а при x=0 имеем ρ= $\rho_п$. Если заменить температуру через давление по формуле (2.3), а плотность воды постоянной, то получим выражение плотности смеси через давление. Сухость пара x также зависит от давления.

Адиабатическое течение влажного пара. Если смесь воды и пара расширяется без отвода или подвода тепла, то для смеси это будет адиабатический процесс. Но для паровой фазы процесс не будет адиабатическим. Если происходит расширение, а оно связано с уменьшением давления в направлении течения, то энергия расходуется на работу по расширению, происходит конденсация пара, газовая фаза отдаёт необходимое количество теплоты. Массовая доля пара x снижается. Вслед произойдёт изменение температуры обеих фаз из-за притока теплоты парообразования. Если полагать течение смеси стационарным и в термодинамическом плане равновесным, то давление и температура должны соответствовать линии насыщения.

Можно отказаться от термодинамической равновесности и пользоваться уравнениями гидродинамики одномерного течения. В решение должны войти удельная теплота парообразования L и удельные теплоёмкости, газовая постоянная, параметры скважины, давление, температура и сухость пара на устье, забойное давление на входе в пласт. Скважину будем пока считать теплоизолированной от горной породы. Искомыми величинами являются: массовая доля пара в смеси x; температура и давление в смеси в зависимости от уровня. Главный вопрос – закончится ли конденсация, и на каком уровне? Сначала мы попытаемся написать некоторые общие законы сохранения массы, импульса и энергии, затем примем некоторую гипотезу о переходе в равновесное состояние.

Из условия постоянства массового расхода G смеси по стволу скважины имеем

$$\rho v = G, \qquad (2.6)$$

что представляет собой один из интегралов движения. Однако объёмный расход не остаётся постоянным по колонне скважины, он может стать больше, если конденсация пара не происходит. В случае конденсации может стать и существенно меньше.

Уравнение импульсов для гомогенной смеси пара и воды имеет вид

$$\rho v \frac{dv}{dz} = \rho g - \frac{dp}{dz}. \qquad (2.7)$$

Координата z направлена вертикально вниз по оси скважины. Это уравнение удобнее использовать в интегрированном виде, как аналог уравнения Бернулли, переписав сначала в дифференциальном виде

$$v dv + \frac{dp}{\rho} = g dz, \quad \frac{1}{2}\left(v^2 - v_0^2\right) + \int_{p_0}^{p} \frac{dp}{\rho} = gz. \qquad (2.8)$$

Индекс 0 относится к значению на устье, давление p соответствует глубине z.

Если температура 1 м^3 смеси пара и воды увеличилась на $dT>0$, то это будет означать, что теплота появилась за счет конденсации пара, водная фаза получила прибавку количества теплоты $dQ=(1-x)\cdot c_в dT$. Она отнята у пара. Первый закон термодинамики для паровой фазы смеси, с учётом работы на расширение пара, запишется в виде

$$-(1-x)c_в dT = (c_v + R)dT - RT\frac{dp}{p}. \qquad (2.9)$$

Полученное уравнение отличается от обычной адиабаты лишь слагаемым в левой части. Видно, что переменные разделяются, причём массовая доля пара $x(p)$ есть функция давления. При x=1 получится обычная адиабата для пара, но для смеси будем иметь

$$\frac{dT}{T} = \frac{R}{c_v + R + (1-x)c_в}\frac{dp}{p}. \qquad (2.10)$$

Формула (2.10) определяет адиабатическое изменение температуры влажного пара с изменением давления. Видно, её нельзя получить поправками на показатель адиабаты. Появляются новые параметры, влияющие на процесс: это массовая доля пара x и теплоёмкость воды. Для плотности пара, используя уравнения состояния и пренебрегая изменением сухости пара, получаем аналог адиабаты

$$p = R\rho_n T, \quad \frac{\rho_n}{\rho_{n0}} = \left(\frac{p}{p_0}\right)^{\frac{c_v + (1-x)c_в}{c_p + (1-x)c_в}} = \left(\frac{p}{p_0}\right)^{\frac{1}{\kappa}}, \quad \kappa = \frac{\gamma + (1-x)\gamma_в}{1 + (1-x)\gamma_в}. \qquad (2.11)$$

Формулы (2.10) и (2.11) показывают грубую оценку задачи адиабатического расширения или сжатия влажного пара. Включается параметр, равный произведению массовой доли жидкости на отношение удельной теплоёмкости жидкости к удельной теплоёмкости газа при постоянном объёме. Если ввести безразмерные величины температур и давлений с чёрточками сверху, то будем иметь удобный для запоминания вид

$$\bar{T} = \frac{T}{T_0}, \quad \bar{\rho}_n = \frac{\rho_n}{\rho_{n0}}, \quad \bar{p} = \frac{p}{p_0}, \quad \bar{T} = (\bar{p})^{1-\frac{1}{\kappa}}, \quad \bar{\rho}_n = (\bar{p})^{\frac{1}{\kappa}}. \qquad (2.12)$$

Показатель адиабаты γ сухого водяного пара, вычисленный по методике ВНИИЦ СМВ ГСССД Госстандарта России для рабочего интервала температур и давлений, приводится в таблице 2.2.

Таблица 2.2 Показатель адиабаты γ сухого водяного пара.

t, ºC	p=0.1 МПа	p=0.5 МПа	p=1 МПа	p=2 МПа
130	1.316	1.302	1.273	1.176
150	1.316	1.305	1.286	1.222
170	1.314	1.307	1.294	1.252
190	1.313	1.307	1.298	1.271
210	1.311	1.307	1.301	1.283
230	1.308	1.306	1.301	1.290
250	1.306	1.304	1.301	1.293

Что касается $\gamma_в = c_в/c_v$, то оно вычисляется по таблицам [25]. Для рабочего интервала температур оно близко к 2. При массовой доле (степени сухости) пара x=0.2, 0.4, 0.6 и 0,8 γ=1.25 и $\gamma_в$=2 (при давлении выше 2 МПа) получаем к=1.104, 1.123, 1.150 и 1.193 соответственно. В интервале $0.2<x<0.8$ значения к(x) растут слабо, от 1.1 до 1.2 при давлениях около 2 МПа. Показатель степени в формуле (2.12) для температуры близок к нулю, она меняется слабо, для плотности пара он близок к 1, но менее 1. Это значит, что плотность почти пропорциональна давлению, а температура меняется слабо.

Снижение сухости влажного пара. Согласно 1-му закону термодинамики на участке движения смеси в отсутствии потерь тепла имеем для энтальпии смеси [26,30]

$$\frac{di}{dp} = \frac{1}{\rho}. \tag{2.13}$$

На линии насыщения будем иметь для энтальпии смеси [26]

$$i(p) = i_n(p)x + i_в(p)(1-x). \tag{2.14}$$

Подставив в уравнение (2.12), получим для степени сухости влажного пара x линейное дифференциальное уравнение

$$\frac{dx}{dp} = \frac{\rho_n^{-1} - i_n'}{r}x + \frac{\rho_в^{-1} - i_в'}{r}(1-x), \quad r = i_n - i_в. \tag{2.15}$$

Это уравнение можно интегрировать одним из стандартных методов. Нами, используя результаты работы [25], были изучены на линии насыщения функции, входящие в уравнение (2.15)

$$a_n(p) = \frac{\rho_n^{-1} - i_n'}{r}, \quad a_в(p) = \frac{\rho_в^{-1} - i_в'}{r}. \tag{2.16}$$

Они на линии насыщения аппроксимируются степенными функциями давления (в МПа)

$$a_n(p) = 0.02 - 0.0374p^{-0.6697}, \quad a_в(p) = -0.011 - 0.0855p^{-0.6477}. \tag{2.17}$$

Определение массовой доли пара сводится к решению задачи

$$x' = a_n(p)x + a_в(p)(1-x) \tag{2.18}$$

Итак, нами выписано линейное дифференциальное уравнение для определения изменения сухости пара по стволу скважины вниз, оно первого порядка. Здесь правая часть известна, можно найти решение аналитически, выписать его аналитическое выражение при заданном на устье давлении и сухости пара. При давлении на устье p_0=10 МПа и на забое p_1=5 МПа, начальное условие задачи будет иметь вид $x(p_0)=0.8=x_0$. Считать же придется от больших значений давления к меньшим значениям давлений. Счёт прекращается по достижению искомой величиной x предельного значения 1, или по достижению давлением значения на забое p_1.

Результаты расчётов будут опубликованы в печати.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- На данном этапе изучалась возможность существования стационарного решения, при котором границы фазовых переходов покоятся, а среда при переходе этих границ претерпевает фазовый переход с выделением или поглощением, в зависимости от направления течений, теплоты парообразования (конденсации). Исследования показали, что такой режим возможен только при достаточно малых расходах теплоносителя. При этом увеличение проницаемости кольца (расчеты проводились для проницаемостей порядка 10^{-12} – 10^{-15}) или перепада температуры приводит к незначительным изменениям расхода, что по-видимому, свидетельствует о том, что с одной стороны скорость течений в значительной степени контролируется величиной теплоты парообразования, а с другой стороны – о том, что с ростом указанных параметров рассмотренный режим естественно-конвективных течений становится неустойчивым. Однако этот и связанные с ним вопросы требуют специальных исследований, которые планируется выполнить в дальнейшем.

- Известно, что конкреции не тонут в менее плотной среде разжиженных осадков и находятся на поверхности дна с момента возникновения конкреций в течение многих тысяч и даже миллионов лет. В то же самое время речной и морской ил легко засасывает другие предметы (с такой же плотностью), которые, так или иначе, попадают на дно водоема. Рассмотрен альтернативный физико-химический механизм [33], который восполняет недостаток работы [21] и соответствует собственно конкреции, а не ее

зародышу. По существу он представляет собой сочетание нескольких факторов, коллективное действие которых поддерживает конкреции на поверхности дна в течение длительного времени. К ним относятся возникновение коллоидной структуры под конкрецией в сходящихся линиях тока; существование молекулярного сита, которое опресняет морскую воду на некоторую величину; действие осмотического давления на нижней границе указанной структуры и в самой структуре.

- Представленные схематические карты изменения температурных полей вокруг добывающих и нагнетательных скважин, построенные на основе решения задачи математического моделирования процесса теплопереноса в приповерхностной части геосферы, показывают разнообразие структур тепловых потоков в зависимости от параметров геотермального месторождения, а также от сезонных колебаний температуры воздуха, поверхности почвы и почвы на глубинах. Оценка площадей аномальных зон у поверхности позволяет сделать выводы относительно степени воздействия искусственных источников тепловых полей на экосистему региона.

- Результаты исследований показывают, что нагнетание пара и доставка теплоты фазового перехода в пласт является достаточно сложным процессом, требующим многовариантных прогнозных расчётов. Контролируемыми параметрами для битуминозных высоковязких залежей являются глубина залегания, температура и давление на устье, пластовое давление или глубина залегания. При глубине более 500 метров рекомендуется нагнетание перегретого сухого пара с температурой выше 300°С, а при неглубоком залегании до 200-300 м допустимо нагнетание влажного пара и применение существующих технологий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Elder J. *Geothermal system*. New York: Acad. Press, 1981.
2. Grant M. A., Donaldson I.J., Bixley P.F. *Geothermal reservoir engineering.* New York: Acad. Press, 1982.
3. Цыпкин Г.Г., Математическая модель фазовых переходов вода-пар в гидротермальных пластах. *Изв. РАН МЖГ*. 1994. №6. С. 94-105.
4. Alkhasov A.B., Ramazanov M.M., Aliyev R.M. Abasov G.M. Complex heat exchange with current for phase transitions in secondary contour of geothermal power plant. *Renewable energy*. 2000. Vol.19. P. 155-161.
5. O’Sullivan M.J., Pruess K., Lippmann M.J. State of art of geothermal reservoir simulation. *Geothermics*. 2001.Vol.30. P.395-429.

6. Алхасов А.Б., *Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии.* Москва-М.: ФИЗМАТЛИТ, 2008.
7. Цыпкин Г.Г., *Течения с фазовыми переходами в пористых средах.* Москва-М.: ФИЗМАТЛИТ, 2009.
8. Алхасов А.Б., Рамазанов М.М. Радиальная модель извлечения пара из высокотемпературного пласта одиночной скважиной. *ИФЖ*. 2014. Т. 87, №3. С.539-548.
9. Brownell D.H., Garg S.K., Pritchett J.W. Coverning equation for geothermal reservoirs. *Water Resour. Res*. 1977. V.13. P.929-934.
10. Веригин Н.Н., Голубев В.С. О генерировании пара в подземных пластах-коллекторах. *ДАН СССР*. 1975. Т. 223, №6. С. 1355-1358.
11. Garg S.K., Pritchett J.W. Pressure interference data analysis for two-phas (water/steam) geothermal reservoirs. *Water Resour. Res*. 988. V. 24. P. 843-852.
12. O'Sullivan M.J. Geothermal reservoir simulation. *Energy Research*. 1985. V.9. P.313-332.
13. Tsypkin G.G., Woods A.W. Vapour extraction from a water saturated geothermal reservoir. *J. Fluid Mech*. 2004. V.506. P.315-330.
14. Ричардсон К.Н., Цыпкин Г.Г. Нелинейные явления при извлечении смеси вода-пар из геотермального резервуара. *ИФЖ.* 2004. Т. 77. № 2. 24-30.
15. Рамазанов М.М., Алхасова Д.А. Математическая модель тепломассопереноса в геотермальном пласте при извлечении пароводяной смеси// Теплофизика высоких температур. 2017. Т. 55. № 2. С. 284-290.
16. Рамазанов М.М., Алхасова Д.А., Абасов Г.М. Течения и теплообмен в геотермальном пласте при извлечении пароводяной смеси// Инженерно-физический журнал. 2017. Т. 90. № 3. С. 640-647.
17. O'Sullivan M.J. A similarity method for geothermal well test analysis// Water Resour. Res. – 1981.-V.17. - P.390 - 398.
18. O'Sullivan M.J., Pruess K. Analysis of injection testing of geothermal reservoirs// Trans. Geoth. Resour. Council. - 1980 – V. 4. - P.401-404.
19. Sorey M.L., Grant M.L., Bradford E. Nonlinear effects in two-phase flow to wells in geothermal reservoir// Water Resour. Res. – 1980. – V.16. –P.767-777.
20. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках: Пер. изд.: Великобритания, 1983.-М.: Недра, 1986.- 204 с.
21. Баренблатт Г.И., Батурин Г.Н. О "непотопляемости" железомарганцевых конкреций и некоторых особенностях придонного слоя океана // Докл. АН СССР. 1989. Т. 308. № 1. С. 183–188.

22. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981. – 286 с.
23. Бурже Ж.,Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Пер. с франц. – М.: Недра, 1989. – 422 с.
24. Батурин Г.Н. Геохимия железомарганцевых конкреций океана. М.: Наука. 1968. 328 с.
25. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник. – М.: МЭИ, 1999. –168 с.
26. Алишаев М.Г., Азизов Г.А. Термобарический расчёт паро-термальной скважины. Теплоэнергетика. № 11, 2010. С. 50-55.
27. Алхасов А.Б., Алишаев М.Г., Алхасова Д.А. Парообразование и движение смеси по скважине при добыче глубинных термальных вод //«GEOENERGY». Материалы II Международной научно-практической конференции, 9-11 декабря 2016 г. Грозный, 2016, стр. 101-115.
28. Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения. М.: Мир, 1972. 440 с.
29. Шулюпин А.Н., Чермошенцева А.А. О расчете пароводяного течения в геотермальной скважине // Журнал технической физики. 2013. Том 83, № 8. С. 14-19.
30. Чермошенцева А.А., Шулюпин А.Н. Математическое моделирование пароводяных течений в элементах оборудования геотермальных промыслов. Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2011. 144 с.
31. Барилович В.А. Основы термогазодинамики двухфазных потоков и их численное решение. Санкт-Петербург. СПб.: Издательство Политехнического университета, 2009, 425 с.
32. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. М.: ИИЛ, 1956. 528 с.
33. Рамазанов М.М., Каракин А.В. Эффект «непотопляемости» конкреций на дне океана// Физика Земли, 2018, №2 С. 205-210.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

Труды в центральной печати

1. Алишаев М.Г. Оценки показателей циркуляционной системы добычи геотермальной энергии в случае маломощного пласта// Известия РАН. Энергетика. 2019. №1 (в печати) SCOPUS (ВАК)

2. Karakin A.V., Ramazanov M.M., Borisov V.E. Incompletely coupled equations of hydraulic fracturing// Mathematical Models and Computer Simulations. 2018. Т. 10. № 1. С. 45-58.
DOI: 10.1134/S2070048218010076
SCOPUS (ВАК)
3. Лобковский Л.И., Рамазанов М.М. К теории фильтрации в среде с двойной пористостью// Докл. РАН. 2019. № 3. (принята к печати) (WEB of Science) (ВАК)
4. Лобковский Л.И., Рамазанов М.М. Фронтовой режим тепломассопереноса в газогидратном пласте в условиях отрицательных температур// Известия российской академии наук. Механика жидкости и газа. 2018. № 4. С. 75-89.
DOI:10.31857/S056852810000562-9
Lobkovskii L.I., Ramazanov M. M. Front Regime of Heat and Mass Transfer in a Gas Hydrate Reservoir under the Negative Temperature Conditions// Fluid Dynamics. 2018, Volume 53, Issue 4, pp 517–530.
DOI: 10.1134/S0015462818040092
SCOPUS(ВАК)
5. Рамазанов М.М., Каракин А.В. Эффект «непотопляемости» конкреций на дне океана// Физика Земли, 2018, №2 С. 205-210.
DOI: 10.7868/S0002333718020163
Ramazanov M.M., Karakin A.V. Phenomenon of Concretions Occurrence on the Ocean Bottom// ISSN 1069-3513, Izvestiya, Physics of the Solid Earth, 2018, Vol. 54, No. 2, pp. 388–392
DOI: 10.1134/S1069351318020155
(WEB of Science) (ВАК)
6. Рамазанов М.М., Критский Б.В., Савенков Е.Б. Формулировка J-интеграла для модели пороупругой среды Био// ИФЖ. 2018. №6 Т.91. С. 1677-1684
Ramazanov M. M., Kritskii B. V. and Savenkov E. B. Formulation of the j-integral for the biot elastic porous medium model// Journal of Engineering Physics and Thermophysics, Vol. 91, No. 6, 2018. P.1595-1602.
DOI: 10.1007/s10891-018-1898-5
(SCOPUS) (ВАК)
7. Рамазанов М.М., Савенков Е.Б. Критерий развития трещины в пороупругой среде // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Естественные науки. 2018. № 5(80). С. 65-82.
DOI: 10.18698/1812-3368-2018-5-65-82
SCOPUS (ВАК)

8. Ramazanov M.M., Karakin A.V., Borisov V.E. Analytical investigation of the dynamics of a hydraulic fracture using the principle of incomplete coupling// Mathematical Models and Computer Simulations. 2018. Т. 10. № 3. С. 322-332.
DOI: 10.1134/S2070048218030110
SCOPUS (ВАК)

Доклады конференций, совещаний, симпозиумов, школ и др. (РИНЦ)

1. Borisov V.E., Ivanov A.I., Rritskiy B.V., Menshov I.S., Ramazanov M.M., Savenkov E.B. Numerical techniques for poroelastic hydraulic fracture// В сборнике: Физическое и математическое моделирование процессов в геосредах. Четвертая международная школа молодых ученых: сборник материалов школы. Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского Российской академии наук; Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова. 2018. С. 9-11.
2. Алишаев М.Г. Плоские задачи стационарной фильтрации структурированной жидкости. Материалы XI Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» имени Э.Э. Шпильрайна. 2018 . С. 187-197.
3. Алишаев М.Г. Трёхмерное поршневое вытеснение пластовых флюидов в мощной залежи. // Материалы XI Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» имени Э.Э. Шпильрайна. 2018 . С. 58-70.
4. Алишаев М.Г., Алхасов К.М., Ниналалов С.А. О паро-термальной залежи и её эксплуатации. // Материалы XI Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» имени Э.Э. Шпильрайна. 2018 . С. 219-228.
5. Гаджимагомедова С.Р., Щербуль З.З. Региональные особенности изменения климата Северного Дагестана. // Материалы XI Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» имени Э.Э. Шпильрайна. 2018.
6. Рамазанов М.М., Булгакова Н.С. Влияние небуссинесковских эффектов на фильтрационную конвекцию бинарной смеси газов// Материалы XI Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» имени Э.Э. Шпильрайна. 2018 . С. 130-137.
7. Рамазанов М.М., Критский Б.В., Савенков Е.Б. Критерии развития трещин в пороупругой среде// Тезисы докладов Международных конференций «Перспективные материалы с иерархической структурой для новых технологий и надежных конструкций» и «Химия нефти и газа» в рамках Международного симпозиума «Иерархические материалы:

разработка и приложения для новых технологий и надежных конструкций» 1 - 5 октября 2018 года, Томск. С.132-133.

8. Щербуль З.З. Влияние климатических и антропогенных факторов на экосистему Северо-Дагестанского артезианского бассейна. //Материалы международной конференции «Пресноводные экосистемы – современные вызовы». Тезисы докладов и стендовых сообщений. Иркутск. 10-14 сентября, 2018. С. 302.

9. Щербуль З.З. Охрана ресурсов подземных вод Северного Дагестана как фактор устойчивого развития региона.//Коллективная монография по материалам VIII Всероссийской научно-технической конференции «Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа». 10-13 октября 2018 г., г. Ессентуки. Москва 2018. С. 530-536.