

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

| Тема диссертации   |
|--|
| Эффективность метода термогазового воздействия при разработке нефтяного месторождения Г (ХМАО) |

УДК 622.276.65(571.122)

Студент

| Группа | ФИО                           | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------------|---------|------|
| 2БМ5Г  | Сафиулина Эльза Александровна |         |      |

Руководитель

| Должность             | ФИО           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Дозморов П.С. | к.т.н.                    |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО       | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Шарф И.В. | к.э.н., доцент            |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Немцова О.А. |                           |         |      |

По разделу ВКР, выполненному на иностранном языке

| Должность             | ФИО           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Баранова А.В. |                           |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Должность          | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Зав. кафедрой ГРHM | Чернова О.С. | к.г.-м.н.,<br>доцент      |         |      |

Томск – 2017

## Оглавление

|  |    |
|--|----|
| Введение.....  | 11 |
| 1. Общие геолого-технические характеристики месторождения Г .....                            | 12 |
| 1.1 Общие сведения о месторождении.....  | 12 |
| 1.2 Литолого-стратиграфический разрез .....  | 13 |
| 1.3 Тектоническое строение .....   | 17 |
| 1.4 Нефтеносность.....   | 19 |
| 1.5 Характеристика продуктивных пластов .....  | 20 |
| 1.6 Физико-химические свойства пластовых флюидов .....                                       | 21 |
| 1.7 Оценка запасов нефти.....  | 25 |
| 1.8 Вывод к главе 1.....   | 26 |
| 2. Обоснование применения методов увеличения нефтяной отдачи на месторождении Г .....        | 28 |
| 2.1 Классификация методов увеличения нефтяной отдачи .....                                   | 29 |
| 2.2 Тепловые методы .....  | 30 |
| 2.3 Газовые методы .....   | 32 |
| 2.4 Химические методы.....   | 34 |
| 2.5 Гидродинамические методы .....   | 37 |
| 2.6 Метод термогазового воздействия на пласт.....  | 39 |
| 2.6.1 Обоснование необходимости применения технологии .....                                  | 39 |
| 2.6.2 Функции термогазовой установки .....   | 43 |
| 2.6.3 Описание процесса .....  | 45 |
| 2.6.4 Механизм внутрипластового горения.....   | 48 |
| 2.6.5 Технологическая схема установки ТГВ.....   | 50 |
| 2.6.6 Принципиальные преимущества технологии ТГВ.....  | 54 |
| 2.7 Вывод к главе 2.....   | 57 |
| 3. Методика расчета технологических показателей разработки при внутрипластовом горении ..... | 60 |
| 3.1 Исходные данные для проведения расчетов .....  | 60 |
| 3.2 Методика проведения оценки коэффициента извлечения нефти при ТГВ .....                   | 63 |
| 3.3 Расчет основных показателей, характеризующих термогазовое воздействие .....              | 72 |
| 3.4 Вывод к главе 3.....   | 80 |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....                      | 82 |
| 4.1 Исходные данные .....  | 83 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.2 Методика расчета экономического эффекта.....   | 85  |
| 4.3 Расчет экономического эффекта проведения ТГВ .....                                   | 89  |
| 5. Социальная ответственность .....  | 96  |
| 5.1 Защита промышленного оборудования от коррозии.....                                   | 96  |
| 5.1.1 Коррозия оборудования.....   | 96  |
| 5.1.2 Низкотемпературная коррозия .....  | 97  |
| 5.1.3 Высокотемпературная коррозия.....  | 97  |
| 5.1.4 Электрохимическая защита нефтепромысловых резервуаров..                            | 98  |
| 5.2 Охрана окружающей среды при термических методах<br>добычи нефти .....                | 99  |
| 5.2.1 Экологические проблемы добычи нефти термическими<br>методами .....                 | 99  |
| 5.2.2 Уменьшение уровня энергопотребления и загрязнения<br>окружающей среды.....         | 100 |
| 5.2.3 Малоотходные природоохранные и энергосберегающие<br>технологии.....                | 102 |
| 5.2.4 Утилизация тепла дымовых газов промышленных<br>прямоточных парогенераторов.....    | 103 |
| 5.2.5 Обезвреживание газов горения.....  | 104 |
| 5.2.6 Охрана и рациональное использование водных ресурсов.....                           | 106 |
| Заключение .....   | 107 |
| Список публикаций.....   | 108 |
| Список использованных источников .....   | 109 |
| Приложение А. Раздел магистерской диссертации, выполненный на<br>иностранном языке ..... | 111 |
| Приложение Б. Свойства пластовой нефти пласта N.....                                     | 123 |
| Приложение В. Физико-химическая характеристика дегазированной<br>нефти .....             | 124 |
| Приложение Г. Таблица основных параметров и запасов нефти<br>месторождения Г.....        | 125 |

## **Введение**

В настоящее время в мировом и российском нефтедобывающем комплексе один из приоритетных вопросов является количество извлекаемых запасов нефти. Большинство месторождений входят или уже находятся на третьей стадии разработки, а также месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, при которых необходимо интегрировать методы увеличения нефтяной отдачи. Это позволяет внедрять новые технологии в освоении новых и уже разрабатываемых нефтяных месторождений.

Большинство запасов нетрадиционных углеводородов в Российской Федерации находятся в нефтематеринских породах баженовской свиты, распространенных на площади свыше 1 млн км<sup>2</sup>. Отличительной особенностью отложений баженовской свиты заключается в том, что еще не завершился химический процесс преобразования органического вещества в нефть. Поэтому углеводороды залежи баженовской свиты содержатся в двух формах – легкой нефти и керогене, среднее содержание которого составляет 23,3%. Актуальной проблемой при разработке баженовской свиты является неэффективное использование традиционных способов разработки, которые позволяют извлекать не более 5% всех запасов нефти, содержащихся в поровом пространстве. С целью освоения запасов баженовской свиты ведется разработка отечественной технологии термогазового воздействия (ТГВ). Данная технология создана на основе комплексирования тепловых, газовых и гидродинамических методов увеличения нефтяной отдачи и предполагает совместную закачку в пласт смеси воздуха и воды. Оценки испытательных работ показывают, что реализация данной технологии позволит увеличить нефтяную отдачу залежей баженовской свиты до 35–40%.

**Цель** - увеличение нефтяной отдачи трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты с помощью технологии термогазового воздействия на пласт нефтяного месторождения Г.

### **Задачи:**

- - Изучить геолого-технические характеристики месторождения Г;

- Рассмотреть существующие методы увеличения нефтяной отдачи пластов;
- Рассчитать объемы закачиваемого газа для проведения термогазового воздействия на пласт месторождения Г;
- Определить рентабельность внедрения данной технологии.

***Положения, выносимые на защиту:***

- На месторождении Г наиболее применимым методом увеличения нефтяной отдачи является метод термогазового воздействия;
- Применение термогазового воздействия позволит увеличить коэффициент извлечения нефти на 0,15-0,17.

## Аннотация

Большая часть основных нетрадиционных запасов углеводородного сырья нашей страны сосредоточена в нефтематеринской породе баженовской свиты и представлены высококачественной малосернистой нефтью. Свойства нефти Г месторождения изучены по поверхностной пробе скв. 219, глубина отбора 2300 м (интервал 2720–2735 м). По результатам лабораторных исследований нефть характеризуется как легкая с плотностью 0,828 г/см<sup>3</sup>, малосернистая (серы 0,49%), малопарафинистая (1,76%). Вязкость пластовой нефти в пластовых условиях составила 0,62 мПа\*с, газосодержание – 126 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,29. Основные геолого-физические параметры: средняя проницаемость 4,2 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, температура пласта составляет 108°С, начальное пластовое давление 33,1 МПа, текущее пластовое давление 17–23 МПа. Глинистые отложения баженовской свиты обширно простираются по всей центральной части Западно-Сибирской низменности. Высокая нефтенасыщенность этих пород представляет собой уникальный по своей перспективности объект нефтяной добычи. Суммарные запасы углеводородного сырья в них оцениваются порядка 0,8–2,1 трлн тонн, а потенциальный прирост извлекаемых запасов нефти, по предварительной оценке, составляет около 30–40 млрд тонн. В породах БС наряду с легкой нефтью, которая занимает пустотное пространство, углеводороды содержатся также и в составной породообразующей части породы, называемой керогеном. На данный момент можно выделить следующие отличительные характеристики пород БС: тонкоплитчатая, слоистая и листоватая структура; низкие значения пористости и проницаемости коллекторов; аномально высокие пластовые давления в залежах; пониженная скорость прохождения упругих сейсмических волн через толщу аргиллитов; наличие вертикальных и горизонтальных трещин; хрупкость пород. В настоящее время проводятся испытания использования различных способов воздействия на эти породы, такие как гидравлический разрыв, термическое воздействие, внутрипластовое горение и др. В России перспективы освоения все возрастающей доли трудноизвлекаемых запасов связаны с инновационным развитием способов разработки месторождений на основе комплексирования тепловых и газовых МУН, к которым относится отечественный термогазовый метод

интенсификации нефтедобычи и увеличения коэффициента извлечения нефти. Термогазовый метод направлен на увеличение эффективности разработки месторождений, содержащих легкую нефть. Он может применяться на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами, в том числе и после заводнения для извлечения остаточной нефти из кровельных частей в нефтематеринских породах баженовской свиты. Целесообразность опробования и внедрения термогазовой технологии на месторождениях БС предопределяется высокой нефтенасыщенностью порового пространства пород, большими геологическими запасами нефти, а также широким распространением на территории Западной Сибири и развитой инфраструктурой данных территорий. Нефтяная отдача залежей БС при использовании традиционных способов разработки составляет 3–5%. В связи с этим большие перспективы в решении проблемы увеличения нефтяной отдачи нетрадиционных коллекторов БС связаны с применением термогазовой технологии.

Впервые термогазовая технология была предложена в 1971 г. Ее преимущество заключалось в использовании пластовой энергии для преобразования закачиваемой воздушной смеси в эффективный вытесняющий агент. Метод основан на закачке воздуха и воды в пласт, и самопроизвольную трансформацию первого, за счет окислительных процессов, происходящих в пласте: – в результате внутрипластового горения вырабатывается газ, в состав которого входят азот, углекислый газ и ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов). Минимальная необходимая пластовая температура проведения ТГВ должна быть выше 65–70°C. Таким образом при одновременной закачке воды и воздуха, можно добиться наибольшей эффективности, за счет комплексирования нескольких методов, таких как термический и гидродинамический. Особенностью термогазового метода является: - возможность управления процессом термогазового воздействия путем создания оптимального водовоздушного отношения. Данная отечественная технология создана на стыке тепловых и газовых методов увеличения нефтяной отдачи и интенсификации нефтяной добычи. Этот метод отличается от известного процесса внутрипластового горения, который

используют для извлечения(вытеснения) высоковязкой нефти. Процесс вытеснения происходит впереди зоны горения, которая характеризуется высокой температурой, более 200°C. Попадая в зону горения, вода испаряется, смещая зону прогрева впереди зоны горения. Это позволяет значительно увеличить зону прогрева за счет получаемого насыщенного пара и конденсатом (горячая вода).

Основная особенность технологии ТГВ заключается в использовании энергетических особенностей месторождения, таких как аномально высокие пластовые давления (около 200–250 атм.) и повышенные пластовые температуры (70°C). В зоне дренирования температура достигает до 350°C, что наряду с высоким давлением (около 200–250 атм.) позволяет добиться максимальной эффективности вытеснения, содержащейся в испытываемой зоне пластовой нефти. Закачиваемая смесь воды и воздуха обеспечивает создание в дренируемой зоне тепловой оторочки. Ее скорость распространения и температурный уровень поддерживается за счет регулирования величины водовоздушного отношения. В данной оторочке вырабатываемая тепловая энергия оказывает основное воздействие для прогрева недренируемой зоны пласта, что позволяет извлечь из них легкие нефти и углеводородные газы. Одновременная закачка воды и воздуха позволяет реализовать комплексирование термического и гидродинамического воздействий. В этот же момент гидравлическое воздействие должно улучшить фильтрационно-емкостные характеристики пород бажендовской свиты, что увеличит скорость распространения теплового воздействия и повысит его эффективность, что в результате повысит степень извлечения нефти.

В третьей части магистерской диссертации была предложена методика моделирования процесса термогазового воздействия в пластовых условиях. Д.Г. Антониади, К.П. Игнатова, Р.М. Кац в своих работах определили специфические параметры, полностью характеризующие процесс ТГВ. К ним относятся: теплоемкость и другие теплофизические параметры продуктивного пласта и пород, его окружающих; динамику изменения вязкости нефти при выделении газов горения в пластовых условиях; удельное содержание коксоподобного остатка при проведении ТГВ; удельный расход воздуха, требуемый для сгорания топлива в

породе; оптимальное водовоздушное соотношение; коэффициент вытеснения нефти при внутрислоевом горении.

В данной главе получен суммарный объем закачиваемого воздуха при условии проведения ТГВ в течение 30 лет и составил 200–300 млн. нм<sup>3</sup>. КИН при использовании данной технологии увеличивается на 0,15–0,17.

В четвертой главе представлен расчет рентабельности проведения технологии ТГВ на месторождении Г. За счёт накопительного эффекта окупаемость проекта наступит через 2–3 года.

В пятой части рассмотрена охрана окружающей среды при термических методах добычи нефти. Описаны виды вредного воздействия газа и продуктов горения на окружающую среду. Проведен анализ опасных и вредных факторов промышленного оборудования.

## **The Bazhenov Formation**

Mainstream news has recently been reporting about the success of alternative energy and oil and gas production has significantly increased in the US due to the “shale gale”. This has had a knock on effect to many other organizations related to the power industry and they have reacted accordingly. Some people see this associated energy cost reduction as a threat, others see it as an opportunity to increase production, and others see this as a chance to gain energy independence.

The hunt for shale oil is a direct result of high energy demand, limited traditional resources bases, and the use of new technology able to reduce production costs. You can compare the cost of research and technology for shale oil deposits with space exploration, so it is no wonder that even the big IOCs are combining their efforts in order to share the burdens and risks. Even combined efforts are sometimes in vain however without due support from Governments.

Russia is one of the recognized world leaders in the production of oil and gas, but the depletion of traditional fields requires the establishment of a new resource base comparable in its size with the largest producing oil and gas provinces. Equivalent alternatives are the development of Arctic shelf, and indeed the Bazhenov Formation, which is prevalent almost right across western Siberia and is the world’s largest oil shale formation. The development of the Arctic shelf needs significant infrastructure development, and lies in regions with very harsh climatic conditions unsuitable for permanent human settlements. On the other hand, the Bazhenov formation occurs in areas with developed oil producing infrastructure, and indeed in the territory of producing fields. For Russia, its development is of great social importance, as the decline in oil and gas production in Western Siberia will affect the well-being of many Western Siberian cities and towns in which oil and gas companies are the major employers.

Because of these facts, the development of the Bazhenov is being discussed across multiple media platforms, including scientific, economic and political. When reviewing the reports, readers would quite rightly end up bewildered at the inconsistency of figures and estimates. Light oil estimates in the Bazhenov range from

600 million to 174 billion tons. As a comparison, the middle of this range is larger than the total initial geological reserves of light oil in all known oil and gas provinces of Russia.

Another distinctive feature associated with the Bazhenov Formation is an extremely low permeability ranging from a microdarcy ( $10^{-6}$ ) to a nanodarcy ( $10^{-9}$ ). At this level many publications reported natural flow of tens or even hundreds of cubic meters per day (without special well interventions).

With such low permeability and real possibilities of creating drawdown it would not be feasible to cause any significant inflows in principle, say nothing of natural flow.

This lack of a clear understanding by geologists regarding the problems of the Bazhenov makes it very difficult for the RF Government to implement tax breaks for subsoil users willing to develop fields. The main reason is that the Bazhenov deposits behave unpredictably. In some instances, production rates are so high that the oil itself can be supplied to a central processing facility located dozens of kilometers from the wells due to the high formation pressure. In other cases, wells do not flow at all even after multiple and expensive well intervention operations. Indeed, two wells can often be drilled very close to each other in similar geological conditions and produce completely different results. With this in mind, operators and investors looking to develop the Bazhenov face great risks and uncertainties.

The main reserves of unconventional hydrocarbon deposits in Russia are concentrated in Bazhenov Formation (BF). BF deposits occur at depths 2500-3000 m, the thickness is from 10 to 44 meters. Reservoir temperature varies from 80 ° C to 134 ° C. BF deposits are similar to the oil shale, but their distinguishing feature is that the process of converting organic matter into oil is not complete yet. So alongside with light oil, collector contains hydrocarbons directly in the form of the rock-forming constituent parts, called kerogen.

Thus, the organic part of the BF is presented in two forms: liquid hydrocarbons - light oil with an average grade of 7.2% of the volume of rock and kerogen with an average grade of 23.3% of the rock volume.

Kerogen is the main part of the organic material in the sediments of the Bazhenov Formation and is considered as a substance that generates on stage katagenesis major amount of oil and gas.

BF Hydrocarbon resources are estimated in 50 to 150 billion tonnes according to many experts.

At the present time BF hydrocarbon resources is used inefficiently. Experience shows that the use of traditional methods of development has led to the recovery of only 3-5% of oil contained in the pore space.

OJSC "RITEK" is developing thermogas technology, taking into account the huge potential of the production of hydrocarbons from the BF.

The most important condition for applying thermogas impact on the rocks of the BF is based on the field and laboratory results that the filtration and capacitive characteristics of rocks of the BF is largely determined by the level of temperature.

For all types of kerogenic rocks noted an increase in porosity and permeability, the initial flow rate, cumulative production, hence the drainage area with the increase in temperature.

Numerous experimental studies have shown that increasing the micropore (matrix) temperature to 250-350 not only allow to produce 70-80% of the initially contained therein light oil but to convert part of kerogen in hydrocarbons.

### **Thermogas EOR Method as Russian Oil Industry Development Innovative Technology**

With the worldwide continuous reserves deterioration, it came clear that the most promising oil industry development tendency concerned on the design and implementation of the new Enhanced Oil Recovery (EOR) technologies. It's believed that integrated EOR technologies, which combine advantages of the different EOR methods (thermal, gas, chemical), present the most progressive class of the EOR methods. This paper is dedicated to thermogas EOR method – an advantageous example of the integrated EOR technology. For the first time thermogas EOR method was presented in USSR in 1971. Thermogas method supposes the injection of oxygen-containing gas or water-gas mixture and its transformation due to the spontaneous

oxidative in-situ processes in effective miscible displacement agent. At that the natural energetic potential of the wide range of oil-fields – the temperature level higher than 60–65C is used. Namely due to the in-situ generation of the miscible agent thermogas EOR method has an outstanding potential in increasing oil recovery factors. Field experiments on thermogas method's implementation started in 1980's. Commercial thermogas technology exploration is achieved in high-permeable terrigenous reservoirs after water-flooding and in low-permeable carbonates. However, there are strong prerequisites to the successful thermogas treatment on a wide range of the other hard-to-recover and unconventional hydrocarbon reserves. In this paper challenges of the thermogas method's implementation for lowpermeable terrigenous reservoirs with high amount of clay and Bazhen formation are discussed.

### **Innovative Development Methods of Kerogen-Bearing Reservoirs that Promote Oil Generating Potential**

In recent years, a very close attention is paid to the problem of search for development methods of Bazhenov Formation. For this purpose, there are at least three reasons. The first deals with the exhaustion of light oil. The second is due to a quantum leap in the knowledge of the geological and physical properties of reservoirs with reserves difficult to recover. Thirdly, the development of innovative technologies made it possible to develop deposits of unconventional hydrocarbons, which include heavy oil, oil of shale fields with low permeability. Layers of the Bazhenov Formation are characterized by low porosity and permeability, heterogeneity of structure and composition, the presence of kerogen inclusions, high degree of anisotropy and low percentage of recoverable reserves. All this makes these layers to be the objects of study in the search for new technologies, which should take into account the need to change the structure of the reservoir, including its reservoir properties, to be carried out within the pressure and temperature corresponding to the zone of maximum generation. Experimental study of the kerogen properties, as the main source of additional generation of mobile hydrocarbons, allows not only to close the mathematical model, but also to numerically predict the choice of the most optimal methods of development based on the experience of the combination of the wave,

thermal and chemical methods for the development of conventional fields. The authors conducted an analysis of the current state of research of low-permeability reservoirs, and laboratory experiments on the decomposition of kerogen, generation of mobile hydrocarbon phase. A mathematical model was built based on physical and chemical processes occurring under the influence of heat waves and high pressure waves generated in the reservoir when using thermochemical methods.

To date, the search for new effective methods of development of hydrocarbon deposits difficult to recover is as relevant as ever. From the set of proposed technological solutions, part of them essentially repeats the approaches to the development of conventional reservoirs with slight modifications in the sequence of operations. Part is in the testing stage, is used for certain types of resources, such as heavy oils; there is not enough sampling on the stimulation results for reservoirs of another type, for example, with low permeability and kerogen inclusions. Mostly multiple fracturing techniques, methods of in-situ combustion and integrated EOR combining thermal and thermochemical methods are being tested for the development of low-permeability reservoirs. The ‘modern innovations’ suggested for hydrocarbons difficult to recover are not intended to search for fundamentally new methods of influence on layers, but basically use the special properties and qualities of the rock and saturating fluids, including those that take into account the generation of additional hydrocarbons in reservoirs, originally having a small the volume of mobile oil. Another kind of hard-to-recover material is no exception to this trend, to which this paper is devoted, and which comprises a huge amount of the world’s hydrocarbon reserves and potential reserves of Russia, namely, the reserves concentrated in kerogen-bearing reservoirs. This group includes the deposits of the Bazhenov and other oil and gas source formations. Feature of considered deposits is that kerogen contained in the composition of their formation (in solid phase) has an oil and gas generating potential, through which it is able, under certain conditions, to be converted to certain mobile hydrocarbons. In nature, this process occurs spontaneously in the scale of geological time (millions of years) due to a gradual increase in pressure and temperature during sedimentation and is accompanied by a variety of slow-phase transitions and chemical

reactions, to the course of which the mineral component of the formation, bacteria and other elements of the environment affect. However, obtaining an additional inflow from kerogen is possible in a shorter time under artificial external influence. Therefore, the obvious conclusion is that the main task in the development of discussed class of fields is production of their potential reserves hidden in the kerogen and not counted in the calculation of reserves. Theoretical bases and experimental studies of decomposition of solid hydrocarbons. For the preparation of hydrocarbons from the organic matter of kerogen in real time, an additional external influence is required on kerogen-bearing rocks, which, according to the researchers, is to ensure conditions of elevated temperature in the formation in the range 300-520 °C, and the presence of fractures in pore space, resulting in migration pathways for kerogen degradation products. Otherwise, generation of liquid hydrocarbons from kerogen is inhibited regardless of the temperature and pressure level. Summarizing the results of studies in this field, it is necessary to point out that the process of conversion of kerogen organic matter is definitely connected with thermodynamic conditions (temperature, heating speed, size of kerogen formations, the presence of oxygen in the composition of kerogen-bearing rocks, etc.), and depending on them it can proceed differently. In the world practice nowadays mainly thermal methods are implemented, combined with hydraulic fracturing and horizontal drilling. The main objective of these techniques is heating up rocks and increase their capacity. In Russia, thermo-gas method is considered as the most promising, used today in deposits of the Bazhenov Formation. Method is comparable to the in-situ combustion, however, instead of combustion, it includes low- temperature oxidation reaction. All the technologies to a greater or lesser extent can be accompanied by the processes of generating hydrocarbons from kerogen. However, often, the authors in describing the nature of the technology, designate production of immobile hydrocarbons, which are concentrated in low-permeability rock matrix as the main task, instead of generating processes. This situation stems from the problem of hydrodynamic description of filtration in conditions of kerogen-bearing reservoirs. The mathematical description of multiphase filtration in kerogen-bearing reservoirs, arranged during the development with the use of any method, is complicated

by the need to consider the features of rocks and the processes occurring in them, such as influx of mobile phase, increase in pore volume, change in reservoir properties and thermodynamic state of the system as a whole due to the absorption and release of energy during physical-chemical reactions of kerogen transition into hydrocarbons and others. The aim of this study was to create a mathematical model of multiphase filtration in complex anisotropic formation that takes into account the presence of physical-chemical reactions and an additional influx of hydrocarbons due to their generation from kerogen. Generating capability of heavy hydrocarbons can be assessed from the point of view of the thermodynamic potential as a metastability measure of heavy hydrocarbons. The possibility of decomposition of heavy hydrocarbons is characterized by a phase diagram P-T. Construction of the phase diagram and its analysis for kerogen will provide an opportunity to evaluate the best options for exposure, if the conditions of the process implemented will meet the metastable zone of solid (kerogen) phase.

## **Заключение**

В ходе выполнения дипломного проекта получены следующие результаты: изучая геолого-технологическую характеристику месторождения Г было установлено, что глубина залегания 2500–3000м, мощность пласта 15–35м, пластовая температура находится в диапазоне от 80 до 110°С, что свидетельствует о трудноизвлекаемости нефти. Нефтяная отдача традиционными способами разработки не превышает 5%, следовательно, необходимо исследовать методы воздействия на пласт для интенсификации нефтяной отдачи.

Были рассмотрены основные методы увеличения нефтяной отдачи по классификации Сургучева М.Л. Применительно к месторождению Г можно сразу исключить гидродинамические методы, которые совершенно неэффективны с высоковязкими нефтями, а также при повышенном содержании парафинов (более 5%). Высокая глинистость коллектора снижает эффективность применения физико-химических методов из-за большой адсорбции химических продуктов. Использование полимеров также нецелесообразно, в виду очень низкой проницаемости пласта, что приводит к кольматации призабойной зоны. В работе рассматривается термогазовое воздействие как наиболее эффективный способ увеличения нефтяной отдачи.

В третьей части магистерской диссертации была предложена методика моделирования процесса термогазового воздействия в пластовых условиях. Были найдены специфические параметры, такие как: теплоемкость и другие теплофизические параметры продуктивного пласта и пород, его окружающих; динамику изменения вязкости нефти при выделении газов горения в пластовых условиях; удельное содержание коксоподобного остатка при проведении ТГВ; удельный расход воздуха, требуемый для сгорания топлива в породе; оптимальное водовоздушное соотношение; коэффициент вытеснения нефти при внутрипластовом горении.

В данной главе получен суммарный объем закачиваемого воздуха при условии проведения ТГВ в течение 30 лет и составил 200–300 млн. нм<sup>3</sup>. КИН при использовании данной технологии увеличивается на 0,15–0,17.

В четвертой главе представлен расчет рентабельности проведения технологии ТГВ на месторождении Г. За счёт накопительного эффекта окупаемость проекта наступит через 2–3 года.

В пятой части рассмотрена охрана окружающей среды при термических методах добычи нефти. Описаны виды вредного воздействия газа и продуктов горения на окружающую среду. Проведен анализ опасных и вредных факторов промышленного оборудования.