

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

Юдин В.А., Королёв А.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г.

**ТЕПЛОЁМКОСТЬ И ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ
ПОРОД И ФЛЮИДОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ –
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ
ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ТЕПЛОВЫХ СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ**

Москва 2015

УДК 622.276.654; 622.276.6.01.77

ББК 33.361

Рецензенты:

Галкин В.А., доктор физико-математических наук,

Крыганов П.В., кандидат технических наук

Юдин В.А., Королёв А.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г. *Теплоёмкость и теплопроводность пород и флюидов бажендовской свиты – исходные данные для численного моделирования тепловых способов разработки.* – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 225 с.

ISBN 978-5-93838-059-2

В представленной работе анализируются возможные способы определения теплоёмкости и теплопроводности пород и флюидов бажендовской свиты для последующего численного моделирования добычи из них нефти тепловыми методами, в первую очередь, с применением термогазового воздействия (ТГВ). Рассмотрены возможные подходы к получению коэффициентов удельной теплоёмкости, теплопроводности скелета породы, нефтей и газов; их зависимостей от температуры, давления, пористости, характера насыщения. Отмечается возможность необратимых термических преобразований минералов скелета пород, включая кероген, при ТГВ. На основании приведенных данных сделан вывод о необходимости продолжения и расширения лабораторных экспериментальных исследований по тепловой петрофизике пород бажендовской свиты и создания полномасштабного банка данных теплофизических параметров этих пород.

УДК 622.276.654; 622.276.6.01.77

ББК 33.361

©ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015

© Юдин Валерий Адольфович, 2015

© Королёв Александр Васильевич, 2015

© Афанаскин Иван Владимирович, 2015

© Вольпин Сергей Григорьевич, 2015

ISBN 978-5-93838-059-2

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
I. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ СВЕДЕНИЯ	12
1. Краткая характеристика состава пород баженовской свиты.....	12
1.1 Свойства скелета пород баженовской свиты.....	12
1.2 Некоторые свойства нефтей баженовской свиты.....	25
2. Влияние погрешности определения тепловых свойств пород на результаты численного моделирования теплового воздействия.....	27
II. ТЕПЛОЁМКОСТЬ И ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ ПОРОД ПРИ ТЕМПЕРАТУРАХ НИЖЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ИХ ТЕРМИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ	31
3. Теплоёмкость.....	31
3.1 Общие сведения о теплоёмкости.....	31
3.2 Теплоёмкость скелета пород	34
3.2.1 Общие сведения	34
3.2.2 Зависимость теплоёмкости скелета от температуры для простых соединений при высоких температурах.....	39
3.2.3 Зависимость теплоёмкости скелета от температуры при средних и низких температурах для простых соединений	41
3.2.4 Теплоёмкость реальных минералов и пород	43
3.2.5 Экспериментальные данные по зависимости теплоёмкости реальных пород от температуры.....	47
3.2.6 Возможность аналитического расчёта теплоёмкости минерального скелета.....	52
3.3 Теплоёмкость воды	53
3.3.1 Теплоёмкость дистиллированной воды.....	53
3.3.2 Теплоёмкость минерализованной воды	54
3.4 Теплоёмкость нефти и углеводородных жидкостей	56
3.4.1 Общие сведения	56
3.4.2 Зависимость теплоёмкости нефти от температуры	60

3.5 Теплоёмкость пластовых газов.....	63
3.5.1 Теплоёмкость неуглеводородных газов	63
3.5.2 Теплоёмкость воздуха	64
3.5.3 Теплоёмкость углеводородных газов	67
3.5.4 Теплоёмкость смеси газов	70
3.5.5 Теплоёмкость нефти с растворённым в ней газом.....	71
3.6 Суммарная зависимость теплоёмкости пород от температуры	72
3.7 Вариации значений теплоёмкости по разрезу	74
4. Теплопроводность.....	77
4.1 Общие сведения о теплопроводности пород	77
4.2 Связь коэффициента теплопроводности с пористостью пород.....	84
4.3 Влияние характера насыщения на теплопроводность пород.....	87
4.4 Анизотропия теплопроводности пород.....	91
4.5 Изменение теплопроводности скелета пород при изменении давления	97
4.6 Изменение с температурой коэффициента теплопроводности компонентов пород.....	102
4.6.1 Диэлектрические кристаллы.....	102
4.6.2 Аморфные тела	110
4.6.3 Жидкости.....	112
4.6.4 Газы	119
4.6.5 Теплопроводность смеси газов	121
4.7 Возможность вычисления теплопроводности скелета породы по её величине для слагающих породу компонентов.....	124
4.8 Теплопроводность пористых пород с учётом трёхфазного насыщения	132
4.9 Проблема ремасштабирования тепловых свойств в пределах объекта	135
5. Некоторые аспекты формирования исходной базы теплофизических параметров пород при моделировании ТГВ.....	148

III. ВОЗМОЖНОСТЬ ТЕРМИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ	
КОМПОНЕНТОВ МИНЕРАЛЬНОГО СКЕЛЕТА	157
6. Термическое преобразование керогена при ТГВ	161
6.1 Кероген и его свойства.....	161
6.2 Характер термического преобразования керогена при ТГВ.....	163
6.3 Изменение параметров пород за счёт термического преобразования керогена.....	168
7. Возможные превращения минеральных компонентов породы при нагреве	174
8. Термическое преобразование глинистых минералов скелета при ТГВ	175
8.1 Термические превращения каолинита.....	176
8.2 Термические превращения гидрослюд.....	178
8.3 Термические превращения хлоритов.....	179
8.4 Термические превращения монтмориллонита	180
9. Возможность термического разложения пирита при ТГВ	182
10. Возможность термического преобразования карбонатных минералов при ТГВ.....	184
10.1 Термические преобразования известняка	184
10.2 Термические преобразования кальцита и доломита	185
10.3 Термические преобразования гипса	189
11. Возможность термических превращений слюд при ТГВ	191
12. Возможность термического разложения полевого шпата при ТГВ ..	193
13. Возможность термических преобразований кремнезёма при ТГВ ..	195
14. Некоторые выводы по материалам части III.....	199
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	201
ЛИТЕРАТУРА	204
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	225

ВВЕДЕНИЕ

По данным большинства аналитиков [1] производство и потребление энергии в мире в ближайшие 2–3 десятилетия будет расти.

Хотя доля нетрадиционных и возобновляемых источников энергии возрастет, их вклад в общее производство и потребление энергии через 20–30 лет всё же составит только около 30% [2].

На ближайшие несколько десятилетий вклад не возобновляемых углеводородных источников энергии - нефти, газа, угля - будет определяющим в снабжении человечества энергией, в том числе и России [1–5].

При сохранении нынешнего уровня добычи *разведанные запасы* нефти в мире позволяют обеспечить человечество нефтью примерно на 40-50 лет [2–7].

На территории России, составляющей 12,8% территории Земли, сосредоточено 12-13% *прогнозных ресурсов* и около 12% *разведанных запасов* нефти [2, 6, 7].

Однако, *доказанные запасы* нефти в России не велики, и при сохранении нынешних темпов её добычи их хватит менее чем на 25 лет [1]. Ввиду **неблагоприятного соотношения между разведанными запасами и уровнем годовой добычи**, многие специалисты прогнозируют возможное значительное падение нефтедобычи в России в недалёком будущем [8, 9, 10].

Помимо этого, наблюдается и ухудшение качества *остаточных доказанных запасов*. В них велика доля так называемых *трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ)*, на которые приходится не менее 55-58% *разведанных запасов* России [6, 9, 10]. Под ТИЗ понимают запасы нефти на месторождениях, характеризующихся более низкими темпами отбора, которые в несколько раз ниже тех, которые достигаются на месторождениях с благоприятными условиями разработки; для разработки месторождений с ТИЗ требуется применение сложных, сравнительно дорогостоящих, технологий, и

рентабельность такой разработки намного ниже, чем в благоприятных геолого-технологических условиях.

Но даже *благоприятные для разработки запасы* нефти в России на эксплуатируемых месторождениях характеризуются высокой степенью выработанности, превышающей 50%, а также обводненности продукции - в среднем около 70% [9, 10].

По этим причинам для поддержания нефтедобычи в России в текущем столетии на приемлемом уровне требуется принятие срочных мер [5-7, 9-14, 15].

В литературе рассматриваются несколько путей поддержания добычи нефти в стране:

- резкое увеличение масштаба геологоразведочных работ [6, 16, 17];
- освоение ресурсов российской части арктического шельфа [18, 19, 20, 21];
- последовательное применение известных методов контроля разработки и мероприятий по её регулированию при добыче нефти с заводнением, что может повысить величину коэффициента извлечения нефти (КИН) от существующего в России значения 0,35 до 0,5 [13 - 15, 22, 23];
- создание методики доразведки и доработки остаточной нефти в обводнённых зонах выработанных и вырабатываемых месторождений [24];
- применение физико-химических методов извлечения нефти из пласта, по российской терминологии - методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [23, 25–27, 30]; в настоящее время насчитывается более сотни различных модификаций МУН [23, 25].

Каждый из этих подходов имеет свои достоинства и ограничения, связанные с рядом факторов: степень технической проработанности, величина себестоимости добычи, требования охраны труда и окружающей среды и иные. Наибольшей проработанностью из всех МУН обладают

тепловые методы [28–35], которые позволят поднять нефтедобычу в стране за счёт увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН), прежде всего на месторождениях вязких нефтей [25, 27, 36, 37].

Однако оценки достигаемого уровня добычи и обеспеченности запасами показывают, что добыча вязких нефтей может рассматриваться только как **оперативный резерв** обеспечения страны углеводородами [10, 17, 23, 25, 30]. Период обеспеченности запасами может быть увеличен примерно лишь на пять лет.

Значительным же стратегическим резервом поддержания нефтедобычи в России могут являться нетрадиционные коллектора: кремнисто-глинистые и карбонатно-кремнисто-глинистые нефте- и керогенсодержащие породы Западной Сибири, в первую очередь, баженовской свиты, доманиковых отложений Волго-Уральской провинции, хадумского горизонта Предкавказья [2, 17, 38–46, 63].

Согласно некоторым исследованиям, суммарные *ресурсы* нефти только в баженовской свите оцениваются в размере 0,8–2,1трлн.т. Достаточно консервативная оценка *прироста извлекаемых запасов* нефти в ней составляет 10-15 млн.т в год в течение 20 лет, т.е. 2,0-3,0 млрд.т накопленной добычи [59]. В литературе приводятся и намного более оптимистичные, даже экстремальные оценки возможной накопленной добычи, равные 30-50 млрд.т [44-48].

Последняя оценка *технически извлекаемых ресурсов* нефти в России в отложениях типа баженовской свиты (так называемой *сланцевой нефти*) составляет 75 млрд. баррелей, т.е. около 10 млрд. т. [188, 189].

Наиболее перспективным методом для разработки таких месторождений является метод с закачкой в пласт воздуха и созданием в нефтенасыщенном пласте подвижного очага низкотемпературного окисления – термогазовое воздействие (ТГВ) [44 – 58].

Отличительной особенностью применения ТГВ в указанных отложениях является то, что при нём происходит и оттеснение нефти к

добывающим скважинам газами горения, и повышается температура пласта, что делает возможным начало преобразования (пиролиза) керогена. Получаемая in-situ дополнительная нефть может быть добыта. Количество же керогена в рассматриваемых породах только Западной Сибири колоссально и составляет более 6 трлн.т [38, 44–47].

Естественно, учитывая время на совершенствование и внедрение современных технологий освоения таких нетрадиционных отложений, научно-техническую проработку ТГВ надо существенно расширить и финансировать уже сейчас.

Хотя фактически ТГВ является достаточно сложным видом разработки, он представляется наиболее универсальным методом теплового воздействия на пласт, поскольку применим [28, 29, 44–58]:

- ❖ как на месторождениях лёгких, так и тяжёлых нефтей;
- ❖ как в достаточно проницаемых породах, так и в породах с проницаемостью порядка 10 мД;
- ❖ как в песчаниках, так и в карбонатах;
- ❖ как в чисто гранулярных коллекторах, так и в породах с естественной трещиноватостью.

Таким образом, применение ТГВ не ограничивается только нетрадиционными залежами нефти.

Важно, что физические и технологические особенности ТГВ предъявляют повышенные требования к подготовке соответствующих проектов даже на стадии опытно-промышленных работ [28, 29, 48, 50].

В обязательном порядке требуется проведение ряда сложных, дорогостоящих и нетрадиционных для нефтяников лабораторных исследований, но, главное, необходимо многовариантное численное моделирование всего процесса [28, 29, 180], прежде всего:

- для оценки экономической рентабельности проекта до начала его реализации;

- выбора оптимального варианта ТГВ - как по расположению скважин, так и по режиму закачки агентов в пласт [28, 29, 48, 50];
- для контроля и регулирования внутрислоевых процессов на этапе эксплуатации, в первую очередь, перемещения фронта окисления, и, тем самым, снижения риска прорыва воздуха к добывающим скважинам [28, 29, 36, 49].

Главной же составной частью процедур контроля и регулирования ТГВ является численное гидродинамическое моделирование слоевых процессов, по результатам которого и должны приниматься решения по изменению тех или иных технологических параметров [24, 49, 60–62, 180].

При этом необходимо численно моделировать все процессы, происходящие при обсуждаемом способе добычи, включая:

- перенос различных слоевых флюидов, и фазовые переходы между ними;
- происходящие химические реакции;
- распространение тепла, генерируемого при химических реакциях;
- изменение свойств пород и слоевых флюидов под воздействием высоких температур.

Последнему вопросу при численном моделировании добычи нефти с помощью ТГВ уделяется явно недостаточное внимание. Как правило, ограничиваются учётом изменения вязкости слоевой нефти за счёт повышения температуры, связанного с теплом, выделяющимся при реакциях низкотемпературного окисления нефти, которые инициируются при ТГВ. Изменение параметров скелета породы под воздействием температуры обычно не учитывается [64–68].

В настоящей работе предпринята попытка проанализировать имеющиеся данные для учёта этого фактора.

Очевидно, что такой учёт необходим для повышения достоверности численного моделирования ТГВ, а, следовательно, и для

повышения обоснованности экономических оценок и технологических решений, принимаемых на основе результатов расчёта.

При этом особое внимание уделено теплоёмкости и теплопроводности пород и флюидов, поскольку именно перенос тепла в значительной мере определяет технологические параметры метода.

Данные вопросы находятся на стыке нескольких научных дисциплин. Поэтому, для удобства читателей с разной профессиональной подготовкой, изложение сделано несколько более пространным и популярным, чем это обычно делается в обзорах для высококвалифицированных специалистов в одной сравнительно узкой области.

Последовательность изложения материала обзора принята следующей. В Первой части излагаются основные сведения о свойствах скелета пород и нефтей в отложениях баженовской свиты, а также (крайне немногочисленные) оценки влияния точности определения теплофизических параметров пород на погрешность прогнозных технологических и экономических заключений тепловых методов добычи нефти.

Во Второй части излагаются сведения о теплоёмкости и теплопроводности пород при температурах, ниже температур их возможных термических преобразований. На основании этих данных определяются основные методические подходы к созданию базы теплофизических параметров пород и нефтей баженовской свиты.

В Третьей части по литературным данным анализируется возможность НЕОБРАТИМЫХ термических превращений компонентов пород при ТГВ.

Авторы глубоко признательны Галкину В.А., Крыганову П.В., Дьяченко А.Г., за полезные обсуждения и ценные замечания.

Работа подготовлена к печати при огромной технической помощи Ломакиной О.В. и Ефимовой Н.П., которым авторы выражают свою искреннюю благодарность.

I. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ СВЕДЕНИЯ

1. Краткая характеристика состава пород баженовской свиты

1.1 Свойства скелета пород баженовской свиты

Поскольку основное применение ТГВ ожидается на отложениях баженовской свиты, целесообразно для удобства изложения дать представление об особенностях состава и строения этих пород. Детальное изложение геологии, особенностей формирования отложений баженовской свиты выходит далеко за рамки данного обзора. Отметим только, что нефтематеринских пород такого типа в мире встречается достаточно много: битуминозные глины свиты Монтерей, штат Калифорния, США; битуминозные глины Огайо, США; верхний девон, штат Кентукки, США; сланцы Баккен и Вудфорд палеозойского возраста, центральная часть США; сланцы Иглфорд, штат Техас, США; глинистые сланцы мелового возраста – Клаггет и Гаммон, район Скалистых гор, США; сланцы силурийского возраста, Республика Алжир; глинистые сланцы Дувэрнэй девонского возраста, провинция Альберта, Канада; свита Ла Луна мелового возраста в Венесуэле; отложения ходжаипакской свиты (верхняя юра), Средняя Азия и другие [188, 189].

Остановимся лишь на некоторых аспектах петрофизики данных пород, необходимых для дальнейшего рассмотрения теплоёмкости и коэффициента теплопроводности.

По данным работ [69, 70] минеральный состав отложений баженовской свиты весьма сложен. Они содержат примерно 14% органической составляющей, в которой, из этих 14%, на жидкие углеводороды приходится – 2,7% и на твердый компонент или кероген – 11%. Минеральная часть (85-86%) включает кремнезем – 40%, глинистый компонент – 23-25%, карбонатные минералы – 12-13%, полевые шпаты – 2-3%, пирит – 5%. Более наглядно указанный состав отражён на рис.1.1 [69, 70, 152-155].

Отложения баженовской свиты распространены практически на всей территории Западной Сибири, поэтому состав отложений может несколько варьировать, в зависимости от района. Состав пород баженовской свиты в районе деятельности «Юганскнефтегаз», но в несколько ином представлении, чем приведенное выше, показан на рис.1.2 [71].



Рис. 1.1 Состав пород баженовской свиты [69]

Детальное исследование пород баженовской свиты в зоне сочленения Сургутского и Краснотенинского сводов [72] также показало, что породы характеризуются набором тех же породообразующих компонентов, что и выше: минералов группы кремнезёма, глинистых, карбонатных минералов, пирита, органического вещества (ОВ).

Кремнистые минералы присутствуют в породах преимущественно в виде агрегатов кварца-халцедона и представляют собой в различной степени перекристаллизованные остатки скелетов радиолярий.

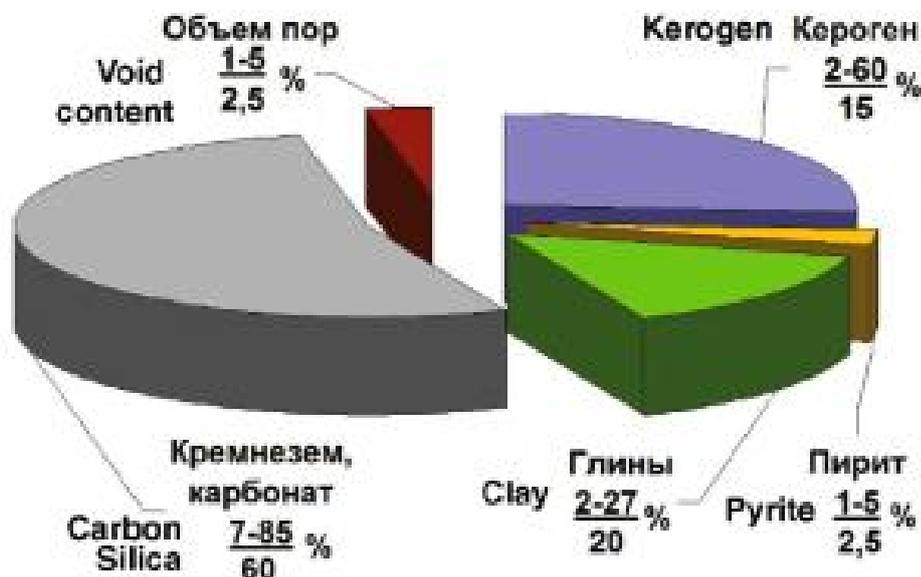


Рис. 1.2 Минерально-компонентная модель пород баженовской свиты в районе деятельности «Юганскнефтегаз» [71]

Обработка результатов рентгенофазового анализа более чем по 200 образцам [72], показала, что концентрация кремнёзема в породах этого района составляет 60-90%.

В единичных случаях зёрна кварца алевритовой размерности встречаются в составе обломочной примеси, количество которой не превышает 1-3%.

Результаты обработки данных рентгенофлуоресцентного и рентгенофазового анализов [72] позволили утверждать, что содержание *глинистых минералов* в породах баженовской свиты не превышает 30%, чаще всего составляет 5-15%, в среднем 11%. Среди глинистых минералов преобладают гидрослюда и смешаннослойные минералы ряда гидрослюда-монтмориллонит, с числом разбухающих пакетов около 30%. На территории Краснотенского свода в составе глинистых минералов пород присутствует хлорит. В баженовской свите на долю каолинита приходится 10%; на Средне-Назымской площади суммарная доля каолинита и хлорита составляет 10%.

Органическое вещество баженовской свиты относится к морскому гумусо-сапропелевому типу [72], сформированному из некромы фито-, зоопланктона (в основном, бактерий, с небольшой долей наземной растительности) преобразованного до грааций мезокатагенеза МК₁-МК₂. Массовая концентрация органического углерода (С_{орг}) в породах достигает 30%, средние значения составляют 5%. Массовая концентрация битумоида, выделенного из пород при экстракции их органическими растворителями, составляет 0,1-1,7% на породу.

Карбонатные минералы [72] представлены кальцитом и доломитом, в единичных случаях встречается сидерит. К первичным биогенным относятся карбонаты, слагающие остатки раковин двустворчатых моллюсков (в основном, бухий и иноцерамов).

Массовая доля карбонатных минералов в породах, обогащённых биогенным карбонатом, не превышает 35%.

Основная часть изученных карбонатных минералов [72] относится к вторичным минералам, образованным в результате хемогенного замещения биогенного кремнезёма, которое происходило с различной интенсивностью в литогенезе. Биоморфная радиоляриевая структура при карбонатизации чаще всего сохраняется, но кремнистый состав меняется на карбонатный. В зависимости от интенсивности процессов карбонатизации доля карбонатного материала в отдельных прослоях может достигать 95%.

Пирит также является постоянным компонентом пород [72]. В баженовской свите пирит присутствует в виде маломощных прослоев (до нескольких сантиметров) конкреций и стяжений. Его концентрация, как правило, коррелируется с содержанием в породах ОВ.

Подробное литологическое исследование пород баженовской свиты проведено и в диссертации [73]. Согласно этой работе во многих скважинах в баженовской свите встречаются аргиллиты, слагая слои и пачки от 0,5 до 6 и более метров. Иногда они образуют частое переслаивание с породами

глинисто-кремнистого состава. Внешне аргиллиты часто почти неотличимы от близких им по составу кремнисто-глинистых пород.

В зависимости от содержания породообразующих компонентов аргиллиты баженовской свиты подразделены [73] на кремнистые, кремнисто-пиритовые, кремнисто-углеродистые, кремнисто-пиритово-углеродистые, карбонатные.

Аргиллит кремнистый. Породы данного типа, слагающие слои в скважинах: №8155 Северо-Нивагальская, №12 Ярайнерская, №15 Ортыгунская, №17 Западно-Пякутинская, №673 Уренгойская, однородные серые массивные с раковистым изломом. Содержание органического вещества составляет в среднем 2,5% при колебаниях от 1,8 до 4,1%. Толщина слоев аргиллитов колеблется от 0,08 м до 7,5 м. Породы имеют линзовидноволнистую, градационную слоистость и пелитовую структуру. В основной массе присутствует примесь рассеянного скрыто- и микрокристаллического аутигенного кварца (7-26 %, редко до 35 %). Иногда он обособлен в линзы и скопления неправильной формы (до 1,3 мм).

Линзовидно-волнисто-слоистая микротекстура породы обусловлена неравномерным распределением ОВ [73]. Оно присутствует в виде тонкодисперсной примеси и сконцентрировано в тонкие (0,5-1,0 мм) прерывистые слойки. Кроме того, в породе отмечаются редкие непрозрачные сгустки ОВ, вероятно, выполняющие органические остатки.

Кремнистые аргиллиты слабо пиритизированы. Пирит присутствует в виде мелкой сыпи (размером 0,01-0,03 мм). Часто пиритовые скопления приурочены к слойкам, богатым ОВ. В породе в незначительных количествах (менее 1%), присутствует терригенный обломочный материал. Это неокатанные обломки кварца и реже полевых шпатов размером до 0,01-0,07 мм и редкие чешуйки мусковита размером до 0,7 мм. Встречаются сферические остатки раковин радиолярий размером 0,03-0,05 мм, ядро которых выполнено пиритом, а оболочка в виде тонкой каемки -

микрористаллическим кальцитом. Компоненты глин - гидрослюда, смешаннослойный минерал гидрослюда-монтмориллонит и хлорит.

Среднее содержание кварца в аргиллитах кремнистых составляет 21,80%, глины - 56,90%, органического вещества - 2,45%, пирита - 2,53%.

Аргиллит кремнисто-пиритовый [73]. Эти породы встречены в скважине № 317 Вынгапуровская в самой нижней части баженовской свиты, непосредственно на ее контакте с георгиевской свитой, где они слагают слой мощностью около 1 м. В скважине № 423 Сугмутская породы этого типа слагают маломощные прослои (первые десятки сантиметров) в верхней части баженовской свиты. Кремнисто-пиритовые аргиллиты иногда выглядят более алевритистыми, чем аргиллиты других типов. Они имеют пепельно-серый или коричневый цвет, слюдистые, заметна сульфидная вкрапленность, текстура массивная, иногда заметна слабовыраженная слойчатость, встречаются остатки белемнитов. В скважине № 8155 Северо-Нивагальская по разрезу отмечается несколько прослоев кремнисто-пиритовых аргиллитов, толщиной от 0,25 до 0,95 м.

Породы этого типа [73] имеют массивную или слабополосчатую микротекстуру и пелитовую структуру. Основная масса породы (50-67 %) представлена глинистым материалом, размерность частиц которого 0,005-0,01 мм. Чешуйки глинистых минералов ориентированы субпараллельно.

В породе присутствует рассеянный аутигенный микрористаллический кварц [73]. Аутигенный кварц выделяется также в виде редких линзочек (размером от 0,05-0,15мм, до 0,3 мм), полностью свободных от глинистого материала.

Порода сильно обогащена пиритом (6-16 %). Он присутствует в виде мелкой сыпи (размером 0,001-0,05 мм, реже до 0,15 мм), равномерно рассеянной в породе, а также в виде более крупных (до 1 мм) редких стяжений, имеющих неправильную форму. Часто мелкая пиритовая сыпь сконцентрирована в микрослойках и линзочках толщиной 0,3-1,0 мм, что и придает породе слабополосчатый характер. Часто пирит образует

псевдоморфозы по радиоляриям. Содержание кальцита может достигать в отдельных случаях 1,5%.

Аргиллиты кремнисто-пиритовые относительно обеднены органикой. Содержание $C_{орг}$ в исследованных образцах составляет 0,2-2,59%. Алевроитовая составляющая (2-3%) представлена слабоокатанными обломками кварца, размером до 0,1мм, полевого шпата и редкими чешуйками мусковита (0,01мм). Среднее содержание кварца в кремнисто-пиритовых аргиллитах составляет 23,75%, глины - 51,74%, органического углерода - 1,01%, пирита - 7,56%.

Аргиллит кремнисто-углеродистый. Данные породы [73] встречены в скважинах №15 Ортьягунская, №1001 Медвежья, №673 Уренгойская, №710 Западно-Пурпейская. Внешне это аргиллиты коричнево-черные с серым оттенком, битуминозные, с многочисленным органогенным детритом на поверхностях напластования, с нефтяным запахом, местами слабо известковистые, с ровным шероховатым сколом.

Породы имеют волнистослоистую микротекстуру и пелитовую структуру. Основная масса породы (до 62%) сложена пелитовым материалом. В основной глинистой массе встречаются чешуйки гидрослюды до 0,05 мм. Среди глинистой массы присутствует рассеянный микрокристаллический аутигенный кварц (до 31%). Он распределен в породе равномерно.

Неравномерное распределение ОВ обуславливает волнистослоистую микротекстуру породы. ОВ сосредоточено главным образом в тонких (толщиной 0,03-0,1 мм), волнистых, иногда нитевидных слоях. Содержание $C_{орг}$ в породе может достигать 14%.

Содержание пирита в породах этого типа достигает 9%. Пирит присутствует в виде вкрапленности круглых форм. Содержание кальцита в породе не превышает 4,5%, а сидерита - составляет доли процента. В породе встречаются редкие костные фосфатные остатки рыб (до 3 мм), ориентированные параллельно напластованию. Среднее содержание кварца в

кремнисто-углеродистых аргиллитах составляет 18,23%, глины - 55,06%, органического вещества - 7,39%, пирита - 3,86%.

Аргиллит кремнисто-пиритово-углеродистый [73]. Эти породы, совместно с кремнистыми аргиллитами других типов, от которых неотличимы внешне, выделяются в баженовской свите в скважинах № 317 Вынгапуровская, №1001 Медвежья, №15 Ортыгунская. На макроскопическом уровне породы имеют серо-коричневый или черно-коричневый цвет, слабый нефтяной запах, характерные крючки (онихитесы) теутид и органигенный детрит на поверхностях напластования, ровный гладкий скол.

При изучении под микроскопом порода проявляет слабовыраженную слоистую микротекстуру и пелитовую структуру.

Основная масса породы представлена глинистым материалом и аутигенным кварцем с примесью ОВ. Чешуйки глинистых минералов ориентированы. Тонкокристаллический аутигенный кварц в преобладающем количестве рассеян в основной массе, но образует также отдельные редкие линзы (до 1 мм) и зоны сложной формы с расплывчатыми очертаниями. В этих линзах и зонах в подчиненном количестве присутствует также примесь глинистого материала. Наличие этих неоднородностей придает породе нечетко выраженный слоистый характер, иногда различимый и на макроскопическом уровне.

ОВ равномерно рассеяно в основной массе в виде тончайшей вкрапленности.

Аргиллиты кремнисто-пиритово-углеродистые довольно сильно (6-8%) пиритизированы. Пирит присутствует как в виде мелкой (менее 0,01 мм) сыпи, так и в виде образований округлой и неправильной формы размером от 0,05 до 0,3 мм. В основной массе породы может содержаться тонкокристаллический кальцит в количестве до 2,5%. Терригенный материал представлен угловатыми зернами кварца и полевого шпата, размером до 0,05мм.

Комплекс глинистых минералов в отложениях баженовской свиты [73]

представлен гидрослюдой, смешаннослойным минералом типа гидрослюда-монтмориллонит (при подчиненном количестве монтмориллонитового компонента), каолинитом, хлоритом.

В породах центральной части бассейна основным глинистым минералом баженовской свиты как в аргиллитах, так и в глинисто-кремнистых породах и силицитах, являются гидрослюда+смешаннослойный минерал (при этом доля смешаннослойного минерала не превышает 10%) [73]. В среднем по скважинам содержание этого минерала в комплексе глинистых минералов лишь в единичных случаях составляет менее 50%. Среднее по скважинам содержание каолинита составляет, в основном, 20% и менее, при колебаниях в пределах 10-27%; по единичным пробам содержание каолинита достигает 30-31%. Несколько более высоким является содержание хлорита, по большинству скважин превышающее в среднем 20%.

В восточной части района по сравнению с центральной частью содержание комплекса минералов типа «гидрослюда+смешаннослойный» заметно снижается; среднее содержание его по скважинам в большинстве случаев не достигает 50%, опускаясь в ряде случаев ниже 40% [73]. Одновременно в составе глинистых минералов существенно возрастает доля каолинита; по одной из проб скважины № 482 Северо-Чистинная содержание его составляет 65% [73].

В северной части района соотношение содержания глинистых минералов является близким к содержанию их в центральной части бассейна.

Особого рассмотрения требует монтмориллонит, выявленный в восточной части развития баженовской свиты [73] в составе ее глинистых минералов (скважины № 11 Восточно-Пыль-Караминская и № 8 Боровая). В скважинах, где монтмориллонит был выявлен, отмечено также и высокое (до 30%) содержание каолинита [73].

Следует отметить, что породы баженовской свиты имеют весьма сложную текстуру. Так, согласно данным работ [70, 71], по текстурному

признаку выделяются массивные (неяснослоистые), линзовидные и тонкослоистые (плитчатые) разности. Горизонтальная слоистость или плитчатость характерна для пород, в которых содержание глинистых минералов превышает 10%. В массивных и линзовидных разностях содержание глинистых минералов менее 10%, они имеют кремнистый, карбонатно-кремнистый и реже карбонатный состав. Граничные значения глинистости были установлены, исходя из наличия или отсутствия тонкой параллельной слоистости и изменения деформационно-прочностных свойств.

В результате детального изучения керна сотрудниками МГУ [70, 71, 152-155] были выделены следующие литотипы пород:

- карбонатные (известняки, доломиты, смешанные известково-доломитовые породы) - массивные и линзовидные, пластичные;
- кремнисто-радиоляритовые – массивные и линзовидные, хрупкие;
- карбонатно-кремнистые – массивные и линзовидные, хрупкие;
- глинисто-кремнистые – тонкослоистые, пластичные;
- карбонатно-глинисто-кремнистые – тонкослоистые, пластичные;
- керогено-глинисто-кремнистые породы.

Весьма сложным является не только минеральный состав скелета, но и характер порового пространства пород баженовской свиты [139, 143, 182], что хорошо видно на рис.1.3, заимствованном из работы [139] и рис 1.4 из работы [143]. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов пласта невысоки. При этом баженовская свита характеризуется латеральной и вертикальной неоднородностью продуктивности отложений, что в значительной степени обусловлено интенсивностью и характером процессов вторичных преобразований [139].

В глинисто-битуминозной матрице пород баженовской свиты развиты, в основном, микротрещины; имело место выщелачивание неустойчивых минералов и доломитизация карбонатных пород, которые приводили к образованию каверно-поровых пустот, при этом цементация карбонатным и

кремнистым веществом трещин и вмещающих глинистых пород снижала коллекторские свойства отложений [139, 143].

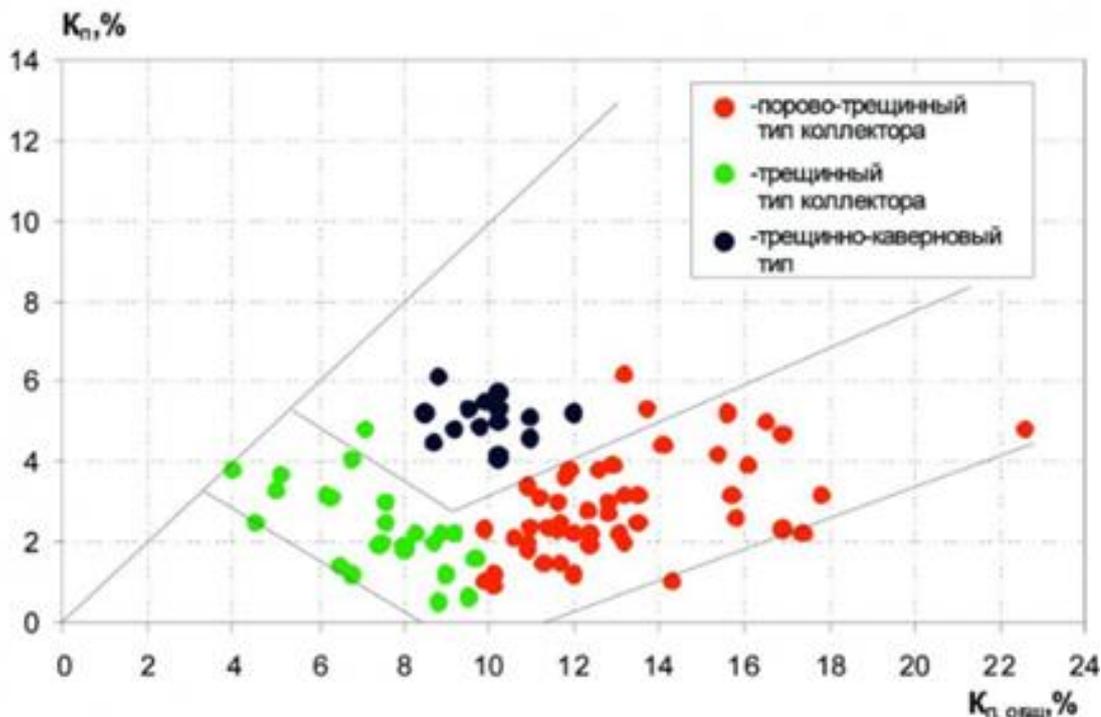


Рис. 1.3 Сопоставление открытой (K_p) и общей ($K_{p \text{ общ}}$) пористости по анализам керна пород пласта Ю₀ Салымского месторождения [143]

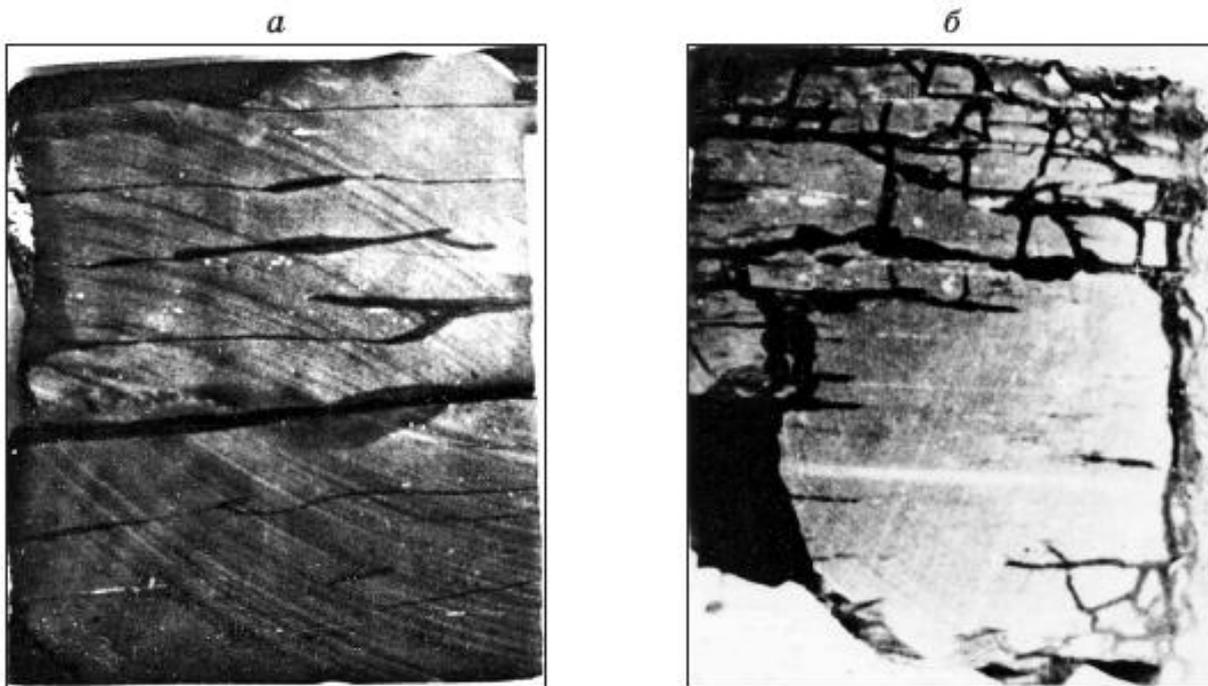


Рис.1.4 Сложная структура порового пространства пород баженовской свиты. а – горизонтальные трещины в глинисто-кремнисто-карбонатной породе, б – ортогональные и хаотичные трещины в карбонатной породе [143]

Продуктивность отложений слабо зависит от ёмкости порового пространства и в большей степени определяется фильтрационной

сообщаемостью пор [139]. Определениями пористости пород пласта Ю₀, проведенными в СибНИИНП, ВНИГРИ и ЗапСибНИГНИ, установлено, что общая пористость коллекторов в неэкстрагированных образцах изменяется от 3 до 16% и составляет, в среднем, 10,5%. Диаметр пор и поровых каналов в образцах, не разбитых трещинами, колеблется от 10 до 4000 Å и в среднем составляет 40Å [139]. Вычисленные значения трещинной емкости по шлифам для матрицы по Салымскому месторождению колеблются в пределах сотых долей процента до 1,6%. По методу «двух растворов» трещинная ёмкость составляет в среднем по разрезу около 0,15-0,30%. Кавернозная проницаемая ёмкость встречается преимущественно в карбонатных прослоях, залегающих на контакте баженовской и абалакской свит, и составляет 2-5% [139].

Более подробно характер пустотного пространства пород баженовской свиты рассмотрен в статье [182]. В породах, содержащих подвижную нефть, извлекаемую без применения специальных методов интенсификации притока, выделены три типа пустот:

- ✓ порово-микрокавернозный тип и межкристаллическое пустотное пространство в кремнистых и карбонатно-кремнистых породах;
- ✓ трещинно-кавернозный тип в породах карбонатных слоёв;
- ✓ внутрикорогеновое пустотное пространство преимущественно в глинисто-кремнистых породах, находящихся на высоких стадиях катагенеза.

Отмечено, что часть пор между минеральными агрегатами и внутри отдельных минералов, заполненных углеводородами и углеводородными гетероатомными соединениями, оказывается замкнутыми, причём их объём составляет до 10 – 20% от объёма открытых пор [182].

В целом, согласно многочисленным данным, породы баженовской свиты имеют весьма сложный минеральный состав, различную и достаточно сложную текстуру. Можно а priori утверждать, что физические параметры таких пород, необходимые для численного моделирования, вряд ли могут быть взяты по аналогии, или определены

расчётным путём, на основании параметров входящих в состав пород компонентов. Для получения исходных данных, скорее всего, потребуются систематические лабораторные петрофизические исследования.

Для удобства дальнейшего изложения приведём сводку основных компонентов пород баженовской свиты, которые в тех или иных количествах в них встречаются [69–73, 139, 143, 152-155].

Компоненты пород баженовской свиты:

1. Минеральный скелет.
2. Кероген.
3. Вода.
4. Нефть.
5. Газы (в основном, при ТГВ).

Компоненты минерального скелета:

1. Кремнезёмные минералы:
 - агрегаты кварца-халцедона;
 - опал;
 - тридимит;
 - кристобалит;
 - скрытокристаллический аутигенный кварц;
 - микрокристаллический аутигенный кварц;
 - зёрна кварца.
2. Глинистые минералы:
 - гидрослюда;
 - монтмориллонит;
 - хлорит;
 - каолинит;
 - смешаннослойный минерал (гидрослюда+монтмориллонит);
 - гидрослюда + смешаннослойный минерал.
3. Карбонатные минералы:

- кальцит;
- доломит;
- сидерит;
- анкерит;
- смешанные известково-доломитовые разности;
- гипс.

4. Пирит.

5. Полевой шпат (натриевый и калиевый).

6. Мусковит.

7. Аргиллиты:

- кремнистый;
- кремнисто-углеродистый;
- кремнисто-пиритово-углеродистый;
- карбонатный.

1.2 Некоторые свойства нефтей баженовской свиты

Плотность нефтей изменяется в пределах от 0,771 до 0,908 г/см³, крайние значения отмечаются в единичных скважинах, основная же масса нефтей имеет плотность 0,83–0,86 г/см³ [69, 70, 152-155].

По данным работ [69, 70, 152-155] большинство нефтей являются мало- и среднепарафинистыми. Содержание твердых парафинов колеблется от 0,89 до 7,5%; по содержанию серы нефти большей части месторождений можно отнести к малосернистым (0,17–0,78%). Содержание смол от 2,04 до 11,22%, асфальтенов от 0,1 до 2,04%.

По данным работ [69, 70, 152-155] в свите можно выделить три группы нефтей, которые отличаются по плотности и другим параметрам:

1. «Легкие» нефти с низкой плотностью (0,771–0,819 г/см³), которая обусловлена в большей мере высоким выходом бензиновых фракций (29–54%), низким содержанием смол и асфальтенов.

2. «Средние» нефти, плотность которых изменяется в пределах 0,825-0,866 г/см³, выход легких фракций – 19,0-30,0%, содержание смол – 2,04-6.67%, асфальтенов – 0,10-1,69%.
3. «Тяжелые» нефти –с высокой плотностью (0,871-0,908 г/см³), которые имеют высокие температуры кипения (более 100°С). В них нет самых легких фракций и в большинстве содержится много асфальтенов.

2. Влияние погрешности определения тепловых свойств пород на результаты численного моделирования теплового воздействия

Необходимость учёта генерации тепла в пласте и его распространения, информация о теплофизических параметрах пород - составляют одно из существенных отличий моделирования теплового воздействия от обычного гидродинамического моделирования, широко применяемого в нефтегазовой отрасли в течение последних десятилетий. Возникает вопрос о необходимой точности определения теплофизических параметров и степени их влияния на конечные результаты и выводы. Исследования такого рода крайне немногочисленны.

В работе [74] рассматривался вариант теплового воздействия – методом закачки пара в пласт. Показано, что неточность в оценке теплофизических свойств в 15-20% приводит к ошибке в определении продолжительности нагнетания горячего теплоносителя в 20-25%, что существенно влияет на величину эксплуатационных затрат, а следовательно, и на экономическую оценку проекта. Ошибка в определении теплофизических свойств в 40-50% приводит к ошибке в определении температуры элементов ствола скважины приблизительно в 25-30 °С. Эта погрешность существенна при выборе конструкции элементов ствола скважины и оценке величины тепловых потерь в процессе закачки теплоносителя на забой. Величина тепловых потерь существенна и при оценке степени снижения вязкости нефти в пласте, а значит и при определении увеличения коэффициента извлечения нефти и эффективности воздействия.

В работах [75, 185] рассмотрен метод добычи вязкой нефти с тепловым воздействием, называемым SAGD (парогравитационный дренаж). При добыче этим методом (рис.2.1) в горизонтальную нагнетательную скважину закачивается водяной пар, а разогретую нефть получают из горизонтальной добывающей скважины, расположенной ниже нагнетательной; нефть стекает

в добывающую скважину за счёт гравитационных сил (подобный метод применяют, в частности, на месторождениях пермских битумов Татарстана).

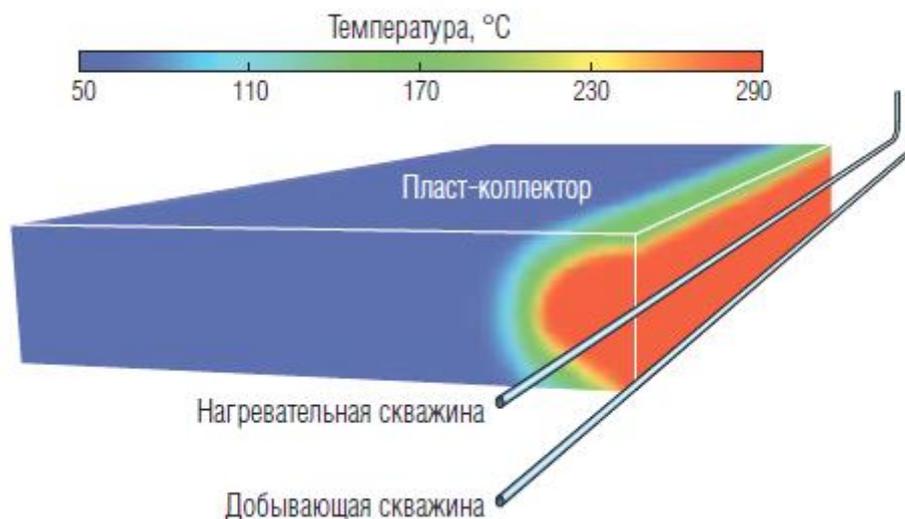


Рис. 2.1 Схема метода SAGD [75]

Прогнозы суммарной добычи нефти (рис.2.2) и суммарного паронефтяного отношения (рис.2.3) заметно зависят от используемых в расчёте теплофизических свойств коллекторов. Базовый сценарий (черная пунктирная линия) смоделирован с использованием измеренной средней объемной теплоемкости (ОТ) и теплопроводности (ТП) пород-коллекторов. Использование же в расчёте удвоенной величины теплоёмкости (красная пунктирная линия, рис. 2.2) приводит к снижению температуры при заданном количестве тепла, а, следовательно, и к уменьшению прогнозной суммарной добычи нефти по сравнению с базовым сценарием.

Увеличение теплопроводности в два раза (красная линия, рис.2.2) вызывает увеличение скорости распространения фронта нагрева, а следовательно, и увеличение прогнозной суммарной добытой нефти.

Повышение теплопроводности или теплоемкости повышает общее паронефтяное отношение (красная линия, рис.2.3) по сравнению с его значением в базовом сценарии (черная пунктирная линия,рис.2.3). Относительные изменения (зеленая кривая) добычи нефти и паронефтяного

отношения в этих разных сценариях достигают 40% в первые годы эксплуатации и остаются выше 20% в течение 10 и более лет.

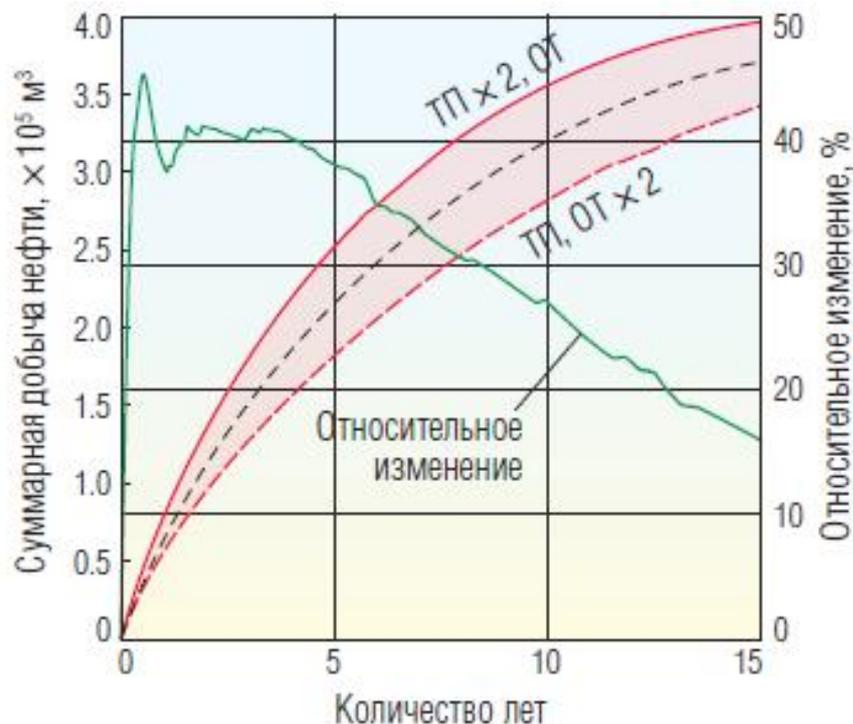


Рис.2.2 Влияние величины теплопроводности (ТП) и теплоёмкости (ОТ) на прогноз суммарного количества добытой нефти при SAGD [75]

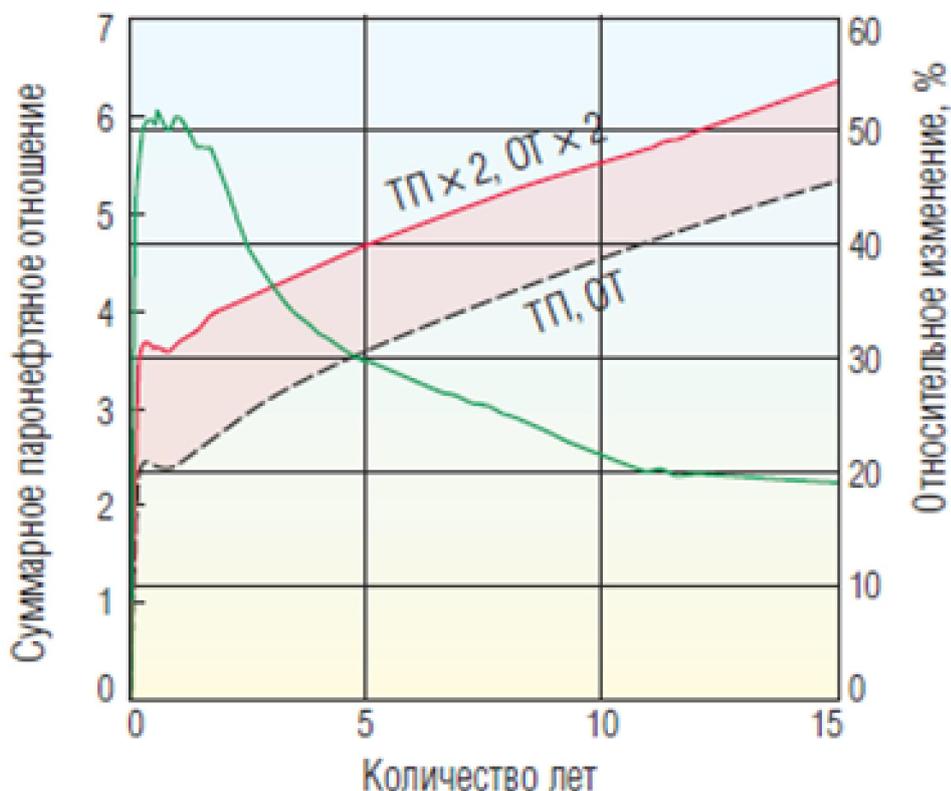


Рис. 2.3 Влияние величины теплопроводности (ТП) и теплоёмкости (ОТ) на прогноз паронефтяного отношения при SAGD [75]

На точность оценки накопленной добычи более всего влияет ошибка в определении теплопроводности; а для величины накопленного паронефтяного отношения более существенны ошибки в оценке объёмной теплоёмкости и теплофизических свойств вмещающих пород [185].

Ошибки в оценке этих двух технологических показателей за счёт погрешности определения теплофизических параметров пород продуктивного пласта и вмещающих пород могут достигать 48 и 54%, соответственно [185].

Подобных оценок для ТГВ, в особенности для пород бажендовской свиты, в опубликованной литературе обнаружить не удалось. **Этот пробел необходимо восполнить в дальнейших исследованиях метода ТГВ.**

На основе приведенных выше данных, в первом приближении можно предположить, что используемые при численном моделировании ТГВ значения теплофизических параметров пород желательно знать с погрешностью не выше 10%.

II. ТЕПЛОЁМКСТЬ И ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ ПОРОД ПРИ ТЕМПЕРАТУРАХ НИЖЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ИХ ТЕРМИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

За долгие годы существования нефтяной петрофизики теплофизические свойства осадочных пород, в первую очередь теплопроводность, неоднократно изучались и результаты отражены в огромном количестве публикаций [74-186]. Ниже описаны некоторые результаты для получения общего представления о величинах теплофизических параметров пород и отдельных их компонентов, а также для качественных заключений о возможной величине удельной теплоёмкости и коэффициента теплопроводности пород и флюидов баженовской свиты.

3. Теплоёмкость

3.1 Общие сведения о теплоёмкости

Наиболее простым теплофизическим параметром является теплоёмкость, которая, как известно, обладает свойством аддитивности, то есть теплоёмкость всего объёма породы равна сумме теплоёмкостей слагающих её компонентов.

Следует напомнить, что различают два вида теплоёмкости: истинную и среднюю [106].

Под истинной теплоёмкостью понимают теплоёмкость, определённую на малом интервале температур вблизи заданной, т.е.

$$c = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta q}{\Delta t} = \frac{dq}{dt}, \quad (3.1)$$

где q -количество теплоты, t -температура. Фактически истинная теплоёмкость представляет собой *производную* поглощённого телом количества тепла по температуре.

Средняя теплоёмкость определяется как отношение количества теплоты, переданной веществу за определённый интервал времени, к длительности этого интервала.

Чаще всего необходима не общая величина теплоёмкости конкретного тела, а удельные величины теплоёмкости; различают удельную массовую теплоёмкость – теплоёмкость единицы массы вещества, удельную объёмную теплоёмкость – теплоёмкость единицы объёма вещества, удельную молярную теплоёмкость – теплоёмкость грамм-моля вещества.

Для всех веществ (особенно для газов) используют две величины теплоёмкости: изобарную C_p (при постоянном давлении) и изохорную C_v (при постоянном объёме). Хорошо известно, что для идеальных газов между C_p и C_v существует следующее соотношение

$$C_p = C_v + R, \quad (3.2)$$

где R - газовая постоянная. Для реальных веществ более точным является соотношение [106]:

$$C_p - C_v = - \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p^2}{\left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T}. \quad (3.3)$$

Это выражение легко преобразуется к следующему [106]:

$$C_p - C_v = \frac{b^2 T V'}{\beta}, \quad (3.4)$$

где b коэффициент объёмного расширения, β - коэффициент сжимаемости, V' – атомный объём, см³/г-атом.

Теплоёмкость насыщенных флюидами пористых горных пород, как любая скалярная объёмная величина, вычисляется по простой формуле:

$$C_{пор} = (1 - K_n) C_{скел} + K_n [C_v S_v + S_n C_n + (1 - S_v - S_n) C_2], \quad (3.5)$$

где $C_{пор}$, $C_{скел}$, C_v , C_n , C_2 – удельные объёмные теплоёмкости породы, скелета, воды, нефти, газа, соответственно; K_n – пористость; S_v , S_n - доля объёма пор, занятая водой и нефтью, соответственно.

Подобная линейность подтверждена в различных экспериментах, например, на рис.3.1 показаны результаты подобного исследования из работы [79], в которой исследовались образцы, на 100% насыщенные или водой, или керосином, или воздухом.

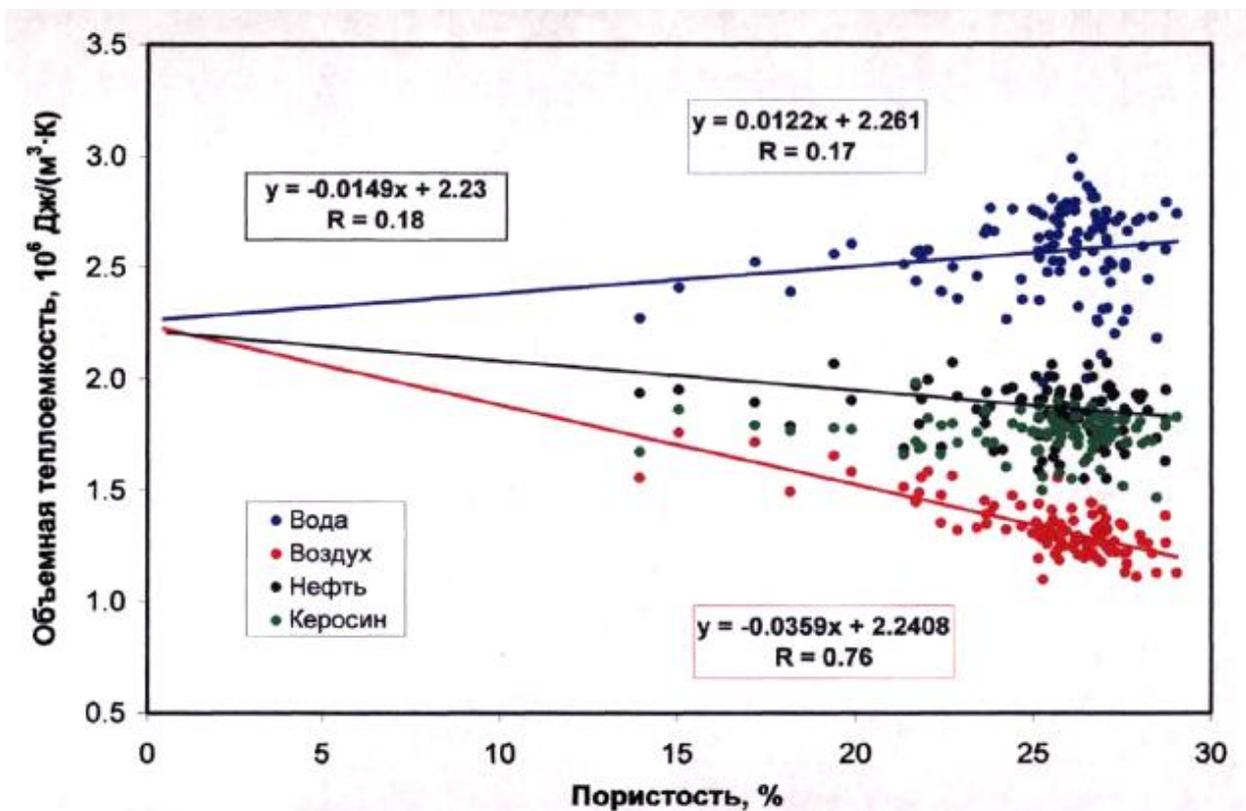


Рис. 3.1 Зависимость удельной объёмной теплоёмкости пород от пористости для кернов из терригенного разреза одного из месторождений вязкой нефти [79]

Различие наклонов прямых на рис.3.1 связано с различием теплоёмкостей насыщающего флюида.

Таким образом, зависимость удельной теплоёмкости от пористости при 100%-ом заполнении пор, в силу аддитивности этого параметра, является простой и линейной. При неполном насыщении пор зависимость теплоёмкости от объёмной влажности имеет практически тот же простой вид. Например, на рис.3.2 [77] показана данная зависимость для образцов некоторых пород. Аналогичные результаты приведены и в монографии [120].

Соответственно, далее рассмотрена удельная теплоёмкость различных компонентов пласта, в котором проводится ТГВ: минерального скелета, воды, нефти, газа.

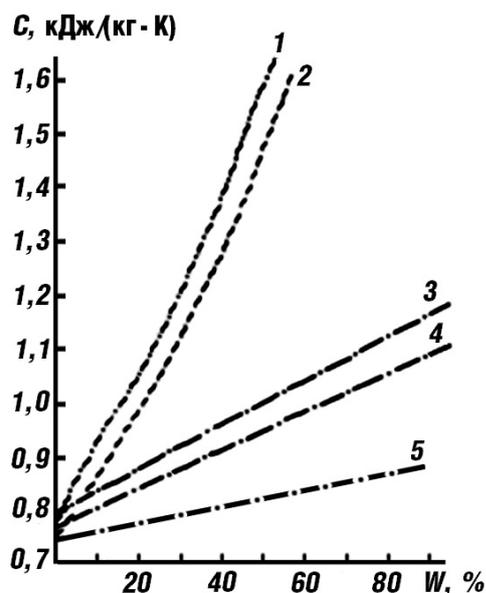


Рис.3.2. Зависимость удельной теплоёмкости от объёмной влажности для образцов некоторых пород [77] (1 – глина, 2 – известняк, 3 – песчаник, насыщенный пресной водой, 4 – песчаник, насыщенный минерализованной водой, 5 – песчаник, насыщенный нефтью)

3.2 Теплоёмкость скелета пород

3.2.1 Общие сведения

Теплофизические параметры пород, в том числе и удельная теплоёмкость, исследовались многократно. Ниже приведены типичные значения теплофизических параметров пород, в том числе, и удельной теплоёмкости [78].

Как видно, удельная теплоёмкость для разных пород отличается не слишком сильно, гораздо меньше, чем коэффициент теплопроводности, и намного менее чем коэффициент температуропроводности – теплофизический параметр пород, отличающийся наибольшей вариацией.

Удельная изобарная массовая теплоёмкость минералов заключена в пределах 0,125-4 кДж/(кг·град) [78]. Однако для большого числа минералов теплоёмкость обычно заключена в более узких пределах: от 0,6 до 1,0 кДж/(кг·град) [106].

Среди окислов незначительной теплоёмкостью 0,3–0,6 кДж/(кг·град) отличаются касситерит, кварит, тенорит, цинкит, магнетит [106]. Среди

карбонатов, сульфатов и хлоритов примерно теми же низкими значениями теплоёмкости отличаются: перуссит, витерит, стронцианит, англазит, барит, ангидрит, кераргорит [106].

По среднему значению удельной массовой теплоёмкости основные классы минералов можно ранжировать следующим образом [78]: металлы < сульфиды < оксиды < сульфаты < карбонаты < силикаты.

Теплоёмкости кварца (SiO_2) и корунда (Al_2O_3) аномальны по отношению к группе окислов и совпадают с теплоёмкостью алюмосиликатных минеральных соединений.

Для осадочных пород удельная изобарная массовая теплоёмкость изменяется от 0,42 до 4,65 кДж/(кг·К) [78]. При этом теплоёмкость песчаников, мела, известняка варьирует в более широких пределах, чем ангидритов, гипса, аргиллитов (табл. 3.1, рис. 3.3).

Теплоёмкость скелета пород уменьшается при увеличении содержания в породе сульфидов и оксидов, увеличивается с ростом доли силикатов [78].

Теплоёмкость скелета карбонатных пород уменьшается при увеличении содержания в них минералов, содержащих барит и свинец, но возрастает при увеличении доли минералов, содержащих кристаллизационную воду (гипс, бура и т.п.) [78].

Различных таблиц теплофизических свойств пород опубликовано достаточно много, для полноты изложения приведём ещё одну – табл. 3.2 [85].

Наглядное графическое представление пределов изменения теплофизических параметров пород по результатам изучения 24000 образцов приведено в работах [75, 92] и показано на рис.3.3, заимствованном из этих работ.

Простая диаграмма пределов изменения теплофизических параметров пород Волго-Уральской провинции приведена в монографии Липаева А.А. [36] (рис. 3.4).

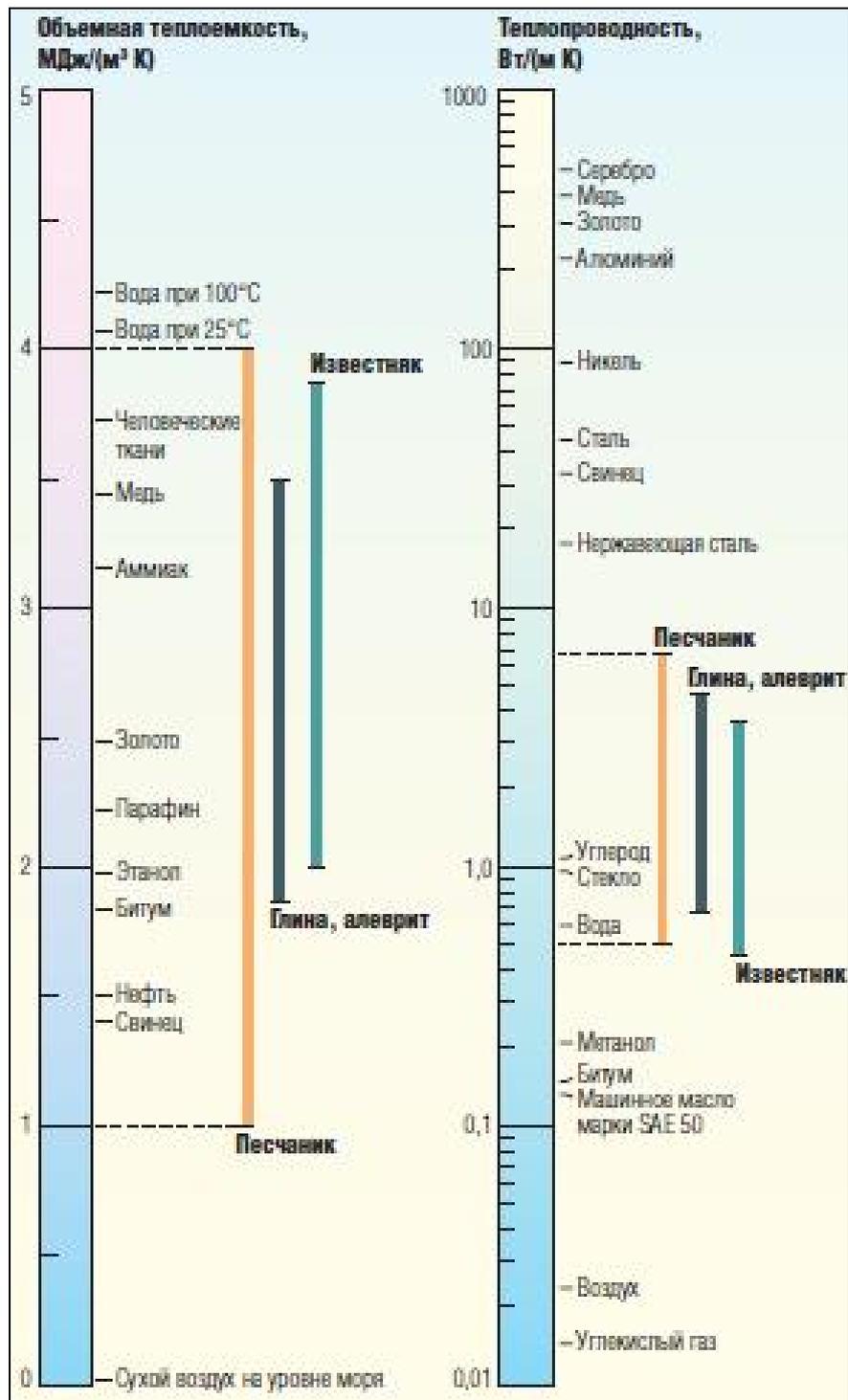


Рис. 3.3 Теплофизические свойства различных материалов и горных пород [75, 92]

Подробные таблицы ранних определений теплофизических свойств пород нефтяных месторождений Волго-Уральской провинции приведены в монографии Дьяконова Д.И. и Яковлева Б.А. [120]. Согласно их данным удельная массовая теплоёмкость исследованных осадочных пород варьирует в более узких пределах: 0,737–3,102 кДж/(кг·град).

Типичные величины теплофизических параметров
некоторых горных пород [78]

Первичный осадок или порода	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость, кДж/(кг·К)	Коэффициент температуропроводности, $10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$
Брекчия	0,9 - 3,3	-	-
Конгломерат	1,0 - 5,0	0,70 - 0,85	6,30 - 11,5
Гравий сухой	0,4	-	-
Песчаный ил	1,0 - 1,8	1,0 - 2,1	-
Песок			
сухой	0,7 - 6,5	-	-
влажный	1,1 - 7,4	-	-
нефтенасыщенный	0,8 - 4,2	-	-
Кварцит	2,6 - 7,6	0,7 - 1,3	13,6 - 20,9
Алеврито-глинистый ил	0,98 - 1,1	2,4 - 2,5	-
Алевролит	0,4 - 3,8	0,8 - 1,7	5,4 - 15,4
Глинистый ил	0,7 - 0,9	-	-
Глина			
сухая	0,1 - 0,2	-	-
влажная	0,4 - 3,0	0,8 - 3,6	2,5 - 11,5
Аргиллит	0,2 - 3,0	0,7 - 1,0	5,9 - 15,3
Глинистый сланец	0,2 - 3,0	0,7 - 1,0	5,9 - 15,3
Филлит	2,9	-	-
Аспидный сланец	2,5	-	-
Триполит (диатомит и диатомятовый трепел)			
сухой	0,5	-	-
влажный	2,0	-	-
Глобнегриновый ил	0,9 - 1,1	-	-
Мел	0,8 - 2,2	0,8 - 3,9	3,1 - 6,2
Известняк			
сухой	0,7 - 2,5	-	-
влажный	0,9 - 4,4	0,4 - 1,7	3,9 - 17,0
Мрамор	1,6 - 4,0	0,8 - 0,9	7,8 - 12,0
Доломит	1,6 - 6,5	0,6 - 1,5	8,26 - 16,80
Мергель	0,5 - 3,6	0,6 - 3,1	3,14 - 13,90
Гипс	0,6 - 1,7	0,9 - 1,1	-
Ангидрит	2,5 - 5,8	0,5 - 0,6	-
Каменная соль (чистая)	6,1 - 7,1	-	-
Каменная соль	1,7 - 5,5	1,4 - 4,7	11,2 - 17,7
Сильвинит	2,6 - 6,0	-	-

Учитывая сложный состав пород баженовской свиты, состоящей из различных по тепловым свойствам минералов, значение удельной массовой теплоёмкости будет соответствовать средним значениям, около

0,7–1,4 кДж/(кг·град), что, с учётом плотности пород баженовской свиты [187], соответствует величинам объёмной теплоёмкости примерно 1,7 – 3,5 МДж/(м³·К).

Таблица 3.2

Тепловые параметры минералов и горных пород [85]

Минералы и породы	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	Удельная массовая теплоёмкость при 20°С, кДж/(кг·К)	Коэффициент теплового расширения, 10 ⁵ 1/К
Асбест	0,22	0,79	0,7
Графит	116 – 174	0,67	0,79
Кальцит параллельно спайности	3,5	0,83	2,6
Кальцит перпендикулярно спайности	4,2	-	0,54
Кварц перпендикулярно к основной оси	7,0	0,71	1,37
Кварц параллельно основной оси	12,2	1,0	0,75
Перидотит	3,2	0,67	0,45
Сера	0,2	0,54	7,4 – 8,0
Антрацит	0,4	0,96	-
Базальт	2,9 – 4,3	0,63 – 0,88	0,54
Габбро	2,0	0,17	-
Гнейс	1,6 – 3,4	0,17	-
Гранит	2,2 – 4,1	0,54 – 0,79	0,6 – 0,9
Диабаз	3,4	0,17	0,54
Известняк	1,0 – 2,3	0,67 – 1,04	0,5 – 0,89
Кварцит	6,3	0,21	1,1
Мрамор	1,3	0,42	0,3 – 1,5
Песчаник	1,3 – 4,2	0,81	0,5 – 1,2
Роговик маритовый	4,3 – 4,8	0,58 – 1,04	-
Сланец глинистый	1,5 – 2,2	0,75	0,9
Уголь каменный	0,5 – 0,9	1,30	-
Уголь бурый	0,24	1,13	-

Эти качественные оценки согласуются с результатами эксперимента [186], в котором исследовалась коллекция из 130 образцов пород баженовской свиты; полученные значения объёмной теплоёмкости составляли 1,8 – 2,3 МДж/(м³·К).

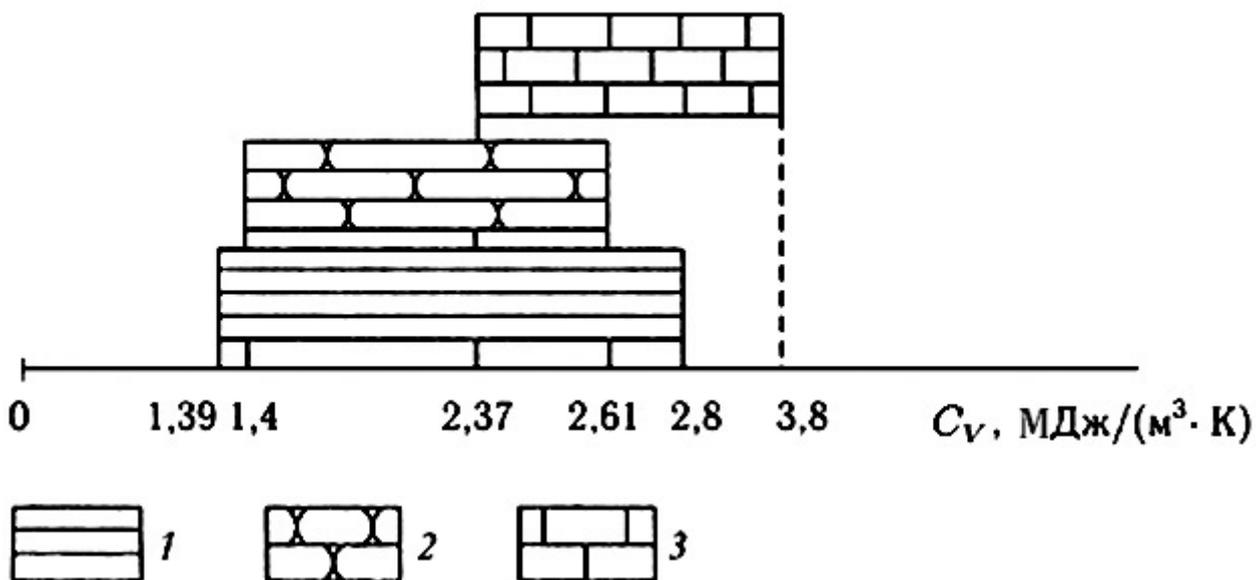


Рис. 3.4 Интервалы изменения объёмной теплоёмкости осадочных горных пород [36]
1 – глины, 2 – песчаники, 3 – известняки

3.2.2 Зависимость теплоёмкости скелета от температуры для простых соединений при высоких температурах

Достаточно сложным является вопрос о температурной зависимости теплоёмкости горных пород. Для моделирования ТГВ эта зависимость является важной исходной информацией.

Из курса общей физики известно, что для простых (в основном, одноатомных) соединений и при достаточно высоких температурах справедлив закон постоянства теплоёмкости Дюлонга и Пти. Согласно этому эмпирическому закону молярная теплоёмкость твёрдых тел не зависит от температуры и для одноатомных кристаллов при комнатной температуре, как правило, близка к значению $3 \cdot R$, где R - универсальная газовая постоянная.

Закон основан на предположении, что кристаллическая решетка тела состоит из атомов, каждый из которых совершает гармонические колебания в трех направлениях. Эти направления определяются структурой решетки, причем колебания по различным направлениям абсолютно независимы друг от друга. Как известно, для каждого гармонического осциллятора сумма кинетической и потенциальной энергии постоянна и равна:

$$E = k T, \quad (3.2.2.1)$$

где k – постоянная Больцмана. Фактически каждый атом представляет собой три осциллятора; применив закон Авогадро, получим правило Дюлонга и Пти для теплоёмкости, согласно которому молярная теплоёмкость $C_v = 25,08$ Дж/(моль·К).

Для ионных кристаллов полученные по правилу Дюлонга и Пти значения теплоёмкости следует умножить на число атомов в молекуле.

Таким образом, если удельная молярная теплоёмкость постоянна, то удельная массовая теплоёмкость с ростом молекулярного (атомного для одноатомных кристаллов) веса – уменьшается.

Для некоторых веществ, в силу особенностей строения их кристаллов, значения C_v отличаются от указанного выше значения 25,08 Дж/(моль·К) и составляют, например, у кремния – 15,9 Дж/(моль·К), у бериллия и бора – 11,3 Дж/(моль·К), у углерода – 7,5 Дж/(моль·К) [121]. Кроме того, постоянство удельной молярной теплоёмкости монокристаллов этих веществ при изменении температуры начинается только при очень высоких температурах, превышающих 600 °С.

Существуют, разумеется, и отклонения величины удельной молярной теплоёмкости реальных пород и кристаллов от значения, предсказываемого законом Дюлонга и Пти [121]. Они могут быть вызваны различными причинами, среди которых: ангармоничность колебаний кристаллической решётки; дисперсия акустических фононов, обусловленная дискретной структурой минерала; существенный вклад в теплоёмкость внутримолекулярных колебаний; плавление или разложение минерала при рассматриваемых температурах.

3.2.3 Зависимость теплоёмкости скелета от температуры при средних и низких температурах для простых соединений

Закон Дюлонга и Пти выполняется только при температурах выше так называемой температуры Дебая (Θ_D), различной для каждого вещества.

Температура Дебая представляет собой температуру, при которой возбуждаются все моды колебаний в данном твёрдом теле. Дальнейшее увеличение температуры не приводит к появлению новых мод колебаний, а лишь ведёт к увеличению амплитуд уже существующих.

Согласно теории Дебая, при средних и низких температурах зависимость молярной теплоёмкости от температуры одинакова для разных тел, если в качестве аргумента использовать «приведённую» температуру – T/Θ_D . Подобная теоретическая кривая зависимости молярной теплоёмкости от температуры приведена на рис. 3.5 [119].

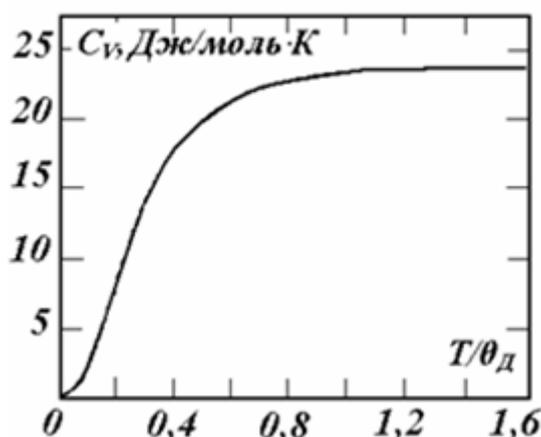


Рис. 3.5. Теоретическая кривая зависимости молярной теплоёмкости от температуры [119]

Точное аналитическое выражение для молярной теплоёмкости C_v в теории Дебая имеет вид [119]:

$$C_v = \left(\frac{\partial U}{\partial T} \right)_v = 9R \left[4 \left(\frac{T}{\Theta_D} \right)^3 \int_0^{\frac{\Theta_D}{T}} \frac{x^3}{e^x - 1} dx - \frac{\Theta_D}{T \left(e^{\frac{\Theta_D}{T}} - 1 \right)} \right] \quad (3.2.3.1)$$

Теория Дебая хорошо согласуется с экспериментальными данными только для тел с одним атомом в решетке, то есть удовлетворительно описывает акустические колебания. Для более сложных кристаллов теория Дебая дает лишь качественное совпадение с экспериментальными величинами.

Температура Дебая рассчитывается. Для расчёта используют данные различных лабораторных определений тех или иных характеристик вещества: величин молярной теплоёмкости (с использованием приведенной выше формулы), коэффициентов сжимаемости, электропроводности, теплового расширения; значения плотности ρ (поскольку величина Θ_D пропорциональна $\rho^{1/3}$); скорости акустических колебаний (поскольку величина Θ_D пропорциональна скорости звука), температуры плавления и т.п.

Существует следующая приближённая формула для расчёта температуры Дебая Θ_D [119]:

$$\Theta_D = const \cdot \rho^{\frac{1}{3}} \cdot \bar{v} = 90,2 \cdot \rho^{\frac{1}{3}} \cdot \bar{v}, \quad (3.2.3.2)$$

где \bar{v} – км/с, скорость звука; ρ г/см³, плотность, температура Дебая – в градусах Кельвина. Кроме того, оказалось, что для окислов и многих силикатов с постоянным средним атомным весом $A=21$, отношение скорости звука и плотности примерно постоянно и равно

$$\frac{\bar{v}}{\rho} = const \approx 1,8 \left(\frac{км/с}{г/см^3} \right). \quad (3.2.3.3)$$

Тогда

$$\Theta_D = 164 \rho^{\frac{4}{3}} \quad (3.2.3.4)$$

и величина Θ_D может быть оценена только по значению плотности.

Для иллюстрации, в табл. 3.3 приведены величины температуры Дебая некоторых минералов, отличающихся высокими значениями Θ_D [119], оценённые именно по величине плотности.

Видно, что для некоторых минералов температура Дебая находится в интервале температур, характерных для ТГВ – от 20 до 600°С [28, 29, 180].

Можно ожидать, что для пород баженовской свиты удельная теплоёмкость будет зависеть от температуры, и эту зависимость необходимо учитывать при компьютерном моделировании добычи нефти с закачкой воздуха в пласт.

Таблица 3.3

Температура Дебая некоторых минералов,
рассчитанная по величине их плотности [119]

Минерал	Плотность, г/см ³	Θ_D , °C	Минерал	Плотность, г/см ³	Θ_D , °C
Плавленый кварц	2,2	200	Жадеит	3,3	532
Альбит	2,62	319	Форстерит	3,32	537
α - кварц	2,65	327	Пироп	3,51	600
Анортит	2,76	362	Периклаз (MgO)	3,56	617
Мусковит	2,80	375	Шпинель	3,63	642
Энстатит	3,18	483	Кианит	3,60	632
Диопсид	3,28	527	Корунд	3,99	757

3.2.4 Теплоёмкость реальных минералов и пород

Всё вышесказанное о температурной зависимости теплоёмкости справедливо для сравнительно простых веществ, например, одноатомных кристаллов. Однако минералы и горные породы являются сложными соединениями и, несмотря на то, что модель Дебая и температурная зависимость теплоемкости многих компонентов реальных минералов остаются в силе, некоторые закономерности, сформулированные для простых веществ, нуждаются в дополнительном уточнении [119]. Например, закон Дюлонга и Пти, согласно которому при $T > \Theta_D$ теплоемкость моля вещества $C_v \approx 6$ кал/моль·град ($\approx 24,9$ Дж/моль·К), должен быть соответствующим образом изменен, так как молярная теплоемкость **соединений** не равна этой величине.

Эта корректировка состоит [119] во введении понятия *среднего атомного веса соединения* \bar{M} , *равного отношению молекулярного веса к числу атомов в соединении, а также среднеатомной теплоемкости вещества* $C_{\bar{M}}$. Она равна молярной теплоемкости, деленной на число атомов в соединении (p):

$$C_{\bar{M}} = C_v \bar{M} = C_v M / p, \quad (3.2.4.1)$$

В таком случае можно ожидать, что величина $C_{\bar{M}}$ для разных веществ, по крайней мере, в пределах класса или типа химического соединения, должна быть величиной, хотя бы приближенно, одинаковой при одной и той же температуре. Такая закономерность должна иметь место, начиная с некоторой температуры, аналогичной температуре Дебая для простых веществ.

В целом, это действительно оказывается так [119], как показывают данные табл. 3.4, заимствованной из этой работы.

Как видно из таблицы, для данного класса минералов молярная теплоемкость, соответствующая среднему молекулярному весу, близка к постоянной величине; соответственно удельная массовая теплоемкость обратно пропорциональна среднему молекулярному весу.

Данные табл. 3.4 указывают на то, что для грубых оценок удельная теплоемкость при 25°C большинства минералов, слагающих породы земной коры, может быть принята равной 0,18 кал/г·град; точность такого приближения не ниже $\pm 5\%$ [119].

Несколько более дифференцированную оценку теплоёмкости при комнатной температуре можно получить и по простой формуле [119]:

$$\text{удельная массовая теплоёмкость} = A/\bar{M},$$

где постоянная A равна: 25470 для металлов; 21500 – для окислов кубической симметрии; 19195 – для сульфатов и карбонатов; 15810 – для алюмосиликатов. При этом значение теплоемкости получается в Дж /кг·град.

Таблица 3.4

Удельные теплоёмкости некоторых природных минералов [119]

Вещество	Химическая формула	\bar{M}	Система	C_p , кал/(г·град)	$C_p \bar{M}$, кал/(г·атом·град)
Карбонаты					
Доломит	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	18,00	тригон	0,208	3,74
Арагонит	CaCO_3	20,00	ромбич	0,189	3,78
Витерит	BaCO_3	39,50	ромбич	0,103	4,0
Кальцит	CaCO_3	20,00	тригон	0,195	3,92
Магнезит	MgCO_3	16,86	трикл	0,214	3,61
Родохрозит	MnCO_3	23,00	тригон	0,169	3,89
Сидерит	FeCO_3	23,20	тригон	0,169	3,92
Среднее $C_p \bar{M} = 3,83$					
Алюмосиликаты					
Альбит	$\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$	20,20	трикл	0,187	3,76
Амфибол	MgSiO_3	20,10		0,194	3,91
Андалузит	Al_2SiO_5	20,30	ромбич	0,179	3,70
Анортит	CaAl_2Si_8	21,40	трикл	0,178	3,80
Брусит	$\text{Mg}(\text{OH})_2$	11,67	гекс	0,315	3,68
Волластонит	CaSiO_3	23,20	трикл	0,175	4,07
Геленит	$\text{Ca}_2\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_7$	21,09	тетр	0,179	3,77
Гипс	$\text{CaSO}_4 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})$	14,30	моно	0,241	3,45
Диопсид	$\text{CaMg}(\text{SiO}_3)_2$	21,70	моно	0,173	3,75
Жадеит	$\text{NaAlSi}_2\text{O}_6$	20,22	моно	0,189	3,82
Клиноэнстатит	MgSiO_3	20,10	моно	0,188	3,78
Лабрадор	$2\text{Ab} \cdot 3\text{An}$	20,70	трикл	0,189	3,91
Лейцит	KAlSi_2O_6	21,18	гекс	0,185	3,92
Микроклин	KAlSi_3O_8	21,40	трикл	0,170	3,64
Оливин	$\text{Mg}_2\text{Fe}_2\text{SiO}_4$	21,00		0,184	3,86
Олигоклаз	$2\text{Ab} \cdot \text{An}$	20,60	трикл	0,183	3,83
Ортоклаз	$\text{KAl}_2\text{Si}_3\text{O}_8$	21,40	моно	0,174	3,73
Пироксен	MgSiO_3	20,10	ромбич	0,195	3,92
Пироп	$\text{Mg}_3\text{Al}_2\text{Si}_3\text{O}_{12}$	20,46	куб	0,174	3,56
Силлиманит	Al_2SiO_5	20,30	ромбич	0,187	3,80
Сфен	CaTiSiO_5	24,51	куб	0,169	4,14
Тальк	$\text{Mg}_3\text{H}_2\text{Si}_4\text{O}_{12}$	18,06	моно	0,200	3,61
Циркон	ZrSiO_4	30,50	тетр	0,128	3,90
Фаялит	Fe_2SiO_4	29,12	ромбич	0,156	4,53
Форстерит	Mg_2SiO_4	20,10	ромбич	0,199	4,00
Кварц	$\alpha\text{-SiO}_2$	20,03	гекс	0,175	3,55
Корунд	Al_2O_3	20,40	тригон	0,185	3,78
Муллит	$3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2(\text{SiO}_2)$	20,29	ромбич	0,187	3,79
Среднее $C_p \bar{M} = 3,84$					

Отметим, что увеличение молекулярного веса сопровождается, как правило, и увеличением плотности. Поэтому с ростом плотности удельная массовая теплоёмкость уменьшается [85] (рис. 3.6 , заимствованный из этой монографии).

Подробные таблицы теплоёмкости более чем 100 различных минералов приведены в фундаментальном справочнике [121, стр.214].

Но, как уже указывалось, подобное постоянство теплоёмкости справедливо только при температурах, выше температуры, аналогичной температуре Дебая.

Поскольку компоненты пород баженовской свиты отличаются и по плотности, и по строению, то и температуры Дебая у них будут различны. Поэтому можно ожидать, что теплоёмкость пород баженовской свиты от температуры будет зависеть, что должно быть учтено при численном моделировании.

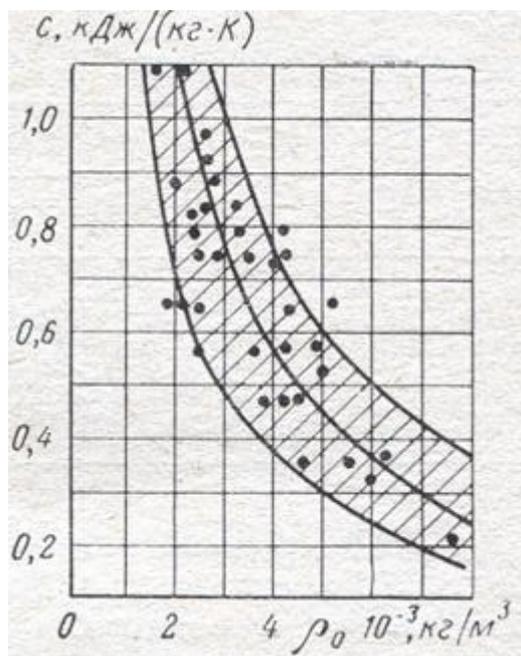


Рис.3.6 Зависимость удельной массовой теплоёмкости минералов от плотности. Заштрихована область наиболее вероятного сочетания этих параметров [85]

3.2.5 Экспериментальные данные по зависимости теплоёмкости реальных пород от температуры

Кристаллические вещества

Результаты экспериментального изучения температурных зависимостей удельной теплоемкости для минералов с различным средним атомным весом \bar{M} , представлены на рис. 3.7 [119]. Практически для всех минералов в характерном для ТГВ интервале температур **зависимость теплоёмкости от температуры существует.**

Тот же вывод можно сделать и из данных о температурной зависимости теплоёмкости ряда осадочных пород, приведенных в монографии [77] (рис.3.8). В монографии [120] отмечается, что в интервале температур 0 – 200°C увеличение теплоёмкости с ростом температуры составляет примерно 1,5 – 2% на каждые 10 °С.

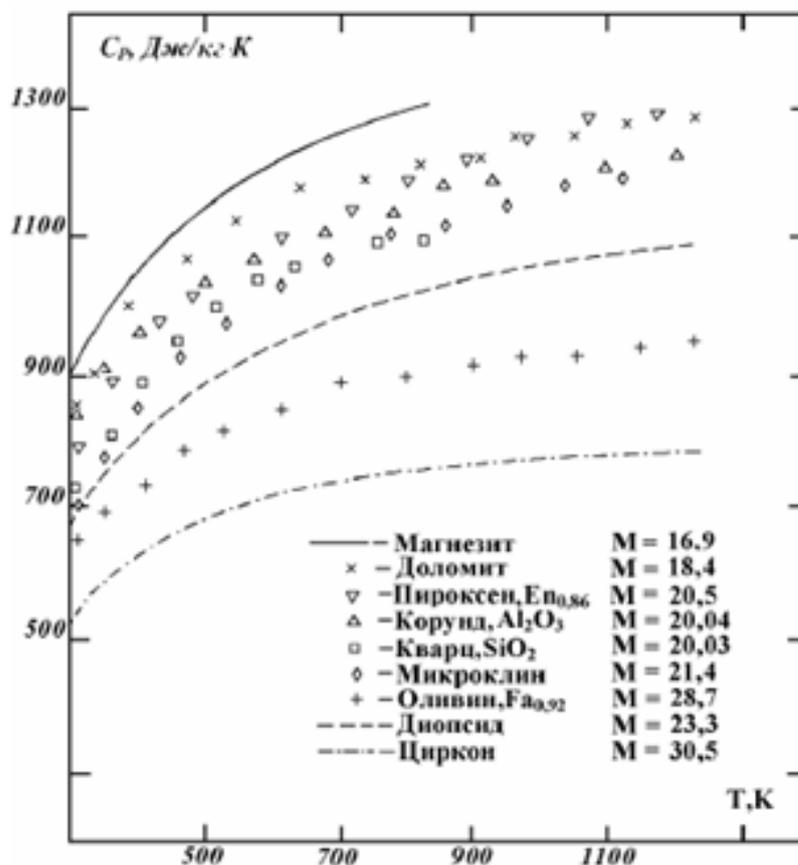


Рис. 3.7 Температурная зависимость удельной теплоёмкости некоторых минералов [119]

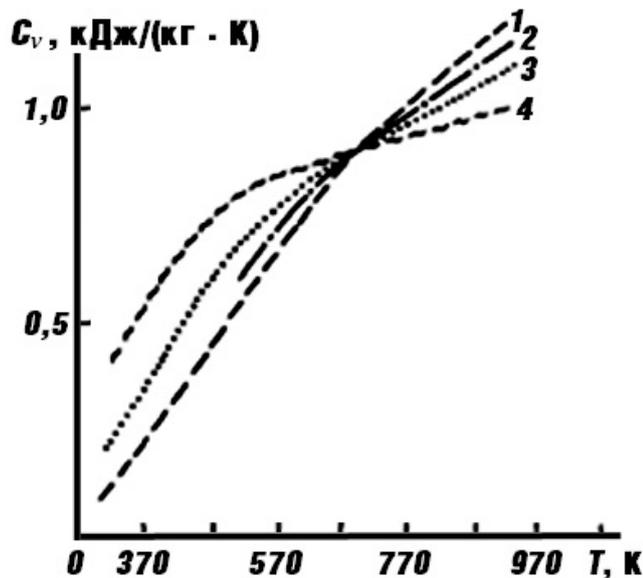


Рис.3.8 Зависимость от температуры удельной теплоёмкости некоторых горных пород [77]

(1- кварц, кварциты; 2 – глина, глинистые сланцы; 3 – кальцит, мрамор, доломит; 4 – каменная соль)

Для описания зависимости теплоёмкости пород от температуры часто используют приближённые формулы, например, линейную зависимость [122]:

$$C = C_{20} + n \cdot 10^{-1}(T^{\circ}\text{C} - 20), \quad (3.2)$$

где параметр n определяется из эксперимента, и для некоторых типов пород приведен в таблице 3.5.

Как утверждается, данное приближение справедливо для температур в интервале $0 - 500^{\circ}\text{C}$ [122].

Более точна трёхчленная формула [121]:

$$C_p = a + b \cdot T - c \cdot T^{-2}, \quad (3.3)$$

где температура – в градусах Кельвина, а величина C_p – в Дж/(г·К).

Это же выражение используется для вычисления истинных теплоёмкостей по измеренной величине средней теплоёмкости по какому-либо температурному интервалу [121]. Величины параметров a , b , c этой зависимости более чем для 100 минералов приведены в справочнике [121, стр. 214]. Для иллюстрации, данные для некоторых минералов приведены в таблице 3.6.

Параметр в линейной зависимости (3.2) теплоёмкости от температуры
для некоторых пород [122]

Породы	Параметр n
Кварциты безрудные	2.33
Мрамор	1.63
Кварциты железистые	5.23
Кварцито-песчаники	2.33
Граносиениты	2.20
Известняки	2.40
Граниты	1.40

Той же формулой приближённо может быть описана зависимость от температуры и некоторых глин, таблица 3.7 [121].

В ряде работ используют формулы с бóльшим числом слагаемых, например [123]

$$C_p = k_0 + k_1 \cdot T^{-0.5} + k_2 \cdot T^{-2} + k_3 \cdot T^{-3}$$

или

$$C_p = A_1 + A_2 \cdot T + A_3 \cdot T^{-2} + A_4 \cdot T^{-0.5} + A_5 \cdot T^2,$$

а также упрощенные варианты этих уравнений. В частности, для каждого из исследованных в работе [123] минералов применялись свои уравнения для описания температурной зависимости удельной теплоёмкости (таблица 3.8).

В работе [124] исследовались теплофизические свойства пород в интервале температур 20-300°C и интервале давлений 0,1-150 МПа. Работа выполнена на обширной коллекции образцов осадочных пород Восточного Предкавказья, отличавшейся широким спектром петрофизических характеристик, состава и структуры образцов. Были выполнены петрографические анализы образцов как до, так и после исследования. В результате получено, что до 500°C в первом приближении теплоемкость исследованных пород линейно увеличивалась с ростом температуры.

Таблица 3.6

Теплоёмкость некоторых минералов и её зависимость от температуры [121]

Соединение	Минерал	C_p в Дж/(г·град) при температуре, °С					Константы в уравнении $C_p = a + bT - cT^2$			Ошибка в %; в интервале температур, °С
		0	200	400	800	1200	a	10^3b	$10^{-5}c$	
$Al_8Si_8O_{18}$	Каолинит	0,93	1,02				0,806	0,403	0	4; 0 - 300
$Al_2Si_2O_7 \cdot 2H_2O$	Каолин	0,99	1,17	1,35			0,641	0,904	0	3; 0 - 500
$Al_2Si_2O_7$	Метакаолин	0,71	1,00	1,10	1,20	1,27	1,062	0,151	0,289	2; 0 - 1300
$CaCO_3$	Арагонит	0,78	1,00	1,13			0,823	0,497	0,1286	3; 0 - 750
	Кальцит	0,79	1,00	1,13			0,823	0,497	0,1286	
$CaSO_4$	Ангидрит	0,52	0,58	0,60	0,64		0,569	0,675	0,048	5; 0 - 1100
$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	Гипс	1,03								
FeS_2	Пирит	0,500	0,594	0,69			0,373	0,466	0	7; 0 - 500
SiO_2	α -кварц	0,698	0,969	1,129			0,7574	0,607	0,168	1; 0 - 575
	β -кварц				1,174	1,327	0,763	0,383	0	4; 575 - 1600
	α -кристобалит	0,69	1,01				0,254	1,6	0	4; 0 - 250
	β -кристобалит			1,074	1,171	1,21	1,191	0,032	0,0625	2; 250 - 1700

Таблица 3.7

Температурная зависимость теплоёмкости некоторых глин [121]

Порода	C_p в Дж/(г·град) при температуре, °С					Константы в уравнении $C_p = a + bT - cT^2$			Ошибка в %; в интервале температур, °С
	0	200	400	800	1200	a	10^3b	$10^{-5}c$	
Глина аморфная	0,75	0,94	1,13	1,51		0,489	0,953	0	5; 0 - 1000
Глина фарфоровая	0,80	0,94	1,08	1,78		0,607	0,707	0	5; 0 - 500

Уравнения для описания температурной зависимости
удельной теплоёмкости ряда минералов [123]

Минерал	Уравнение *
Смектит, иллит, морденит, кристобалит, кварц, полевой шпат, CaSiO_3 , мусковит, кальцит	$C_p = A_1 + A_2T + A_3T^2$
Клиноптиолит	$C_p = A_1 + A_2T + A_3T^2$
Хабазит, эрионит, стеллерит	$C_p = k_0 + k_1T^{-0.5} + k_2T^2 + k_3T^{-3}$
Тридимит, $\text{Mg}_3\text{Al}_2\text{Si}_3\text{O}_2$, NaAlSiO_4	$C_p = A_1 + A_2T + A_3T^{-0.5} + A_4T^2$
$\text{CaMgSi}_2\text{O}_6$, KAlSi_3O_8 , $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$	$C_p = A_1 + A_2T + A_3T^{-2} + A_4T^{-0.5} + A_5T^2$
Анальцит	$C_p = A_1 + A_2T + A_3T^2 + A_4T^3$

* - константы в уравнениях данной таблицы различны для каждого минерала

Аморфные вещества

Согласно справочнику [125] у пород с аморфной структурой теплоемкость повышается равномерно по всем интервалам температур. В отличие от аморфных веществ, у пород с кристаллической структурой темп роста различен в разных температурных интервалах: при температурах от 0 до 400°C темп роста теплоёмкости выше, чем при последующем нагреве, как это видно из рис. 3.9.

Как видно из приведенных данных, почти для всех минералов и пород, в характерном для ТГВ интервале температур, удельная теплоёмкость зависит от температуры (то есть, температура Дебая оказывается достаточно высокой). При средних температурах эта зависимость не слишком сильно отличается от линейной.

Соответственно можно ожидать, что для пород баженовской свиты, содержащих как кристаллические, так и аморфные компоненты, рост удельной теплоёмкости с температурой будет близок к линейному закону.

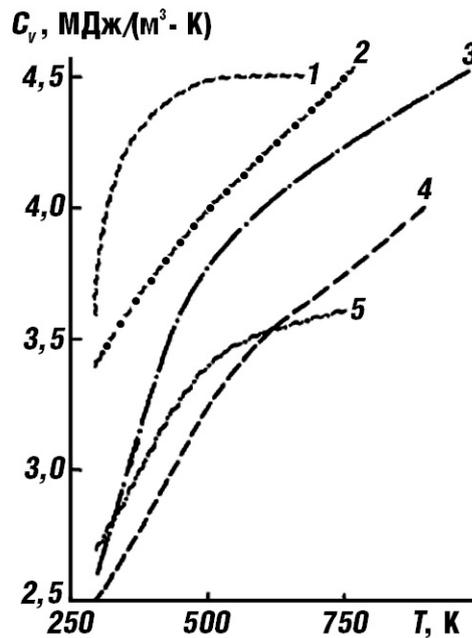


Рис. 3.9. Зависимость удельной объёмной теплоёмкости некоторых пород от температуры [77]

1 – обсидиан; 2 – оливиновый базальт; 3 - среднезернистый двухслюдяной гранит; 4 – лерцолит; 5 - гарцбургит

При численном моделировании ТГВ необходимо учитывать температурную зависимость удельной теплоёмкости пород баженовской свиты.

3.2.6 Возможность аналитического расчёта теплоёмкости минерального скелета

Приведенные простые аналитические и интерполяционные формулы для вычисления удельной теплоёмкости пород могут быть использованы лишь как первое приближение, для качественных оценок её величины. Существует много различных методов аналитического (расчётного) определения теплоёмкости [106], но все они не могут конкурировать по точности с экспериментом [106], даже для веществ более простых, чем горные породы. При отсутствии экспериментальных данных ориентировочное значение теплоёмкости можно получить и расчётным

путём, но полученные таким образом результаты нельзя признать точными [106].

Расчёт столь сложных по составу пород, как породы баженовской свиты, крайне затруднён и тем обстоятельством, что отдельные компоненты породы в реальности сильно отличаются от идеального состояния. Минералы имеют многочисленные дефекты кристаллической решётки, примеси и т.д. Даже при известном минералогическом составе породы рассчитать её теплоёмкость с использованием таблиц параметров идеальных минералов можно лишь очень приближённо.

Поэтому для численного моделирования необходимо использовать экспериментально определённые значения теплоёмкости для конкретных пород, предполагаемых к разработке методом закачки в пласт воздуха – ТГВ.

3.3 Теплоёмкость воды

3.3.1 Теплоёмкость дистиллированной воды

Подробные таблицы значений теплоёмкости дистиллированной воды содержатся в ряде справочников, например, в [107, 114]. При нормальных условиях теплоёмкость воды близка к 4,2 кДж/(кг·град) и слабо зависит от температуры и давления. Например, при $t = 0^\circ\text{C}$ теплоёмкость воды изменяется от величины 4,218 кДж/(кг·град) при $P = 10$ кПа до значения 4.108 кДж/(кг·град) при $P = 22$ МПа.

Температурная зависимость теплоёмкости воды становится заметнее с ростом давления: при $P = 10$ МПа значения теплоёмкости увеличиваются от 4.165 кДж/(кг·град) при $t = 0^\circ\text{C}$ до 5.7 кДж/(кг·град) при $t = 300^\circ\text{C}$. **При большем давлении $P = 22$ МПа (что ближе к пластовому давлению в баженовской свите) теплоёмкость воды возрастает уже от 4.108 кДж/(кг·град) при $t = 0^\circ\text{C}$ до 18.38 кДж/(кг·град) при $t = 370^\circ\text{C}$, то есть более, чем в 4 раза!**

Поскольку

- глубина залегания пород бажендовской свиты составляет в среднем 2500 – 3000 метров [115, 139, 143], соответственно, пластовое давление в обычных зонах составляет порядка 30 МПа, а в зонах аномального пластового давления (АВПД) достигает 60 МПа [179];
- пластовая температура колеблется от 80°C до 134 °C [115];
- при ТГВ температура пласта достигает нескольких сот градусов [28, 29, 180],

то при численном моделировании ТГВ температурную зависимость теплоёмкости воды необходимо учитывать.

3.3.2 Теплоёмкость минерализованной воды

Отметим, что теплоёмкость воды зависит и от её солёности, например, при 18°C её величина для морской воды составляет 4.1 кДж/(кг·град) при 0,5% растворе соли, 3,93 кДж/(кг·град) при 3% растворе, 3,78 кДж/(кг·град) при 6% растворе.

При стандартных условиях для учёта влияния минерализации пластовой воды можно воспользоваться формулой для удельной изобарной массовой теплоёмкости минерализованной пластовой воды [130]:

$$C_{\text{пласт}}^{\text{станд}} [\text{кДж} / (\text{кг} \cdot \text{град})] = 4,18 - 3,1 \cdot 10^{-3} G (\text{г} / \text{л}) = C_{\text{дистил}}^{\text{станд}} \left(1 - \frac{3,1 \cdot 10^{-3} G}{C_{\text{дистил}}^{\text{станд}}} \right), \quad (3.4)$$

где G – минерализация в г/л, $C_{\text{пласт}}^{\text{станд}}$ и $C_{\text{дистил}}^{\text{станд}}$ – теплоёмкость минерализованной пластовой и дистиллированной воды при стандартных условиях.

Учёт минерализации пластовой воды при условиях, отличных от стандартных, можно произвести с применением формулы термодинамического подобия значений теплоёмкости минерализованной и дистиллированной воды [130]:

$$\frac{C_{\text{пласт}}^{T,p}}{C_{\text{пласт}}^{\text{станд}}} = \frac{C_{\text{дистил}}^{T,p}}{C_{\text{дистил}}^{\text{станд}}}$$

где $C_{\text{пласт}}^{T,p}, C_{\text{дистил}}^{T,p}$ – теплоёмкость минерализованной пластовой и дистиллированной воды при рассматриваемых термобарических условиях, соответственно. Тогда

$$C_{\text{пласт}}^{T,p} = C_{\text{дистил}}^{T,p} \frac{C_{\text{пласт}}^{\text{станд}}}{C_{\text{дистил}}^{\text{станд}}} = C_{\text{дистил}}^{T,p} \left(1 - \frac{3,1 \cdot 10^{-3} G}{C_{\text{дистил}}^{\text{станд}}} \right). \quad (3.5)$$

При численном моделировании ТГВ опубликованные таблицы и зависимость теплоёмкости дистиллированной воды от температуры легко могут быть использованы в качестве исходных данных.

Пример зависимости удельной изобарной массовой теплоёмкости пластовой воды от температуры и давления приведен на рис. 3.10 [130].

Влияние давления на изменение значений теплоёмкости воды в представленном диапазоне давлений и температур незначительно и находится в пределах погрешности определения теплоёмкости [130].

Следовательно, комбинируя справочные данные о температурной зависимости удельной теплоёмкости воды и приведенные выше формулы, можно получить корректное значение удельной теплоёмкости минерализованной воды для условий отложений баженовской свиты.

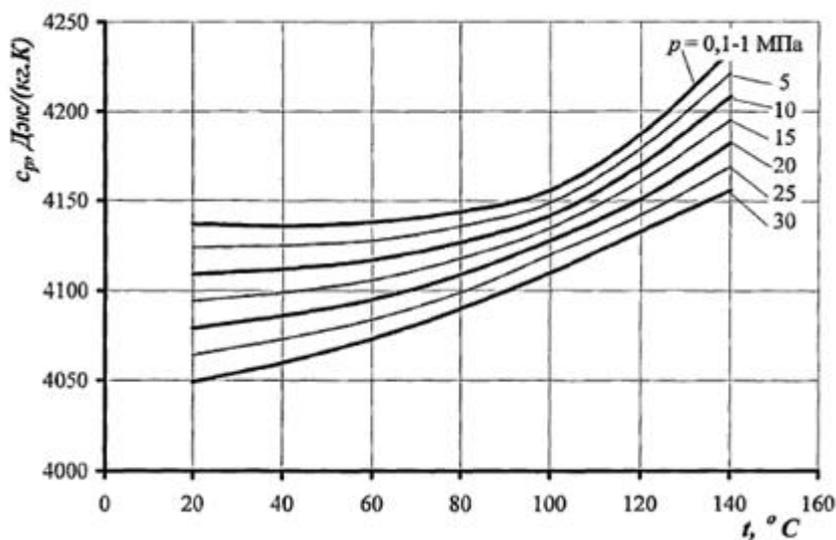


Рис. 3.10 Зависимость удельной изобарной массовой теплоёмкости пластовой воды от температуры и давления [130]

3.4 Теплоёмкость нефти и углеводородных жидкостей

3.4.1 Общие сведения

Удельная теплоёмкость нефти зависит от давления, температуры, количества растворённого газа [106, 107] и сильно зависит от состава нефти [106]. В большинстве случаев теплоёмкость нефти уменьшается с повышением её удельного веса [110], хотя есть и исключения – для некоторых калифорнийских нефтей с удельным весом более $0,900 \text{ г/см}^3$ теплоёмкость составляет порядка $1,9 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$.

Поскольку состав нефтей весьма различен [109], то и теплоёмкость нефтей варьирует в широких пределах: от $0,95$ до $3,3 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$ [106], хотя в качестве типичных значений чаще всего указывают величины от $1,67$ до $2,1 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$ [34, 106, 107] или даже одно значение - $1,89 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$ [108].

В работе [106] приведены результаты экспериментального определения теплоёмкости нефтей месторождений Долинского, Песчаный-море и Калифорнийского (США), измеренные при температурах от 20 до 80°C и давлениях от $0,1$ до 30 МПа . Величина теплоёмкости для разных нефтей и различных термобарических условий изменялась от 1 до $3,3 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{град)}$.

Для иллюстрации ниже в таблицах 3.9 - 3.11 приведены некоторые данные по теплоёмкости различных жидких углеводородов.

Таблица 3.9

Удельная теплоёмкость при $80 - 90^\circ\text{C}$ жидких углеводородов с 12 углеродными атомами [118]

Углеводород	$C_v, \text{кДж/(кг}\cdot\text{град)}$
Н -Додекан	2,343
Дициклогексил	1,946
Дифенил	1,766

Численные значения изобарной удельной массовой теплоемкости разгазированной нефти по данным исследования нефтей 67 месторождений [130] находятся в пределах от $1,600$ до $2,588 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$.

Удельная теплоемкость некоторых жидкостей при 20 °С [107]

Вещество	Плотность, 10^3 кг / м^3	Удельная теплоемкость при 20 °С, кДж / (кг·К)
Ацетон	0,79	2,160
Бензин	0,70	2,05
Бензол (10 °С)	0,90	1,42
Бензол (40 °С)	0,88	1,77
Вода	1,00	4,18-4,22
Керосин	0,8-0,9	1,88-2,14
Нефть	0,80	1,65-2,1
Скипидар	0,86	1,80
Спирт метиловый	0,79	2,47
Спирт этиловый	0,79	2,39
Масло моторное	0,9	1,67 – 2,1
Толуол		1,72
Хлороформ		1,00
Этиленгликоль		2,30

В целом, как видно из приведенных данных, величина теплоёмкости различных углеводородных жидкостей отличается не слишком сильно.

Поэтому можно ожидать, что за исключением некоторых экстремальных случаев – высоковязкие нефти или лёгкие газоконденсатные смеси, требования к точности оценки теплоёмкости нефти для численного моделирования являются не слишком жёсткими. В частности, иногда вместо тепловых параметров нефти вообще используют параметры керосина [79].

Можно было бы надеяться получить достаточно точную оценку, рассчитав значение теплоёмкости по известному составу нефти, используя термодинамические параметры [132] составляющих её органических соединений. **Но ввиду сложности состава нефти [109] (содержащей сотни различных соединений) точное вычисление её теплоёмкости практически невозможно, особенно, если учесть большую погрешность расчётных методов оценки теплоёмкости [106].**

Для того чтобы обойти эту трудность, но сократить при этом число необходимых экспериментов, разработаны эмпирические соотношения между теплоёмкостью нефти и другими, более простыми её параметрами.

Таблица 3.11

Удельная теплоёмкость некоторых жидких углеводородов [193]

Углеводороды	c_v [ккал/кг·град] при температуре °С					
	0	25	0 - 50	37,8	93,3	148,9
Алканы нормального строения						
Нонан	–	–	0,5034	–	–	–
Декан	–	–	0,5021	–	–	–
Ундекан	–	–	0,5013	–	–	–
Додекан	–	–	0,4997	–	–	–
Тридекан	–	–	0,4983	0,499	–	–
Тетрадекан	–	–	0,4973	–	–	–
Пентадекан	–	–	0,4966	–	–	–
Гексадекан	–	–	0,4957	0,512	0,56	0,608
Алканы изомерного строения						
2.3.4 – Триметилпентан	0,518	0,546	–	–	–	–
2.2.4 – Триметилпентан	0,474	0,500	–	–	–	–
2 – Метилионан	0,504	0,524	–	–	–	–
3 – Метилионан	0,497	0,518	–	–	–	–
4 – Метилионан	0,506	0,533	–	–	–	–
5 – Метилионан	0,503	0,528	–	–	–	–
Цикланы						
1.1 – Дициклогептил – гептан	–	–	–	0,480	0,536	0,577
Изопропилдициклогексил	–	–	–	0,479	0,524	0,569
Дициклогексилметан	–	–	–	0,471	0,517	0,571
Дициклогексил	–	–	–	0,445	0,499	0,554
α - <i>n</i> -Пропилдекалин	–	–	–	0,447	0,495	0,579
Диэтилциклогексил	–	–	–	0,432	0,465	0,536
α -Метилдекалин	–	–	–	0,422	0,482	0,542
Декалин	–	–	–	0,379	0,437	0,495
Ароматические углеводороды						
Дифенилметан	–	–	–	0,390	–	–
Дибензил	–	–	–	0,363	–	–
Дифенил	–	–	–	–	0,422	–

В частности, существуют корреляции между удельной теплоёмкостью нефти и её плотностью, а также многопараметрические корреляции удельной теплоёмкости нефти с другими её характеристиками: плотностью, содержанием парафина, молярной массой, температурой застывания, температурой кипения нефти [130]:

$$C_{pnp} = 3646 - 2,008 \cdot \rho_{np},$$

$$C_{pnp} = 3364 - 1,707 \cdot \rho_{np} + 4,089 \cdot n,$$

$$C_{pnp} = A_1 + B_1 \cdot \rho_{np} + C_1 \cdot n + E_1 \cdot T_{зас}$$

где C_{pnp} – удельная изобарная массовая теплоёмкость разгазированной нефти, ρ_{np} – плотность разгазированной нефти, n – содержание парафина, $T_{зас}$ – температура застывания разгазированной нефти, A_1 , B_1 , C_1 , E_1 – эмпирические константы.

При отсутствии вообще каких-либо данных о нефти рассматриваемого месторождения в [130] рекомендуется принимать значение её теплоёмкости, равное 1,93 кДж/(кг·К).

Однако, такие корреляции справедливы лишь для конкретных типов нефтей, содержащихся в обучающей выборке. К тому же, разброс значений от найденной линии регрессии достаточно велик (рис. 3.11) и, на наш взгляд, использовать эти соотношения имеет смысл лишь тогда, когда измерения теплоёмкости нефти провести по каким-либо причинам не представляется возможным.

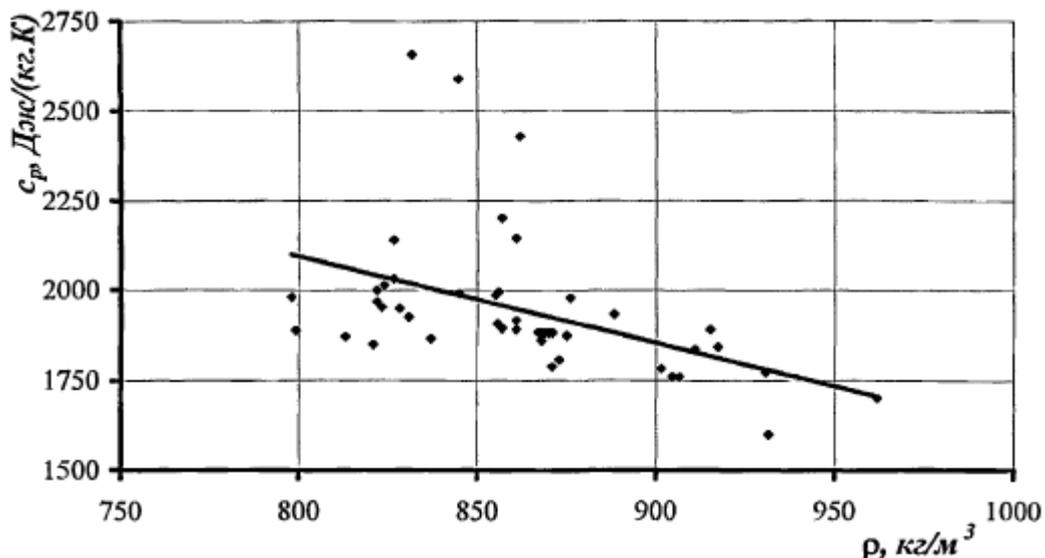


Рис. 3.11 Зависимость удельной изобарной теплоёмкости разгазированных нефтей от их плотности (в стандартных условиях) [130]

Следует учесть, как указано в п.1, что в отложениях баженовской свиты встречаются нефти различной плотности и вязкости. В продукции скважин,

эксплуатирующих отложения баженской свиты, помимо жидкой нефти будут так же содержаться жидкие продукты пиролиза керогена.

При численном моделировании ТГВ в баженской свите желательно использовать значения удельной теплоёмкости добываемых жидких углеводородов, определённые экспериментально. В первом же приближении можно воспользоваться эмпирическими корреляциями, указанными выше.

3.4.2 Зависимость теплоёмкости нефти от температуры

Удельная теплоёмкость углеводородных жидкостей вообще, и нефти в частности, зависит от температуры. На рис.3.12 – 3.14 показана подобная зависимость для разных типов углеводородов и для пластовых нефтей.

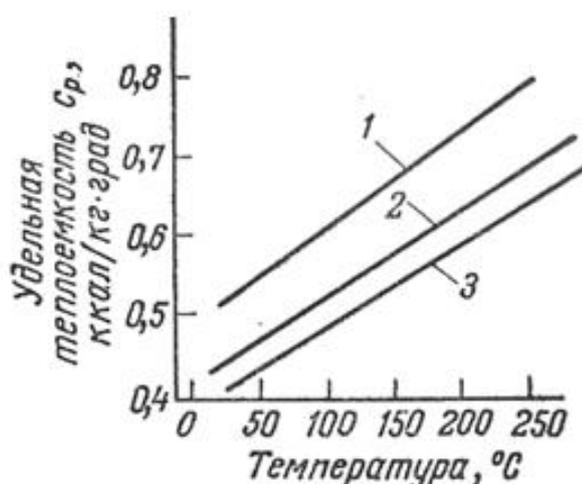


Рис. 3.12 Зависимость от температуры удельной теплоёмкости некоторых типов жидких углеводородов (1 – алканы, 2 – цикланы, 3 – арены) [107]

Видно, что в интервале температур, характерных для ТГВ (от 20 до нескольких сотен градусов Цельсия [180]), теплоёмкость нефти может меняться в два и более раз, тогда как от давления теплоёмкость зависит намного слабее.

Хотя при ТГВ пластовое давление в процессе добычи может изменяться, эти изменения невелики, и зависимостью теплоёмкости от этих вариаций давления можно пренебречь. При необходимости эту зависимость можно уточнить по литературным данным.

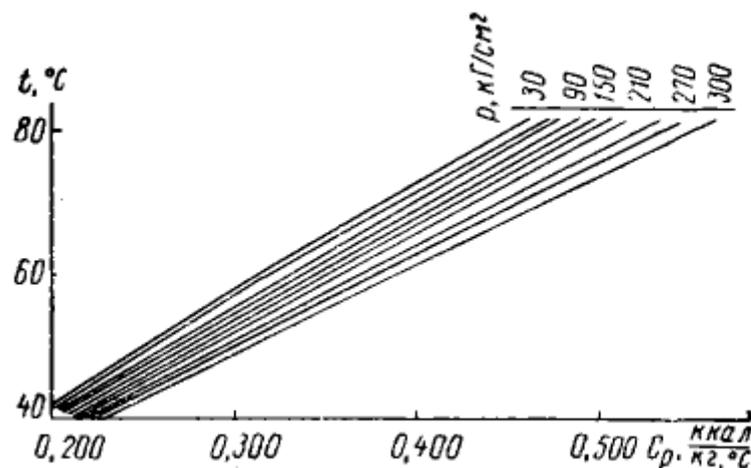


Рис. 3.13 Зависимость удельной массовой изобарной теплоёмкости нефти месторождения Песчаный-море от давления и температуры [106]

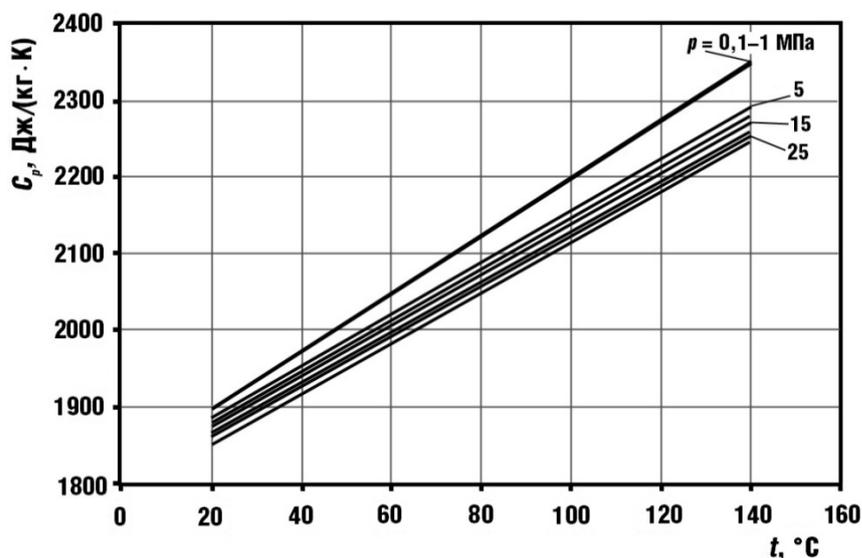


Рис. 3.14 Зависимость удельной массовой изобарной теплоёмкости нефти Приразломного месторождения от давления и температуры [130]

Как видно из приведенных данных, в первом приближении зависимость удельной теплоёмкости нефти от температуры может считаться линейной [106]. Эту зависимость можно оценить по формуле Крэга [111]:

$$C = (0,762 + 0,0034 \cdot T) / \rho_{15}^{15}, \quad (3.6)$$

где ρ_{15}^{15} – относительная плотность нефти при 15°C, определённая по отношению к плотности воды, измеренной также при 15 °C, T - температура в градусах Кельвина; данная формула применима при температурах до 473 К [111].

Среднюю теплоёмкость по некоторому температурному интервалу можно оценить приближённо по формуле [111]:

$$C_{\text{сред}} = 1,444 + 0,0037 \cdot T_{\text{сред}} \left(2,1 - \rho_{15}^{15} \right),$$

где $C_{\text{сред}}$ и $T_{\text{сред}}$ – средние значения теплоёмкости и температуры (в градусах Цельсия) по рассматриваемому температурному интервалу.

В работе [130] также отмечается, что влияние давления на удельную теплоемкость разгазированной нефти незначительно. При давлениях, больших 2 МПа, предлагается определять изобарную теплоёмкость $\bar{C}_p(T)$ разгазированной нефти также по линейной формуле, не учитывающей влияние давления:

$$\bar{C}_p(T) = C_p^{20} [1 + \alpha (T - 20)], \quad (3.7)$$

где T – температура в градусах Цельсия, C_p^{20} – теплоёмкость, измеренная при 20°C, α – эмпирический коэффициент, который может быть оценён по величине отношения плотности нефти, измеренной при 20°C, к плотности воды при 4°C. При необходимости, влияние давления (в МПа) можно учесть [130] введением мультипликативной поправки ε :

$$C_p(T, P) = \bar{C}_p(T) \cdot \varepsilon, \quad (3.8)$$

где:

$$\varepsilon = 1 - 1,314 \cdot 10^{-4} \cdot T - 6,459 \cdot 10^{-4} P.$$

Изменение давления с 0 до 30 МПа изменяет величину теплоёмкости всего на 2-3 %. Поэтому учёт влияния давления на величину теплоёмкости разгазированной нефти необходим лишь в редких случаях.

Отметим, что в работе [106] приведены зависимости изменения с давлением и температурой отношения теплопроводностей C_p/C_v для пластовых нефтей при содержании газа от 0 до 90%.

Таким образом, при численном моделировании ТГВ в отложениях баженовской свиты зависимость удельной теплоёмкости нефти от температуры следует учитывать, а зависимостью от пластового

давления в первом приближении можно пренебречь. При этом характер зависимостей следует оценить экспериментально; скорее всего, зависимость удельной теплоёмкости нефти данных отложений от температуры будет линейной.

3.5 Теплоёмкость пластовых газов

3.5.1 Теплоёмкость углеводородных газов

При ТГВ в пласте формируется достаточно сложный состав газовой фазы, который включает в себя H_2O , CH_4 , CO_2 , CO , O_2 , N_2 , C_{2+} , иногда H_2S [28, 29, 33, 112, 113, 181]. Компонент C_{2+} состоит как из углеводородных соединений, изначально находившихся в нефти, так и тех, которые образовались в пласте в результате реакций низкотемпературного окисления и термолиза исходной нефти, возникающих при закачке в пласт воздуха [181].

Напомним, что метан (CH_4), этан (C_2H_6) и этилен (C_2H_4) при нормальных условиях ($p=0,1$ МПа и $T=273$ К) являются *реальными газами*. Пропан (C_3H_8), пропилен (C_3H_6), изобутан ($i-C_4H_{10}$), нормальный бутан ($n-C_4H_{10}$), бутилены (C_4H_8) при атмосферных условиях находятся в газообразном состоянии, конденсируясь при повышенных давлениях. Углеводороды, начиная с изопентана ($i-C_5H_{12}$), уже при атмосферных условиях - жидкости, а насыщенные углеводороды, в молекулу которых входит 18 и более атомов углерода (то есть, от $C_{18}H_{38}$), при атмосферных условиях - твердые вещества.

Ввиду аддитивности теплоёмкости, её значение для газовой фазы может быть легко рассчитано при известных концентрациях указанных компонентов.

В области давлений, где газы считаются идеальными, значения теплоемкостей постоянны. **Однако для реальных газов значения теплоемкости изменяются в зависимости от давления и температуры.**

Для иллюстрации, значения изобарной теплоёмкости некоторых из указанных выше компонентов пластовых газов при нормальных условиях приведены в таблице 3.12 [121], а для высоких температур – в таблицах 3.13 и 3.14 [118].

Таблица 3.12

Теплоёмкости некоторых газов при нормальных условиях [121]

Вещество	Химическая формула	Плотность при нормальных условиях кг/м ³ , или масса 1л в граммах	Удельная теплоемкость при постоянном давлении, кДж/(кг·К)
Азот	N ₂	1,25	1,05
Водород	H ₂	0,09	14,26
Водяной пар	H ₂ O	0,59 (при 100 °С)	2,14 (при 100 °С)
Воздух	–	1,29	1,0
Гелий	He	0,18	5,29
Кислород	O ₂	1,43	0,91
Пропан	C ₃ H ₈	1,98	1,86
Сероводород	H ₂ S	1,54	1,02
Углекислый газ	CO ₂	1,98	≈1
Оксид углерода	CO		1,0

В справочнике [121] приведены подробные таблицы теплоёмкостей различных газов и параметры приближённого описания температурной зависимости теплоёмкости газов трёхчленной формулой вида (3.3). Для иллюстрации некоторые подобные данные приведены в таблице 3.15 .

3.5.2 Теплоёмкость воздуха

Физические свойства воздуха, закачиваемого при ТГВ в пласт, приведены в многочисленных публикациях, например, в [116]. Для иллюстрации одна из таблиц приведена ниже (таблица 3.16).

Детальные значения теплофизических параметров воды и водяного пара могут быть взяты из многочисленных таблиц, например, приведенных в [114]. Для насыщенного пара при давлении 0,1 МПа и температуре 99,63°С теплоёмкость составляет 1,36 кДж/(кг·К), а при давлении 22,1 МПа и температуре 374,06°С теплоёмкость возрастает до 4,346 кДж/(кг·К).

Таблица 3.13

Истинная теплоёмкость некоторых газов
при высоких температурах, кДж/(м³·К) [118]

$t, ^\circ\text{C}$	O ₂	N ₂	H ₂	CO	CO ₂	H ₂ O	H ₂ S	SO ₂
0	1,3059	1,2987	1,2766	1,2992	1,5998	1,4943	1,507	1,733
100	1,3331	1,3025	1,2996	1,3054	1,7936	1,5194	1,557	1,892
200	1,3750	1,3147	1,3046	1,3226	1,9489	1,5600	1,624	2,031
300	1,4202	1,3364	1,3071	1,3498	2,0754	1,6077	1,704	2,152
400	1,4239	1,3641	1,3113	1,3816	2,1796	1,6592	1,784	2,240
500	1,4968	1,3942	1,3188	1,4147	2,2672	1,7132	1,863	2,307
600	1,5257	1,4239	1,3293	1,4457	2,3400	1,7693	1,938	2,357
700	1,5499	1,4516	1,3427	1,4733	2,4015	1,8271	2,010	2,399
800	1,5705	1,4767	1,3595	1,4976	2,4526	1,8849	2,068	2,428
900	1,5876	1,4989	1,3770	1,5194	2,4962	1,9415	2,127	2,453
1000	1,6023	1,5185	1,3955	1,5378	2,5330	1,9954	2,177	2,474
1100	1,6157	1,5357	1,4151	1,5537	2,5640	2,0457	2,219	2,487

Таблица 3.14

Средняя теплоёмкость некоторых газов
при высоких температурах, кДж/(м³·К) [118]

$t, ^\circ\text{C}$	O ₂	N ₂	H ₂	CO	CO ₂	H ₂ O	H ₂ S	SO ₂
0	1,3059	1,2987	1,2766	1,2992	1,5998	1,4943	1,507	1,733
100	1,3126	1,3004	1,2908	1,3017	1,7003	1,5052	1,532	1,813
200	1,3352	1,3038	1,2971	1,3071	1,7873	1,5223	1,562	1,888
300	1,3561	1,3109	1,2992	1,3167	1,8627	1,5424	1,595	1,955
400	1,3775	1,3205	1,3021	1,3289	1,9297	1,5654	1,633	2,018
500	1,3980	1,3322	1,3050	1,3427	1,9887	1,5897	1,671	2,068
600	1,4168	1,3452	1,3080	1,3574	2,0411	1,6148	1,708	2,114
700	1,4345	1,3586	1,3121	1,3720	2,0884	1,6412	1,746	2,152
800	1,4499	1,3717	1,3168	1,3862	2,1311	1,6680	1,784	2,181

Таблица 3.15

Константы в уравнении для температурной зависимости
теплоёмкости некоторых газов [121]

Газ	Плотность нормальная, г/л	Теплоёмкость, C_p , Дж/г при температурах в С			Константы для уравнения $C_p = a + bT - cT^2$, Дж/г; (Т°К)			Диапазон температур, С
		0	400	1200	a	$10^2 b$	$10^{-5} c$	
Воздух	1,2920	1,001	1,057	1,160	0,968	0,132	0	0 – 2000
Ar	1,7820	0,521	0,521	0,521	0,521	0	0	0 –
Br ₂	7,1308	0,225	0,232	0,236	0,223	0,010	0	0 – 1400
CH ₄	0,7152	2,160	3,500		1,886	2,500	0,304	0 – 1000
Cl ₂	3,1638	0,497	0,511	0,537	0,488	0,033	0	0 – 1700
CO	1,2492	1,040	1,103	1,245	1,980	0,180	0	0 – 2000
CO ₂	1,9630	0,820	1,120	1,320	0,894	0,700	0,197	0 – 2000
F ₂	1,6954	0,774	0,818	0,906	0,744	0,110	0	0 – 2700
H	0,0450	20,600	20,600	20,600	20,600	0	0	0 –
H ₂	0,8990	14,230	14,870	16,140	13,796	1,590	0	0 – 2000
HBr	3,6104	0,363	0,381	0,416	0,352	0,434	0	0 – 1700
HCl	1,6269	0,795	0,834	0,911	0,769	0,096	0	0 – 1700
He	0,1785	5,200	5,200	5,200	5,200	0	0	0 –
HF	0,8926	1,431	1,500	1,634	1,384	0,169	0	0 – 1700
Hg	8,9501	0,104	0,104	0,104	0,104	0	0	0 –
Hg ₂	17,9003	0,094	0,094	0,094	0,094	0	0	0 –
HI	5,7075	0,234	0,245	0,266	0,227	0,027	0	0 – 1700
H ₂ O		1,847	2,052	2,478	1,690	0,535	-0,008	0 – 2000
H ₂ S	1,5203	1,025	1,210	1,527	0,962	0,385	0,0314	0 – 1500
I ₂	11,3250	0,150	0,150	0,150	0,150	0	0	0 –
K	1,7444	0,532	0,532	0,532	0,532	0	0	0 –
K ₂	3,4889	0,482	0,482	0,482	0,482	0	0	0 – 1700
Kr	3,7365	0,250	0,250	0,250	0,250	0	0	0 –
N ₂	1,2499	1,037	1,080	1,210	0,962	0,167	-0,021	0 – 1500
Na	1,0260	0,904	0,904	0,904	0,904	0	0	0 –
Na ₂	2,0520	0,820	0,820	0,820	0,820	0	0	0 –
Ne	0,9005	1,030	1,030	1,030	1,030	0	0	0 –
NH ₃	0,7598	2,060	2,740	3,860	1,822	1,395	0,1102	0 – 1500
NO	1,3388	1,000	1,047	1,142	0,968	0,118	0	0 – 2000
N ₂ O	1,9638	0,850	0,954	1,162	0,779	0,260	0	0 – 2000
O ₂	1,4277	0,916	1,025	1,143	0,944	0,136	0,0486	0 – 2000
OH	0,7598	1,760	1,590	1,930				
P ₂ O ₅	6,3371		1,084	1,084	1,084	0	0	360 – 1100
S ₂	2,8607	0,565	0,573	0,589	0,560	0,0196	0	30 – 2000
SO ₂	2,8580	0,610	0,790	0,875	0,762	0,082	0,132	0 – 2000
Xe	5,8579	0,158	0,158	0,158	0,158	0	0	0 –

Физические свойства воздуха [116]

$t, ^\circ\text{C}$	$\rho, \text{кг/м}^3$	Теплоемкость $C, \text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$		$\lambda \cdot 10^2, \text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$	$a \cdot 10^2, \text{м}^2/\text{ч}$	$\mu \cdot 10^5, \text{Па} \cdot \text{с}$	$\nu \cdot 10^6, \text{м}^2/\text{с}$	Pr
		истинная	средняя					
0	1,2930	1,2971	1,2971	2,43	6,75	1,71	13,23	0,705
20	1,2045	1,2987	1,2979	2,59	7,72	1,81	15,03	0,701
40	1,1267	1,3004	1,2983	2,76	8,76	1,91	16,90	0,696
60	1,0595	1,3021	1,2991	2,91	9,81	2,01	18,97	0,696
80	0,9998	1,3042	1,2996	3,06	10,91	2,11	21,10	0,696
100	0,9458	1,3059	1,3004	3,19	12,00	2,19	23,15	0,694
150	0,8342	1,3147	1,3038	3,56	15,10	2,41	28,89	0,689
200	0,7457	1,3239	1,3071	3,87	18,20	2,60	34,85	0,689
250	0,6745	1,3364	1,3117	4,19	21,60	2,79	41,36	0,688
300	0,6157	1,3502	1,3172	4,48	25,10	2,97	48,24	0,692
350	0,5662	1,3653	1,3226	4,78	28,80	3,14	55,46	0,693
400	0,5242	1,3808	1,3289	5,05	32,50	3,30	62,95	0,697
450	0,4875	1,3963	1,3352	5,34	36,50	3,46	70,97	0,699
500	0,4564	1,4118	1,3427	5,62	40,60	3,62	79,32	0,703
600	0,4041	1,4411	1,3565	6,15	49,20	3,91	96,75	0,708
700	0,3625	1,4680	1,3708	6,66	58,30	4,17	115,00	0,710
800	0,3287	1,4918	1,3842	7,20	68,30	4,43	135,50	0,714
900	0,3010	1,5128	1,3976	7,61	77,70	4,66	154,80	0,717
1000	0,2773	1,5312	1,4098	8,04	88,20	4,90	176,70	0,721
1100	0,2571	1,5471	1,4215	8,48	99,20	5,12	199,10	0,722
1200	0,2377	1,5618	1,4328	8,90	111,60	5,34	224,60	0,724
1400	0,2110	1,5860	1,4529	-	-	5,76	-	-
1600	0,1885	1,6053	1,4709	-	-	6,16	-	-
1800	0,1703	1,6216	1,4868	-	-	6,55	-	-

Примечание: ρ – плотность; λ – коэффициент теплопроводности; a – коэффициент температуропроводности; μ и ν – динамический и кинематический коэффициенты вязкости; Pr – число Прандтля.

3.5.3 Теплоёмкость углеводородных газов

Сведения о теплоёмкости некоторых углеводородных газов приведены ниже в таблицах 3.17 – 3.19. Изобарные молярные теплоёмкости **природных углеводородных газов** в зависимости от температуры приближённо могут быть оценены по формуле [133]:

$$C_p = 0,523 \cdot (8,36 + 0,00892 \cdot T) \cdot M_i^{3/4}, \text{ кДж}/(\text{кмоль} \cdot \text{К}), \quad (3.9)$$

где T - температура, $^\circ\text{C}$; M_i - молекулярная масса i -го компонента природного газа. Погрешность расчетов по этой формуле для углеводородов CH_4 - C_5H_{12} в

интервале температур минус 40 °С плюс 120 °С не превышает 5%, для углеводородов C₆H₁₄-C₇H₁₆ в том же интервале температур не превышает 10%.

Таблица 3.17

Истинная теплоёмкость некоторых углеводородных газов
при высоких температурах, кДж/(м³·К) [193]

t, °C	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₈ H ₄	C ₃ H ₆
0	1,5500	2,2099	3,0485	4,1284	5,1274	1,8268	2,6767
100	1,7527	2,7739	3,9676	5,2564	6,5175	2,2865	3,3793
200	2,0089	3,3404	4,8360	6,3680	7,8791	2,7236	4,0555
300	2,2727	3,8499	5,5758	7,2963	9,0113	3,1009	4,6492
400	2,5264	4,3114	6,2185	8,1144	10,0032	3,4241	5,1689
500	2,7596	4,7204	6,7846	8,8279	10,8699	3,7021	5,6169
600	2,9723	5,0805	7,2741	9,4501	11,6206	3,9471	6,0075
700	3,1645	5,3958	7,7037	9,9860	12,2687	4,1619	6,3492
800	3,3349	5,6554	8,0508	10,4177	12,7825	4,3469	6,6464

Таблица 3.18

Средняя теплоёмкость некоторых углеводородных газов
при высоких температурах, кДж/(м³·К) [193]

t, °C	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁	C ₈ H ₄	C ₃ H
0	1,5500	2,2098	3,0484	4,1284	5,1274	1,8268	2,6766
100	1,6421	2,4949	3,5098	4,7054	5,8354	2,0620	3,0484
200	1,7588	2,7746	3,9653	5,2564	6,5154	2,2826	3,3792
300	1,8862	3,0442	4,3691	5,7722	7,1355	2,4953	3,7057
400	2,0155	3,3084	4,7596	6,2671	7,7409	2,6858	4,0047
500	2,1403	3,5525	5,0937	6,6891	8,2563	2,8633	4,2831
600	2,2609	3,7778	5,4322	7,1149	8,7831	3,0258	4,5389
700	2,3768	3,9863	5,7236	7,4851	9,2315	3,1698	4,7765
800	2,4941	4,1809	5,9887	7,8083	9,6255	3,3080	4,9913
900	2,6025	4,3620	6,2315	8,1144	9,9918	3,4315	5,1910
1000	2,6992	4,5293	6,4614	8,4041	10,3448	3,5471	5,3723
1100	2,7863	4,6838	6,6778	8,6788	10,6794	3,6555	5,5402
1200	2,8629	4,8255	6,8817	8,9384	10,9967	3,7526	5,6972

Таким образом, при численном моделировании ТГВ значения теплоёмкостей различных газов в пласте, по большей части, можно взять из опубликованной справочной литературы. Это касается H₂O, CH₄, CO₂, CO, O₂, N₂, H₂S.

Проблемы могут возникнуть в оценке теплоёмкости углеводородного газового компонента C_{2+} . Его состав формируется в результате реакций высокотемпературного горения и низкотемпературного окисления нефти и потому не слишком хорошо известен, к тому же меняется в процессе реализации ТГВ - в пространстве и во времени. Здесь, видимо, можно получить лишь приближённую оценку.

Таблица 3.19

Средняя теплоёмкость некоторых углеводородных газов
при высоких температурах [117]

Свойства	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Гексан	Этилен	Пропилен	Изобутилен	Ацетилен	Бензол
Теплоёмкость газа при постоянном давлении и температуре 0°С, кДж/(м ³ ·град)	1,549	2,221	3,048	4,128	5,129	6,159	1,825	2,675	3,722	1,871	3,287
Средняя теплоёмкость при постоянном давлении в температурном интервале 0–1200 °С, кДж/(м ³ ·град)	2,864	4,823	6,883	8,939	10,994	13,054	3,751	5,698	7,771	2,788	8,219
Теплопроводность $\lambda \cdot 10^2$, Вт/(м·град)	3,07	1,90	1,52	1,33	1,23	1,12	1,64	0,92

Существует несколько подходов к решению этой проблемы.

А.) При численном моделировании ТГВ на основании специальных лабораторных химических исследований [28, 29, 33, 34, 181] необходимо разработать модель химических реакций нефти при высокотемпературном горении и низкотемпературном окислении. **Поэтому оценка среднего молекулярного веса углеводородного газового компонента приближённо будет известна.** Тогда теплоёмкость ориентировочно можно оценить по приведенной выше формуле (3.9).

Б.) Можно пренебречь изменением состава газового компонента при ТГВ и использовать величину теплоёмкости газа, содержащегося в пласте до начала ТГВ.

В.) Используя определённый по модели химических реакций средний молекулярный вес газа, по таблицам теплоёмкости различных углеводородных газов [132], можно подобрать газ с близким молекулярным весом и эти данные принять для расчёта. Такую процедуру, в принципе, можно делать на каждом шаге вычислений, учитывая тем самым изменение состава углеводородных газов в процессе ТГВ.

Поскольку углеводородный газовый компонент лишь одна из составляющих теплоёмкости породы (остальные - скелет, вода, нефть, неуглеводородные газы), то суммарная погрешность определения общей теплоёмкости не будет значительной, какой бы из указанных подходов ни использовался.

3.5.4 Теплоёмкость смеси газов

При вычислении теплоёмкости смеси газов модель идеального газа с незначительной погрешностью может быть принята лишь при атмосферных условиях [130]. При вычислении теплоёмкости **смеси пластовых газов** необходимо учитывать поправки, связанные с отклонением свойств природных газов от модели идеального газа, прежде всего, различий в их сжимаемости [130]. Эти поправки можно вычислить по уравнению состояния газов [132], либо используя различные эмпирические соотношения [130]. При использовании этих эмпирических формул удаётся добиться согласования расчётных и экспериментальных данных при различных температурах и давлениях. Например, на рис. 3.15 приведена зависимость от температуры и давления теплоёмкости пластовых газов Приразломного месторождения [130].

3.5.5 Теплоёмкость нефти с растворённым в ней газом

Строго говоря, оценивать теплоёмкость нефти с растворённым в ней газом по правилу аддитивности, используя параметры разгазированной нефти и растворённого газа, некорректно [130]. Тем не менее, при некоторых допущениях и рассмотрении в газированной нефти двух неравноправных составляющих: разгазированной нефти (как основы) и растворённого газа (как включения) - всё же удаётся оценивать удельную теплоёмкость газированной нефти по правилу аддитивности [130].

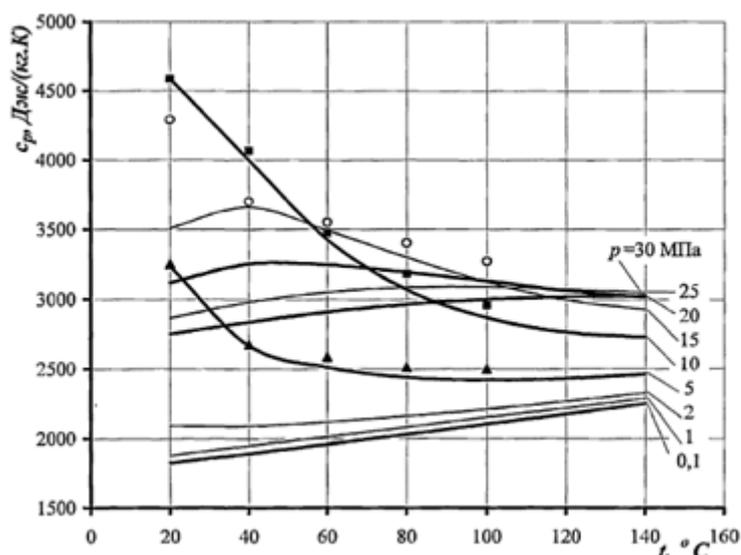


Рис. 3.15 Зависимость от температуры и давления удельной массовой изобарной теплоёмкости пластового газа Приразломного месторождения [130]
Кривые – расчёт по различным эмпирическим соотношениям, ▲, ■, ○ - результаты эксперимента при давлениях 5, 10, 15 МПа

Приведенные данные свидетельствуют о том, что при ТГВ величина удельной теплоёмкости газов в пласте заметно зависит от температуры (в характерном для ТГВ интервале от 20 до нескольких сот градусов [180]) и при численном моделировании эту зависимость следует учитывать. Температурная зависимость теплоёмкости газовой фазы при ТГВ, скорее всего, будет не слишком сильно отличаться от линейной.

Зависимость теплоёмкости от давления для смеси пластовых газов, вероятнее всего, целесообразно учитывать. Поскольку вклад теплоёмкости смеси пластовых газов в общую теплоёмкость породы

будет при ТГВ незначительным, эту зависимость можно учитывать приближённо, например, по эмпирическим соотношениям [130].

3.6 Суммарная зависимость теплоёмкости пород от температуры

На основании приведенных данных можно ожидать, что, с учётом температурных зависимостей теплоёмкости скелета, воды, нефти и газа, суммарная зависимость теплоёмкости породы от температуры, скорее всего, будет близка к линейной. По большей части это имеет место и в эксперименте, хотя наблюдаются и некоторые отклонения [84], зависящие, вероятно, от минерального состава пород, характера насыщения и т.п. В этой работе изучались теплофизические свойства кварцевых и лейкоксен-кварцевых песчаников месторождения тяжёлой нефти, залегающего на небольшой глубине. На рис. 3.16 и 3.17 приведены результаты измерения теплоёмкости образцов, насыщенных нефтью и водой.

По результатам регрессионного анализа (рис.3.15) лучшая аппроксимация получена при использовании квадратичного трёхчлена вида $AT^2 + BT + C$, а не линейной зависимости. Для водонасыщенных образцов (рис.3.16) наилучшее соответствие получено при уравнении регрессии вида $D \cdot \ln(T) + E$, однако, подобный результат, как нам представляется, имеет лишь частный характер.

Сходный характер температурной зависимости для удельной теплоёмкости получен и в работе [103] для различного типа пород из отложений в Восточных Альпах (район Мюнхена, Зальцбурга, Инсбрука, Больцано), приведенных на рис. 3.18 .

При учёте зависимости теплоёмкости скелета, воды, нефти и газа от температуры T теплоёмкость породы может быть рассчитана по формуле:

$$C_{пор}(T) = [1 - K_n(T)] C_{скел}(T) + K_n(T) \{ C_g(T) S_g(T) + S_n(T) C_n(T) + [1 - S_g(T) - S_n(T)] C_z(T) \}. \quad (3.10)$$

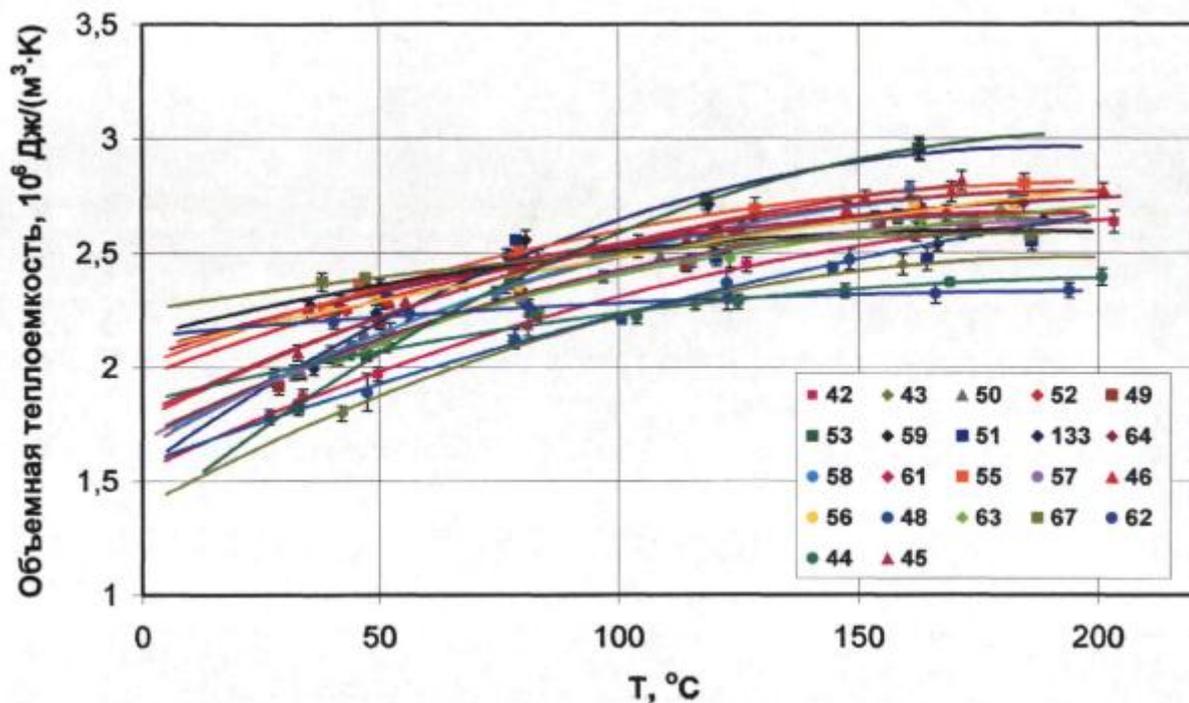


Рис. 3.16 Зависимость объёмной теплоёмкости нефтенасыщенных образцов кварцевого песчаника при пластовом давлении от температуры [84] (условные обозначения – номера образцов; при этом: 42 – базальт, 43 – аргиллит, 67 – алевролит)

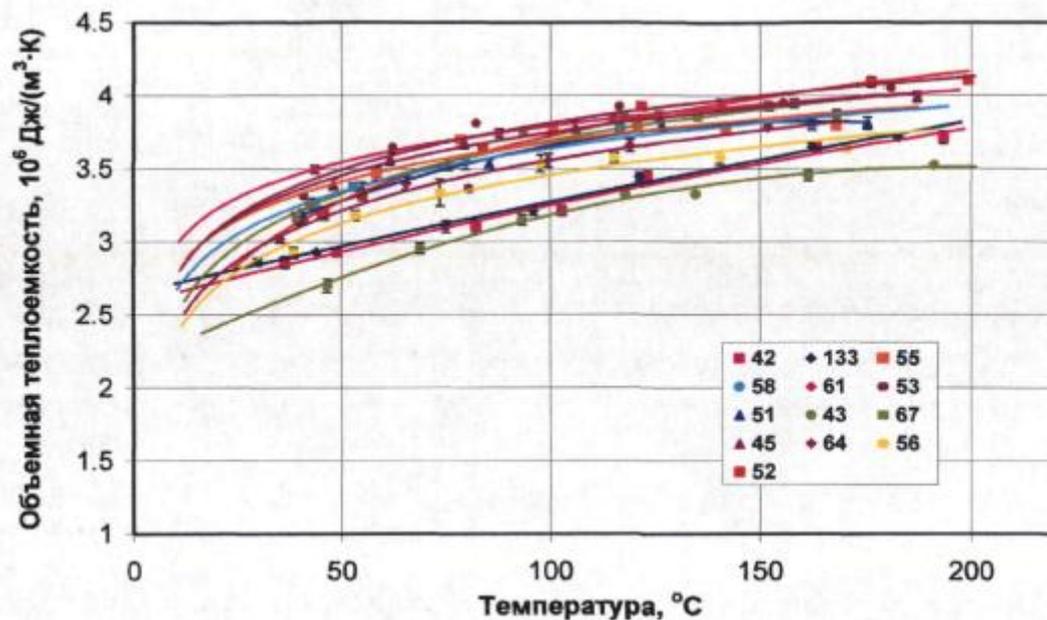


Рис. 3.17 Зависимость объёмной теплоёмкости водонасыщенных образцов кварцевого песчаника при пластовом давлении от температуры [84] (условные обозначения – номера образцов; при этом: 42 – базальт, 43 – аргиллит, 67 – алевролит, 133 – сланец)

Приведенные примеры свидетельствуют о том, что для бажендовской свиты в интервале температур, характерном для ТГВ, экспериментально определённые зависимости от температуры удельных

теплоёмкостей скелета, нефти, газов, насыщенной породы в целом, скорее всего, будут близки к линейному виду, возможно, с выполаживанием в области повышенных температур. Точнее вид этих зависимостей можно определить только экспериментально.

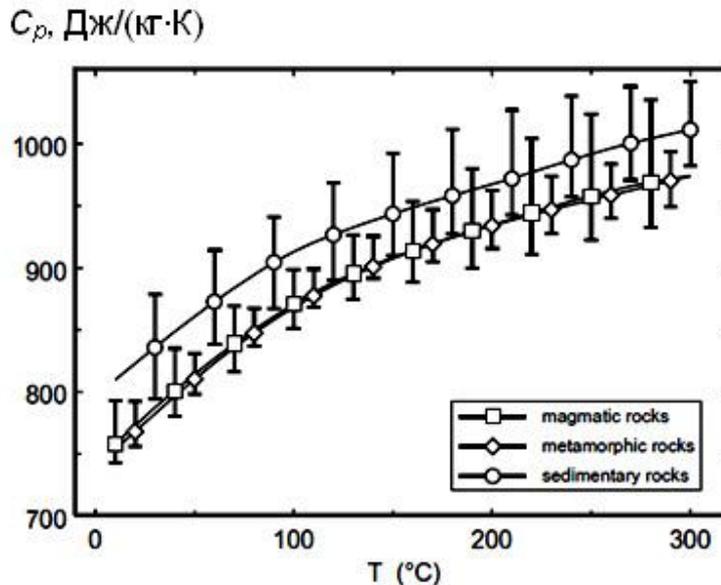


Рис.3.18 Средние значения и пределы изменения удельной массовой теплоёмкости пород Восточно-Альпийского региона при различных температурах [103]

3.7 Вариации значений теплоёмкости по разрезу

Значения теплоёмкости, как и любой петрофизической величины, довольно значительно варьируют и по разрезу скважин, и по простиранию пласта, ввиду изменения литологического состава, пористости и насыщения. Для иллюстрации на рис.3.19 приведены значения теплоёмкости пород по глубине для терригенного разреза одного из месторождений тяжёлой нефти [79].

Из рис. 3.19 видно, что от средних по разрезу значений величина теплоёмкости изменяется на 35 % для сухих образцов, на 23% - для керосинонасыщенных, на 15% - для водонасыщенных образцов.

Исследование коллекции образцов пород баженовской свиты, выполненное в работе [186], также указывает на значительную изменчивость по разрезу всех теплофизических параметров, в том числе и теплоёмкости (рис.3.20)

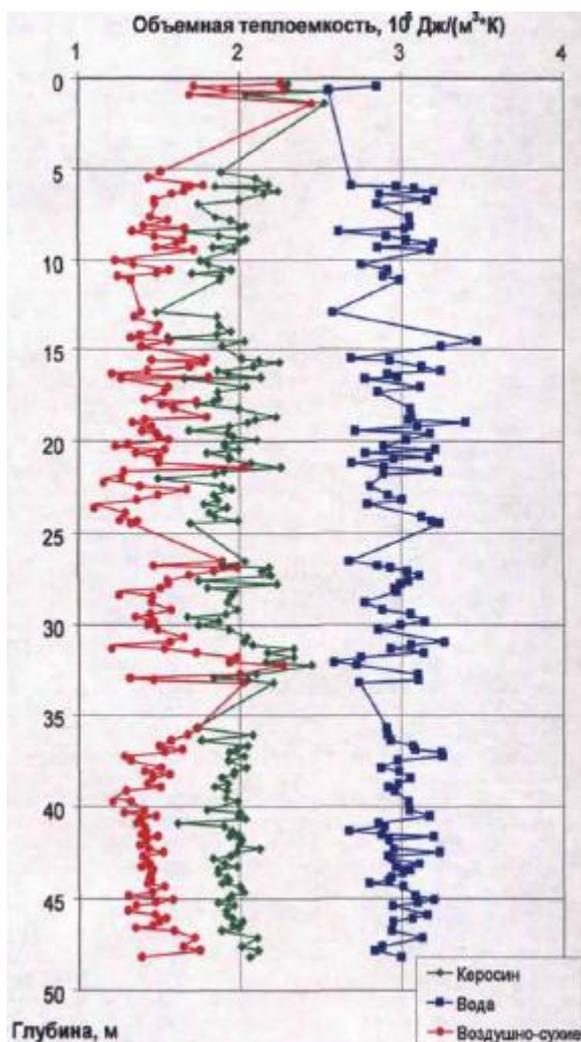


Рис. 3.19 Значения теплоёмкости пород по глубине для терригенного разреза одного из месторождений тяжёлой нефти при различном насыщении [79]

Подобные результаты указывают на то, что при экспериментальном определении удельной теплоёмкости пород выборка образцов должна охватывать максимально возможную толщину отложений и весь интервал изменения удельной теплоёмкости, чтобы получить корректную оценку теплоёмкости для всего разреза моделируемого пласта.

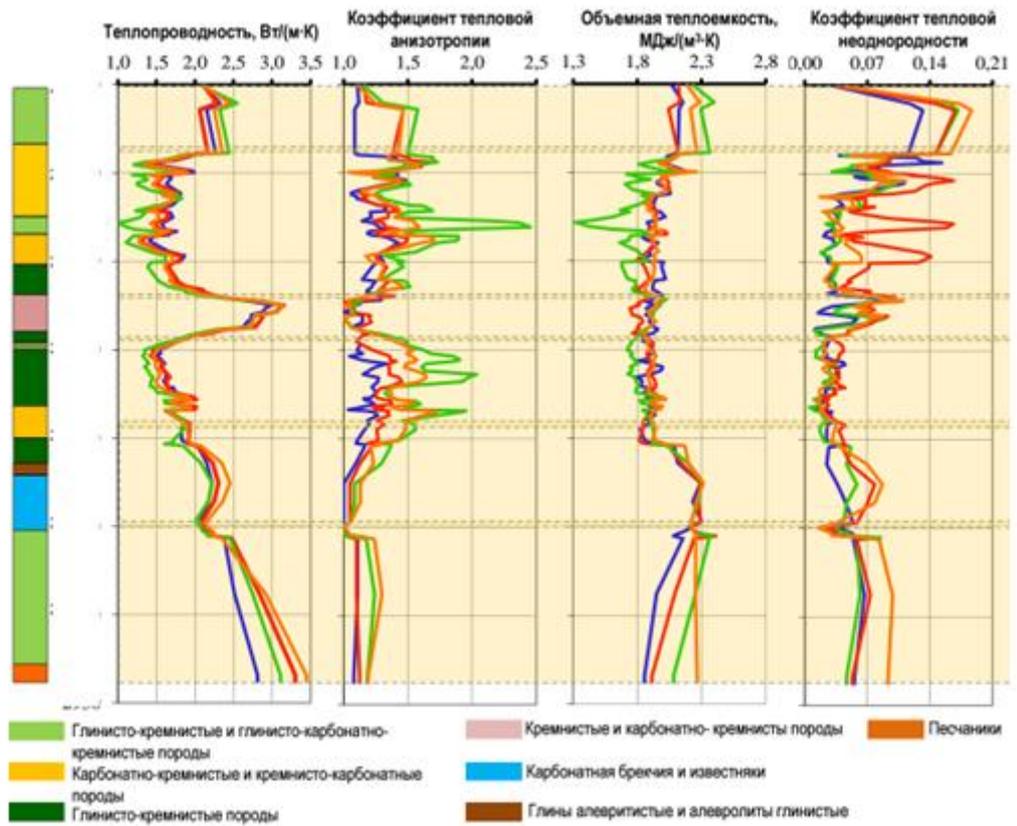


Рис. 3.20 Изменчивость теплофизических параметров по разрезу баженовской свиты [186]

4. Теплопроводность

4.1 Общие сведения о теплопроводности пород

Теплопередача в пористых материалах осуществляется как конвективным, так и кондуктивным способом, а при высоких температурах к ним добавляется излучение [77, 83].

Степень влияния каждого из этих механизмов определяется структурной характеристикой породы, размером пор, их взаимным расположением и степенью сообщаемости, свойствами вещества, заполняющего поровое пространство [77, 83].

Однако если размеры пор малы по сравнению с исследуемым объемом, то явление конвекции флюидов в порах можно не учитывать. Так, доля конвективного теплового потока даже в больших порах с радиусом 3 мм составляет всего 0,13 % от общего теплового потока [90].

Можно не учитывать также явление передачи тепла излучением, если температура нагрева породы не превышает 1000 К (700 °С) [90].

В минералах-диэлектриках [36, 76] механизм теплопроводности преимущественно решеточный (фононный). К таким породам относят породы с электропроводностью $\sigma < 10^{-8}$ 1/(Ом·м) [123]. Фононная теплопроводность обусловлена колебаниями атомов и ионов в решётке. Вклад других механизмов теплопереноса в твёрдом теле, например, экситонного (электронного), в теплопроводность горных пород намного меньше [123] и становится значимым либо при очень высоких температурах, которые при ТГВ не достигаются, либо в электропроводящих породах с $\sigma > 10^6$ 1/Ом·м [122] (металлических рудах или во включениях пирита).

Согласно теоретическим и экспериментальным данным [83], интенсивность переноса тепла фононами в кристаллах определяется, в основном, химическим составом и плотностью, в меньшей степени - кристаллографическими направлениями и наличием дефектов в кристаллической структуре. По этой причине наиболее существенное

влияние на теплопроводность оказывает минералого-петрографический состав скелета породы [36].

Типичные значения теплопроводности осадочных пород приведены во многих источниках. Например, в монографии [125] - таблица 4.1, в статье [92] – таблица 4.2. В обзоре [75] приводится наглядная диаграмма пределов изменения тепловых параметров пород (рис. 3.3). Более простая диаграмма для основных осадочных пород, в основном, Волго-Уральской провинции, приведена в монографии Липаева А.А. [36] (рис. 4.1).

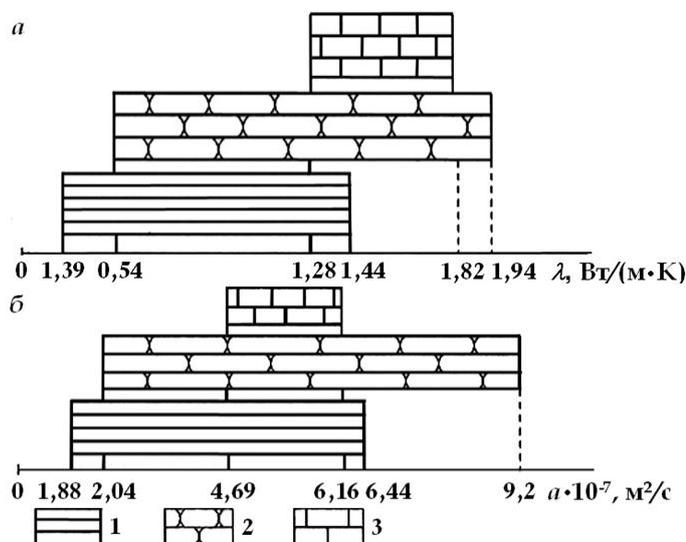


Рис. 4.1. Интервалы изменения тепловых параметров осадочных горных пород [36]

а – теплопроводность, б - температуропроводность; 1 – глины, 2 – песчаники, 3 – известняки

Таблица 4.1

Значения теплопроводности и интервал её изменения для осадочных пород [125]

Порода	λ , Вт/(м·К)	
	$\lambda_{\text{ср}}$	$\lambda_{\text{min}} - \lambda_{\text{max}}$
Конгломерат, гравелит	1,92	1,05-3,86
Песчаник	1,81	0,24-4,41
Алевролит	1,65	0,22-3,79
Аргиллит, глинистый сланец	1,32	0,25-3,12
Глина	1,60	0,12-3,10
Доломит	3,24	1,63-6,50
Известняк	2,37	0,64-4,37
Мергель	1,96	0,50-3,61
Мел	1,58	0,82-2,22
Каменная соль	3,64	1,67-5,50
Горф	0,07	-
Уголь	0,45	0,13-2,24
Ил, глина, песок	0,84	0,61-2,12

Типичные значения теплопроводности пород
и интервалы её вариации по данным [92]

Порода	Возраст	Теплопроводность, Вт/м·К				К	N
		$\frac{\lambda_{\parallel}}{S\lambda_{\parallel}}$	$\lambda_{\parallel \min} - \lambda_{\parallel \max}$	$\frac{\lambda_{\perp}}{S\lambda_{\perp}}$	$\lambda_{\perp \min} - \lambda_{\perp \max}$		
1	2	3	4	5	6	7	8
Нижнепурский мегапрогиб (Западно-Сибирская плита)							
Аргиллиты	Mz (J)	$\frac{2,73}{0,48}$	2,16–3,89	$\frac{2,29}{0,69}$	1,50–4,15	1,19	16
Песчаники	Mz (J)	$\frac{3,04}{0,54}$	2,30–4,18	$\frac{2,71}{0,71}$	1,82–4,80	1,13	21
Ритмично-слоистые песчаники, алевролиты, аргиллиты	Mz (J)	$\frac{2,60}{0,15}$	2,39–2,83	$\frac{2,25}{0,37}$	1,50–4,15	1,16	10
Аргиллиты	Mz (T)	$\frac{2,90}{0,29}$	2,45–3,74	$\frac{2,37}{0,50}$	1,45–3,92	1,22	27
Песчаники	Mz (T)	$\frac{3,46}{3,34}$	2,79–4,19	$\frac{3,28}{0,68}$	1,78–4,69	1,05	28
Ритмично-слоистые песчаники, алевролиты, аргиллиты	Mz (T)	$\frac{2,94}{0,60}$	2,41–4,37	$\frac{2,22}{0,91}$	1,68–4,53	1,32	9
Колвинский мегавал (Тимано-Печорская провинция)							
Песчаники кварцевые	Pz	$\frac{5,87}{0,97}$	4,42–7,28	$\frac{5,23}{1,05}$	3,02–7,04	1,12	13
Аргиллиты	Pz	$\frac{2,74}{0,23}$	2,22–3,17	$\frac{1,63}{0,39}$	1,00–2,75	1,63	36
Доломиты	Pz	$\frac{4,20}{0,95}$	2,87–5,36	$\frac{4,11}{0,91}$	2,90–5,44	1,02	12
Ангидриты, доломито-ангидриты	Pz	$\frac{4,73}{1,11}$	3,20–5,79	$\frac{4,47}{1,25}$	2,60–5,83	1,06	7
Известняки	Pz	$\frac{2,66}{0,21}$	2,36–3,03	$\frac{2,19}{0,61}$	1,40–3,10	1,21	10
Известняки глинистые	Pz	$\frac{2,68}{0,24}$	2,18–2,92	$\frac{2,04}{0,33}$	1,59–2,50	1,31	10
Известняки доломитизированные	Pz	$\frac{3,51}{0,74}$	3,11–4,62	$\frac{3,03}{0,50}$	2,50–3,69	1,16	4
Ритмично-слоистые известняки и мергели	Pz	$\frac{2,93}{0,57}$	2,42–4,21	$\frac{2,61}{0,69}$	1,74–4,31	1,12	14

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Известняки	Pz (D ₃)	$\frac{2,70}{0,15}$	2,40–3,08	$\frac{2,68}{0,18}$	2,23–3,08	1,01	54
Юго-Восточная часть Русской платформы							
Известняки	Pz	$\frac{2,76}{0,34}$	2,38 – 3,14	$\frac{2,66}{0,19}$	2,18–2,99	1,04	50
Балтийский щит (Калининградская область)							
Песчаники кварцевые	Є	$\frac{6,08}{0,34}$	5,49 – 6,62	$\frac{6,21}{0,48}$	5,49–7,38	0,98	30

Примечание: в числителе—среднее значение теплопроводности, в знаменателе—стандартное отклонение, К – среднее значение коэффициента тепловой анизотропии ($K=\lambda_{\parallel}/\lambda_{\perp}$, где λ_{\parallel} , λ_{\perp} — теплопроводности вдоль и перпендикулярно напластованию). N – число изученных образцов.

Ввиду различий исследованных коллекций образцов во всех публикациях приводятся и несколько отличающиеся данные о пределах изменения коэффициента теплопроводности λ различных типов пород.

В дисперсных материалах, которыми во многом являются и горные породы, передача тепла осуществляется либо при непосредственном контакте между частицами, либо через промежуточную среду, например, через водную плёнку, окружающую частицу вещества [83, 125].

Поэтому существенное влияние на теплопроводность горных пород оказывают размер и форма пор, их ориентация. Если поры имеют вытянутую форму и ориентированы в определённом направлении, то горная порода по характеру теплопроводности будет приближаться к сложным анизотропным средам [77].

Горные породы с порами, содержащими твёрдый наполнитель, отличаются по теплопроводности от пород, заключающих в порах флюид. Это объясняется более эффективным переносом тепла при конвекции жидкости, нежели при чисто кондуктивном переносе [77].

Вообще по теплопроводности осадочные горные породы подразделяются на хемогенные и терригенные [77]. Первые отличаются более высоким коэффициентом теплопроводности [125]: согласно [77] от 2,16 до 6,3 Вт/(м·град). В порядке убывания теплопроводности такие породы располагаются в следующем порядке [78]:

каменная соль > ангидриты > доломиты > известняки > мергели > мел.

Коэффициент теплопроводности уменьшается с увеличением глинистости [77, 78], увеличивается при наличии включений пирита, сидерита, кальцита, характеризующихся высоким коэффициентом теплопроводности.

Согласно данным справочников [117, 140] коэффициент теплопроводности горючих сланцев уменьшается с увеличением содержания керогена, отличающегося невысоким значением этого коэффициента.

Теплопроводность закономерно растёт с ростом размеров зёрен породы:

аргиллиты < алевролиты < песчаники < гравелиты < конгломераты.

Последние характеризуются наибольшей теплопроводностью [125]. Это происходит как за счёт увеличения размеров зёрен, так и ввиду изменения контактных сопротивлений между ними [76, 77, 78, 83, 125], что проиллюстрировано на рис. 4.2 [77] и рис. 4.3 [83]. Последний фактор обуславливает и влияние степени отсортированности зёрен на теплопроводность. Теплопроводность увеличивается с ростом содержания хорошо проводящих тепло компонентов, плотности и влажности, но уменьшается с увеличением пористости и доли аморфной фазы в горных породах. Увеличение количества карбонатного цемента также увеличивает теплопроводность [77].

Из-за многочисленности факторов, влияющих на теплофизические параметры породы, в первую очередь, на теплопроводность, эти параметры определяются экспериментально [29 – 37, 74 – 107, 117 – 142, 146, 150, 183 – 186].

В целом, можно утверждать, что коэффициент теплопроводности различных пород и минералов, в том числе и составляющих скелет пород бажендовской свиты, может отличаться на порядок. Для корректного

численного моделирования ТГВ он должен быть тщательно определен экспериментально.

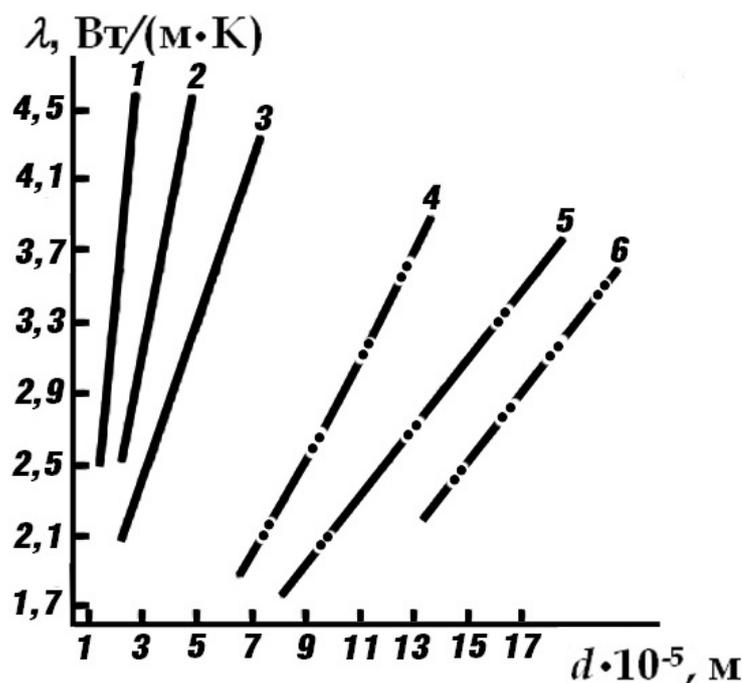


Рис. 4.2 Зависимость коэффициента теплопроводности от среднего размера зёрен породы [77]

Сводка теплофизических параметров основных минералов, слагающих горные породы, приведена в работе [132] – таблица 4.3.

Таблица 4.3

Теплофизические свойства основных породообразующих минералов [132]

№№ пп	Минерал	Формула	Плотность ρ_m кг/м ³	Удельная теплоем- кость c_{pm} Дж/(кг·К)	Коэффициент Теплопровод- ности λ_m , Вт/(м·К)
1	2	3	4	5	6
1	Кварц	SiO ₂	<u>2648–2700</u> 2650	<u>739–749</u> 745	<u>6,0–13,2</u> 7,8
2	Халцедон	SiO ₂	2650*	750*	3,17
3	Опал	SiO ₂ ·nH ₂ O	<u>2000–2200</u> 2100	1100*	1,9*
4	Микроклин	K[AlSi ₃ O ₈]	<u>2540–2600</u> 2560	<u>669–754</u> 731	<u>2,28–2,93</u> 2,42
5	Ортоклаз	K[AlSi ₃ O ₈]	<u>2500–2640</u> 2560	<u>628–750</u> 671	<u>1,96–3,20</u> 2,30
6	Альбит	Na[AlSi ₃ O ₈]	<u>2550–2690</u> 2620	<u>710–761</u> 761	<u>1,63–2,4</u> 2,20

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6
7	Олигоклаз	$(Ca_{0,2}Na_{0,8})[Al_{1,2}Si_{2,8}O_8]$	2660	762	1,93
8	Андезин	$(Ca_{0,4}Na_{0,6})[Al_{1,4}Si_{2,6}O_8]$	2660	753	1,80
9	Лабрадор	$(Ca_{0,5}Na_{0,5})[Al_{1,5}Si_{2,5}O_8]$	2720	751	1,60
10	Битовнит	$(Ca_{0,8}Na_{0,2})[Al_{1,8}Si_{2,2}O_8]$	2750	740	1,75
11	Анортит	$Ca[Al_2Si_2O_8]$	2760	747	1,90
12	Мусковит	$KAl_2[AlSi_3O_{10}](OH)_2$	$\frac{2760-3100}{2830}$	795	2,34
13	Биотит	$K(Mg,Fe)_3[AlSi_3O_{10}](OH)_2$	$\frac{3020-3120}{3100}$	800*	$\frac{1,30-2,61}{2,17}$
14	Каолинит	$Al_4Si_4O_{10}(OH)_8$	$\frac{2100-2700}{2600}$	940	$\frac{0,88-2,8}{2,8}$
15	Хлорит	–	$\frac{2600-2800}{2700}$	800	4,2
16	Кальцит	$CaCO_3$	$\frac{2650-2780}{2715}$	$\frac{800-840}{820}$	$\frac{3,13-4,19}{3,4}$
17	Арагонит	$CaCO_3$	3000	810	3*
18	Сидерит	$FeCO_3$	$\frac{3630-4100}{3940}$	$\frac{683-760}{705}$	3,0
19	Магнезит	$MgCO_3$	3000	880	6*
20	Доломит	$CaMg(CO_3)_2$	$\frac{2800-3200}{2870}$	$\frac{860-880}{875}$	$\frac{3,55-6,28}{5,10}$
21	Ангидрит	$CaSO_4$	$\frac{2800-3000}{2960}$	$\frac{550-728}{720}$	$\frac{4,6-6,4}{5,20}$
22	Гипс	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	$\frac{2310-2330}{2320}$	$\frac{1030-1070}{1045}$	$\frac{1,05-1,30}{1,22}$
23	Галит	$NaCl$	$\frac{2074-2220}{2160}$	$\frac{790-879}{860}$	$\frac{5,3-10,1}{5,90}$
24	Сильвин	KCl	$\frac{1920-1990}{1987}$	$\frac{685-731}{730}$	$\frac{6,7-10}{6,7}$
25	Лимонит	$Fe_2O_3 \cdot nH_2O$	$\frac{3600-5200}{3900}$	900	3*
26	Гематит	Fe_2O_3	$\frac{4900-5300}{5270}$	$\frac{620-634}{630}$	$\frac{5,97-19,1}{6,70}$

* - оцененные значения

Такое исследование теплофизических параметров образцов баженовской свиты проведено в работе [186] (рис.3.19). Полученные значения коэффициента теплопроводности изменялись в пределах 1,0 – 3,5 Вт/(м·К) при среднем значении порядка 2 – 2,25 Вт/(м·К).

Эти значения коэффициента теплопроводности могут быть приняты в качестве первого приближения при численном моделировании ТГВ.

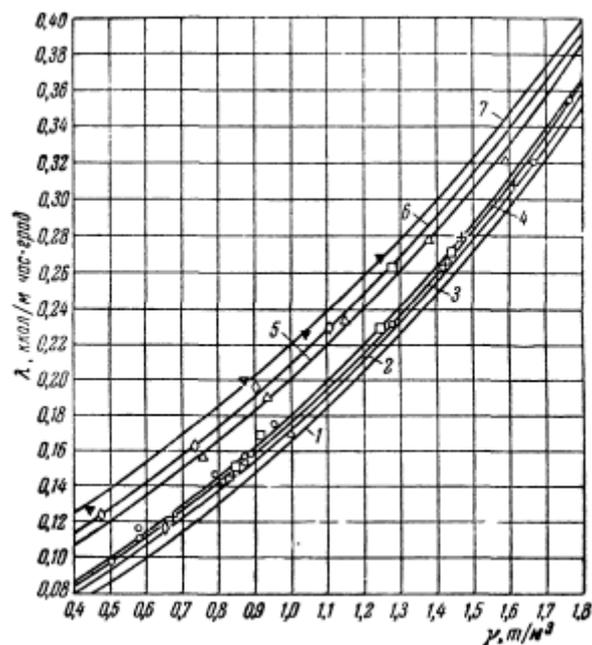


Рис. 4.3. Зависимость коэффициента теплопроводности от удельного веса для материалов с различным размером зёрен [84]

1 – мелкозернистые материалы, 2 – 7 – материалы с предельной крупностью зёрен соответственно 0 – 1.2 мм ($d = 0.14$ мм), 0 – 5 мм ($d = 0.175$ мм), 0 – 20 мм ($d = 0.25$ мм), 0.6 – 20 мм ($d = 0.184$ мм), 1.2 – 20 мм ($d = 3.15$ мм), 2.5 – 20 мм ($d = 5.83$ мм)

4.2 Связь коэффициента теплопроводности с пористостью пород

Поскольку измерение теплофизических параметров пород представляется делом отнюдь не простым [183, 186], давно предпринимались попытки связать их с иными параметрами, определяемыми более простым образом, в первую очередь, с пористостью. В литературе таких экспериментальных исследований описано достаточно много.

Для сухих (или газонасыщенных) образцов увеличение пористости однозначно должно приводить к уменьшению коэффициента теплопроводности - ввиду малой теплопроводности газов (п.4.3). Это подтверждено и экспериментально, например, на рис.4.4 приведен пример такой зависимости [77].

Для связи коэффициента теплопроводности и пористости в монографии [77] приводится формула:

$$\lambda = \lambda_0 \cdot (1 - m)^3, \quad (4.1)$$

где λ_0 - коэффициент теплопроводности при нулевой пористости, хотя следует отметить, что в большинстве работ такой сильной зависимости от пористости не наблюдалось. Считается, что указанная формула применима при коэффициенте пористости m , не превышающем 0,2 [85].

Для трещиноватой породы при передаче тепла перпендикулярно направлению трещин, заполненных воздухом, в предположении, что коэффициент теплопроводности воздуха равен 0,023 (Вт/(м·К)), справедливо соотношение [85]:

$$\lambda = \frac{\lambda_0}{(1-m) + 43,5 \cdot m \lambda_0}, \text{ Вт/(м·К)}, \quad (4.2)$$

где λ_0 – коэффициент теплопроводности при нулевой пористости. При передаче тепла вдоль направления трещин [85]:

$$\lambda \approx \lambda_0(1-m). \quad (4.3)$$

В диссертации [84] для пород одного из месторождений тяжёлой нефти также получено уменьшение коэффициента теплопроводности с ростом пористости, естественно, различное для сухих (газонасыщенных), водо- и нефтенасыщенных образцов (рис.4.5).

Аналогичные результаты получены и в работе [92] – рис.4.10. Экспериментальные данные в указанных двух работах аппроксимированы экспоненциальной зависимостью.

Различное поведение кривых связано с уже указанным выше различием теплопроводностей воздуха, воды и нефти (п.4.3). Поэтому и скорость уменьшения коэффициента теплопроводности для разного характера насыщения оказывается разной.

Из приведенных данных видно, что в отсутствие аддитивности коэффициента теплопроводности зависимость этого параметра от пористости оказывается нелинейной в отличие от теплоёмкости, свойством аддитивности обладающей.

Для пород баженовской свиты, учитывая сложный характер порового пространства (п.1), зависимость коэффициента теплопроводности от пористости для численного моделирования ТГВ следует определить экспериментально.

Естественно, если наблюдается корреляция между значениями пористости и проницаемости, то можно ожидать и наличия корреляции проницаемости и коэффициента теплопроводности; такая корреляция наблюдалась экспериментально в работе [191].

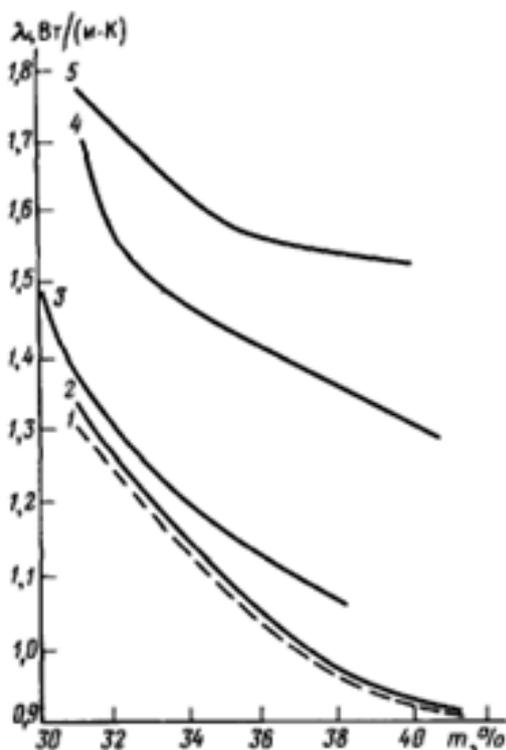


Рис. 4.4 Зависимость коэффициента теплопроводности песчаников от абсолютной пористости m [77]

1 – кварцевый песок при $T = 298 \text{ K}$; 2 – песчаник при $T = 298 \text{ K}$;
 3 – нефтенасыщенный кварцевый песок при $T = 303 \text{ K}$; 4 – песчаник свиты «перерыв» при $T = 303 \text{ K}$; 5 – песчаник апшеронского яруса при $T = 298 \text{ K}$

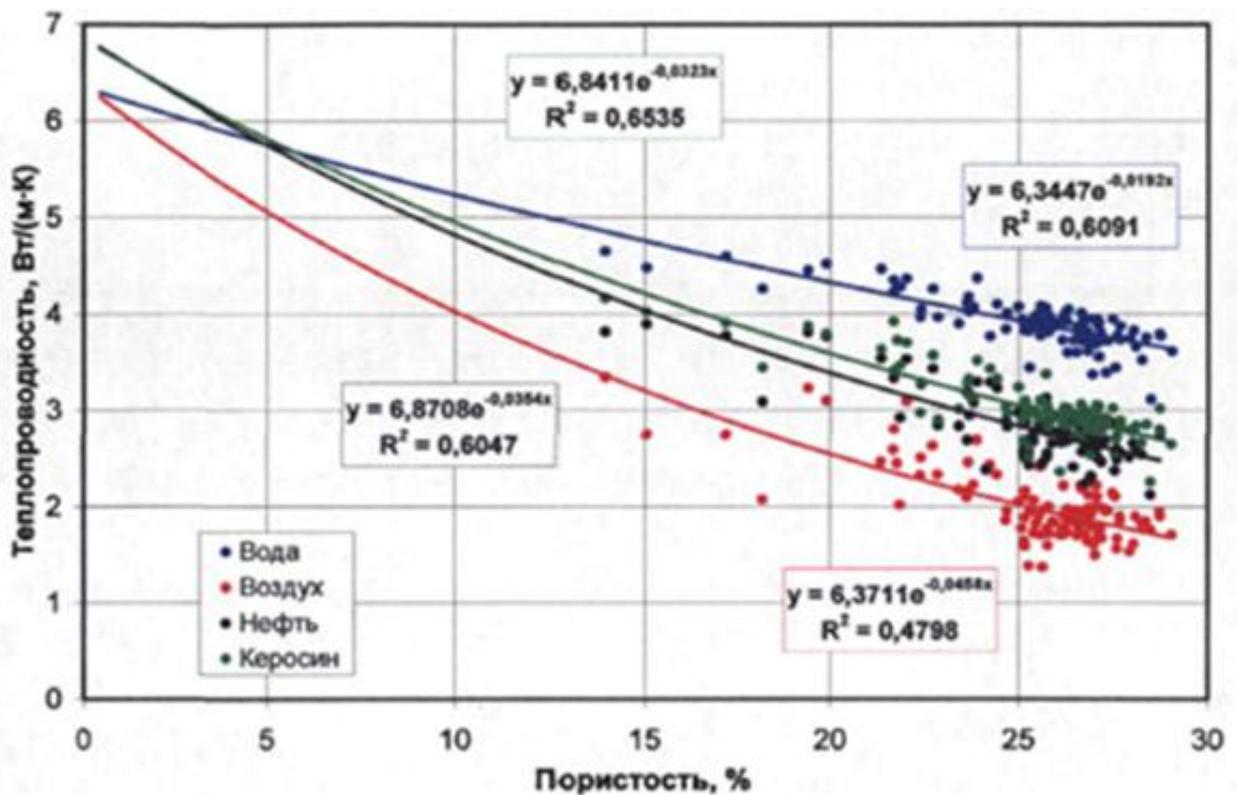


Рис. 4.5 Экспериментальная зависимость коэффициента теплопроводности пород от пористости для образцов сухих (красные точки), водонасыщенных (синие точки), керосинонасыщенных (зелёные точки) и нефтенасыщенных (чёрные точки) [84]

4.3 Влияние характера насыщения на теплопроводность пород

Существенное влияние на теплопроводность пород оказывает характер насыщения порового пространства. Это, прежде всего, связано со значительным различием свойств насыщающих поры газов, воды и нефти.

Действительно, при атмосферном давлении и температуре в $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ коэффициент теплопроводности воздуха равен всего $\lambda = 0,02441\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ и лишь немногим больше при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$: $\lambda = 0,02570\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$; у азота $\lambda = 0,026\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ при $27\text{ }^{\circ}\text{C}$, у метана и этана при $26,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ теплопроводность равна $\lambda = 0,034\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ и $\lambda = 0,021\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$, соответственно [78].

Теплопроводность же воды равна $0,6062\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $0,6729\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ при $100\text{ }^{\circ}\text{C}$; коэффициент теплопроводности нефтей при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет намного меньшую величину: $0,13 - 0,14\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ [78]. Важнейшие жидкие компоненты нефти также имеют коэффициент теплопроводности намного ниже, чем у воды: при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ у пентана $\lambda = 0,135$

Вт/(м·К), у н-декана $\lambda = 0,147$ Вт/(м·К). Однако эти значения намного больше, чем у воздуха.

Следует отметить, что при насыщении пор водой теплопроводность растёт не только, и не столько за счёт более высокой теплопроводности воды, а за счёт улучшения контактов между зёрнами породы [77].

Пример зависимости теплопроводности пород от характера насыщения показан на рис.4.6 [77].

Заметное влияние характера насыщения на теплопроводность получено и в эксперименте [105] –таблица 4.6. При замене газа на минеральное масло коэффициент теплопроводности породы увеличился более чем в два раза, при замене масла на воду вырос ещё почти на 40%.

В работе [92] указывается, что водонасыщение сухих образцов горных пород приводит к изменению коэффициента теплопроводности до 2 – 3 раз, а иногда и более.

В работе [94] при измерениях было получено, что водонасыщение увеличивает коэффициент теплопроводности породы по сравнению с сухим образцом на 36-115 % для терригенных пород (пористость 11-22,5 %) и на 13-20 % для известняков (пористость 8 %).

Качественно сходные результаты получены и в работах [82, 95 - 100], в которых сравнивались экспериментальные величины теплопроводности одних и тех же образцов пород при насыщении их воздухом и жидкостью, в том числе, водой. Увеличение коэффициента теплопроводности при смене насыщения с воздуха на воду достигало нескольких раз. В работах [101, 102] при исследовании 18 образцов пород различие коэффициентов теплопроводности сухих и водонасыщенных пород достигало 1,2 – 2,5 раз.

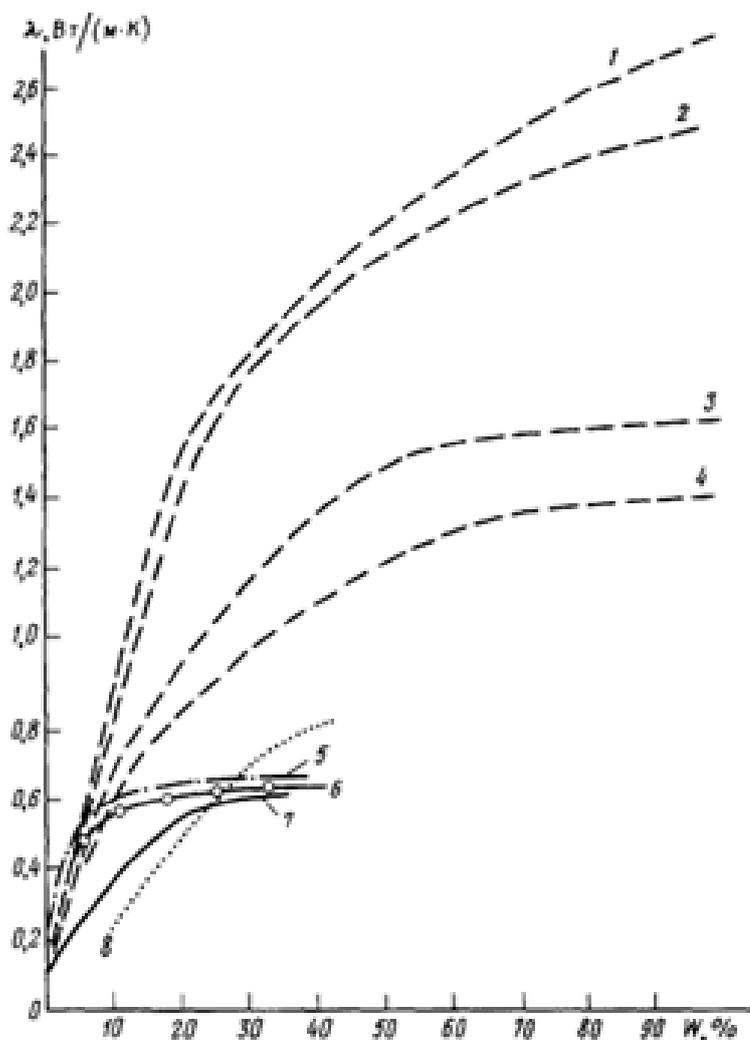


Рис. 4.6 Зависимость теплопроводности пород от характера насыщения и доли насыщенного порового объема W [77]

1 - песчаник, насыщенный пресной водой; **2**- песчаник, насыщенный минерализованной водой; **3** – песчаник, насыщенный конденсатом; **4** – песчаник, насыщенный нефтью; **5** – известняк; **6** - песчаник; **7** – кварцевый песок

Увеличение коэффициента теплопроводности с ростом влажности отмечено и в монографии [125], и в экспериментах на нескольких образцах песчаников, насыщенных воздухом, водой и гептаном [126, стр.433].

В работе специалистов ИНГГ СО РАН [191] измерена величина коэффициента теплопроводности для коллекции из 135 сухих образцов и на 92 из них – после насыщения водой. В среднем коэффициент теплопроводности сухих образцов составлял 1,8 – 2,0 Вт/(м·К), а влажных составил 2,4 – 2,8Вт/(м·К).

Влияние влажности на коэффициент теплопроводности вызвано, прежде всего, ролью плёночной воды, которая улучшает контакт между частицами (зёрнами) породы. Именно этим фактором объясняют значительный рост теплопроводности при небольшом водонасыщении образца [77].

Так при росте водонасыщения песчаника от 0 до 25% теплопроводность увеличилась на 200% (рис. 4.6). При дальнейшем увеличении водонасыщенности основную роль начинает играть разница в теплопроводности воды и воздуха, что и вызывает дополнительный рост теплопроводности, но уже всего на 10%.

Естественно, что с уменьшением пористости указанное влияние влажности на теплопроводность становится менее заметным, например, при пористости менее 5% [77].

Для теплоёмкости, обладающей свойством аддитивности, зависимость от характера насыщения является линейной, для теплопроводности это не так. Аддитивность коэффициента теплопроводности имела бы место при параллельном соединении тепловых сопротивлений скелета, нефти, воды и газа, насыщающих породу (то есть, при постоянном градиенте температур на всех компонентах породы). Приведенные данные свидетельствуют о том, что соединение тепловых сопротивлений в породе носит более сложный характер, зависящий от пространственного распределения флюидов.

При ТГВ насыщенность породы флюидами по длине пласта может меняться достаточно сильно [28, 29, 180], как это видно на рис.4.7, заимствованном из работы [141].

За фронтом может быть чисто газовое насыщение – закачиваемый воздух, например, если не предполагается закачивать попеременно воздух и воду, что часто рекомендуется по различным технологическим соображениям [28, 29, 34, 47, 49, 180]. Если же такая попеременная или одновременная закачка применяется, то за фронтом окисления

водонасыщенность пород будет переменной по пространству и времени. Непосредственно в зоне теплового воздействия насыщение будет носить сложный характер: воздух, газы горения, вода, нефть [28, 29, 34, 48, 49, 180]. Ещё дальше от зоны воздействия располагается незатронутая часть пласта с начальным насыщением.

Таким образом, при ТГВ насыщение порового пространства будет переменным по пространству и времени на всём протяжении пласта. А значит и теплофизические параметры будут различны, что обязательно должно быть учтено при моделировании. Соответственно, должна быть изучена зависимость коэффициента теплопроводности пород баженовской свиты от характера их насыщения.

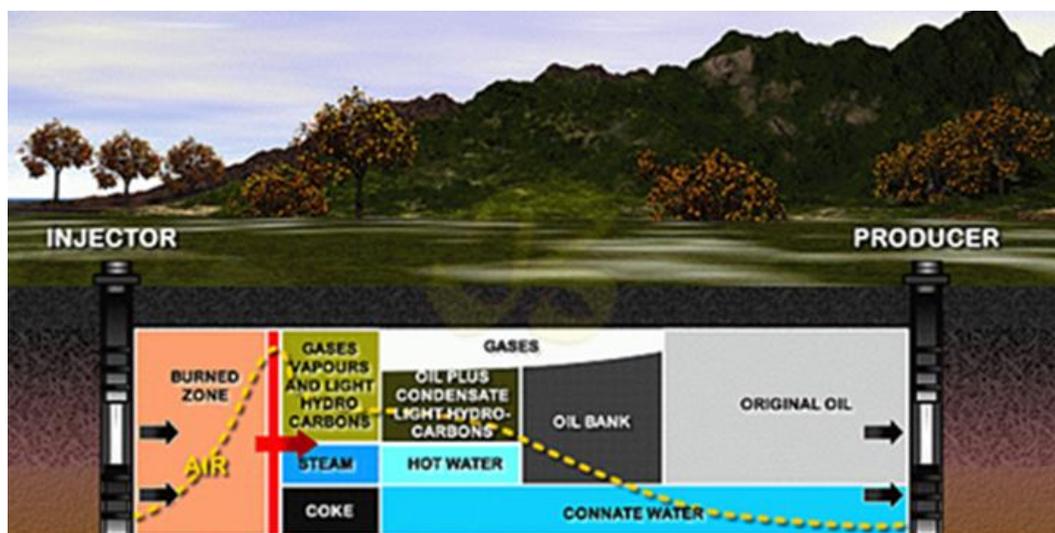


Рис. 4.7 Схема изменения характера насыщения разных зон пласта при ТГВ [141]

4.4 Анизотропия теплопроводности пород

Практически все коэффициенты переноса горных пород (проницаемость, электропроводимость) имеют различные значения вдоль и поперёк напластования. Теплопроводность естественно, не является исключением. При этом анизотропия теплопроводности обусловлена не только особенностями осадконакопления, но и анизотропией теплофизических свойств слагающих породу минералов [36]. В частности [90], у слюды вдоль спайности теплопроводность в 6 раз выше, чем поперек

спайности; для графита это отношение составляет 2 и более. Физическая сущность такого явления заключается в том, что частицы, входящие в кристаллическую решетку минерала, вдоль плоскости слоистости взаимодействуют интенсивнее, и наоборот, молекулярное движение перпендикулярное к плоскости спайности передается значительно хуже, а значит, хуже передаётся и тепло в этом направлении. На основании результатов изучения порядка 30 типов минералов сделан вывод, что наибольшей теплопроводностью обладают минералы с кубической и тетрагональной решётками, наименьшей – с триклинной решёткой [77].

Наибольшей анизотропией теплопроводности отличаются кварц, кальцит, флогопит [77].

Эффект анизотропии в гораздо меньшей степени существенен для теплоёмкости (как и для пористости), прежде всего потому, что она является объёмной, аддитивной величиной и вообще не так сильно меняется для различных твёрдых веществ, как теплопроводность.

Разумеется, анизотропия коэффициента теплопроводности исследовалась неоднократно и соответствующие данные многочисленны, хотя и отрывочны.

Например, в электронном справочнике по теплофизическим свойствам пород [87] указано, что вдоль напластования теплопроводность на 10-50% выше, чем поперёк напластования.

В справочниках [77, 89] приводятся следующие типичные значения анизотропии теплопроводности (таблица 4.4).

Экспериментальное исследование анизотропии теплопроводности и её вариаций по разрезу продуктивного интервала одного из месторождений тяжёлой нефти приведено в работе [79]. Описание исследованной коллекции образцов приведено ниже в пункте 4.9. Результаты показаны на рис. 4.8, заимствованном из этой работы.

Типичные значения анизотропии коэффициента теплопроводности [89]

Порода	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)		Коэффициент анизотропии
	Вдоль слоистости	Перпендикулярно слоистости	
Песчаник кварцевый	5,70	5,50	1,06
Песчаник кварцитовидный	5,76	5,49	1,05
Песчаник слюдистый	2,93	2,01	1,20
Гнейс	3,10	2,20	1,44
Гранитогнейс	3,10	2,14	1,21
Мрамор	3,08	3,02	1,015
Известняк	3,40	2,60	1,35
Известняк органогенный	3,43	2,56	1,24
Сланец глинистый	2,80	1,61	1,32

Видно, что анизотропия значений теплопроводности в среднем составляет 1,15, хотя отмечаются выбросы и до 1,30.

Липаев А.А. [36] отмечает, что отношение значений коэффициента теплопроводности вдоль и поперёк напластования (коэффициент анизотропии) колеблется для основных типов осадочных пород от 1,05 до 1,7. В электронном буровом справочнике величина анизотропии коэффициента теплопроводности пород оценивается на уровне 1,10 – 1,50 [88].

В обзорах [75, 92] указано, что анизотропия коэффициента теплопроводности изменяется в пределах 1,05 – 1,5, однако может достигать значений 1,80 – 2,50 [92].

С ростом температуры величина анизотропии коэффициента теплопроводности уменьшается [104].

Величина коэффициента анизотропии изменяется при переходе от сухих к водонасыщенным образцам. Как величина анизотропии, так и

степень её изменения при изменении насыщенности зависят от проницаемости образца. По данным этих работ, образцы с более высокой тепловой анизотропией имеют более низкую проницаемость. Более того, если сменить насыщенность образца с сухого состояния на водонасыщенное, то полученное процентное изменение коэффициента теплопроводности вдоль напластования (обозначенное авторами как $\delta k_{||}$) также коррелирует с величиной проницаемости: чем выше проницаемость, тем больше это изменение теплопроводности. Эти результаты отражены на рис.4.9, заимствованном из обзора [75].

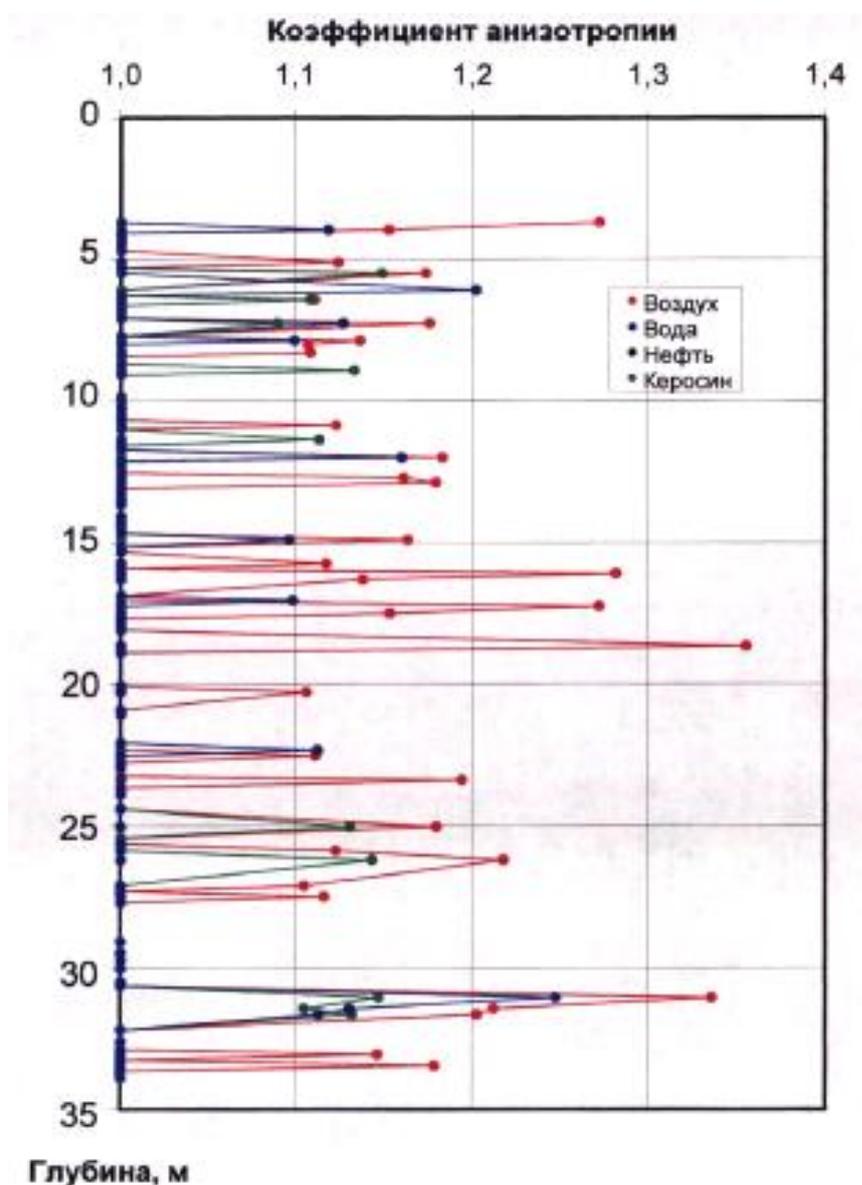


Рис. 4.8 Вариации коэффициента анизотропии образцов коллекции из скважины 2 [79], полученные при измерениях на образцах керна в сухом (красные точки), керосинонасыщенном (зелёные точки) и водонасыщенном (синие точки) состоянии

Примечательно, что такая качественная корреляция анизотропии теплопроводности и проницаемости получена для различных литотипов пород в разрезе Среднеобской провинции [75, 92].

Значительная анизотропия теплопроводности сухих образцов получена и в работе [92] (рис. 4.10). Различие в величине коэффициента теплопроводности в двух направлениях авторы работы [92] объясняют наличием трещиноватости, связанной с присутствием глинистого компонента. Определены коэффициенты анизотропии $K_{аниз}$ сухих (воздухонасыщенных) и водонасыщенных образцов. Почти все сухие породы имели анизотропию $K_{аниз}=1,03-1,38$, которая, скорее всего, вызывалась текстурно-структурными особенностями пород и ориентацией трещин. Для водонасыщенных пород анизотропия коэффициента теплопроводности меньше ($K_{аниз}$ в пределах от 1.01 до 1.16).



Рис. 4.9 Корреляция с проницаемостью величины тепловой анизотропии и степени её изменения в направлении слоистости при смене состояния образца с сухого на водонасыщенное ($\delta k_{||}$) [75]

В работе [94] измерен коэффициент теплопроводности осадочных пород из российских нефтяных и газовых месторождений: Повховского, Самотлорского и др. В частности, исследованы песчаники Калининградских месторождений с глубин от 1637 до 2572 м. Породы содержали много кварца,

кальцита, пизолита и цемента. Измерения проведены методом оптического (лазерного) сканирования для 897 образцов. Полученные значения коэффициента анизотропии количественно соответствуют другим опубликованным данным.

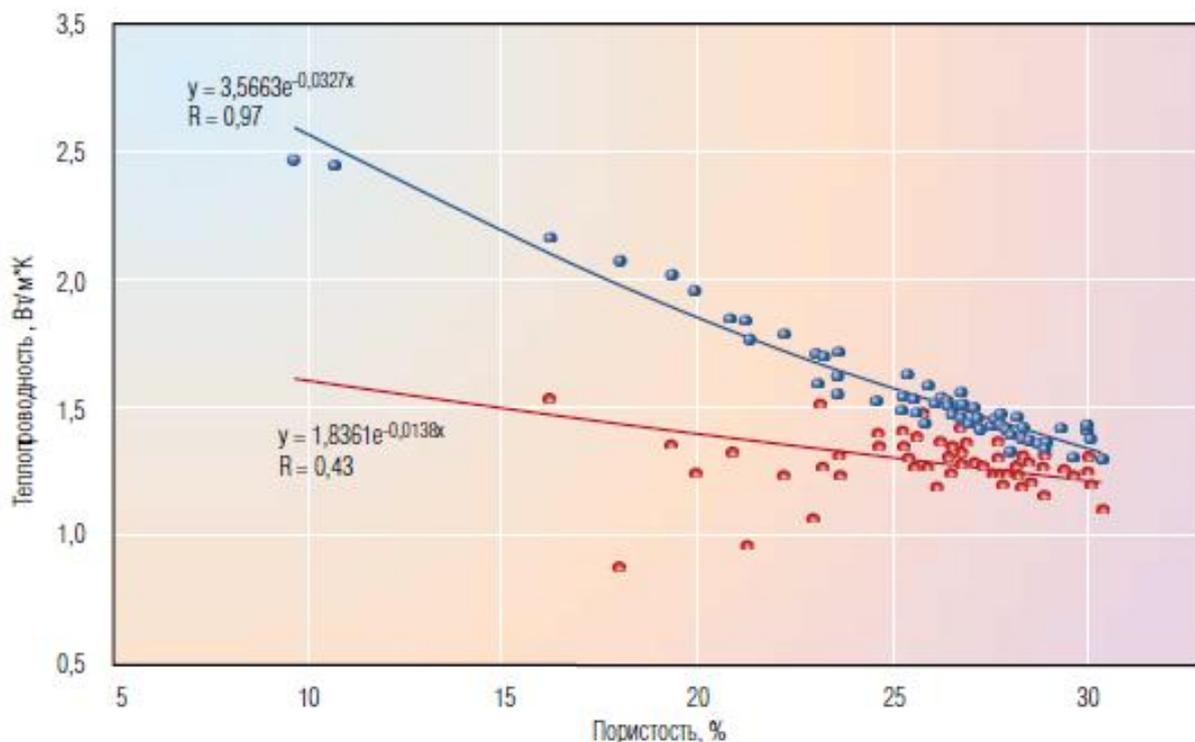


Рис. 4.10 Зависимость коэффициента теплопроводности от пористости сухих образцов алевролитов и аргиллитов Ем-Ёганского месторождения по данным [92]
Синие точки – коэффициент теплопроводности вдоль напластования;
красные – перпендикулярно напластованию

В работе [103] проведены измерения коэффициента теплопроводности на 118 образцах горных пород из 26 месторождений, для осадочных пород пористости 0.9 % – 5.7 %, магматических и метаморфических пород пористости 1 % – 4.7 %. Коэффициент анизотропии для измеренных образцов изменялся от 0.9 до 1.6. Анизотропия объяснялась высокой ориентацией частичек слюды и различием теплопроводности слоев кварца или сочетаний полевого шпата и слюды.

В эксперименте [104] измерена тепловая анизотропия 12 образцов осадочных пород, коэффициент анизотропии составил $K_{аниз} = 1,25 – 1,26$.

В целом, основываясь на литературных данных, можно заключить, что *apriory* игнорировать анизотропию коэффициента теплопроводности пород

баженовской свиты – нельзя. **Наличие анизотропии может способствовать развитая в породах свиты микротрещиноватость [44-48, 139].**

Согласно данным исследования [186] (рис.3.20) породы баженовской свиты действительно обладают достаточно заметной анизотропией. Коэффициент анизотропии варьирует от 1 до 2, при среднем значении порядка 1,3.

Экспериментальное исследования анизотропии теплофизических пород баженовской свиты необходимо продолжить, чтобы получить полный банк данных этого параметра для рассматриваемых отложений, и тем самым обеспечить учёт наличия анизотропии тепловых свойств при численном моделировании.

В программе-термогидросимуляторе возможность задания различных величин коэффициента теплопроводности по различным направлениям должна быть обеспечена.

4.5 Изменение теплопроводности скелета пород при изменении давления

Увеличение давления должно, в принципе, приводить к возрастанию теплопроводности, в частности, за счёт сжатия решётки кристаллов и улучшения теплового контакта между зёрнами породы. В справочнике [121] приведены данные измерений теплопроводности некоторых горных пород как при их увлажнении в стандартных условиях, так и при последующем сжатии (таблица 4.5) .

Как видно из таблицы, **основное изменение теплопроводности происходит при начальном увлажнении, что обусловлено улучшением контакта зёрен породы за счёт появления водных плёнок на поверхности зёрен. Дальнейшее сжатие не приводит к заметному улучшению контакта. В то же время, для сухой породы – именно сжатие улучшает контакт частиц породы, что и вызывает заметное изменение теплопроводности.**

В монографии [125] приведены результаты исследования теплопроводности осадочных пород с ростом давления при комнатной температуре. При давлении выше 10 МПа теплопроводность растёт слабо или остаётся постоянной.

Аналогичные результаты получены и в работе [105] – таблица 4.6 .

В диссертации [130] также отмечается, что изменение теплопроводности породообразующих минералов с ростом давления находится в пределах экспериментальной погрешности. При увеличении давления от 0,1 до 20 МПа наблюдается увеличение коэффициента теплопроводности, в среднем, всего на 5%.

Таблица 4.5

Влияние смачиваемости и всестороннего сжатия на теплопроводность образцов некоторых пород [121]

Порода	Объемный вес	Пористость, %	K_0	$\frac{\Delta K_w}{K_0}$, %	$\frac{\Delta K_p}{K_0}$, %	$\frac{\Delta K_{wp}}{K_0}$, %	K_m
Мрамор, Денби, Вермонт	2,67	1,1	5,80	11	13	2	6,62
Известняк:							
Золенгофен	2,60	3,4	5,03	23	13		6,19
Бедфорд, Индиана	2,31	13,2	4,40	14	7	1	5,06
Бермуда	1,55	43	2,11		22		2,57
Песчаник:							
Даблинг-Гэп, Пенсильвания	2,64	0,5	9,20	13	18	4	10,90
Оул-Каньон, Колорадо	2,17	22	4,43	36	30	6	6,30
Глинистый сланец,							
Сандерленд, Массачусетс	2,67		3,80		10		4,25
Сланец, Пенсильвания	2,76		4,30		4		4,50
Анортозит	2,72		4,10		1		4,17
Габбро, Висконсин	2,87		4,50		2		4,60
Слюда, отдельный кристалл	2,83		1,67		4		1,74

K_0 – теплопроводность сухой, не подверженной сжатию породы при 45 °С в $10^{-3} \cdot \text{кал} \cdot \text{см}^{-1} \cdot \text{сек}^{-1} \cdot \text{град}^{-1}$

ΔK_w – увеличение теплопроводности после намачивания в воде.

ΔK_p – увеличение теплопроводности сухой породы после сжатия до 700 кг/см².

ΔK_{wp} – увеличение теплопроводности мокрой породы после сжатия до 700 кг/см².

K_m – максимальная наблюдаемая теплопроводность для сжатой, смоченной породы.

Тот же вывод о незначительном влиянии давления на коэффициент теплопроводности пород сделан в [134], и в работе [135] – таблица 4.7, составленная нами по данным этой работы.

Таблица 4.6

Зависимость теплопроводности от температуры, давления и характера насыщения для образца песчаника с пористостью 16.2% [105]

Насыщение	Давление, МПа	Температура, °С			
		0	50	100	150
Газ	0,1	0,6	0,6	0,7	0,7
	50	0,8	0,8	0,8	0,8
Масло минеральное	0,1	1,6	1,7	1,7	1,7
	50	1,8	1,8	1,9	1,9
Вода	0,1	2,2	2,3	2,3	2,3
	50	2,4	2,4	2,4	2,5

Таблица 4.7

Влияние давления на теплопроводность некоторых пород (составлено по данным [135])

Тип породы	Термодинамические условия эксперимента		Пределы изменения коэффициента теплопроводности λ Вт/(м·К) при изменении давления	Изменение λ , Вт/(м·К)
	Давление, МПа	Температура, °С		
Алевролит нефте-насыщенный	3 – 1000	25	2,50 – 2,83	0,4
		200	1,20 – 1,33	1,1
Алевролит водонасыщенный	3 – 1000	25	3,90 – 4,30	1,0
		200	1,33 - 1,58	1,9
Мергель нефте-насыщенный	0,1 – 100	20	2,69 – 3,05	0,134
		200	1,24 – 1,40	0,160
Ангидрит	0,1 – 100	20	11,00 – 13,20	0,20
		200	1,85 – 2,60	0,40

Сходные результаты получены и в диссертации [136] – таблица 4.8, построенная нами по некоторым данным из этой работы.

Видно, что изменение пластового давления даже на 10 МПа приводит к изменению коэффициента теплопроводности всего на несколько процентов. В монографии [77] также утверждается, что для плотных малопористых пород изменение давления на 10 МПа приводит к изменению

теплопроводности в среднем всего на 1 – 3%. Кроме того, при давлениях, превышающих 20 МПа, зависимость теплопроводности от давления становится вообще крайне слабой.

Таблица 4.8

Влияние давления на теплопроводность образцов песчаника по данным из работы [136]

Образец	Насыщение	Температура, °С	Давление, МПа		Изменение λ , %/МПа
			0,1	50	
Песчаник, пористость 16,2%	газонасыщенный	150	0,70	0,84	0,40
	маслонасыщенный	150	1,73	1,91	0,21
	водонасыщенный	150	2,30	2,48	0,16
Песчаник, пористость 12%	газонасыщенный	250	2,96	3,36	0,27
	водонасыщенный	250	2,93	3,20	0,18

В диссертации [183] изучалось **совместное влияние** повышенных температуры и давления на теплофизические параметры образцов осадочных пород. Получено, что вариации теплопроводности при повышении давления близки к линейному закону $\lambda[\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})] = k P[\text{МПа}] + b$. Параметры k и b изменялись в диапазонах соответственно $-(0,7 - 13,1)10^{-3} \text{ Вт}/(\text{МПа}\cdot\text{м}\cdot\text{К})$ и $1,4 - 5,3 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$.

Линейный вид зависимости теплопроводности от давления получен и в работе [184].

Ввиду достаточно слабой зависимости коэффициента теплопроводности от изменения давления, можно ожидать, что в процессе ТГВ изменение пластового давления, связанное с разработкой, на величине коэффициента теплопроводности пород баженовской свиты практически не скажется. Если же измерения коэффициента теплопроводности проводятся при атмосферном давлении, то при пересчёте величины этого коэффициента на глубину залегания баженовской свиты (около 3 км, эффективное давление сжатия от 15 до

40 МПа) может потребоваться поправка, скорее всего, вычисляемая по линейному закону. Для этой цели целесообразно провести специальную опорную серию экспериментов по влиянию эффективного давления сжатия на коэффициент теплопроводности пород, слагающих объект применения ТГВ.

При этом, как отмечается в работе [183], при исследованиях образцов, имеющих значения пористости более 2%, дополнительно к температуре и всестороннему давлению целесообразно создавать поровое давление для реализации термобарических условий, приближенных к пластовым. Было бы также желательно иметь техническую возможность для варьирования различных компонент (вертикальной и горизонтальной) всестороннего литостатического давления [183].

Следует также учесть, что влияние давления на теплопроводность может существенно возрасти при наличии трещин в образце, что, как следует из данных, приведенных в п.1, должно встречаться в породах баженовской свиты достаточно часто. Как отмечается в диссертации [183], трещины закрываются при более низких давлениях, по сравнению с изометричными порами, что приводит к более резкому возрастанию тепловых свойств при воздействии давления на трещиноватые образцы.

Поэтому изучение влияния давления на коэффициент теплопроводности образцов пород баженовской свиты требует достаточно сложного методического подхода, в общем виде изложенного в [183]. Он включает в себя: петрографическое исследование образцов; подготовку образцов к измерениям; изучение комплекса тепловых свойств и тепловой анизотропии образцов в сухом и флюидонасыщенном состояниях с помощью измерений методом оптического сканирования; определение пористости; оценку свойств минеральной матрицы; оценку геометрических параметров порового пространства образцов (определение функции распределения отношения пор/трещин) *перед PT измерениями*; измерения тепловых свойств при пластовых PT условиях; повторное комплексное изучение образцов с

помощью петрографических исследований, метода оптического сканирования, измерений пористости и оценки геометрии порового пространства *после РТ измерений*.

4.6 Изменение с температурой коэффициента теплопроводности компонентов пород

Как и любая горная порода, породы бажендовской свиты состоят из минерального скелета (но с включённым в него керогеном) и флюидов, насыщающих поры - воды, нефти, газа. Рассмотрим температурную зависимость коэффициента теплопроводности каждого из этих компонентов.

4.6.1 Диэлектрические кристаллы

Общие сведения

Общее тепловое сопротивление кристалла $R_{крист}$ даётся формулой [83]:

$$R_{крист} = 1/\lambda = R_A + R_B + R_C + R_D + R_F, \quad (4.4)$$

где тепловые сопротивления в правой части обусловлены следующими процессами: R_A – фонон-фононное рассеяние в решётке кристалла, R_B – рассеяние фононов на границе кристалла, R_C – рассеяние на химических примесях, R_D – рассеяние фононов третьего и более высоких порядков, R_F – рассеяние фононов на дефектах решётки; λ – коэффициент теплопроводности.

Для низких температур для величин R_A и $\lambda_A = 1 / R_A$ справедливы соотношения:

$$R_A \sim \frac{1}{T} \cdot \exp\left(-\frac{\Theta_D}{T}\right), \quad \lambda_A \sim T \cdot \exp\left(\frac{\Theta_D}{T}\right), \quad (4.5)$$

где Θ_D – температура Дебая, T – температура кристалла.

При более высоких температурах, которые и представляют для нас интерес, связь этих величин с температурой – иная:

$$R_A \sim T, \lambda_A \sim \frac{1}{T}, \quad (4.6)$$

а при совсем высоких температурах, когда существенны четырёхфононные процессы рассеяния, имеют место соотношения:

$$R_A \sim T^{3/2}, \lambda_A \sim T^{-3/2}. \quad (4.7)$$

Тепловое сопротивление за счёт рассеяния фононов на химических примесях R_C прямо пропорционально температуре T , а тепловое сопротивление R_D за счёт рассеяния фононов более высокого порядка – обратно пропорционально температуре [83]:

$$R_C \sim T, R_D \sim T^{-1}. \quad (4.8)$$

Тепловое сопротивление за счёт рассеяния фононов на границах кристалла R_B обратно пропорционально кубу температуры [83]

$$R_B \sim T^{-3}. \quad (4.9)$$

Таким образом, для не слишком высоких и не слишком низких температур вид зависимости теплового сопротивления **совершенного кристалла** от температуры схематично можно представить в следующем виде:

$$R_{\text{крист}} \approx \alpha \cdot T + \beta \cdot T^{-1} + \gamma \cdot T^{-3}, \quad (4.10)$$

где α, β, γ – некоторые эмпирические коэффициенты. Таким образом, можно ожидать, что теплопроводность совершенных кристаллов, обратная величине $R_{\text{крист}}$, уменьшается с ростом температуры. В литературе предлагаются и иные сходные формулы [106], например, с учётом дефектов кристалла и влияния границ:

$$R_{\text{крист}} = b + a \cdot T + c \cdot T^{-3} \quad (4.11)$$

или, если не учитывать влияние границ кристалла,

$$R_{\text{крист}} = b + a \cdot T, \quad (4.12)$$

где a, b, c – эмпирические коэффициенты, причём параметр b связан с рассеянием фононов на дефектах решётки.

Считается, что данная формула, **одна из наиболее употребительных для кристаллов, встречающихся в горных породах,** может удовлетворительно описывать температурную зависимость теплопроводности горных пород до температур 600 °С. В частности, именно этой зависимостью аппроксимированы экспериментальные результаты изучения теплопроводности коллекции из нескольких тысяч образцов пород Урала [142].

Тепловое сопротивление, связанное с фонон-фононным взаимодействием, для случая средних температур больше остальных слагаемых, поэтому с ростом температуры тепловое сопротивление для большинства кристаллов будет расти, а коэффициент теплопроводности – уменьшаться.

Обратно пропорциональная зависимость теплопроводности кристаллов от температуры для средних температур предсказывается в большинстве теоретических работ.

Для кристаллов, встречающихся в горных породах, именно такой характер зависимости теплопроводности от температуры и наблюдается [122].

Понижение теплопроводности пород и минералов с ростом температуры происходит не только ввиду особенностей фонон-фононного рассеяния в кристалле, но и за счёт других факторов, в том числе из-за увеличения дефектов в кристаллической решётке, а также из-за ухудшения контактов зёрен, вызванного микроразрывами, обусловленными локальными термическими напряжениями [122].

Разумеется, структура и свойства горных пород весьма разнообразны, поэтому встречаются породы, у которых **теплопроводность с ростом температуры растёт, например, полевой шпат.** В горных породах, которые богаты полевым шпатом, теплопроводность уменьшается с температурой приблизительно на 10 %, в то время как для горных пород, которые бедны полевым шпатом, снижение теплопроводности может составить более 40 %

[128]. Теплопроводность некоторых горных пород с высоким содержанием полевого шпата не зависит от температуры или даже увеличивается с ростом температуры [129]. В то же время, высокое содержание кварца приводит к высокому значению теплопроводности и быстрому её уменьшению с ростом температуры.

В работе [183] было экспериментально оценено влияние содержания полевого шпата и кварца на зависимость теплопроводности песчаников от температуры. В зависимости от содержания кварца и полевого шпата теплопроводность породы уменьшается на 10% для породы, содержащей только полевой шпат, и на 38% - содержащей только кварц.

Существуют самые различные эмпирические зависимости, полученные в результате лабораторных измерений на конкретных коллекциях образцов. В частности, в работе [105] приводится таблица, содержащая более 10 подобных формул. Естественно, различные эмпирические уравнения, связывающие величину коэффициента теплопроводности с температурой и давлением, носят частный характер, отражающий литологию и объём исследованной коллекции образцов в той или иной работе.

Ниже приведены некоторые подобные аппроксимационные зависимости, которые, в принципе, могут быть использованы в качестве «подсказки» для получения эмпирических зависимостей для пород бажендовской свиты.

В монографии [122] для температур 20 – 200°C приведена формула

$$\lambda = \lambda_{20} \cdot K_1 \cdot \left[\frac{(T - 20)^{-2,15}}{T} - \exp\left(-\frac{T}{300}\right) \right] \cdot A, \quad (4.13)$$

где λ_{20} – теплопроводность пород при 20°C, Вт/(м·К), K_1 – коэффициент, учитывающий анизотропию пород: $K_1=1$ в направлении, параллельном слоистости, $K_1=0.75-0.93$ в направлении, перпендикулярном слоистости, A – постоянная, зависящая от типа пород и равная, примерно, 0.4 для известняков и 0.7 – для песчаников [122].

Для температур более 200°C приводится другая эмпирическая формула [122]:

$$\lambda = \lambda_{200} [1 - b \cdot (T - 200)], \quad (4.14)$$

λ_{200} - теплопроводность пород при 200°C, Вт/(м·К), b - эмпирическая постоянная, равная примерно $3,5 \cdot 10^{-4}$ 1/град для известняков и примерно $2,5 \cdot 10^{-4}$ 1/град для песчаников.

В монографии [77] приведена следующая аппроксимационная формула:

$$\lambda = \lambda_{20} - (\lambda_{20} - 3,3) \cdot \left[\exp\left(-0,725 \cdot \frac{T - 30}{T + 20}\right) - 1 \right], \quad (4.15)$$

где λ_{20} - теплопроводность при 20°C, T - в °C

Несколько иных формул приведено в сводной таблице работы [105] (T , °C):

$$\lambda = A + B / (350 + T), \quad (4.16)$$

(аппроксимация справедлива при температурах выше 300 °C),

$$\lambda = \frac{\lambda_{20}}{1 + 0,0005 \cdot (T - 20)} \quad (4.17)$$

или

$$\lambda = \lambda_{20} \frac{293}{273 + T} \quad (4.18)$$

и другие, более сложные зависимости.

В работе [84] экспериментально определённые зависимости коэффициента теплопроводности от температуры аппроксимированы полиномом вида:

$$\lambda = C + B \cdot T + A \cdot T^2. \quad (4.19)$$

В работе [103] температурная зависимость коэффициента теплопроводности некоторых осадочных пород Восточно-Альпийского региона аппроксимирована зависимостью вида:

$$\lambda_0 = 0,54 \cdot \lambda_{25} + 0,5 \sqrt{1,16 \cdot \lambda_{25}^2 - 0,39 \cdot \lambda_{25}}, \quad (4.20)$$

$$\lambda(T) = \frac{\lambda_0}{0,99 + T \cdot \left[a - \frac{b}{\lambda_0} \right]}, \quad (4.21)$$

где λ_{25} – коэффициент теплопроводности при 25°C, $a = 0,0034 \pm 0,0006$, $b = 0,0039 \pm 0,0014$.

Наличие многочисленных и заметно различающихся формул, описывающих зависимость $\lambda(T)$, означает, что все они являются лишь аппроксимирующими выражениями, справедливыми для определённой коллекции образцов, исследованного интервала температур, выбранной методики измерений и т.д.

Экспериментальные данные

Реальные горные породы представляют собой сложную композицию различных кристаллических и аморфных тел, далёких от идеальной формы, с разной зависимостью теплового сопротивления от температуры, и с разным характером соединения этих разнородных элементов. Поэтому и характер зависимости теплопроводности пород от температуры может сильно варьировать в зависимости от всех перечисленных факторов.

Исследование зависимости теплопроводности образцов пород от температуры проведено в работе [84]. Полученные результаты подтверждают общий вывод о снижении коэффициента теплопроводности с ростом температуры и о высокой степени его изменчивости от образца к образцу. Ниже на рис. 4.11 приведены данные из этой работы.

Результаты исследования температурной зависимости теплопроводности для осадочных пород Волго-Уральской провинции приведены в монографии [36]. Некоторые из этих данных показаны на рис. 4.12 из этой монографии.

Видно, что для этих пород коэффициент теплопроводности убывает с температурой, как это и следует из общих физических представлений.

Сходные результаты получены и в экспериментальной работе [103] для пород Альпийского региона, некоторые из результатов показаны на рис. 4.13.

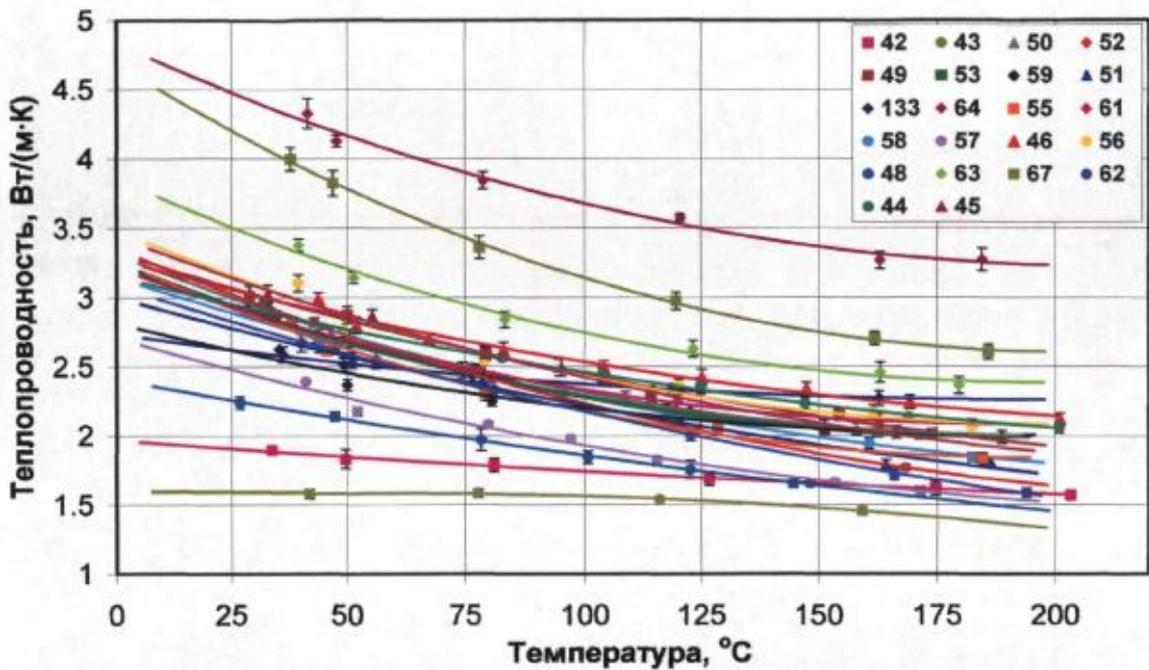


Рис. 4.11 Зависимость теплопроводности нефтенасыщенных образцов кварцевого песчаника при пластовом давлении от температуры [84] (кроме образцов: 42 – базальт, 43 – аргиллит, 67 – алевролит)

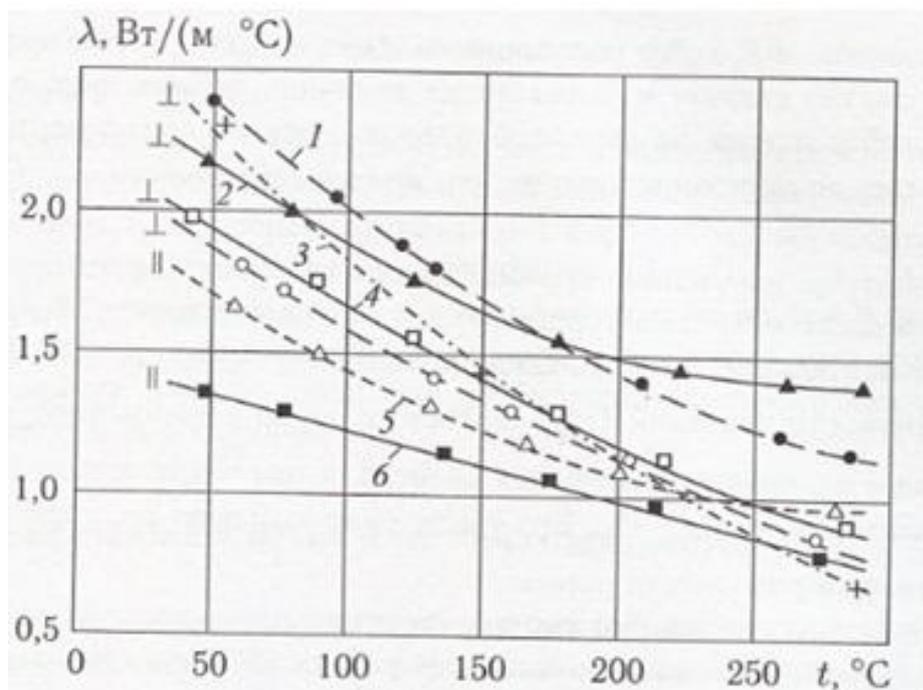


Рис. 4.12. Зависимость коэффициента теплопроводности осадочных пород Ромашкинского месторождения от температуры [36]
 1 – известняк; 2 – аргиллит; 3 – песчаник нефтенасыщенный; 4 – известняк нефтенасыщенный; 5 – песчаник битуминозный; 6 – песчаник битуминозный экстрагированный; измерения проведены вдоль (||) и поперёк (⊥) напластования

Сочетание различных минералов в скелете породы может приводить, однако, к самым различным температурным зависимостям коэффициента теплопроводности. Например, ниже приведены некоторые результаты исследований на образцах пород месторождений Дагестана [105] – таблица 4.9.

Таблица 4.9

Зависимость теплопроводности от температуры и давления для образцов пород месторождений Дагестана [105]

Порода	Пористость, %	Глубина, м	Давление, МПа	Температура, °С					
				0	50	100	150	200	250
Песчаник	5	2977	0,1	2,0	1,9	1,9	1,8		
			50	2,0	1,9	1,9	1,9		
Известняк	5	201	0,1	1,9	1,8	1,6	1,5		
			50	2,1	2,0	1,9	1,8		
Алевролит	1 - 2	4570 - 4574	0,1	1,9	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6
			50	2,4	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8
Доломит	1 - 2	4247-4248	0,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
			50	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2

Как видно из данных таблицы 4.9, для исследованной в работе [105] коллекции образцов коэффициент теплопроводности от температуры практически не зависит.

В монографии [77] приводятся результаты экспериментов по измерению коэффициента теплопроводности осадочных пород, в которых наблюдается рост теплопроводности с ростом температуры. Однако, отсутствуют данные о составе пород, которым только и можно было объяснить такой вид зависимости (содержание полевого шпата, например).

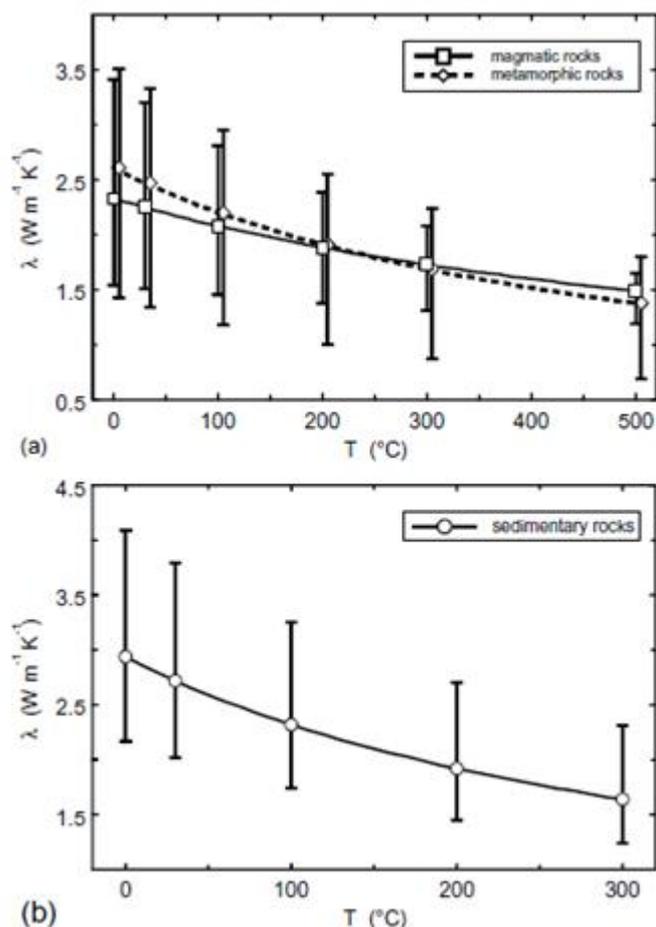


Рис. 4.13. Зависимость коэффициента теплопроводности от температуры для разных типов пород: а – магматических и метаморфических; б - осадочных [103]
Символы – средние значения для данной температуры по нескольким образцам, вертикальные отрезки – пределы изменения коэффициента теплопроводности при каждой температуре

4.6.2 Аморфные тела

Если неупругое рассеяние фононов является в аморфном теле единственным процессом, определяющим теплопроводность, то тепловое сопротивление такого аморфного тела обратно пропорционально температуре [83], а коэффициент теплопроводности растёт пропорционально температуре. В скелете породы такими аморфными телами могут быть, например, различные природные стёкла.

По этой же причине наблюдается рост теплопроводности горючих сланцев с ростом температуры [117], поскольку в них содержится

аморфное вещество – кероген, представляющий собой органическую массу сланцев – таблица 4.10.

Для образцов горючего сланца, состоящих из кусков или порошка породы, предложена даже зависимость теплопроводности λ от температуры T и содержания керогена K [140]:

$$\lambda = \frac{a}{K} + b + c \cdot T, \quad (4.22)$$

a, b, c – эмпирические коэффициенты.

В скелете пород баженовской свиты заведомо содержится до 15% керогена (п. I). Его тепловое сопротивление с ростом температуры будет падать, а теплопроводность – расти. Наличие керогена в породе баженовской свиты должно уменьшить степень зависимости её коэффициента теплопроводности от температуры.

Таблица 4.10

Зависимость коэффициента теплопроводности горючих сланцев от температуры при разном содержании керогена [139]

Содержание керогена, вес. %	Теплопроводность, кДж/(м·час·град)			
	0 °С	20°С	50°С	100°С
5	2,203	2,249	2,316	2,433
10	1,325	1,371	1,438	1,555
15	1,032	1,078	1,145	1,262
20	0,886	0,932	1,003	1,116
25	0,798	0,844	0,911	1,028
30	0,740	0,786	0,853	0,970

Следует подчеркнуть, что в работе [183] на основе результатов определения теплопроводности нефтенасыщенного песчаника с пористостью 18% при независимом влиянии температуры ($P = 0,1$ МПа, $T = \text{var}$) и литостатического давления ($T = 30$ °С, $P = \text{var}$), а также при совместном влиянии температуры и давления ($T = \text{var}$, $P = \text{var}$) было получено, что результаты измерений теплопроводности при одновременном воздействии температуры и давления могут существенно отличаться от результатов формального суммирования независимого влияния температуры и давления,

широко используемого в литературе. Например, вычисления по простой формуле:

$$\lambda (T = 50^{\circ}\text{C}; P = 25 \text{ МПа}) = \lambda (T = 20^{\circ}\text{C}; P = 0,1 \text{ МПа}) + \\ + \Delta\lambda (20^{\circ}\text{C} \rightarrow 50^{\circ}\text{C}; P = 0,1 \text{ МПа}) + \Delta\lambda (T = 50^{\circ}\text{C}; P = 0,1 \text{ МПа} \rightarrow 25 \text{ МПа})$$

могут дать результат, не совпадающий с результатом измерения при одновременном росте и температуры, и давления. **Это означает, что предпочтительнее проводить измерения при термобарических условиях, соответствующих пластовым на объекте применения ТГВ.**

4.6.3 Жидкости

Органические жидкости

Процесс передачи тепла в жидкости схематично можно представить как передачу энергии от слоёв, в которых молекулы совершают интенсивные колебания, к слоям, в которых колебания молекул слабее [83]. Беспорядочные колебания молекул жидкости понижают эффективность такой передачи. Поскольку с ростом температуры беспорядочность колебаний молекул жидкости увеличивается, то тепловое сопротивление должно возрастать, а коэффициент теплопроводности должен уменьшаться.

Такое убывание коэффициента теплопроводности с ростом температуры характерно почти для всех чистых органических и вообще неметаллических жидкостей [83].

Например, в работе [79] определены температурные зависимости коэффициента теплопроводности керосина, показанные на рис. 4.14 .

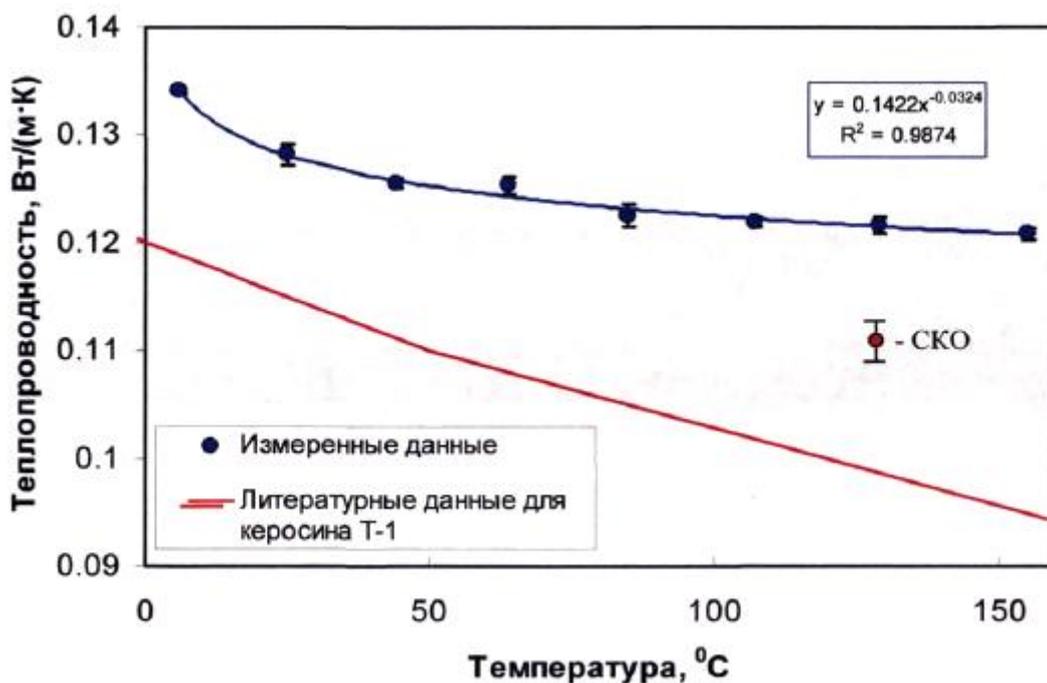


Рис. 4.14 Температурная зависимость коэффициента теплопроводности для керосина [79]

Однако, для природных нефтей, ввиду их сложного состава, может наблюдаться и обратная зависимость. Например, на рис.4.15 показана экспериментально определённая зависимость коэффициента теплопроводности образцов нескольких нефтей от температуры. Видно, что с ростом температуры коэффициент теплопроводности растёт, а его относительные изменения остаются приблизительно одинаковыми для разных нефтей.

Все исследованные в этой работе температурные зависимости коэффициента теплопроводности нефти хорошо аппроксимировались квадратичным трёхчленом.

Такой вид зависимости коэффициента теплопроводности от температуры для исследованных в работе [79] нефтей может быть связан с их повышенной вязкостью. Влияют и особенности состава нефти: при достаточно большом содержании тяжёлых компонентов нефти в последней образуются структуры, несколько приближающие её параметры к параметрам аморфных тел.

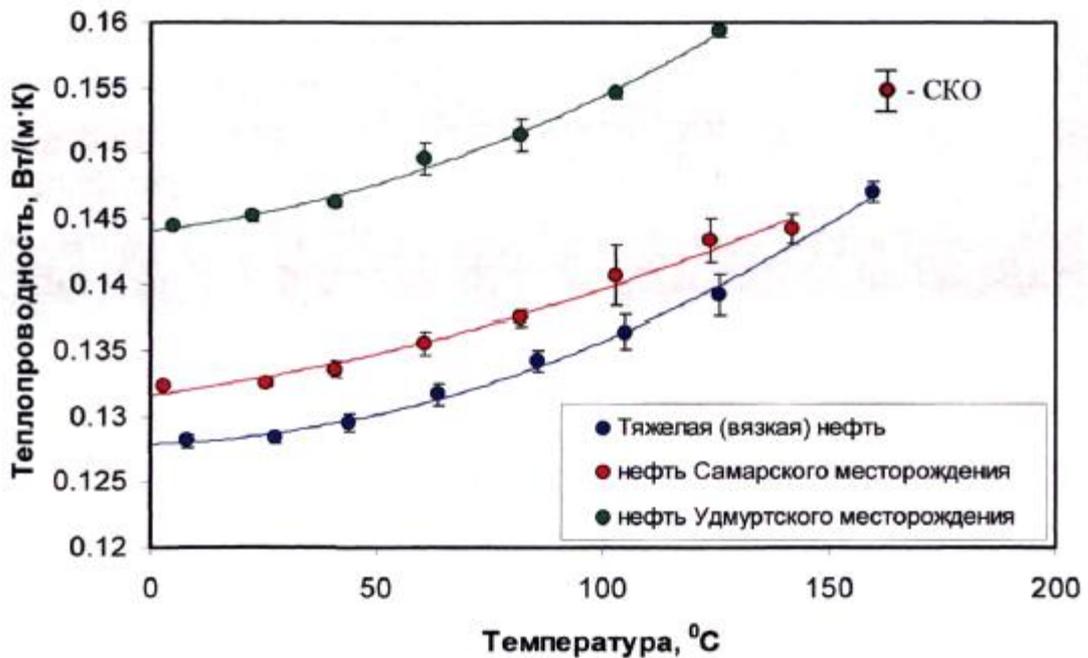


Рис 4.15 Температурная зависимость коэффициента теплопроводности образцов нефти нескольких месторождений [79]

Разный вид температурной зависимости коэффициента теплопроводности различных нефтей (слабое убывание, и даже возрастание с температурой) получен и в работе [29], что видно из данных рис. 4.16 . Однако в работе не приведены данные анализа состава исследованных нефтей, который только и может объяснить разницу в температурном поведении теплопроводности.

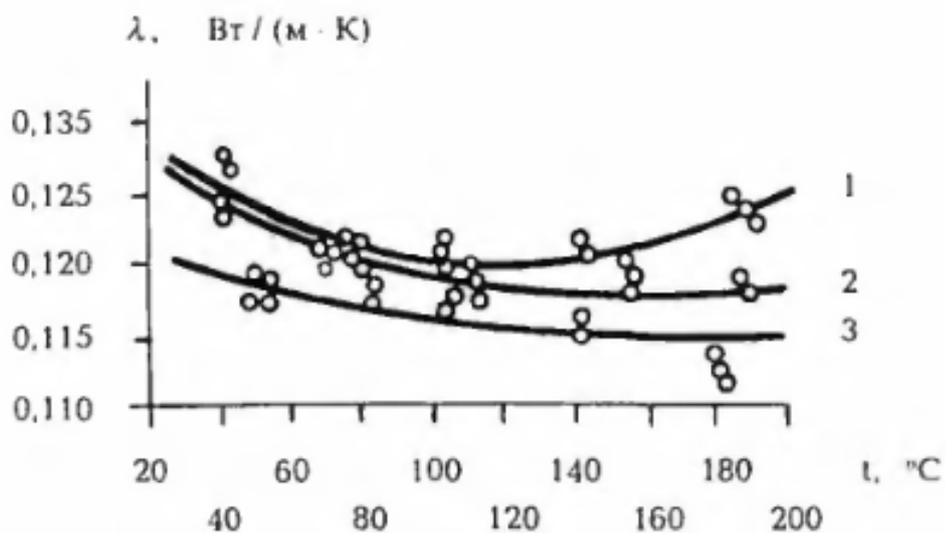


Рис. 4.16 Зависимость теплопроводности нефтей месторождения Зыбза-Глубокий Яр от температуры [29]
 1 – миоцен (Южно-Карский участок); 2 – кумский горизонт;
 3 – миоцен (Ново-Кипячий участок)

Значения коэффициентов теплопроводности разгазированной нефти при стандартных условиях по данным анализа нефтей 67 месторождений [130] изменяются от 0,100 до 0,141 Вт/(м·К).

Прямой расчёт теплопроводности нефти и её зависимости от температуры по содержанию в ней различных соединений - из-за сложности её состава практически невозможен.

Чтобы обойти эту трудность, разработаны эмпирические корреляции, связывающие значение коэффициента теплопроводности разгазированной нефти в стандартных условиях $\lambda_{нр}$ с некоторыми её характеристиками [130]:

$$\lambda_{нр} = 0,2172 - 0,467 \cdot 10^{-5} \cdot T_{зас}^2 + 0,127 \cdot 10^{-7} \cdot T_{зас}^3$$

где $T_{зас}$ – температура застывания нефти. Также $\lambda_{нр}$ вычисляют по более простой формуле, связывающей коэффициент теплопроводности с плотностью

$$\lambda_{нр} = (129 + 0,666 \cdot n - 5,50 \cdot \rho_{20} - 28,4 \cdot n \cdot \rho_{20}) \cdot 10^{-3},$$

где n – содержание парафина, а ρ_{20} – плотность разгазированной нефти при 20°C.

Однако, разброс значений коэффициента теплопроводности конкретных нефтей от корреляционной зависимости весьма велик (рис. 4.17), и подобные корреляции следует применять только тогда, когда экспериментальное определение тепловых параметров нефти по каким-либо причинам провести не представляется возможным.

При отсутствии вообще каких-либо данных о нефти в [130] рекомендуется принимать величину коэффициента теплопроводности разгазированной нефти, равную $\lambda_{нр} \approx 0,128$ Вт/(м·К).

Для большинства разгазированных нефтей коэффициент теплопроводности с ростом температуры уменьшается практически линейно [130]. Например, на рис. 4.18 приведена зависимость коэффициента теплопроводности разгазированной нефти Приразломного месторождения от температуры и давления [130], однако, данные о составах исследованных

нефтей в работе не приводятся. Вероятнее всего, столь универсальный вид зависимости $\lambda(T)$ объясняется сходством состава исследованных нефтей.

В работе [130] приведена приближённая эмпирическая формула для расчёта коэффициента теплопроводности разгазированной нефти при атмосферном давлении:

$$\lambda(T) = \lambda_{20} [1 - \alpha_\lambda (T - 20)], \quad (4.23)$$

где T - температура, °С; λ_{20} - теплопроводность при 20°С; α_λ - коэффициент, который может быть оценен по относительной плотности нефти:

$$\alpha_\lambda = \frac{0,00152}{\rho_4^{20}} - 0,00113(\rho_4^{20})^3, \quad (4.24)$$

где ρ_4^{20} - плотность нефти при 20°С, отнесённая к плотности воды при 4°С.

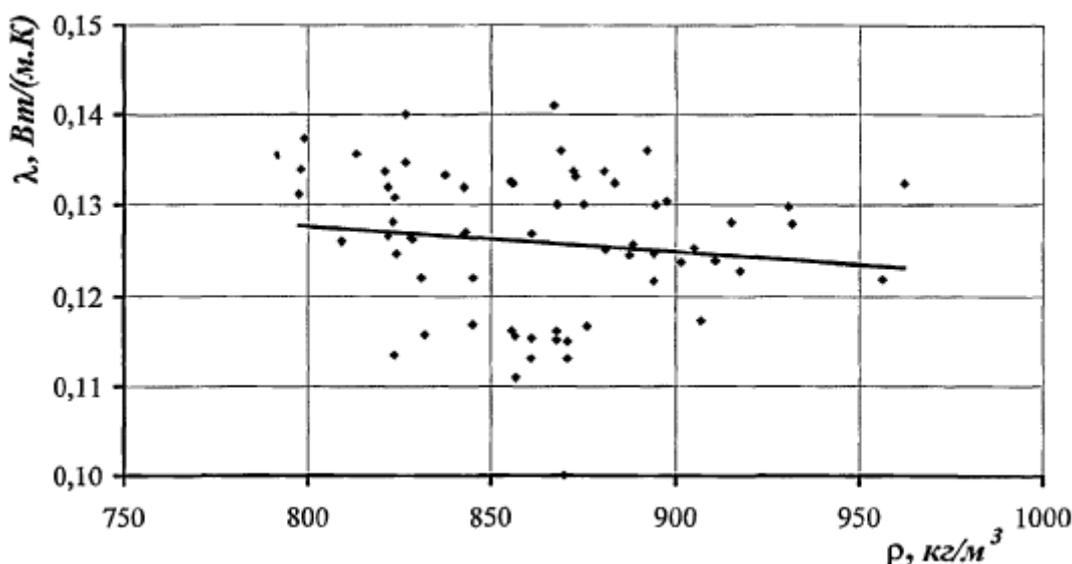


Рис. 4.17 Зависимость коэффициента теплопроводности разгазированных нефтей от их плотности при стандартных условиях [130]

Учёт влияния давления можно произвести, вводя мультипликативную поправку, вычисляемую по более сложным формулам [130]. Следует отметить, что повышение температуры до 140 °С приводит к уменьшению значений коэффициента теплопроводности нефти на 10 – 12 %. С ростом же давления до 30 МПа наблюдается увеличение значений коэффициента теплопроводности лишь на 5 – 8 %.

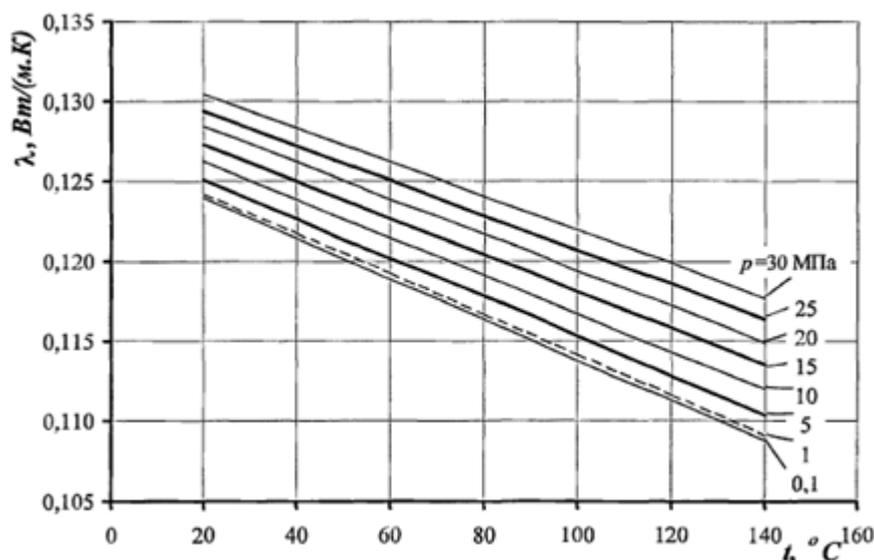


Рис. 4.18. Зависимость коэффициента теплопроводности разгазированной нефти Приразломного месторождения от температуры и давления [130]

На практике влиянием изменений давления в процессе ТГВ на коэффициент теплопроводности нефти можно пренебречь. Для конкретных случаев вопрос об учёте влияния давления решается в зависимости от необходимой точности моделирования.

Более сложные и достаточно точные эмпирические методы оценки теплофизических свойств нефтей разработаны Григорьевым Б.А. [137]. Они связывают коэффициенты теплопроводности (как и теплоёмкости) нефтей и их фракций с показателями преломления, относительной плотностью, температурой кипения. Если нет возможности провести экспериментально изучение теплопроводности нефти в баженовской свите, то можно воспользоваться этим подходом. Тем не менее, проведение экспериментальных исследований необходимо, хотя бы для выбора той или иной из множества разработанных эмпирических корреляций.

При численном моделировании ТГВ желательно использовать экспериментально определённые значения коэффициента теплопроводности нефтей или, в общем случае, углеводородных жидкостей, добываемых на участках применения ТГВ.

Число экспериментальных определений теплофизических свойств нефти можно сократить, если воспользоваться «подсказкой» в виде существующих эмпирических аппроксимационных зависимостей.

Водные растворы

Для воды и водных растворов, а также для некоторых иных жидкостей (например, глицерин, этиленгликоль) наблюдается более сложная картина зависимости теплопроводности от температуры, чем приведено выше. До температур порядка 130 °С тепловое сопротивление падает с ростом температуры, а коэффициент теплопроводности – растёт [83, 125]. При более высоких температурах наблюдается обратная картина.

Например, на рис. 4.19 из монографии [125] показана зависимость коэффициента теплопроводности воды от температуры и давления. Более подробные данные по теплопроводности воды можно найти в справочнике [114].

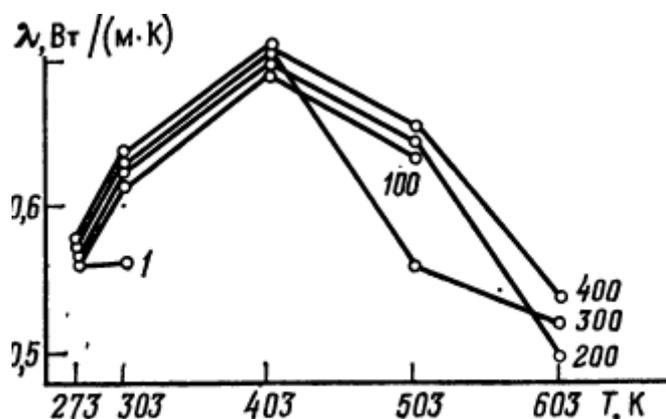


Рис. 4.19 Зависимость теплопроводности воды от температуры и давления [125]
Шифр кривых – давление P , атм

Для оценки величины коэффициента теплопроводности воды при атмосферном давлении применяется также эмпирическая формула [138]:

$$\lambda_g = -0,76825 + 2,24957 \cdot \frac{T}{298} - 0,874095 \cdot \left(\frac{T}{298} \right)^2. \quad (4.25)$$

Поправку на минерализацию пластовой воды можно вычислить по простым формулам [130]:

$$\lambda_{\text{пласт.вод}} = \lambda_{\text{дистил}}(1 - 0,8 \cdot \nu), \quad (4.26)$$

$$\nu = \frac{\rho_{\text{дистил}} + G - \rho_{\text{пласт.вод}}}{\rho_{\text{дистил}}},$$

где $\lambda_{\text{пласт.вод}}$ и $\lambda_{\text{дистил}}$ - теплопроводность пластовой минерализованной и дистиллированной воды, соответственно; $\rho_{\text{пласт.вод}}$, $\rho_{\text{дистил}}$ - плотности пластовой минерализованной и дистиллированной воды, соответственно, G - минерализация, г соли / см³ раствора.

Таким образом, при моделировании ТГВ величину коэффициента теплопроводности воды и его зависимость от температуры можно взять из опубликованных данных, с поправкой, если необходимо, на её минерализацию.

4.6.4 Газы

Для газов теплопроводность является функцией произведения теплоёмкости на вязкость с коэффициентом пропорциональности, зависящим от числа атомов в молекуле [83].

В результате, температурная зависимость коэффициента теплопроводности газов имеет достаточно непростой вид [83]:

$$\lambda = \frac{M \cdot (1 + N \cdot T)^{3/2}}{T - 1}, \quad (4.27)$$

где M , N , I - некоторые эмпирические коэффициенты. Указанный вид зависимости справедлив с точностью до нескольких процентов для температур 100 – 200°С [83]. При высоких температурах $\lambda \sim T^3$.

Для одноатомных газов и для узких температурных диапазонов температурная зависимость коэффициента теплопроводности газов почти линейна [132]. Для более широкого интервала температур коэффициент

теплопроводности газов увеличивается с температурой намного быстрее [134].

На рис. 4.20 из монографии [125] показана экспериментальная зависимость коэффициента теплопроводности воздуха от температуры и давления.

Более простая эмпирическая зависимость коэффициента теплопроводности газов от температуры при атмосферном давлении приведена в работе [130]:

$$\lambda = A + B \cdot T + C \cdot T^{0.5}, \quad (4.28)$$

где A, B, C – эмпирические коэффициенты (таблица 4.11).

Таблица 4.11

Эмпирические коэффициенты для расчета параметров теплофизических свойств газов при нормальном давлении [130]

№№	Газ	$\rho_g^t, \text{кг/м}^3$		$c_{pg}^t, \text{Дж/(кг} \cdot \text{К)}$			$\lambda_g^t \cdot 10^3, \text{Вт/(м} \cdot \text{К)}$		
		$A \cdot 10^2$	B	A_c	B_c	C_c	A_λ	B_λ	C_λ
1	CH ₄	-0,2532	194,1	2220	4,004	-17,01	32,20	0,1898	-0,6124
2	C ₂ H ₆	-2,316	373,9	1685	4,478	-5,915	19,68	0,1792	-0,5858
3	C ₃ H ₈	-3,881	549,8	1565	4,828	-4,101	16,24	0,1577	-0,4589
4	и-C ₄ H ₁₀	-27,13	803,5	1614	3,742	-13,36	15,58	0,1568	-0,7303
5	н-C ₄ H ₁₀	-14,93	766,2	1623	3,644	-10,50	14,30	0,1499	-0,4382
6	и-C ₅ H ₁₂	–	–	–	–	–	–	–	–
7	н-C ₅ H ₁₂	-31,15	1008	1510	3,788	11,13	13,57	0,1514	-0,6034
8	N ₂	-0,3469	338,3	1046	0,1489	-1,741	23,53	0,0579	0,1538
9	CO ₂	-2,598	540,3	807,2	0,5628	5,641	14,86	0,0822	-0,0876
10	H ₂ S	-1,756	418,2	990,0	0,4000	0	16,89	0,0754	-0,0654

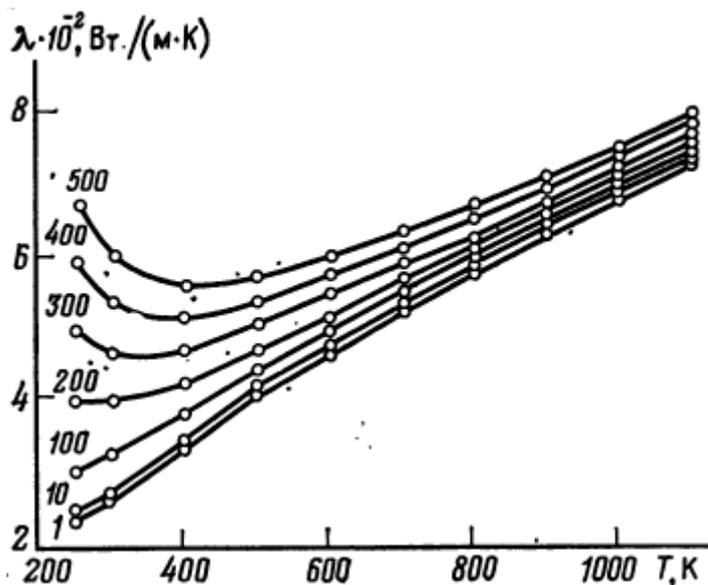


Рис. 4.20 Зависимость коэффициента теплопроводности воздуха от температуры и давления. Шифр кривых - давление P, атм

4.6.5 Теплопроводность смеси газов

Как указано выше, газовая фаза при ТГВ представляет собой смесь разнообразных газов, углеводородных и неуглеводородных [181].

Поскольку теплопроводность газов примерно на порядок меньше теплопроводности и твёрдых, и жидких тел (п.4.3), то теплопроводность газа, скорее всего, можно описывать весьма приближённо, без потери точности моделирования ТГВ. При вычислении коэффициента теплопроводности смеси газов $\lambda_2(T)$ при атмосферном давлении можно воспользоваться известным правилом [132]:

$$\lambda_2(T) = \frac{\sum_{i=1}^n r_i \mu_i^{1/3} \lambda_{2,i}(T)}{\sum_{i=1}^n r_i \mu_i^{1/3}}, \quad (4.29)$$

где $\lambda_{2,i}$, μ_i , r_i — коэффициент теплопроводности, молярная масса и молярная доля i -го компонента в смеси газов. Зависимость $\lambda_{2,i}(T)$ может быть вычислена, например, по приведенной выше эмпирической формуле.

При давлениях выше 10 МПа коэффициент теплопроводности газов растёт с увеличением давления, примерно на 1% при росте давления на 0,1 МПа, и для смеси газов вычисляется по более сложным формулам [130]:

$$\lambda_2^p(T) = \lambda_2(T) + \frac{A_I \cdot 10^{-4}}{D \cdot z_{нкр}^5} \cdot (e^{\rho_{нр} \cdot B_I} - C_I), \quad (4.30)$$

где $\lambda_2^p(T)$, $\lambda_2(T)$ – коэффициенты теплопроводности смеси газов при давлении P и при атмосферном давлении, $\rho_{нр}$ – приведённая плотность газовой смеси:

$$\rho_{нр} = \frac{\rho_2^p(T)}{\rho_{нкр}},$$

$\rho_2^p(T)$ – плотность газовой смеси при давлении P и температуре T , $\rho_{нкр}$ – псевдокритическая плотность смеси газов:

$$\rho_{нкр} = \frac{P_{нкр}}{z_{нкр} \cdot R \cdot T_{нкр}};$$

$z_{нкр}$ – псевдокритический коэффициент сверхсжимаемости смеси газов:

$$z_{нкр} = \sum_{i=1}^n r_i \cdot z_{кр.i};$$

$z_{кр.i}$ – коэффициент сверхсжимаемости i -го компонента;

$$D = \frac{T_{нкр}^{1/6} \cdot \mu_m^{1/2}}{P_{нкр}^{2/3}},$$

$$T_{нкр} = \sum_{i=1}^n r_i \cdot T_{кр.i},$$

$$P_{нкр} = \sum_{i=1}^n r_i \cdot P_{кр.i},$$

r_i – молярная доля i -го компонента в смеси, μ_m – молекулярная масса смеси; коэффициенты A_I , B_I , C_I вычислены в работе [130] и приведены ниже в таблице 4.12.

Для иллюстрации на рис. 4.21 показана зависимость от температуры и давления коэффициента теплопроводности природного газа Приразломного месторождения [130].

Таким образом, коэффициент теплопроводности газов, содержащихся в поровом пространстве пласта при ТГВ, можно рассчитать по опубликованным справочным данным и приближённым эмпирическим соотношениям. При этом зависимость коэффициента теплопроводности газов от температуры будет, скорее всего, близка к выражению (4.28).

Таблица 4.12

Коэффициенты для расчёта смеси газов при повышенных давлениях [130]

№№ пп	Диапазон изменения приведенной плотности	A_1	B_1	C_1
1	$\rho_{np} < 0,5$	2,755	0,535	1,001
2	$0,5 \leq \rho_{np} < 2,0$	2,578	0,670	1,069
3	$2,0 \leq \rho_{np} < 2,8$	0,5857	1,115	-2,016

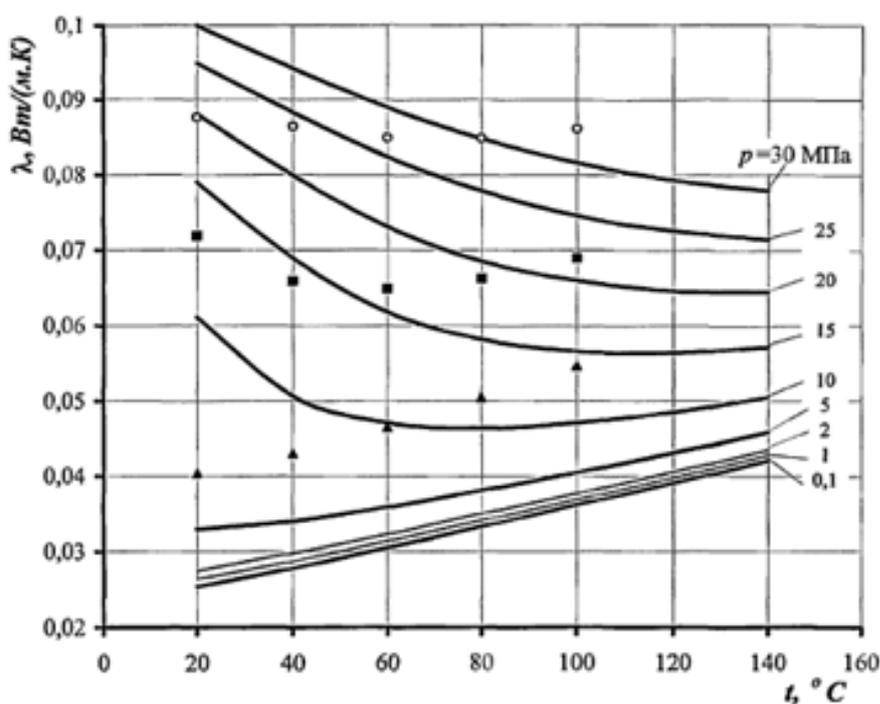


Рис. 4.21 Зависимость коэффициента теплопроводности попутного газа Приразломного месторождения от температуры и давления [130]

4.7 Возможность вычисления теплопроводности скелета породы по её величине для слагающих породу компонентов

Измерение теплофизических свойств пород, в первую очередь теплопроводности, является достаточно сложной задачей [79]. В этой работе отмечается, что «современная тепловая петрофизика характеризуется отсутствием достаточно надежных средств для измерения тепловых свойств пород в скважинах (теплого каротажа). В связи с этим изучение этих свойств в настоящее время возможно, в основном, путем измерений на керне при нормальных термобарических условиях с последующим изучением влияния пластовых давлений и температур на отдельных образцах. Но для теплофизических исследований нефтенасыщенных пород на керне, даже при нормальных условиях, до последнего времени существовали серьезные трудности. Это являлось причиной острого недостатка в литературе информации о теплопроводности и, особенно, температуропроводности, объемной теплоемкости и о температурном коэффициенте линейного расширения нефтенасыщенных коллекторов, а также отсутствия надежных баз данных об этих свойствах для различных нефтяных месторождений».

Естественно, возникает идея рассчитывать тепловые свойства, в первую очередь, теплопроводность, на основании данных о параметрах слагающих породу компонентов.

Следует, правда, учесть, что параметры входящих в породу минералов часто неизвестны или определяются с невысокой точностью. Величина коэффициента теплопроводности зависит и от многих других факторов, а не только от теплофизических свойств, слагающих породу минералов. Как указано выше, величина этого коэффициента зависит и от степени окатанности зёрен [77], от состава и характера расположения цемента, определяющего степень теплового контакта зёрен между собой [77], что невозможно учесть при теоретическом расчёте.

Тем не менее, какие-то ориентировочные значения коэффициента теплопроводности при таком подходе получить можно [127], но это оказывается полезным только на ранних стадиях изучения объекта, когда вообще отсутствуют какие-либо экспериментальные сведения о теплофизических свойствах изучаемых отложений.

Невозможность учесть все факторы, влияющие на теплопроводность, приводит к необходимости делать различные упрощения [83, 91], а именно: привлекать аналогию с похожими параметрами пород (электропроводность, диэлектрическая проницаемость) и использовать идеализированную форму неоднородностей [83, 91, 127].

Существует около 100 различных формул, полученных с помощью такого подхода [83, 91, 105, 127], связывающих теплопроводность пористой (или в общем случае дисперсной) среды с общей пористостью (концентрацией включений), формой и размером пор (или включений), теплопроводностью вмещающей среды. Например, в работе [127] содержится обширный обзор около 30 различных моделей для расчёта эффективной теплопроводности пористых сред. В диссертации [105] приведена таблица с 85 различными моделями для расчёта коэффициента теплопроводности, полученными при различных предположениях о форме пор, характере их соединения, погрешности приближённых решений точных уравнений переноса тепла и т.д.

В работе [91] все модели разбиты на три класса:

- ✓ основанные на электрических аналогиях и правилах расчета электрических цепей (Фрей, Дульнев, Миснар, Сидоров, Маркуссен и др.);
- ✓ базирующиеся на решении задачи о поведении уединенного зерна в однородной матрице (Максвелл, Вагнер, Оделевский, Брюггеман и др.);

- ✓ абстрактно-математические модели (Хашин, Штрикман, Браун, Милтон, Новиков и др.), т.е., по сути, эмпирические аппроксимации экспериментальных зависимостей.

В подавляющем большинстве упомянутых моделей среда описывается как двухкомпонентная с изотропными по проводимости зёрнами.

Но даже если точно известны параметры слагающих породу компонентов, остаётся основная трудность теоретической оценки теплопроводности, связанная с тем, что значения параметров для образца зависят от того, как соединены между собой составляющие элементы и как их параметры распределены в пространстве.

Поэтому, если не известна строгая геометрическая модель расположения составляющих породу элементов, то величину эффективной теплопроводности рассчитывают разными формальными способами («правило смеси» [105]). Например (i – индекс компонента, скобки означают операцию усреднения):

1. среднее арифметическое параметров входящих компонентов [79, 105] $\lambda^* = \langle \lambda_i \rangle$;
2. среднее обратных величин параметров входящих компонентов [79, 105] $\lambda^{**} = \langle \lambda_i^{-1} \rangle^{-1}$;
3. среднее геометрическое величин параметров входящих компонентов [80, 105]:
 - a. $\lambda^* = \sqrt{\langle \lambda_i^{-1} \rangle^{-1} \langle \lambda_i \rangle}$;
 - b. по величинам средних кубических корней [81] $\lambda^* = \left[\langle \lambda_i^{1/3} \rangle \right]^3$;
 - c. по величинам средних логарифмов Лихтенеккера [79] $\log(\lambda^*) = \langle \log(\lambda_i) \rangle$;
 - d. с помощью формулы Асаада [79, 82], который ввёл в формулу Лихтенеккера корректирующий весовой коэффициент для каждого компонента, зависящий от структурных особенностей пород.

Однако результаты применения всех этих формул не слишком впечатляют.

Ещё в монографии [83] указано, что в материаловедении большинство формул может быть использовано только для грубых расчётов. В некоторых приближениях [83] используются слишком упрощённые геометрические представления о структуре среды, например, в виде пластинок, расположенных параллельно друг другу или расположенных в шахматном порядке. В других либо твёрдая фаза, либо поры представлены в виде кубиков, что никак не соответствует реальности [83]. Есть формулы, основанные на замене мелких пор одной большой порой, что недопустимо [83].

Несколько лучшее соответствие с экспериментом достигается в серии моделей, основанных на различной укладке сферических зёрен [83], однако все они имеют те или иные недостатки. Практически во всех [83] постулируется, что диаметр всех частиц одинаков, одинаковы и температурные градиенты на всех частицах и порах, степень заполнения пространства не зависит от размера частиц и остаётся постоянной при выбранном способе упаковки, частицы абсолютно изотропны.

В диссертации [105] указывается, что значение коэффициента теплопроводности может быть предсказано с удовлетворительной точностью только при небольшой разнице коэффициентов теплопроводности флюида и скелета, при большом различии этих величин приемлемой теоретической оценки получить не удаётся.

Весьма показательны в этом отношении данные работы [105] (рис. 4.22, 4.23, 4.24). Большой разброс теоретических кривых для одних и тех же условий указывает на трудности предсказания коэффициента теплопроводности на основании тех или иных модельных представлений.

Учитывая сложность строения горных пород, применение приближённых формул приводит к мало приемлемым для практики

результатам. Так, в [79] указывается, что расчёты по ним могут приводить к 100%-ной ошибке в коэффициенте теплопроводности.

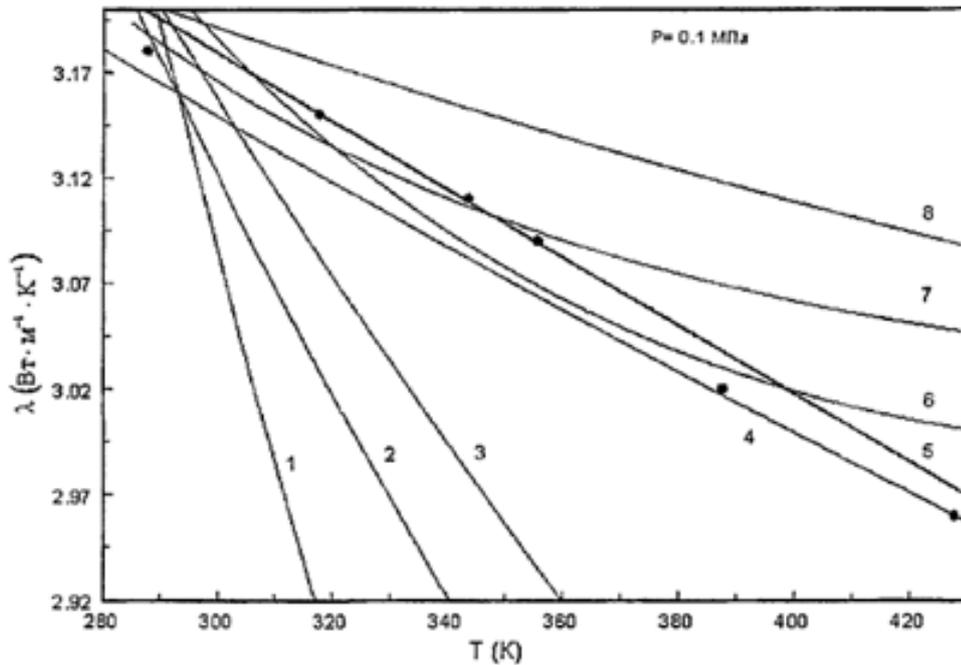


Рис. 4.22 Измеренные (точки) и расчётные (кривые) величины теплопроводности для песчаника, насыщенного маслом, при атмосферном давлении как функция температуры; кривые соответствуют различным аналитическим моделям [105]; $P = 0,1 \text{ МПа}$

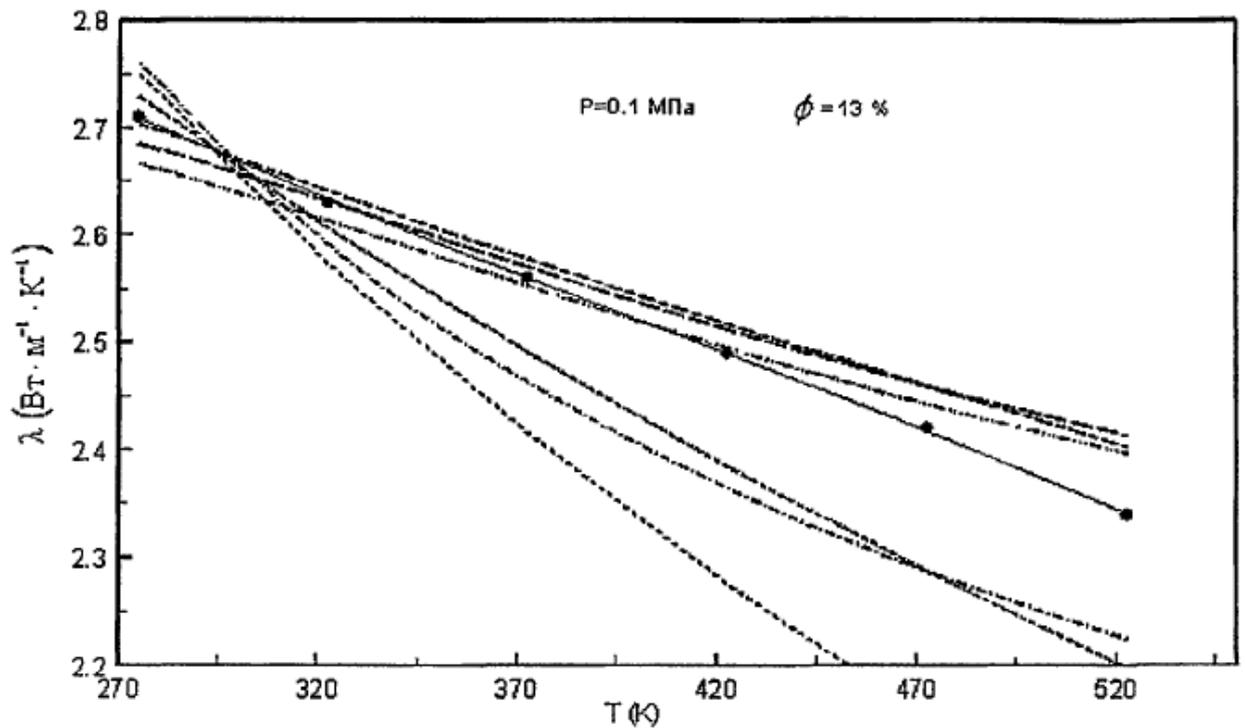


Рис. 4.23 Измеренные (точки) и расчётные (кривые) значения теплопроводности сухого песчаника с пористостью 13% при атмосферном давлении в зависимости от температуры. Кривые соответствуют различным аналитическим моделям [105]

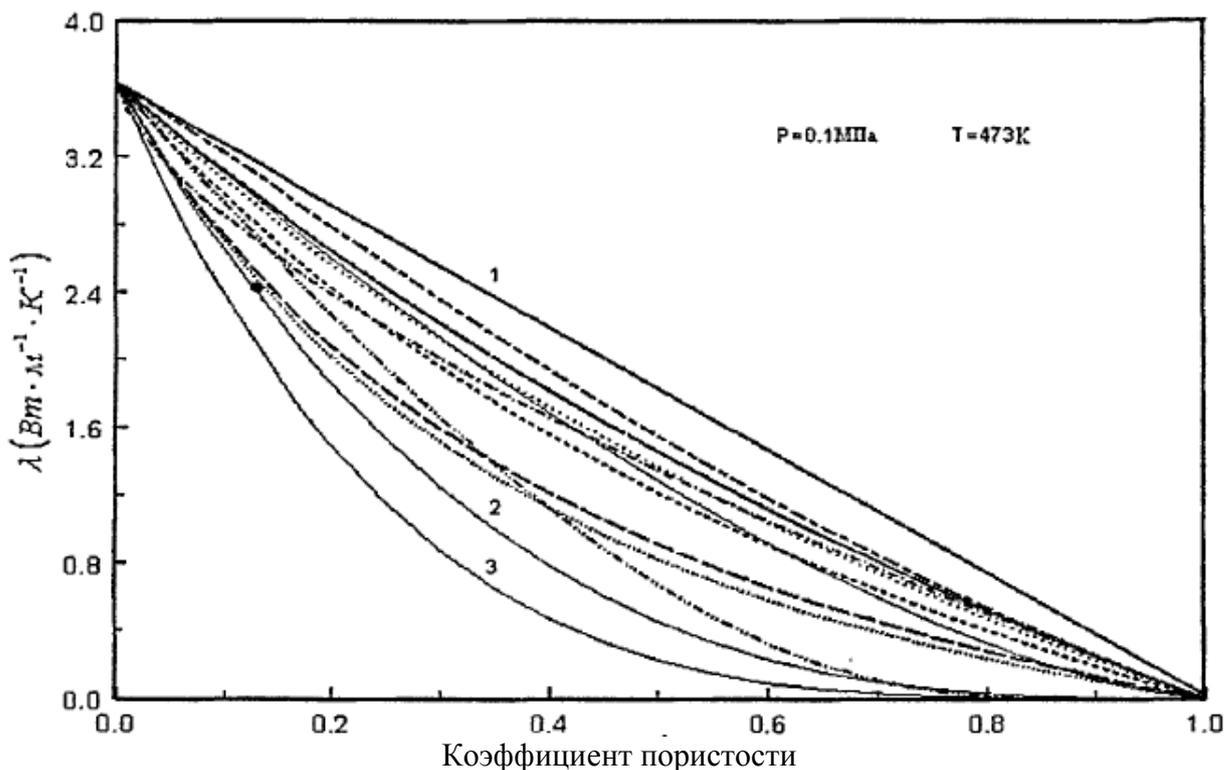


Рис. 4.24 Измеренное (точка) и расчётные (кривые) значения теплопроводности сухого песчаника при атмосферном давлении и температуре 200 °С как функция коэффициента пористости. Кривые соответствуют различным аналитическим моделям [105]

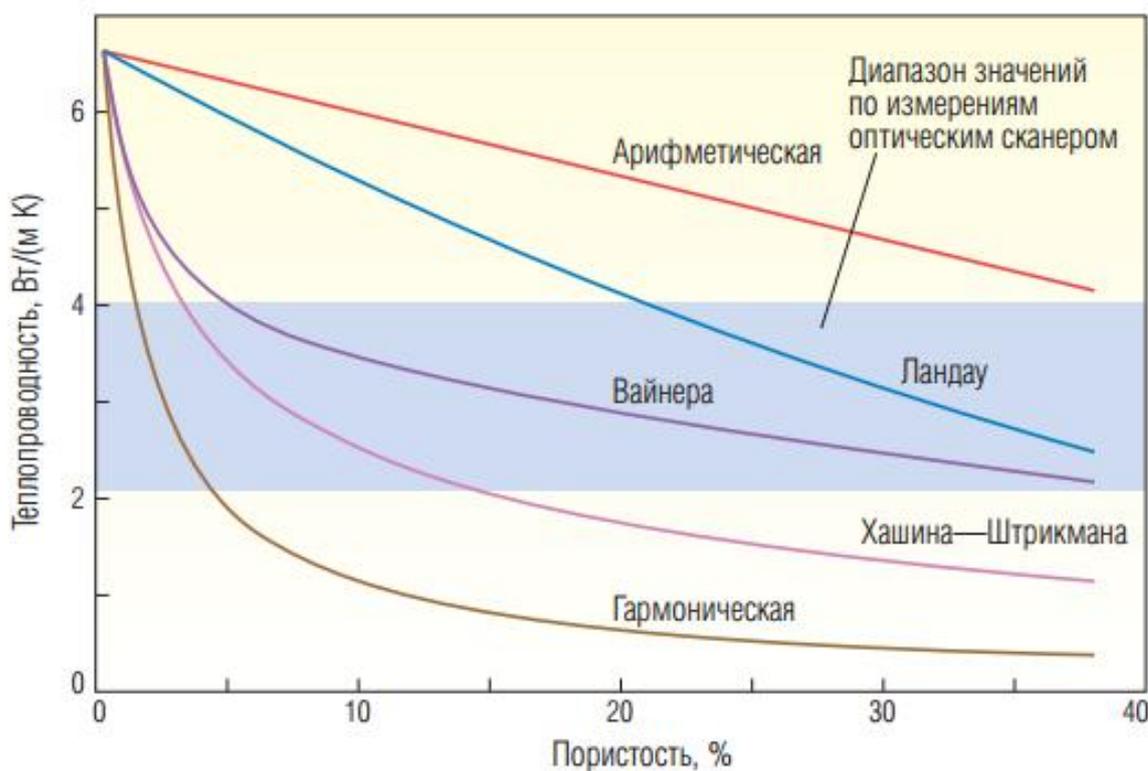


Рис. 4.25 Сравнение теоретически оцененных и экспериментальных значений теплопроводности для нефтенасыщенных песчаников Ярегского месторождения [75]

В обзоре [75] проведено сравнение расчётов по различным формулам с данными лабораторных измерений коэффициента теплопроводности нефтенасыщенного песчаника Ярегского месторождения. Как видно из рис. 4.25, заимствованного из этого обзора, применение приближённых формул вряд ли может считаться приемлемым при моделировании ТГВ: ошибка в величине коэффициента теплопроводности составляет до 100%.

Аналогичный результат приведен в докладе [185], причём подчеркнута, что нет надёжного критерия выбора той или иной модели, а также возможно получение физически некорректных значений коэффициента теплопроводности.

В диссертации Купцова С.М. [130] разработан алгоритм расчёта теплофизических свойств газо-, нефте- и водонасыщенных осадочных пород, который опирается на эмпирические корреляции свойств пластовых жидкостей и скелета породы с другими их характеристиками, в частности, плотностью.

Данная схема была использована для расчёта теплофизических свойств осадочных пород Усинского и Ярегского месторождений. Рассчитанные по предложенному алгоритму значения, в принципе, согласуются с экспериментальными данными, но при этом для отдельных образцов погрешность по теплоёмкости достигает 38%, а по теплопроводности – 24% (даже при атмосферных условиях), что признаётся не слишком удовлетворительным результатом [131]. Столь значительные отклонения от экспериментальных значений связаны, вероятнее всего, со сложностью расчёта теплофизических свойств скелета.

Тем не менее, для конкретных частных случаев та или иная формула из огромного набора может давать вполне разумные оценки [83].

В последнее время, в решении этой проблемы достигнут определённый прогресс [92]. Применение высокоточного и производительного метода оптического сканирования [75, 92, 185] позволило получить обширный экспериментальный материал, в результате чего была сформулирована

теоретическая модель [92], в которой минеральный скелет представлен как поликристаллическое образование, сложенное минеральными зёрнами различного размера и ориентации. Трещины и поры моделируются полостями различной геометрической формы, заполненными жидкостями и/или газами. В качестве типа зёрен и полостей приняты эллипсы с различным эксцентриситетом и различным образом ориентированные. Такая модель, по нашему мнению, может быть крайне полезна при анализе экспериментальных данных, при интерполяции или экстраполяции экспериментальных значений.

Однако следует учесть, что применение такой модели требует большого количества информации: описания обобщённой формы зёрен и включений, характера распределения их размеров и ориентировки, величин теплофизических параметров всех минеральных компонентов. При этом, как видно на примере анализа образцов пород бажендовской свиты (п. I), слагающие породу минералы не представляют собой чистые классические образцы, а имеют различные примеси и включения, дефекты кристаллической решётки, часто метаморфизованы и т.д. Пирит, например, обладающий высокой теплопроводностью, то представлен мелкой россыпью кристаллов, то крупными кристаллами, то линзами и т.д. Поэтому параметры самих слагающих породу компонентов могут быть определены лишь ориентировочно, что делает малоэффективным использование различных аналитических подходов.

В последние годы развит и подход к описанию теплофизических свойств горных пород сложными теоретическими моделями, основанными на методах расчета эффективных свойств неоднородной среды (так называемые, методы теории эффективных сред – ТЭС) [93]. ТЭС, в принципе, позволяет связать параметры внутренней структуры пород (литологию, форму и ориентацию пор, трещин и минеральных зерен) с их упругими свойствами и различными коэффициентами переноса (теплопроводностью, электропроводностью, диэлектрической и гидравлической

проницаемостями). Однако [79], использование такого подхода для оценок эффективной теплопроводности флюидонасыщенных пород возможно лишь при наличии значительного объёма дополнительных данных о строении горных пород, для получения которых необходим петрографический анализ прозрачных шлифов, определение гранулометрического состава образцов изначительный объём других исследований.

Учитывая многокомпонентность скелета пород баженовской свиты, их сложную текстуру, вариации характера пустотного пространства, наличие компонентов с резко различающимися теплофизическими свойствами (кремнезём, кероген, пирит и т.д.) и наличие метаморфизованных минералов в составе пород – теоретические оценки коэффициента теплопроводности вряд ли смогут заменить масштабное экспериментальное исследование образцов.

Следовательно, измерения теплофизических свойств пород баженовской свиты на представительной коллекции образцов являются необходимым условием успешности последующего численного моделирования ТГВ для этого объекта.

4.8 Теплопроводность пористых пород с учётом трёхфазного насыщения

Из материала предыдущего пункта может показаться, что для случая моделирования ТГВ в породах баженовской свиты можно вообще отказаться от каких бы то ни было попыток применения аналитических формул для оценки коэффициента теплопроводности пород, используя только экспериментальные данные. К сожалению, это не так. Дело в том, что для моделирования ТГВ нам, в качестве исходных данных, необходима зависимость коэффициента теплопроводности вида:

$$\lambda_{\text{пород}} = \lambda(p, \lambda_{\text{скел}}, \lambda_{\text{вода}}, \lambda_{\text{нефть}}, \lambda_{\text{газ}}; K_n, S_v, S_n, S_2; T).$$

Здесь первая группа параметров – представляет собой величины, задаваемые в качестве исходных данных: p – оценённое эффективное

давление (разница горного и пластового давлений), $\lambda_{скел}$, $\lambda_{нефть}$, $\lambda_{вода}$, $\lambda_{газ}$ – коэффициенты теплопроводности четырёх фаз породы: скелета, воды, нефти, газа, соответственно; первые два определяются экспериментально, путём усреднения каким-либо образом данных для отдельных образцов, $\lambda_{вода}$ – берётся из справочных данных с незначительными поправками (если необходимо) на минерализацию, а $\lambda_{газ}$ – рассчитывается.

Вторая группа параметров – варьируемые параметры, определяющие величину коэффициента теплопроводности при переменном насыщении: K_n – пористость, S_w , S_n , S_g – доля порового пространства, занятая водой, нефтью, газом, соответственно; очевидно, что

$$S_w + S_n + S_g = 1.$$

В последних трёх параметрах и заложена основная трудность. Для моделирования ТГВ нужны именно они все, поскольку насыщение пор существенно меняется по пространству и во времени, что для иллюстрации показано выше на рис. 4.7 [141].

Соответственно, при моделировании на каждом шаге по времени должны пересчитываться и насыщенные, и эффективный коэффициент теплопроводности породы.

Формально для этого нужны экспериментальные данные для различного сочетания насыщенных. Обычно, в задачах изучения теплофизических свойств пород, например, для оценок глубинных тепловых потоков такая задача не возникает. Измерения теплофизических параметров пород проводят при 100%-ном насыщении либо газом, либо нефтью, либо водой, то есть для ситуации, когда один из параметров S равен единице, а два других – нулю.

Очевидно, что проведение экспериментальных исследований при трёхфазном насыщении представляет собой достаточно сложную задачу. Поэтому, чтобы получить значения коэффициента теплопроводности для трёхфазного насыщения надо как-то интерполировать имеющиеся экспериментальные данные. При этом без какого-то «руководящего начала»,

в виде некоторой модели теплового соединения четырёх фаз породы, не обойтись.

Часто неоправданно упрощают задачу, считая тепловое сопротивление всех четырёх фаз по параллельной схеме [64], то есть:

$$\lambda_{пород} = (1 - K_n) \cdot \lambda_{скел} + K_n \cdot (S_v \cdot \lambda_{вода} + S_n \cdot \lambda_{нефть} + S_g \cdot \lambda_{газ}). \quad (4.31)$$

Здесь предполагается, что каждая фаза образует связную систему, по которой тепло распространяется независимо. Но такая модель может быть более-менее справедливой лишь при близких насыщенностях флюидами. Для иных ситуаций необходимо задаваться другими моделями.

Вполне можно предположить, что подобная модель применима к двум укрупнённым составным частям породы: скелету и поровому флюиду в целом, т.е. можно ожидать, что при любых насыщенностях справедливо соотношение:

$$\lambda_{пород} = (1 - K_n) \cdot \lambda_{скел} + K_n \cdot \lambda_{ф}, \quad (4.32)$$

где $\lambda_{ф}$ – эффективный коэффициент теплопроводности порового флюида в целом.

Поскольку породы баженовской свиты гидрофобны, можно также ожидать, что нефть будет образовывать связную фазу при любой насыщенности. А вода или газ при малой насыщенности будут образовывать капли или пузырьки в расширениях пор, то есть в «камерах пор». В этой ситуации вода, нефть и газ будут соединены в тепловом отношении не параллельно, а последовательно, и пузырьки газа будут препятствовать передаче тепла ввиду малой теплоёмкости газа. Соответственно, для примерно равных и достаточно высоких насыщенностей фазами ($S_v \approx S_n \approx S_g$) будет справедливо простейшее равенство:

$$\lambda_{ф} = S_v \cdot \lambda_{вода} + S_n \cdot \lambda_{нефть} + S_g \cdot \lambda_{газ}, \quad (4.33)$$

а, например, при малой газонасыщенности ($S_g \ll 1$), но средних величинах нефте- и водонасыщенности:

$$\frac{1}{\lambda_{ф}} = \frac{1 - S_g}{S_v \cdot \lambda_{вода} + S_n \cdot \lambda_{нефть}} + \frac{S_g}{\lambda_{газ}}, \quad (4.34)$$

а для случая малой водонасыщенности ($S_e \ll 1$):

$$\frac{1}{\lambda_{\phi}} = \frac{1 - S_e}{S_c \cdot \lambda_{\text{газ}} + S_n \cdot \lambda_{\text{нефть}}} + \frac{S_e}{\lambda_{\text{вода}}}. \quad (4.35)$$

Интерполяцией между этими тремя моделями можно получить некоторую эмпирическую формулу для коэффициента теплопроводности во всём интервале изменения насыщенностей.

4.9 Проблема ремасштабирования тепловых свойств в пределах объекта

Фактически трудности теоретического расчёта теплопроводности скелета пород по составляющим его компонентам представляют часть общей и «вечной» проблемы нефтяной науки – переход от параметров, измеренных на малом пространственном масштабе, к большему масштабу (*ремасштабирование*). Такая же проблема возникает и при пересчёте проницаемости, когда мы переходим от масштаба отдельных образцов керна (обычно размером в несколько сантиметров, максимум 10 – 20 см) к масштабу единиц, десятков и сотен метров, характерному для размеров ячеек, используемых при численном моделировании.

Точно так же значения теплофизических параметров для расчётных ячеек зависят от того:

1. Как в пределах счетной ячейки (размером в метры или десятки метров) соединены между собой пространственные элементы сантиметрового размера, для которых есть результаты лабораторных измерений.
2. Как распределены в пространстве каждой ячейки значения параметров для малых элементов.

Для теплоёмкости этот вопрос решается проще, поскольку теплоёмкость - аддитивная величина, к тому же её вариации для разных пород не столь значительны, как для теплопроводности.

Для теплопроводности ситуация гораздо сложнее (как и для электропроводности, проницаемости и т.п.). Целесообразно поэтому рассмотреть, каковы же вариации этой величины в пределах одного геологического объекта.

В работе [75] вариации теплофизических свойств исследовались на коллекции образцов Волго-Уральской провинции. По сухим образцам изменение свойств составляло от 4 до 50%, а для насыщенных жидкостью – снизилось до 15%, причём это снижение получено для образцов, вариации свойств которых были выше 15% при насыщении воздухом. Для образцов, у которых вариации теплофизических свойств при насыщении воздухом не превышали 15%, после их насыщения жидкостью – вариации свойств уже не превышали нескольких процентов. Иными словами, если строение порового пространства более или менее однородно, то в сухом состоянии параметры таких образцов могут варьировать более или менее значительно. После насыщения их жидкостью вариации параметров существенно уменьшаются, благодаря большей теплопроводности воды по сравнению с воздухом. Значительные вариации наблюдаются в образцах со сложной структурой порового пространства, когда даже насыщение жидкостью не может полностью нивелировать разброс свойств образцов.

При этом утверждается, что вариации в 15 – 20% уже являются существенными для прогноза и анализа результатов теплового воздействия.

В работе [84] исследовались теплофизические свойства образцов одного из месторождений тяжёлых нефтей. Свойства и описание образцов приведены ниже в таблице 4.13 .

Значения пористости и литологическое описание образцов,
отобранных для измерений в работе [84]

Номер образца, глубина	Характеристика породы	Пористость %
1	2	3
49,931 (165,82м)	Песчаник кварцевый, мелкозернистый с гравийными зернами кварца, косослоистый. Цемент контактовый. Порода насыщена нефтью	23,9
50 (167,36м)	Песчаник кварцевый с единичными зернами лейкоксена, мелкозернистый с примесью гравия, однородный. Цемент контактовый, редко глинистый (заполнения пор). Порода насыщена нефтью	25,9
51 (168,51м)	Песчаник кварцевый, неравномерно зернистый (средне-мелкозернистый), неотчетливо косослоистый. Цемент контактовый. Порода насыщена нефтью	25,9
52 (170,73м)	Песчаник кварцевый, мелкозернистый, неотчетливо слоистый. Цемент контактовый, редко глинистый. Порода насыщена нефтью	25,9
53 (171,55м)	Песчаник кварцевый с единичными зернами лейкоксена, мелкозернистый с примесью гравия, однородный. Цемент контактовый, регенерационный. Порода насыщена нефтью	26,3
55 (173,12м)	Песчаник лейкоксен-кварцевый, мелкозернистый с примесью мелкого гравия, неотчетливо косослоистый. Цемент - контактовый, регенерационный. Порода насыщена нефтью	25,5
56 (174,58м)	Песчаник кварцевый с лейкоксеном, мелкозернистый с примесью гравия, однородный. Цемент контактовый. Порода слабо сцементирована, пропитана нефтью.	30,0
57 (175,26м)	Песчаник кварцевый, мелкозернистый с примесью гравия, однородный. Цемент контактовый. Порода пропитана нефтью	20,5
58 (177,39м)	Песчаник кварцевый, средне-мелкозернистый, слоистый (гранулометрическая слоистость). Цемент контактовый, иногда глинистый. Порода пропитана нефтью	26,4
59 (178,60м)	Песчаник кварцевый с единичными зернами лейкоксена, мелкозернистый с незначительной примесью гравия, однородный. Цемент контактовый, регенерационный. Порода пропитана нефтью	25,6
61 (180,70м)	Песчаник кварцевый с единичными зернами лейкоксена, неравномерно зернистый (мелко-среднезернистый), однородный. Цемент контактовый, редко глинистый. Порода пропитана нефтью	26,3
62 (182,59м)	Песчаник кварцевый, мелкозернистый, однородный с примесью гравийных зерен кварца до 10 мм. Цемент контактовый. Порода пропитана нефтью	26,0

1	2	3
63 (183,72м)	Песчаник кварцевый с единичными зернами лейкоксена, алевритистый, линзовидно-косослоистый. Цемент глинистый (пленочный), регенерационный и контактовый. Порода пропитана нефтью	14,3
64 (184,70м)	Песчаник кварцевый, мелкозернистый (контакт нефтенасыщенного песчаника и песчаника, не содержащего нефть). Цемент глинистый (пленочный и заполнения пор) и контактовый	7
67 (187,64м)	Алевролит кварцевый с единичными зернами лейкоксена, серого цвета, песчанистый, тонкослоистый. Порода хорошо сцементирована.	18
133 (190,00м)	Углеродистый серицит-кварцевый сланец серого цвета	14,1

При общем сходстве литологической характеристики большинства образцов (кроме первого и последнего) по результатам измерений теплофизических свойств (при нормальных условиях) наблюдались значительные вариации их значений:

1. Теплопроводность:

- В нефтенасыщенном состоянии 1,58 – 4,09 Вт/(м·К);
- В сухом состоянии 1,24 – 2,82 Вт/(м·К);
- В водонасыщенном состоянии 2,01 – 5,06 Вт/(м·К).

2. Температуропроводность:

- В нефтенасыщенном состоянии $(0,86 - 2,38) \cdot 10^6$ м²/с;
- В сухом состоянии $(0,70 - 1,93) \cdot 10^6$ м²/с;
- В водонасыщенном состоянии $(0,8 - 2,40) \cdot 10^6$ м²/с.

3. Объёмная теплопроводность:

- В нефтенасыщенном состоянии $(1,61 - 2,21) \cdot 10^6$ Дж/(м³·К);
- В сухом состоянии $(1,12 - 2,28) \cdot 10^6$ Дж/(м³·К);
- В водонасыщенном состоянии $(2,11 - 3,23) \cdot 10^6$ Дж/(м³·К).

4. Объёмная теплоемкость:

- В нефтенасыщенном состоянии $(1,61 - 2,21) \cdot 10^6$ Дж/(м³·К);
- В сухом состоянии $(1,12 - 2,28) \cdot 10^6$ Дж/(м³·К);
- В водонасыщенном состоянии $(2,11 - 3,23) \cdot 10^6$ Дж/(м³·К).

Как видно, интервал изменения параметров в случае насыщения породы водой или нефтью значительно уже, чем при насыщении газом, что полностью согласуется с общими физическими представлениями и литературными данными [75, 77 – 79]. При этом вариации теплопроводности насыщенных жидкостью образцов составляли около 45% от среднего, температуропроводности примерно столько же, а для теплоёмкости - всего 16%.

Характерно, что, в сущности, все образцы (за исключением двух) представляли собой практически одну и ту же осадочную породу. Вариации теплопроводности в этом эксперименте обусловлены только различием в составе компонентов и характере соединения их тепловых сопротивлений.

Значительная вариация теплопроводности пород одного литологического типа отмечена и в работе [142] на основе исследования значительной коллекции образцов различных типов пород Урала.

В этом отношении интересна и работа [79]. Исследовались образцы продуктивного пласта одного из месторождений тяжёлой нефти.

Всего было отобрано 267 образцов стандартного и полноразмерного керна.

Две исследованных [79] скважины (№ 1 и № 2) вскрыли «образования туфодиабазовой толщи и отложения верхней и средней пачек продуктивной толщи. Туфодиабазовая толща представлена туффитами, базальтами, переслаиванием алевролитов, песчаников и глин. В основании толщи выделяется маломощная пачка (5,4 м) «надпластовых аргиллитов». Представлена пачка зеленовато-серыми аргиллитами с прослоями глинистых песчаников и линзами конгломерато-брекчий.

Продуктивный пласт сложен лейкоксен-кварцевыми и кварцевыми песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. В продуктивном пласте выделены три пачки.

Верхняя пачка представлена пропитанными нефтью лейкоксен-кварцевыми песчаниками.

Средняя пачка сложена нефтенасыщенными и промытыми водой кварцевыми песчаниками преимущественно мелко и тонкозернистыми, косослоистыми и однородными с подчиненными прослоями разнозернистых лейкоксен-кварцевых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Характерной особенностью этих песчаников является малая глинистость и слабая цементация.

Нижняя пачка продуктивного пласта представлена тонкослоистыми алевролитами, глинистыми алевролитистыми песчаниками, залегающими в кровельной части пачки, и нефтенасыщенными и промытыми водой лейкоксен-кварцевыми песчаниками с мелкозернистой и конгломератовидной структурой.

Вариации теплофизических свойств образцов данной коллекции приведены в таблице 4.14 [79].

Таблица 4.14

Вариации теплофизических свойств пород в нормальных условиях [79]

Породы	Тепловые свойства						Количество образцов
	Нефтенасыщенные образцы			Керосинонасыщенные образцы			
	λ , Вт/(м·К)	a , 10^{-6} м ² /с	C , 10^6 Дж/(м ³ ·К)	λ , Вт/(м·К)	a , 10^{-6} м ² /с	C , 10^6 Дж/(м ³ ·К)	
Коллекция I	-	-	-	<u>3,09 (0,37)</u> 2,40-4,43	<u>1,59 (0,16)</u> 1,33-2,20	<u>1,94 (0,15)</u> 1,48-2,33	127
Коллекция II	<u>2,86 (0,35)</u> 2,13-3,90	<u>1,55 (0,19)</u> 1,23-2,10	<u>1,85 (0,12)</u> 1,55-2,07	<u>3,04 (0,33)</u> 2,26-4,16	<u>1,74 (0,19)</u> 1,50-2,49	<u>1,75 (0,08)</u> 1,46-1,90	93

В числителе: среднеарифметическое значение и в скобках – среднеквадратичное отклонение, в знаменателе – интервал изменения параметра.

Весьма интересно и распределение вариаций параметров по разрезу, которые показаны на рис. 4.26 [79].

Даже если отвлечься от редких аномальных пиков на данных кривых, видно, что вариации и теплопроводности, и температуропроводности по разрезу весьма значительны. **Очевидно, что такие вариации невозможно не учитывать при формировании базы исходных данных для численного моделирования.**

Кроме того, видно, что вариации теплофизических параметров в какой-то мере отражают особенности строения разрезов и не являются чисто случайными.

Сходны и результаты анализа распределения вариаций теплофизических свойств по разрезу Ярегского месторождения [75], показанные на рис. 4.27. На 50-метровом интервале разреза теплофизические параметры пород испытывают значительные вариации – вплоть до 150%.

При этом заметно, что вариации теплофизических свойств качественно отражают литологическую изменчивость разреза.

Следовательно, все измерения теплофизических свойств пород при составлении базы данных для численного моделирования ТГВ должны быть проведены на достаточно обширной коллекции образцов, параметры которых охватывают весь интервал возможного изменения теплофизических характеристик исследуемых отложений.

Наличие данных петрофизических исследований представительной коллекции керн является необходимым, но ещё не достаточным условием для получения корректной оценки коэффициента теплопроводности. Проблема «характера соединения» различных теплопроводящих элементов при этом остаётся, поскольку размеры исследованных кернов не превышают 10 см, чаще всего – 2 – 5 см, а при моделировании используется масштаб десятков и сотен метров.

Точно такая же проблема возникает и при оценке проницаемости. Ситуация с коэффициентом теплопроводности одновременно и сложнее, и проще, чем с проницаемостью.

Для последней, кроме данных анализа кернов, имеются:

- ❖ результаты промыслово-геофизических исследований, с глубиной порядка десятков сантиметров и первых метров от оси скважины;

- ❖ результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИ), имеющие радиус зоны исследования в несколько десятков метров от оси скважины;
- ❖ данные периодических замеров дебитов скважин и забойных давлений; в последнее время такие данные возможно получить в течение нескольких лет работы скважины с периодичностью до нескольких секунд.

Эти данные с некоторой степенью достоверности позволяют оценить проницаемость в межскважинном пространстве.

Для тепловых параметров никаких иных методов измерений, кроме анализа керна – не существует [75, 79, 84], что усложняет оценку теплопроводности на расстояниях в сотни метров, имея только данные анализа сантиметровых образцов.

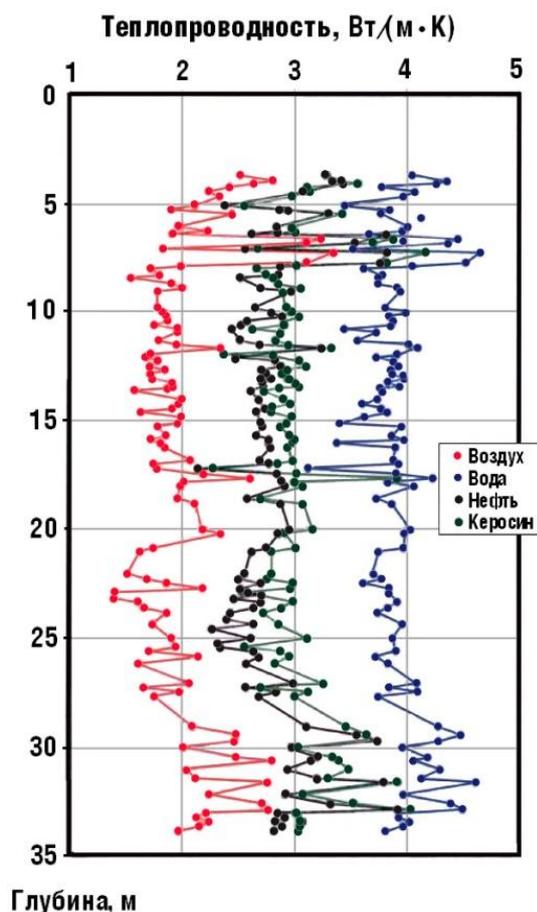


Рис. 4.26 Вариации теплопроводности пород [79] по разрезу скважины. Насыщение образцов: синий цвет – вода, красный – воздух, зеленый – керосин, чёрный - нефть; глубина отсчитывается от кровли продуктивного пласта

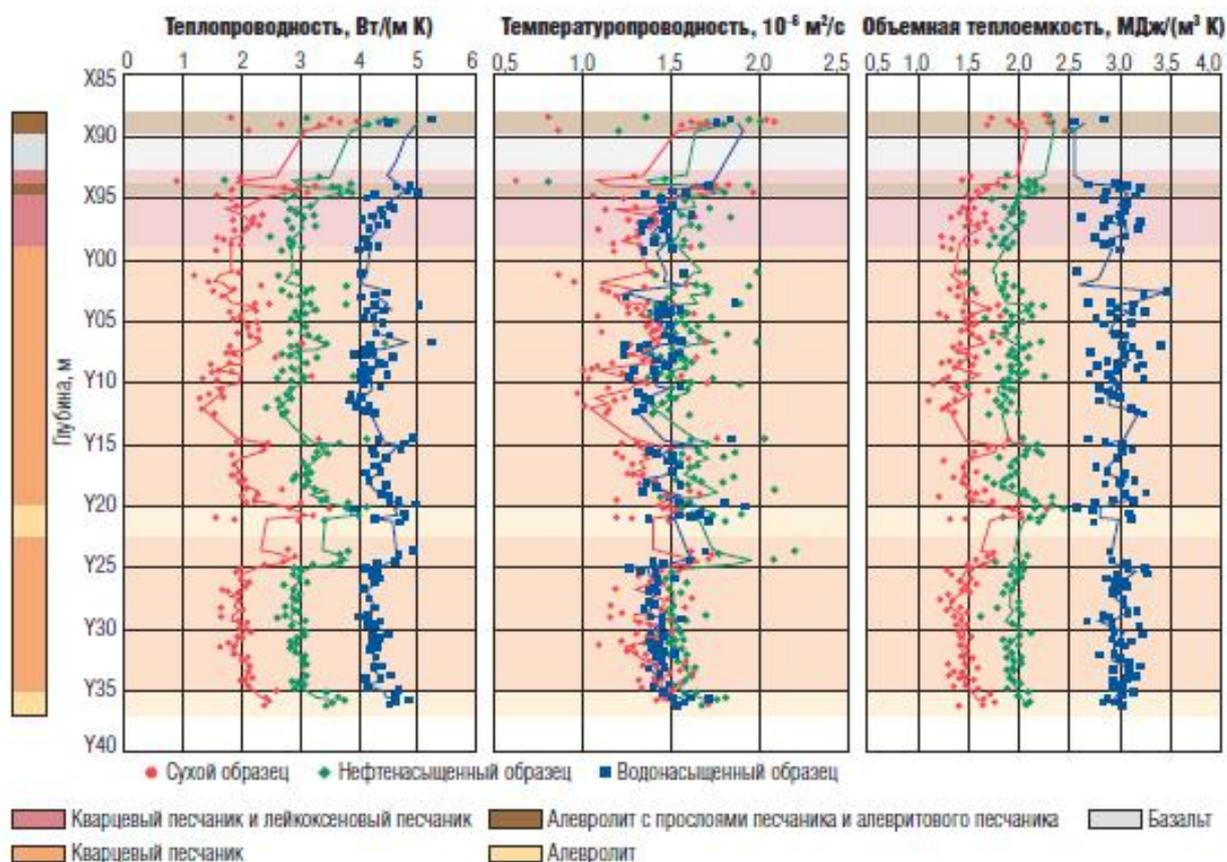


Рис. 4.27 Вариации теплофизических свойств горных пород по разрезу Ярегского месторождения [75]

С другой стороны, вариации проницаемости могут составлять более порядка (обычно от 1 до 100 мД), тогда как вариации теплопроводности, особенно в пределах пород одного литотипа, как показано выше, составляют всего десятки процентов.

Поэтому можно ожидать, что, используя данные керновых определений теплопроводности и применяя, например, формулы последовательного и параллельного соединения тепловых проводимостей, можно получить не слишком отличающиеся величины. Тогда среднее значение между ними будет вполне разумной оценкой коэффициента теплопроводности.

Дисперсию теплопроводности можно уменьшить, если применить «классификационный» подход для параметризации межскважинного пространства при ограниченном количестве информации, который был предложен и опробован уже давно [86]. Этот подход, получивший название «метода группирования», был создан для более полной параметризации

межскважинного пространства по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), однако, в принципе, применим для любых керновых параметров, в том числе и комплекса теплофизических показателей. В применении к комплексу теплофизических параметров он может быть сформулирован следующим образом.

Прежде всего, такой метод группирования должен быть основан на ряде предположений, аналогичных тем, которые сделаны при группировании пород по ФЕС:

- разрез залежи сложен ограниченным числом (обычно менее десяти) однородных по одному теплофизическому параметру или по их комплексу;
- в пределах каждой группы пласты характеризуются сходными теплофизическими параметрами;
- характеристики распределений теплофизических параметров пород одной группы статистически идентичны в разных частях залежи;
- неоднородность залежи по толщине больше, чем по площади;
- на объекте имеются скважины с большим процентом выноса керна в интересующем интервале, с большой полнотой исследований вынесенного керна, в первую очередь, теплофизических параметров, и расширенным комплексом ГИС – «специальные скважины».

Реализация методики предусматривает проведение следующей последовательности процедур [86]:

- расчленение пластов в разрезе специальных скважин на группы по комплексу теплофизических параметров, определённых на образцах керна;
- проверка однородности выделенных групп по виду частотных распределений искомым параметрам пластов;
- построение правил отнесения пластов к той или иной группе из совокупности групп, выделенных по керновым теплофизическим определениям в специальных скважинах; такие правила строятся на

основе анализа данных ГИС, полученных в этих специальных скважинах;

- распространение по данным ГИС результатов группирования, выполненного в специальных скважинах, на весь вскрытый разрез залежи во всех пробуренных скважинах; для этого используют правила классификации, сформулированные при анализе данных ГИС и керновых исследований в специальных скважинах;
- оценка теплофизических параметров пластов всех групп во всех пробуренных скважинах, даже в тех, где керн не отбирался или не исследован – на основании проведенной классификации в исследованной скважине и использования теплофизических параметров групп, найденных при анализе данных в специальных скважинах;
- итерационное уточнение правил классификации и теплофизических параметров групп по мере накопления информации в процессе появления и обработки новых данных анализа керна и ГИС;
- оценка завершённости процедуры группирования.

В результате параметризация залежи для компьютерного моделирования окажется гораздо более полной, чем при использовании только данных анализов керна в немногочисленных специальных скважинах.

Помимо наличия «специальных скважин» применение метода требует использования широкого набора методов математической статистики и значительного объёма итерационных вычислений [86], что на сегодняшний день вряд ли представляет серьёзную проблему.

На основании имеющейся геологической и геофизической информации, результаты группирования в разрезах скважин могут быть распространены на межскважинное пространство.

Одна из первых попыток в этом направлении предпринята в работе [186] (рис. 4.28).

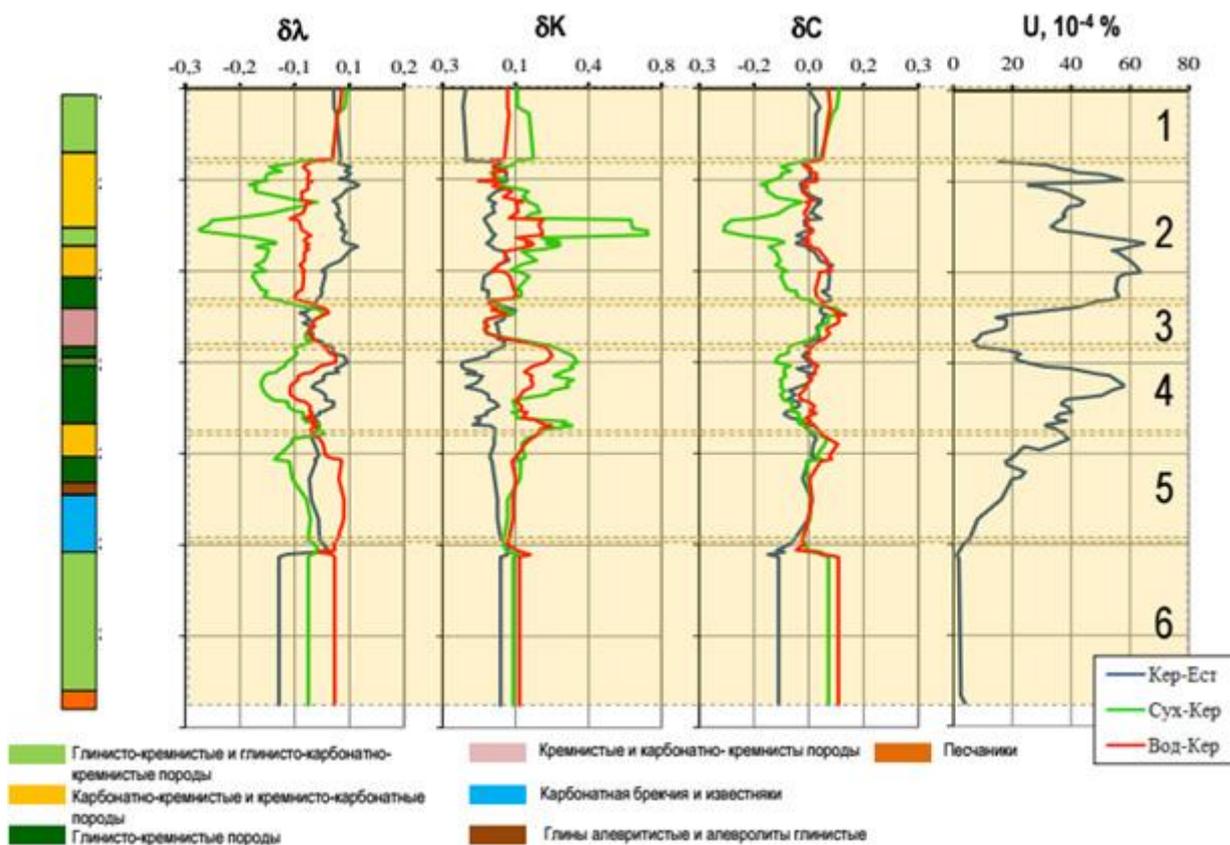


Рис. 4.28 Расчленение пород на группы по характеру вариаций тепловых свойств при флюидонасыщении [186]

На этом рисунке отражены изменения теплофизических параметров керна при насыщении различными флюидами; λ – коэффициент теплопроводности, C – объёмная теплоёмкость, K – отношение коэффициентов теплопроводности вдоль и поперёк напластования. Эти керновые данные сравниваются с распределением по разрезу концентрации урана, определённой по ГИС.

Однако о полноценной методике распространения по данным ГИС определений теплофизических параметров образцов керна говорить пока рано. Детальные работы в этом направлении весьма важны для правильной параметризации тела залежи для компьютерного моделирования и должны быть продолжены и расширены.

Все приведенные литературные данные свидетельствуют, что при составлении исходной базы данных по объекту применения ТГВ, необходимо исследование достаточно обширной коллекции образцов,

охватывающей весь ожидаемый интервал изменения теплофизических свойств. Кроме того, образцы должны быть привязаны к разрезу и соотнесены с расположением пропластков различной литологии. Должна быть разработана методика выделения таких литотипов в разрезе скважин, а геологическая модель – построена с учётом пространственного распределения этих литотипов. Такая программа позволит сформировать корректную базу теплофизических данных для моделирования ТГВ и учесть характер распределения теплофизических параметров в пространстве рассматриваемого объекта.

5. Некоторые аспекты формирования исходной базы теплофизических параметров пород при моделировании ТГВ

Приведенные выше в пп. 1 – 4 данные позволяют сформулировать некоторые методические рекомендации по формированию исходной базы теплофизических параметров пород для моделирования ТГВ.

Теплоёмкость

1. Удельная теплоёмкость скелета пород баженовской свиты (далее – БС), её зависимость от пористости, насыщения и температуры не может быть рассчитана аналитически на основании известного компонентного состава породы – из-за большого числа компонентов, с резко отличными теплофизическими свойствами.
2. Для задания корректных значений удельной теплоёмкости скелета пород БС необходимо проведение лабораторных исследований на специально подобранной, обширной, коллекции образцов. Начатые работы в этом направлении [186] должны быть продолжены и расширены.
3. Ввиду значительных вариаций величины удельной теплоёмкости скелета пород БС коллекция образцов должна быть достаточно представительной, охватывать минимальные и максимальные значения теплоёмкости, а также различные литологические разности пород, представленные в разрезе свиты.
4. При этом следует ожидать, что зависимость удельной теплоёмкости скелета пород БС от пористости и объёмной влажности будет линейной, в силу аддитивности этого параметра.
5. Следует ожидать, что зависимость удельной теплоёмкости скелета пород будет близка к традиционному виду подобной зависимости:

$$C_p = a + b \cdot T - c \cdot T^{-2},$$

где коэффициенты a , b , c должны быть определены экспериментально.

6. Удельная теплоёмкость воды и её зависимость от температуры могут быть взяты из опубликованных данных, например, справочников [107, 114]. При этом зависимость удельной теплоёмкости воды от температуры следует учитывать при моделировании ТГВ, поскольку при большом давлении, например, уже при $P = 22$ МПа (что сравнимо с пластовым давлением в БС) теплоёмкость воды возрастает от 4,108 кДж/(кг·град) при $T = 0$ °С до 18,38 кДж/(кг·град) при $T = 370$ °С, т.е. более, чем в 4 раза.
7. Влияние минерализации пластовой воды G на удельную теплоёмкость воды можно учесть с помощью формулы [130]:

$$C_{\text{пласт}}^{T,p} = C_{\text{дистил}}^{T,p} \frac{C_{\text{пласт}}^{\text{станд}}}{C_{\text{дистил}}^{\text{станд}}} = C_{\text{дистил}}^{T,p} \left(1 - \frac{3,1 \cdot 10^{-3} G}{C_{\text{дистил}}^{\text{станд}}} \right),$$

- где $C_{\text{пласт}}^{T,p}$, $C_{\text{дистил}}^{T,p}$ – удельная теплоёмкость минерализованной и дистиллированной воды при температуре T и давлении p , $C_{\text{дистил}}^{\text{станд}}$ – удельная теплоёмкость дистиллированной воды при стандартных условиях.
8. Ввиду сложности состава разгазированной нефти (содержащей сотни различных соединений) точное вычисление её удельной теплоёмкости практически невозможно, особенно, если учесть большую погрешность расчётных методов оценки теплоёмкости [106].
9. Имеющиеся эмпирические корреляции между удельной теплоёмкостью разгазированной нефти и её плотностью, а также многопараметрические корреляции удельной теплоёмкости разгазированной нефти с её различными характеристиками: плотностью, содержанием парафина, молярной массой, температурой застывания, температурой кипения нефти [130] справедливы лишь для конкретных нефтей. К тому же, разброс значений коэффициента теплоёмкости конкретной нефти от линии регрессии – достаточно велик. На наш взгляд, использовать эти соотношения целесообразно лишь тогда, когда измерения

коэффициента теплоёмкости провести по каким-либо причинам не представляется возможным.

10. При численном моделировании ТГВ в БС желательно использовать значения удельной теплоёмкости смеси добываемых жидких углеводородов, **определённые экспериментально** для конкретных геолого-технологических условий.
11. В интервале температур, характерном для ТГВ (от 20 до нескольких сотен градусов Цельсия) теплоёмкость разгазированной нефти может меняться в два и более раз. Эта зависимость должна быть учтена при моделировании ТГВ.
12. В первом приближении зависимость удельной теплоёмкости разгазированной нефти от температуры T может считаться линейной, например [130]:

$$\bar{C}_p(T) = C_p^{20} [1 + \alpha (T - 20)],$$

где C_p^{20} – теплоёмкость, измеренная при 20°C, α – эмпирический коэффициент, который может быть определён экспериментально или оценён по величине отношения плотности нефти, измеренной при 20°C, и плотности воды при 4 °C.

13. Влияние давления на удельную теплоёмкость разгазированной нефти мало и составляет лишь несколько процентов от её величины. При необходимости это влияние может быть учтено с использованием поправки ε [130]:

$$C_p(T, P) = \bar{C}_p(T) \cdot \varepsilon,$$

где

$$\varepsilon = 1 - 1,314 \cdot 10^{-4} \cdot T - 6,459 \cdot 10^{-4} \cdot p.$$

14. При численном моделировании ТГВ значения удельных теплоёмкостей различных газовых компонентов в пласте можно взять из справочной литературы, например, из справочников [116, 118, 132]. Это касается H_2O , CH_4 , CO_2 , CO , O_2 , N_2 , H_2S . При этом температурная зависимость удельных теплоёмкостей различных газовых компонентов описывается

трехчленной формулой того же вида, что и скелета породы. В большинстве случаев можно ограничиться линейной двучленной формулой.

15. При численном моделировании ТГВ могут возникнуть проблемы в оценке удельной теплоёмкости углеводородного газового компонента C_{2+} . Его состав образуется в результате реакций высокотемпературного горения и низкотемпературного окисления нефти и потому не слишком хорошо известен. К тому же он меняется в процессе реализации ТГВ - в пространстве и во времени. Можно получить приближённую оценку удельной теплоёмкости углеводородного газового компонента при ТГВ, используя три возможных подхода. Во-первых, используя приближённую формулу:

$$C_p = 0,523[8,36 + 0,00892T] M^{3/4} \text{ кДж/(кмоль} \cdot \text{К)},$$

где T - температура, °С; M – молекулярная масса газа. Оценка средней молекулярной массы газового углеводородного компонента приближённо будет известна на основании разработанной для ТГВ модели химических реакций нефти при высокотемпературном горении и низкотемпературном окислении. Во-вторых, можно пренебречь изменением состава газового компонента при ТГВ и использовать величину удельной теплоёмкости пластового газа до начала ТГВ. В-третьих, используя определённую по модели химических реакций среднюю молекулярную массу газа, по таблицам удельной теплоёмкости различных углеводородных газов [134] можно подобрать газ с молекулярным весом близким к среднему для углеводородных газов, и эти данные принять для расчёта. Такую процедуру, в принципе, можно делать на каждом шаге вычислений, учитывая тем самым изменение состава углеводородных газов в процессе ТГВ.

16. Удельную теплоёмкость смеси газов можно вычислить, в качестве первого приближения, по правилу аддитивности, справедливому для стандартных условий с достаточной точностью. Поправки на

отклонение удельной теплоёмкости смеси газов от правила аддитивности, связанные с их неидеальностью, можно вычислить по эмпирическим соотношениям, приведенным в работе [130].

17. Удельную теплоёмкость нефти с растворённым в ней газом, в первом приближении, можно вычислить по правилу аддитивности. Ввиду незначительного количества растворённого газа в нефти БС, погрешность такого приближения будет невелика.
18. Общее выражение для удельной теплоёмкости всей породы будет иметь вид:

$$C_{пор}(T) = (1 - K_n(T)) C_{скел}(T) + K_n(T) \{C_g(T) S_g(T) + S_n(T) C_n(T) + [1 - S_g(T) - S_n(T)] C_z(T)\},$$

где $C_{пор}$, $C_{скел}$, C_g , C_n , C_z – удельные теплоёмкости породы, скелета, воды (пластовой и/или закачиваемой в пласт), нефти (с растворённым в ней газом), газа (смеси неуглеводородных и углеводородных газов), соответственно; K_n – пористость; S_g , S_n – доля объёма пор, занятая водой и нефтью, соответственно.

Теплопроводность

1. Теоретические оценки коэффициента теплопроводности пород баженовской свиты практически нереальны. Это вызвано многокомпонентностью скелета пород баженовской свиты, их сложной текстурой, сложным характером пустотного пространства, наличием компонентов с резко различающимися теплофизическими свойствами (кремнезём, кероген, пирит и т.д.), наличием метаморфизованных минералов в составе пород. Измерения теплофизических свойств пород баженовской свиты на представительной коллекции образцов являются необходимым условием успешности последующего численного моделирования ТГВ для этого объекта. Начатые в этом направлении исследования [186] необходимо продолжить и расширить.

2. Зависимость коэффициента теплопроводности от пористости оказывается нелинейной, в отличие от теплоёмкости, обладающей свойством аддитивности. Необходимо экспериментальное определение вида этой зависимости для коэффициента теплопроводности в условиях, приближенных к термобарическим параметрам пласта.
3. Коэффициент теплопроводности пород существенно меняется с изменением характера насыщения. Поскольку при ТГВ характер насыщения по пласту значительно изменяется в пространстве и времени, зависимость коэффициента теплопроводности от насыщения должна быть определена экспериментально, хотя бы для случаев 100%-го насыщения газом, нефтью и водой.
4. Нельзя *apriory* игнорировать анизотропию коэффициента теплопроводности пород баженовской свиты. Наличие анизотропии может способствовать и развитая в породах свиты микротрещиноватость. Необходимо продолжить специальные эксперименты на образцах этих пород, которые позволят учесть наличие анизотропии тепловых свойств при численном моделировании.
5. Влияние изменений пластового давления, связанных разработкой объекта, на теплопроводность пород баженовской свиты невелико и при моделировании ТГВ им можно пренебречь. Если измерения коэффициента теплопроводности проводятся при атмосферном давлении, может потребоваться небольшая поправка с целью пересчёта на глубину залегания баженовской свиты (около 3 км, эффективное давление сжатия около 40 МПа). Для уточнения этого вопроса целесообразно провести специальную серию контрольных экспериментов.
6. Зависимость коэффициента теплопроводности пород баженовской свиты от температуры должна быть экспериментально изучена на представительной коллекции образцов. Можно ожидать, что подобная

зависимость не будет слишком сильной, поскольку скелет содержит как компоненты, теплопроводность которых падает с температурой (например, кремнезёмные кристаллы), так и те, теплопроводность которых с температурой возрастает – кероген, полевой шпат.

7. Прямой расчёт коэффициента теплопроводности нефти и его зависимости от температуры по содержанию различных соединений - практически невозможен из-за сложности её состава.
8. Известны эмпирические корреляции, связывающие значение коэффициента теплопроводности разгазированной нефти в стандартных условиях с иными её параметрами. Однако, разброс значений коэффициента теплопроводности конкретных нефтей от аппроксимирующих кривых весьма велик, и подобные корреляции желательно применять лишь тогда, когда экспериментальное определение тепловых параметров нефти по каким-либо причинам провести не представляется возможным.
9. Зависимость коэффициента теплопроводности нефти, добываемой из баженовской свиты, от температуры должна быть определена экспериментально, причём отдельно для каждого типа нефтей, встречающихся в этом объекте. Можно ожидать, что, поскольку большая часть добываемой из свиты нефти является лёгкой, её коэффициент теплопроводности с ростом температуры будет слабо падать, и скорее всего – по линейному закону. Однако, для встречающихся в отдельных скважинах тяжёлых нефтей с ростом температуры может наблюдаться рост коэффициента теплопроводности.
10. По сравнению с величиной, измеренной при атмосферном давлении, коэффициент теплопроводности баженовской нефти в пластовых условиях может незначительно вырасти (на 5 – 8 %) из-за роста пластового давления с глубиной. Подобную поправку, если она

необходима при большой точности моделирования, можно ввести по известным формулам [130].

11. Величину коэффициента теплопроводности воды можно взять из справочных данных [107, 114]. Поправку на минерализацию пластовой воды можно внести по простой методике [130].
12. Величину коэффициента теплопроводности различных углеводородных газов при разных температурах можно взять из работы [132].
13. Теплопроводность углеводородного газового компонента при ТГВ можно оценить двумя способами:
 - a. Пренебречь изменением состава в процессе ТГВ и использовать его начальный компонентный состав;
 - b. Использовать величину средней молекулярной массы этого газового компонента, определённую при формировании системы уравнений химических реакций, и подобрать справочные данные для углеводородного газа, наиболее близкого по молекулярной массе к рассматриваемому компоненту.
14. Теплопроводность смеси газов при атмосферном давлении можно определить по известному правилу аддитивности, а при повышенных давлениях - оценить по методике, приведенной в работе [130].
15. Поскольку насыщение пор в пласте при ТГВ существенно меняется по пространству и во времени, то при моделировании на каждом временном шаге должны пересчитываться и насыщенности, и эффективный коэффициент теплопроводности породы. Измерения теплофизических параметров пород проводят при 100%-ом насыщении либо газом, либо нефтью, либо водой. Чтобы получить значения коэффициента теплопроводности для трёхфазного насыщения надо интерполировать имеющиеся экспериментальные данные, используя простейшие модельные представления о распределении фаз в поровом пространстве.

16. При составлении исходной базы данных по объекту применения ТГВ, необходимо исследование коэффициента теплопроводности на достаточно обширной коллекции образцов, охватывающей, по возможности, весь ожидаемый интервал изменения теплофизических свойств. Кроме того, образцы должны быть качественно привязаны к разрезу и соотнесены с расположением пропластков различной литологии. Должна быть разработана методика выделения таких литотипов в разрезе скважин по данным каротажа и анализа керна, а геологическая модель – включать в себя нахождение пространственного распределения этих литотипов. Работы в этом направлении [186] должны быть продолжены и существенно расширены.

III. ВОЗМОЖНОСТЬ ТЕРМИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ КОМПОНЕНТОВ МИНЕРАЛЬНОГО СКЕЛЕТА

В предыдущей части коэффициенты удельной теплоёмкости и теплопроводности пород рассмотрены при условии, что температура пласта ниже температуры возможных необратимых термических превращений компонентов скелета. Разумеется, это зависит от максимальной температуры, достигаемой при ТГВ. При правильном режиме воздействия температура пласта не должна превышать примерно 400°С [28, 29, 44 – 48, 180]. Однако, если хотя бы на время процесс перешёл в более высокотемпературную стадию – внутрислоевого горения (ВГ), то максимальная температура может подняться до 600°С и даже выше [28, 29, 180].

При численном моделировании должна быть предоставлена возможность охватить весь диапазон температур от начальной пластовой до, примерно, 800°С. Рассмотрим, возможны ли в этом интервале какие-либо *необратимые термические преобразования* пород.

Сразу отметим, что, скорее всего, ответ будет положительным. Например, в работе [103] отмечается, что термические преобразования осадочных пород начинаются уже при температуре 300 – 350 °С.

Прежде всего, необходимо оценить не только температуру нагрева пород при ТГВ, но и, главное, длительность этого воздействия. Этот параметр можно проиллюстрировать на примере моделирования процесса внутрислоевого горения (ВГ), выполненного в работе [49] (рис.5.1 и 5.2).

Условия расчёта: классическое сухое ВГ, начальная пластовая температура - 30°С, начальное пластовое давление - 10 МПа, эффективная толщина – 20 м, пористость - 25 %, проницаемость - 700 мД, начальная вязкость нефти - 1000 сПз, удельная теплоёмкость породы пласта и окружающих пород – 2216 кДж/(м³·°С), коэффициент теплопроводности породы пласта и окружающих пород – 10 кДж/(м·час·°С).

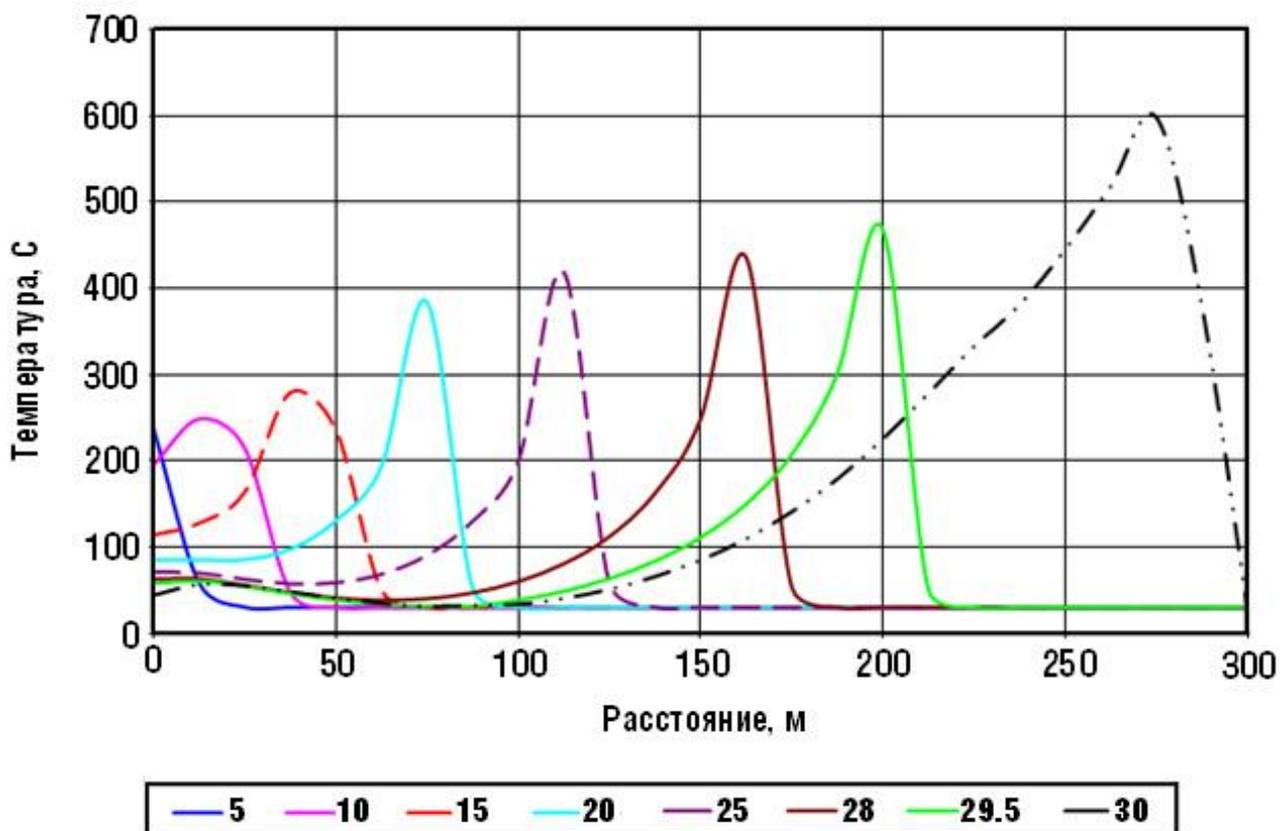


Рис. 5.1 Зависимость пластовой температуры при ВГ от расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами в различные моменты времени; шифр кривых – время, годы [49]

Как видно из рисунков 5.1 и 5.2 температурное воздействие в несколько сот градусов охватывает в каждый момент времени зону в несколько десятков метров и длится, по меньшей мере, несколько месяцев. При ТГВ максимальная температура прогрева будет меньше – не выше 400°С [180]. Тем не менее, при любом режиме окисления пластовой нефти (ТГВ или ВГ) должно наблюдаться длительное воздействие на породу в несколько сотен градусов.

Как видно из рисунков 5.1 и 5.2 температурное воздействие в несколько сот градусов охватывает в каждый момент времени зону в несколько десятков метров и длится, по меньшей мере, несколько месяцев. При ТГВ максимальная температура прогрева будет меньше – не выше 400°С [180]. Тем не менее, при любом режиме окисления пластовой нефти (ТГВ или ВГ) должно наблюдаться длительное воздействие на породу в несколько сотен градусов.

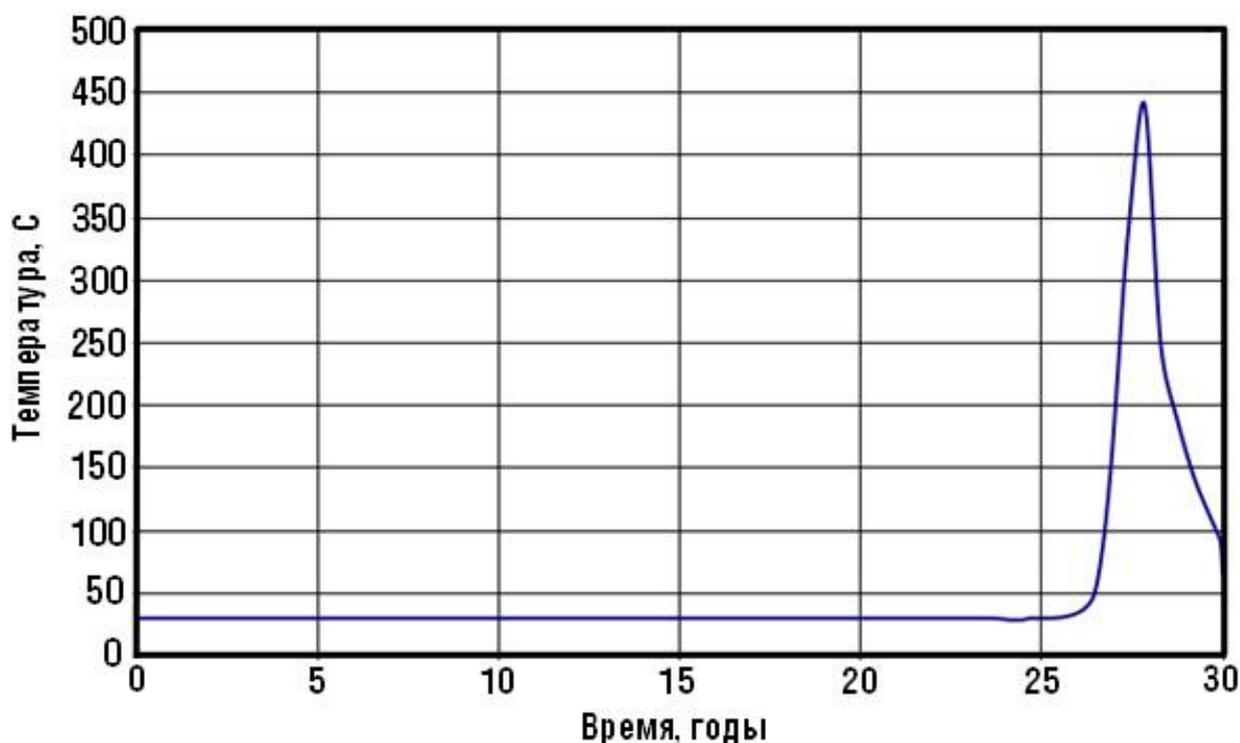


Рис. 5.2 Зависимость температуры пород от времени в средней точке пласта при ВГ [49]

Пространственный, временной и температурный масштабы воздействия приводят к необходимости проанализировать возможность необратимых термических преобразований пород и их параметров после прохождения фронта окисления и вытеснения пластовой нефти.

Фактически, с точки зрения величин теплофизических параметров, пласт будет разделён на три зоны (рис. 4.7):

- зону перед фронтом окисления, в которой теплофизические и иные параметры соответствуют исходному состоянию пласта;
- зону окисления и вытеснения нефти, в которой происходит резкое изменение температуры и, соответственно, изменение теплофизических параметров;
- зону за фронтом окисления и вытеснения, характеризующуюся более или менее стабильной температурой, но параметры которой необратимо изменились по сравнению с первой зоной невозмущённого состояния пласта.

Теплофизические параметры в первой зоне рассмотрены выше; возможность необратимого изменения теплофизических параметров за фронтом вытеснения кратко рассмотрена в этой части работы.

6. Термическое преобразование керогена при ТГВ

6.1 Кероген и его свойства

Кероген — часть рассеянного органического вещества осадочных пород (низких стадий преобразования), нерастворимая в органических растворителях.

Кероген представляет собой ассоциацию разнородных детритных и тонкодисперсных органических остатков, преобразованных большей частью в анаэробных условиях. Структуру керогена представляют в виде макромолекулы, составленной конденсированными карбоциклическими ядрами, соединёнными гетероатомными связями или алифатическими цепочками. Согласно теории появления органических нефтяных материалов, остатки растений и морских организмов под воздействием высоких температур и давления преобразуются, в первую очередь, в кероген, затем в битум и, наконец, в нефть и газ.

Типичный состав разных типов керогена и его расчётная молекулярная формула приведены в таблице 6.1 [145]. Он сходен с элементным составом керогена пласта Ю₀ баженовской свиты (таблица 6.2, заимствованная из работ Батурина Ю.Е., Сонича В.П. и др. [40 - 42]).

Таблица 6.1

Состав нефте- и газообразующего керогена [145]

Сведения об объекте и элементный состав керогена	Кероген		
	нефтеобразующий		газообразующий
Возраст	пермский	меловой	миоцен
Глубина (м)	1980	1600	4400
Географическое положение	Техас (США)	Альберта (Канада)	Луизиана (США)
С (весовые %)	80	86	80
Н (весовые %)	8	6,3	5
О (весовые %)	10	6,6	13
Н (весовые %)	2	1,1	2
Эмпирическая формула	$C_{67}H_{80}O_6N$	$C_{72}H_{63}O_4N$	$C_{67}H_{50}O_4N$

Пространственная схема молекулы керогена эстонских горючих сланцев показана на рис. 6.1 [144]. Условия формирования различных типов керогена отличаются, что вызывает различия и в их составе и эквивалентной формуле; однако, можно ожидать, что структура молекулы керогена баженновской свиты будет, до некоторой степени, сходной.

Таблица 6.2

Элементный состав нескольких образцов керогена
пласта Ю₀ баженновской свиты [40 – 42]

Глубина, м	Элементный состав			C _{орг} , вес. %
	С	Н	Н/С	
2816	81,52	7,30	1,08	11,6
2943	83,64	6,94	0,99	6,5
2917	79,75	8,30	1,28	8,9

Теплофизические свойства самого керогена баженновской свиты мало изучены. Больше данных получено для эстонского горючего сланца – кукерсита, включающего в себя и минеральную, и органическую части (таблица 6.3 [150]). Хотя породы баженновской свиты отличаются от этих горючих сланцев, мы можем получить некоторое представление о порядке величин теплофизических параметров керогенсодержащих пород баженновской свиты.

Таблица 6.3

Теплофизические свойства горючего сланца – кукерсита [150]

Показатель	Температура, °С			
	100	200	300	400
Эффективная теплоёмкость, кДж/(кг·град)	1,00	1,13	1,32	1,85
Эффективная теплопроводность, Вт/(м·град)	0,210	0,224	0,239	0,257

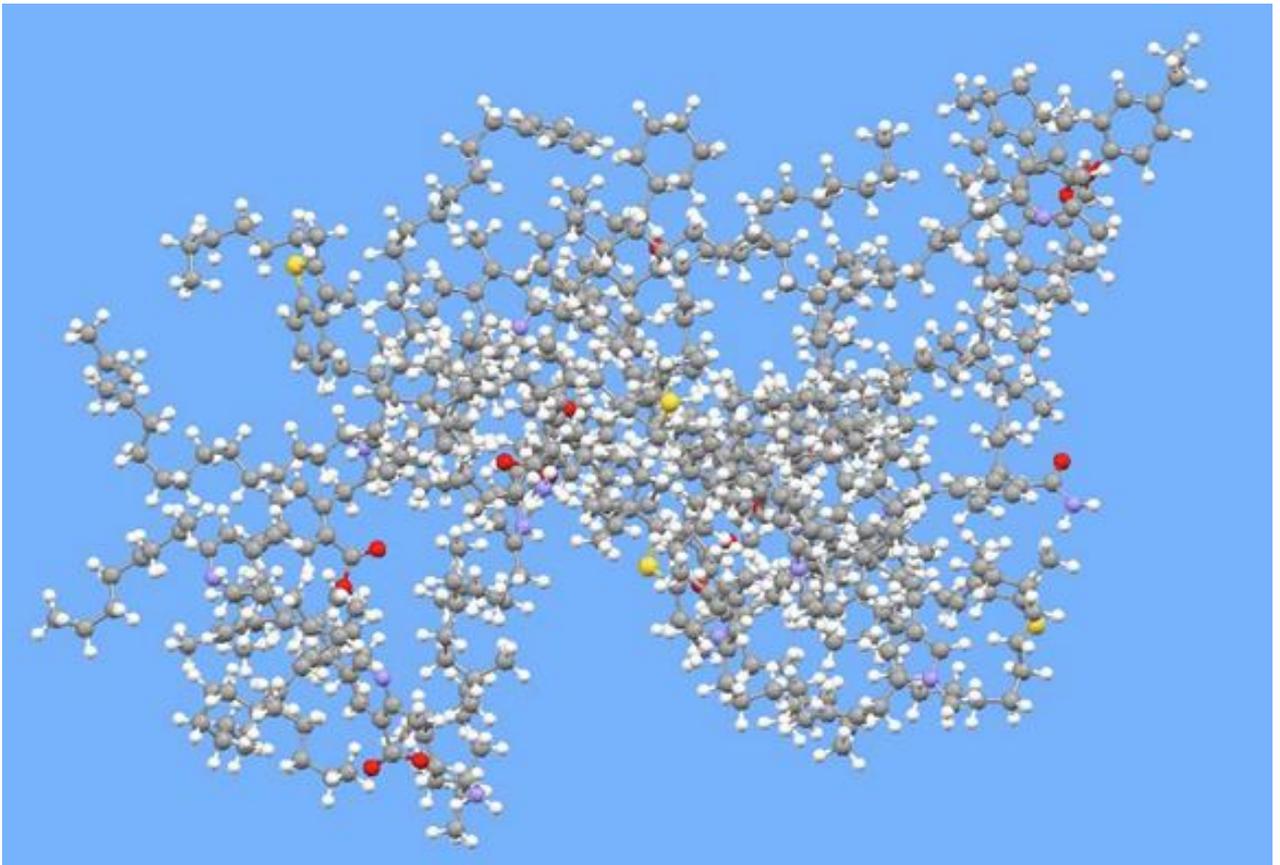


Рис. 6.1 Схема молекулы керогена эстонских горючих сланцев [144]

6.2 Характер термического преобразования керогена при ТГВ

Кероген даже при сравнительно невысокой температуре нагрева претерпевает значительные превращения, поскольку, по сравнению со всеми углеводородами нефтяного происхождения от этана до гудрона, кероген обладает наиболее сложными и неустойчивыми к термическому воздействию молекулами.

Согласно работам [44 – 48, 50 – 52, 54, 55, 57], при температурах 320-380 °С происходит разрыв связи углерод-углерод в алифатических цепях и узлах кольцевых структур с образованием метильных и метиленовых групп в молекулах с числом атомов углерода до 40, составляющих в нефтях 40-60%.

Согласно данным монографии [145], в лабораторных условиях при атмосферном давлении свободные углеводороды высвобождаются из образцов керогена при температуре 200-300°С. Более детально динамику выхода углеводородов из керогенсодержащих глин при разных температурах

можно проиллюстрировать графиком на рис. 6.2 (из работы [145]), полученным при ступенчатом нагреве образцов.

Первый пик представляет свободные углеводороды, выделившиеся при термодистилляции в результате нагревания до 250 °С. Второй пик характеризует углеводороды, образованные при пиролитическом расщеплении керогена породы.

Проведено довольно значительное число экспериментов по изучению термического превращения керогена, содержащегося в горючих сланцах, которые дают качественное представление о возможном поведении и керогена пород баженовской свиты.

Однако следует помнить, что практически все подобные исследования проводились при атмосферном давлении с размельчённым горючим сланцем, то есть выделяющиеся при нагреве влага и газообразные продукты термолиза могли свободно уходить из зоны реакции. Реальные условия в породах баженовской свиты будут значительно отличаться.

В справочнике [117] указано, что при нагревании горючего сланца при атмосферном давлении, в лабораторной реторте – кероген разлагается на воду, газ, смолу, термобитум и кокс. При этом вода разложения появляется при 270 – 290°С, появление газа отмечается при 325 – 350 °С, а смола появляется при той же температуре, что и газ, но с некоторым запозданием. Образование термобитума происходит одновременно с образованием газа и смолы.

Последующий нагрев до 450 – 500°С сопровождается образованием смолы (65 – 67%), газообразных продуктов (10 – 15%) и твердого сланцезольного остатка (полукокса) [117, 145].

Практически аналогичные данные приводятся в справочнике [146]: начало термического разложения сланца наблюдается при 170-180°С; при 70-290°С начинается активное выделение пирогенной влаги, при 325-350°С - газа и смолы. Процесс полукоксования заканчивается в основном при 450-

500°C, но дальнейшее разложение твердого остатка продолжается и при более высоких температурах.

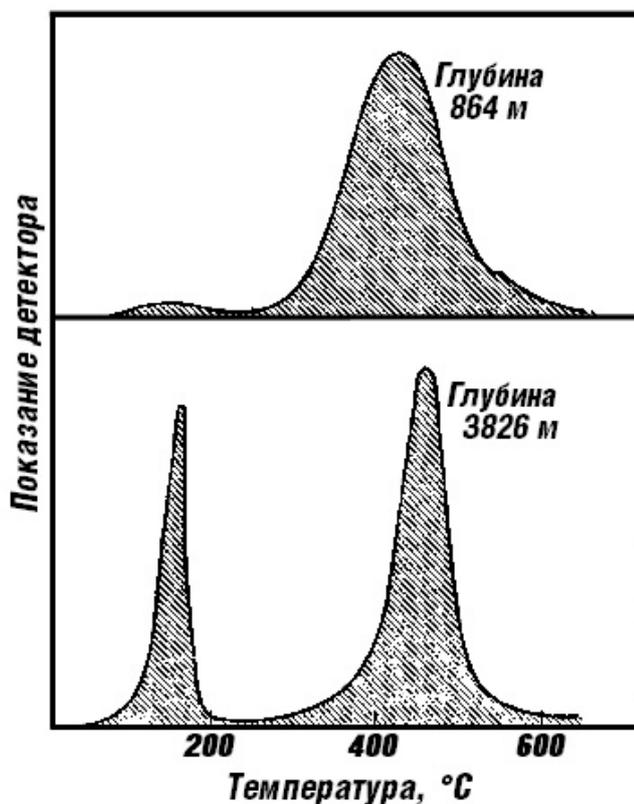


Рис. 6.2 Выход углеводородов из миоценовых глин побережья Мексиканского залива при их нагревании [145]

Согласно [146] первичной стадией термического разложения является деполимеризация макромолекул керогена. При этом он переходит в пластическое состояние, образуя своеобразный продукт — термобитум. Продукты расщепления макромолекулы имеют разные размеры. Мелкие осколки (преимущественно, содержащие гетероатомы) покидают систему в виде газов и паров. Но в основной массе продукты первичного разложения керогена состоят из крупных обломков макромолекулы. Эти осколки вступают во взаимодействие, основным результатом которого является образование более крупных, относительно термостабильных молекул.

Следует подчеркнуть, что **при термическом превращении керогена (обычно называемым пиролизом)** происходит не только разложение самого керогена, но и крекинг новообразованных углеводородов с образованием газов и низкомолекулярных ароматических углеводородов [145, 146]. То

есть, при повышении температуры разложению подвергаются, главным образом, не первичные обломки макромолекулы керогена, а продукты их термической стабилизации и уплотнения.

Подобное разложение керогена – процесс эндотермический. Теплота разложения керогена в интервале температур 200 – 550°C оценена методом количественной термографии на уровне $(- 125 \pm 2)$ ккал/кг [117], а калориметрическим методом - в диапазоне от $(- 100)$ до $(- 172)$ ккал/кг [117].

Общая картина выхода различных продуктов при изотермическом разложении керогена схематично представлена на рис. 6.3 , заимствованном из справочника [117].

Весьма примечательно, что при температуре около 325°C весь кероген полностью разложился на указанные продукты.

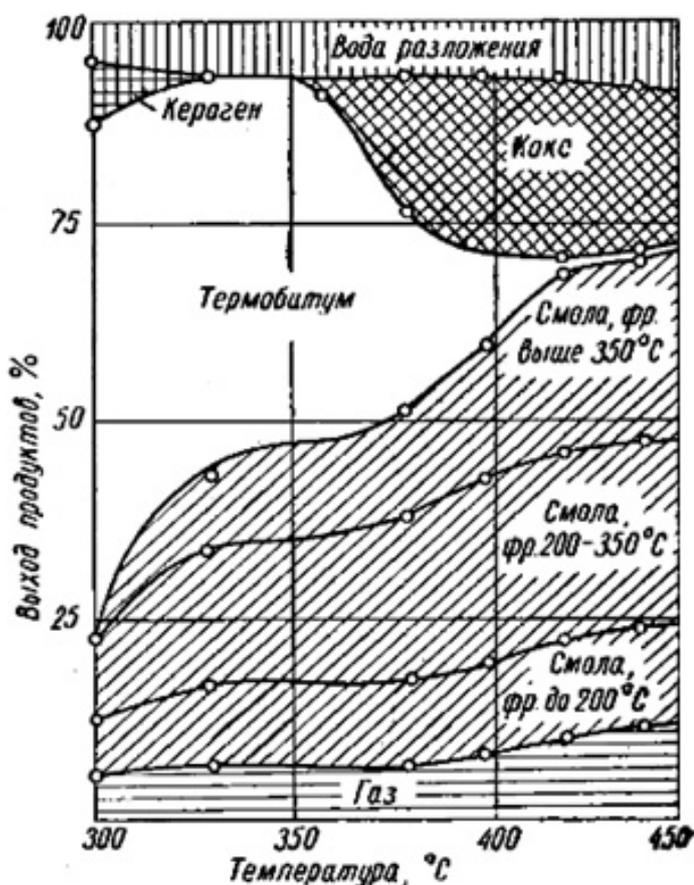


Рис. 6.3 Схема выхода продуктов изотермического разложения керогена [117]

Предложено несколько различных схем термического разложения керогена [117]. Наиболее общей является схема Аарна А.Я. и Липмаа Э.Т.

Согласно этой схеме все продукты разложения керогена являются первичными. Более детально разработаны частные случаи общей схемы – схемы Лутса К., Добрянского А.Ф. и Аарна А.Я. (рис. 6.4). Последняя была использована при составлении диаграммы, приведенной на рис. 6.3.

Предложены и другие схемы указанного процесса [117], более современные и совершенные, но детальное освещение этого вопроса выходит далеко за рамки настоящего обзора.

Для нас наиболее важно то, что независимо от конкретной схемы рассматриваемого процесса при атмосферном давлении кероген горючих сланцев практически полностью разлагается при температуре около 325° С; известна приблизительно и величина поглощаемого при этом тепла, и примерные схемы этого процесса.

Это позволяет предположить, что и кероген, содержащийся в скелете баженовской свиты, будет преобразовываться в процессе нагрева при ТГВ. Он должен расплавляться, преобразовываться в газы и жидкие углеводороды.

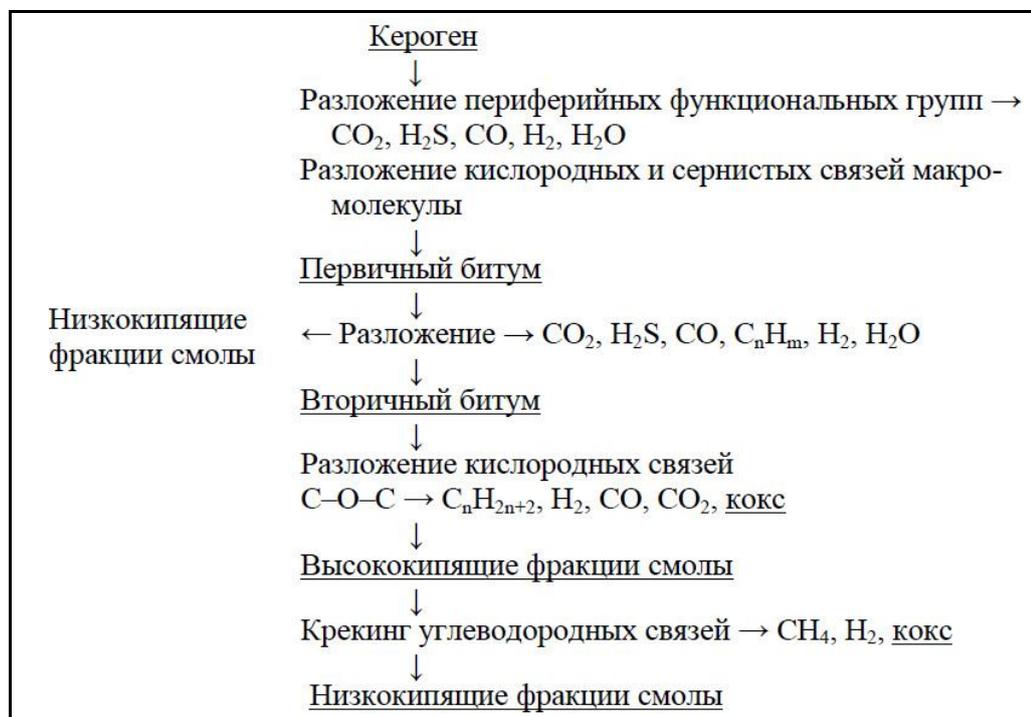


Рис. 6.4 Схема термического разложения керогена Аарна А.Я. [117]

Такой процесс наблюдался в экспериментальной работе [147]. На рис. 6.5 из этой работы представлен выход различных типов нефти при нагревании пород баженовской свиты:

- ✓ природной, то есть исходно жидкой нефти (кривая зеленого цвета); необходимо отметить, что кривая выхода природной нефти предполагает начальную пористость (трещинную пустотность) породы, которая занята природной нефтью (порядка 2,6%);
- ✓ «синтетической нефти», то есть нефти, образованной при пиролизе керогена, (кривая красного цвета);
- ✓ суммарного выхода нефти (кривая синего цвета).

6.3 Изменение параметров пород за счёт термического преобразования керогена

В результате термического преобразования керогена должна существенно увеличиться пористость пласта. Часть керогена переходит в газовую фазу и, очевидно, начинает перемещаться по пласту в направлении добывающей скважины. Жидкие или полужидкие продукты пиролиза керогена образуют новые поры, которые могут соединяться с уже существующими, заполненными первичной («природной») нефтью. Все эти процессы должны приводить к росту объёма и связности порового пространства коллектора.

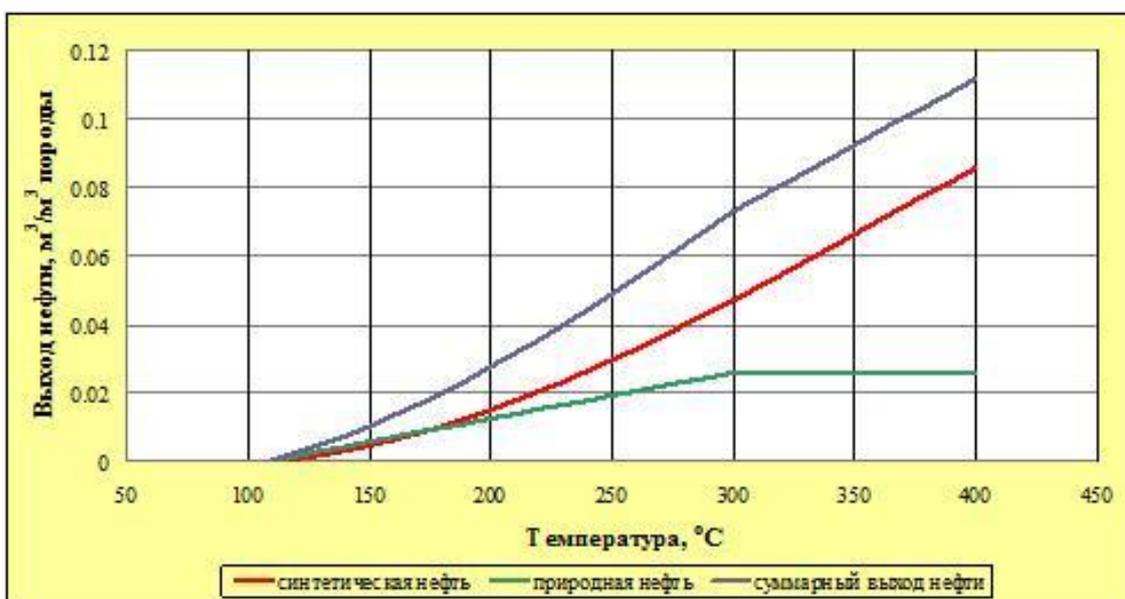


Рис. 6.5 Зависимость выхода синтетической и природной нефтей из матрицы пород баженовской свиты от температуры [147]

Согласно данным справочника [117] изменение пористости горючего сланца в процессе термического разложения (при атмосферном давлении) происходит следующим образом.

1. В интервале температур 290 – 440°С приращение пористости прямо пропорционально выходу летучих продуктов пиролиза, который к концу этого интервала может достигать до 78% от органической массы.
2. При температурах 440 – 510°С происходит усадка минеральной части скелета сланца, достигавшая в экспериментах 7%.
3. При нагреве выше 550°С пористость снова увеличивается.

Экспериментальные результаты измерения пористости образца горючего сланца в процессе нагрева показаны в таблице 6.4 , заимствованной из справочника [117].

Таблица 6.4

Изменение пористости и удельного веса
образца горючего сланца при нагреве [117]

Показатель	До нагрева	Температура нагрева, °С						
		350	400	450	500	550	600	650
Истинный удельный вес, г/см ³	1,72	2,02	2,42	2,58	2,61	2,63	2,65	2,66
Кажущийся удельный вес, г/см ³	1,49	1,35	1,23	1,00	1,14	1,04	0,88	0,71
Пористость, %	13	33	49	61	56	60	67	73

Следует подчеркнуть, что описываемые измерения были проведены при атмосферном давлении и на раздробленной породе, за счёт чего летучие продукты пиролиза могли свободно удаляться из образца. Разумеется, ситуация в плотной породе мало походит на подобные условия эксперимента.

Тем не менее, значительное возрастание пористости даже при температурах до 400°C, которые характерны для ТГВ [180], указывает на то, что этот процесс вполне может иметь место и в породах баженовской свиты.

Об этом свидетельствуют и результаты работ [148, 149], выполненных на образцах пород баженовской свиты – рис. 6.6 из работы [148].

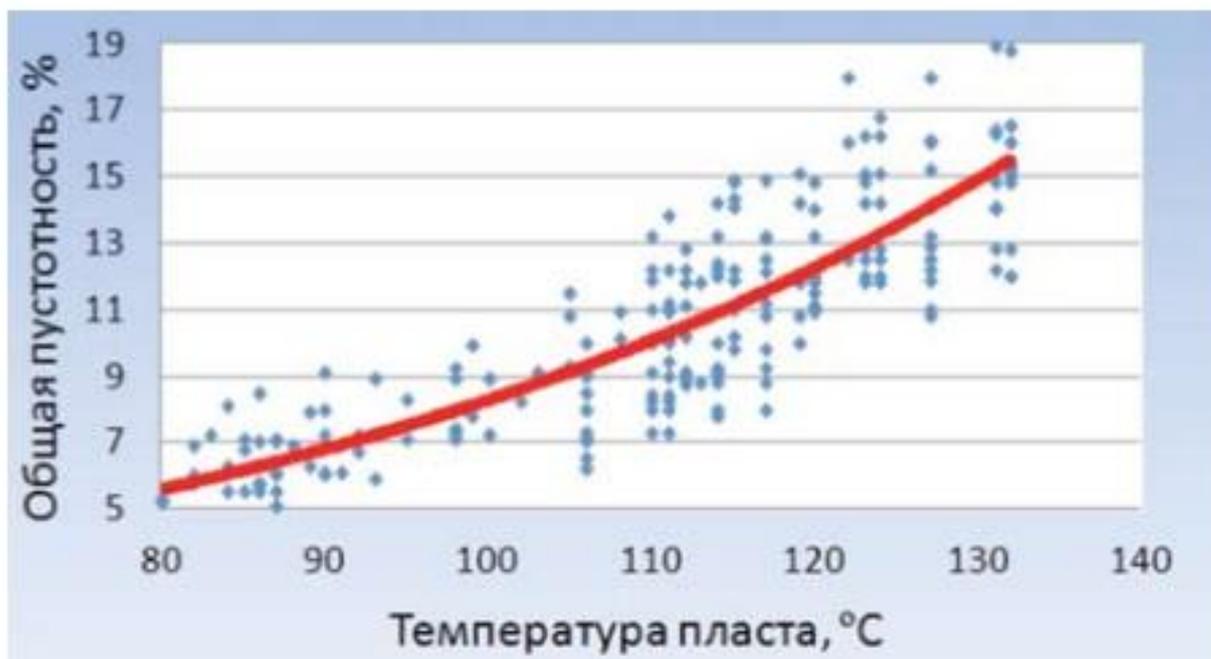


Рис. 6.6 Фильтрационно-емкостные характеристики пород баженовской свиты [151]

Если основная масса керогена образует связную систему, сообщающуюся с пустотным пространством, то дополнительная добыча жидких и газообразных продуктов пиролиза керогена возможна и может быть весомой прибавкой к объёму нефти, добываемой без ТГВ. Если же кероген рассеян в породе в виде мелких скоплений, не образующих связной системы ни между собой, ни с имеющимся пустотным пространством, картина может быть совсем иной.

Некоторое качественное представление об изменении пористости и проницаемости пород после извлечения какого-то количества органического вещества можно получить на основании данных исследовательской группы МГУ [69, 71, 152–155]. Для изучения свойств органического вещества его часть, растворимую в органических растворителях (битумоиды по Канторовичу А.Э.) экстрагировали из керна органическими растворителями,

измеряя пористость и проницаемость до и после экстракции. Это, безусловно, иной процесс, чем преобразование органического вещества породы при нагреве, но он позволяет понять общую тенденцию и возможность заметного изменения параметров породы при удалении части органического вещества. На рис. 6.7 и 6.8 показаны графики изменения пористости и проницаемости до и после экстракции, построенные нами по данным работ [69, 71, 152 – 155].

Из рисунка 6.7 видно, что количество экстрагированных битумоидов составляет достаточно заметную величину и пористость изменяется на 10 – 50% относительных. Данные же рис.6.8 свидетельствуют о том, что даже удаление из скелета незначительного количества органического вещества, может приводить к росту проницаемости пород, в отдельных случаях даже многократному, особенно в области низких проницаемостей.

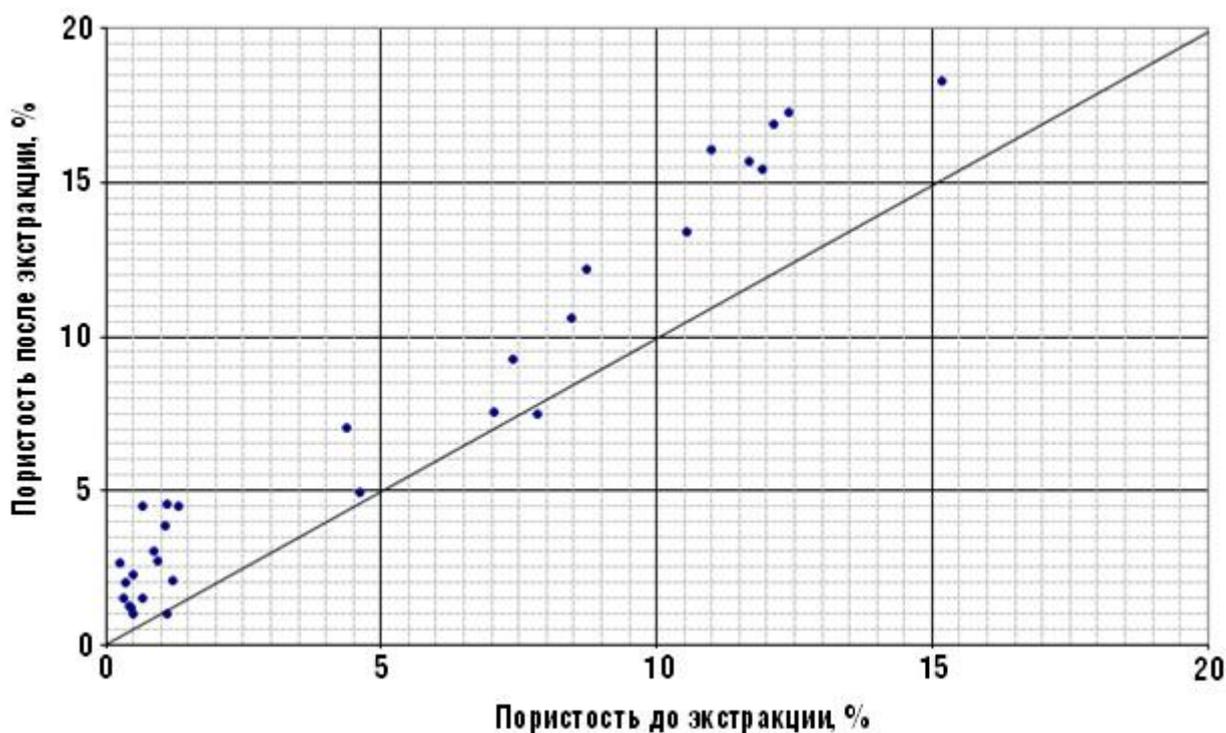


Рис. 6.7 Сравнение пористости образцов пород баженовской свиты до и после экстракции органического вещества растворителем (построено по данным работ [69, 71, 152 – 155])

В горючих же сланцах, содержащих значительное количество керогена (10 - 25%, а иногда и более [140]), изменение газопроницаемости сланцевой породы при нагреве и пиролизе органического вещества может достигать

десятков и сотен раз, а при высоких температурах, при которых кероген уже полностью разлагается, рост проницаемости может составить тысячи раз [140].

Естественно, что приведенные данные являются всего лишь иллюстративными, но они свидетельствуют о том, что процесс преобразования керогена пород баженовской свиты при нагреве, возникающем при ТГВ, а также связанное с этим изменение параметров пород, должны быть экспериментально исследованы.

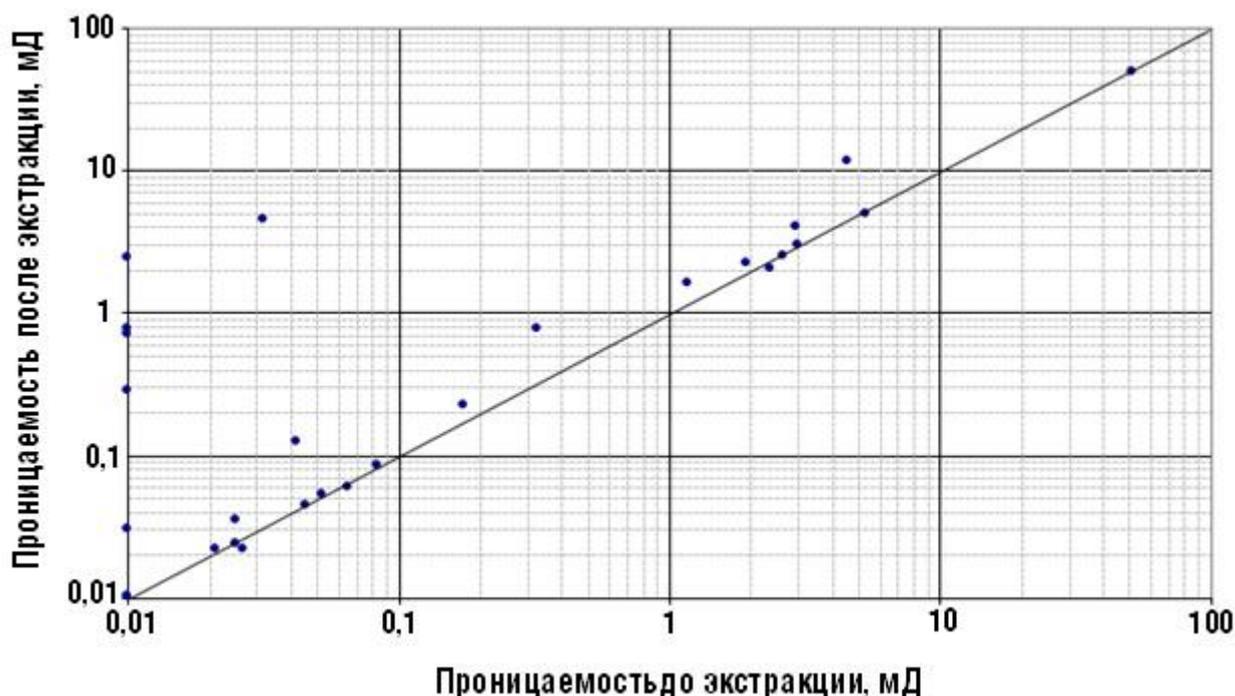


Рис. 6.8 Сравнение проницаемости образцов пород баженовской свиты до и после экстракции органического вещества растворителем (построено по данным работ [69, 71, 152 – 155])

Может также оказаться, что даже при сравнительно небольшом количестве разложившегося керогена, этот процесс может существенно увеличить проницаемость пород. В частности, в работе [151] подчёркивается, что для пород баженовской свиты районов Широкого Приобья и Толькинского прогиба характерна неоднородность распределения асфальтенов в породе. В результате асфальтены и кислые смолы блокируют углеводороды в части пустотного пространства.

В эксперименте [150] из недроблённых образцов первоначально извлекали углеводороды из системы открытых пор, путём 26-дневной экстракции гексаном. После этого, из тех же образцов проводилась длительная экстракция спиртобензольной смесью.

Количественный анализ полученных экстрактов, а также анализ аншлифов пород в проходящем и отражённом свете, позволил автору статьи [150] утверждать, что от 45% до 60% подвижных углеводородов блокируются в пустотном пространстве породы асфальтенами и кислыми смолами, сосредоточенными в сужениях пор.

Очевидно, что при значительном прогреве эта блокировка может быть снята, что вызовет и заметное увеличение проницаемости, и весомую прибавку в количестве добываемой нефти.

Представленные выше данные позволяют предположить, что при ТГВ в породах баженовской свиты будут иметь место термические преобразования (пиролиз) керогена. Этот процесс должен вызывать рост пористости и, соответственно, проницаемости пород за фронтом окисления. За счёт пиролиза керогена может быть добыто какое-то количество жидких углеводородов, дополнительно к уже имеющейся в пустотном пространстве жидкой нефти.

Соответственно, в зоне за фронтом окисления должны измениться и теплофизические параметры пород. Это может существенно изменить расчётный режим закачки воздуха для поддержания устойчивого перемещения фронта окисления к добывающей скважине.

Вопросы эти практически не исследованы. На сегодняшний день не ясно, как на этот процесс будет влиять высокое пластовое давление (40 - 60 МПа) и всестороннее сжатие пород, а, главное, как может сказываться характер пространственного распределения керогена в породе.

Целенаправленные экспериментальные исследования в этом направлении представляются совершенно необходимыми.

7. Возможные превращения минеральных компонентов породы при нагреве

В общем случае при нагреве в горных породах могут происходить следующие превращения [85]:

- *высушивание* – удаление свободной воды;
- переход компонентов породы в иное агрегатное состояние (*плавление, отвердевание, испарение, сжижение, возгонка*);
- переход минералов из одной кристаллической формы в другую (без изменения их химического состава) – *полиморфные превращения*;
- *дегидратация* – удаление химически связанной воды;
- *диссоциация* - разрушение минерала, чаще всего сопровождающееся выделением газообразной фазы;
- *окислительно-восстановительные процессы*.

Ниже кратко рассмотрена возможность протекания указанных процессов в минеральных компонентах пород баженовской свиты.

Необходимо подчеркнуть, что минеральные компоненты реальной породы представляют собой неидеальные кристаллы, содержащие различные примеси и дефекты структуры. Поэтому данные экспериментов, относящиеся к более или менее совершенным кристаллам дают лишь качественное представление о том, какие процессы могут иметь место при ТГВ в реальных породах.

Кроме того, в реальной породе глинистые включения заключены в замкнутом объёме, окружённом другими компонентами породы. Поэтому скорость и температура начала термических превращений глин, скорее всего, будут во многом определяться возможностью ухода воды, высвобождаемой из нагреваемых глин.

8. Термическое преобразование глинистых минералов скелета при ТГВ

Большое разнообразие условий образования и степени литификации глинистых пород обуславливает значительный диапазон изменения их свойств. Среди физических свойств меньше всего изменяется плотность глинистых пород, которая варьирует от 2,50 до 2,85 г/см³.

Наибольшей плотностью, как правило, обладают древние глины, залегающие на значительных глубинах и испытавшие сильное уплотнение. К этой категории относятся большая часть палеозойских и мезозойских глин, некоторые эоценовые и палеогеновые глины.

Нагревание глин до высоких температур приводит к необратимым изменениям их физико-химических свойств. При этом происходят изменения структуры, строения и фазового состояния глин [158], которые проявляются в эндо- и экзотермических эффектах на кривых нагревания.

Пример кривых нагревания разных глин приведен на рис. 8.1, заимствованном из монографии [158].

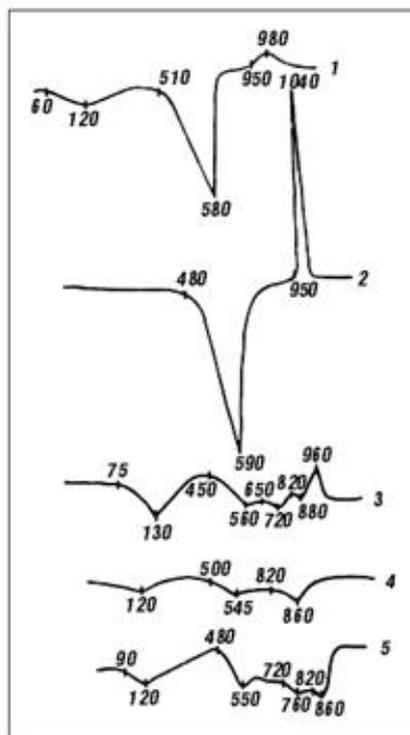


Рис. 8.1 Примеры кривых нагревания глин [158]
1 – часовярский монотермит; 2- глуховецкий каолин; 3 – полтавская глина;
4 – львовская глина; 5 – киевская спондиловая глина

На всех кривых отмечается первый эндотермический пик, в интервале температур 100 - 130°C, который связан с удалением связанной воды в процессе нагрева при атмосферном давлении. При этом многие глинистые породы дают усадку, что сопровождается изменением объема до 25-30%, а в некоторых случаях и больше. Развиваемое при этом давление набухания может достигать 1,0-1,5 МПа.

Подобное уменьшение объёма глин кардинально увеличивает проницаемость глинистых пород. Однако этот эффект наблюдался в процессе нагрева глин при атмосферном давлении. Неясно, в какой степени он будет существенен в термобарических условиях залегания пород баженовской свиты: при температурах 80 – 130 °С и эффективном сжатии пород в 15 – 40 МПа.

Дальнейшие эндотермические пики связаны с удалением из глин кристаллизационной воды, они проявляются при температурах примерно от 500°C и выше.

Рассмотрим термические преобразования различных типов глин несколько более подробно.

8.1 Термические превращения каолинита

Каолинит - глинистый минерал из группы водных силикатов алюминия. Химический состав $Al_4[Si_4O_{10}](OH)_8$; содержит 39,5 % Al_2O_3 , 46,5 % SiO_2 и 14 % H_2O . Назван по месту находки у села Гаолин близ города Цзиндэчжэнь на юго-востоке Китая.

В основе кристаллической структуры каолинита лежат бесконечные листы из тетраэдров Si-O₄, имеющих три общих атома кислорода и связанных попарно через свободные вершины алюминием и гидроксидом. Эти листы соединены между собой слабыми связями, что обуславливает весьма совершенную спайность каолинита и возможность различного

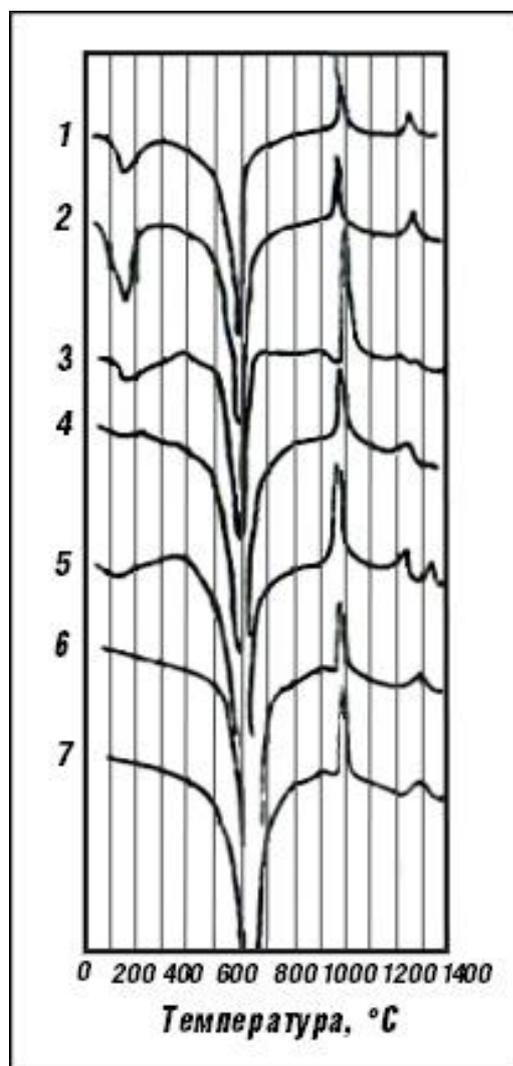
наложения одного слоя на другой, что, в свою очередь, ведёт к некоторому изменению симметрии всей кристаллической постройки.

Слоистая структура каолинита придаёт породам на его основе (глинам и каолинам) свойство пластичности.

При нагревании до 500-600°C каолинит теряет кристаллизационную воду [85] (рис. 8.2), поглощая тепло, а при 1000-1200°C разлагается с выделением тепла [156].

Теряя воду при нагревании, кристаллы каолинита смещаются плотнее друг к другу, в результате между ними образуются новые межзатомные связи.

Однако о продуктах дегидратации каолинита существуют различные мнения. Считается, что при обезвоживании каолинит распадается на оксиды.



**Рис. 8.2 Примеры кривых нагрева каолиновых глин [158]
1, 2 – галлуазит; 3 - каолинит без слюды; 4, 5 – каолинит, имеющий в своём составе слюду; 6 - каолинит без слюды с более слабой кристаллизацией; 7 - каолинит без слюды с хорошо выраженной кристаллизацией**

По другим данным [156], после дегидратации образуется метакаолинит, в котором сохранены связи между алюминием и кремнием. Тогда после потери воды метакаолинит способен в какой-то степени вновь гидратироваться. Электронно-микроскопические исследования показывают, что после обезвоживания сохраняется некоторая степень кристалличности, и что метакаолинит связан структурной преемственностью с исходным материалом.

Можно ожидать, что при ТГВ, когда температура пласта не должна возрастать выше 400°C [180], потеря каолинитом кристаллизационной воды маловероятна, поскольку температура дегидратации составляет 500 – 600 °С. Она возможна только если по каким-то причинам режим ТГВ сменится на режим внутрипластового горения – ВГ.

8.2 Термические превращения гидрослюд

Группа **гидрослюд** (иллитов) включает мусковитовые минералы со структурной формулой $(\text{KH}_3\text{O})\text{Al}_2(\text{OH})_2 \cdot [\text{AlSi}_3\text{O}_{10}] \cdot n\text{H}_2\text{O}$ и гидробиотитовые $(\text{KH}_3\text{O})(\text{MgFe})(\text{OH})_3 \cdot [\text{AlSi}_3\text{O}_{10}] \cdot n\text{H}_2\text{O}$.

Отличительной особенностью гидрослюд от собственно слюд является наличие в гидрослюдах гораздо большего количества воды различного типа.

При нагреве гидрослюд при атмосферном давлении первый эндотермический эффект [175] обнаруживается при температурах 150-250°C (по другим данным, 100-200°C) и связан с удалением свободной воды.

Второй эндотермический эффект у гидрослюд при атмосферном давлении появляется при температуре 260-300°C и обусловлен выделением воды, связанной с обменными ионами.

Третий эндотермический эффект [175], обусловленный выделением цеолитной воды при атмосферном давлении, наблюдается у гидратированных слюдястых минералов в интервале температур 400-700°C, но может продолжаться до 900°C и выше [156].

Другие структурные превращения гидрослюды начинаются при температурах выше 850°C, когда иллит начинает преобразовываться в шпинель, а при нагреве выше 1200 °C – в муллит и т.д. [156].

Причиной вспучивания зерен гидрослюды при сравнительно низких температурах и атмосферном давлении, по-видимому, является механическое воздействие упругого водяного пара, мгновенно образующегося в процессе дегидратации этих минералов при интенсивном нагревании [175]. Водяной пар под значительным давлением раздвигает листочки слюды с образованием внутризерновых пустот — каналов, по которым пар удаляется в атмосферу. Возможно, что наряду с механическим воздействием упругого водяного пара вспучивание зёрен слюд вызывается также внутренними изменениями, происходящими в структурной решетке слюды вследствие удаления цеолитной и гидратной воды и приводящими к потере плоскостной формы частиц слюды (короблению). В результате листочки слюды открываются по большей части своей площади с сохранением связи на выпуклостях деформированных листочков [175].

Поэтому можно предположить, что вероятность заметной дегидратации гидрослюды при ТГВ зависит от возможности выделения содержащейся в гидрослюде воды и её удаления от места образования. Насколько этот эффект будет значимым в термобарических условиях залегания пород баженовской свиты при ТГВ – можно определить только при специальных экспериментальных исследованиях. Но эти эффекты заведомо должны иметь место, если процесс ТГВ по неконтролируемым причинам перейдёт в режим внутрислоевого горения.

8.3 Термические превращения хлоритов

Хлориты - основные алюмосиликаты магния, алюминия и железа слоистой структуры. Состав колеблется в широких пределах и укладывается приблизительно в следующую формулу: $(\text{Mg,Fe})_{3-n}(\text{Al,Fe}^{***})_n[\text{OH}]_4\text{Al}_n\text{Si}_{2-n}\text{O}_5$,

где $n = 0,3 - 1$. Изредка также присутствуют Cr_2O_3 , NiO и MnO . Возможен также частичный изоморфизм по схеме $\text{Mg} - \text{Al}_2$. В решетке **хлоритов**, вероятно, слои слюдяного типа чередуются с бруситовыми, т. е. формула может быть представлена в следующем виде: $(\text{Mg,Fe})_{3-m}(\text{Al,Fe}^{***})_m[\text{OH}]_2\text{Al}_m\text{Si}_{4-m}\text{O}_{10} \cdot 3(\text{Mg,Fe})^*[\text{OH}]_2$, где $m=2 \cdot n$, причем не исключена возможность некоторых колебаний в количестве бруситовых слоев (а может быть и $\text{Al}[\text{OH}]_3$). [Брусит - минерал, гидроксид магния с химической формулой $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Назван по имени американского минералога Арчибальда Бруса (1777-1818 гг.)]. Большею частью представлен в виде табличек и чешуек, нередко тонкочешуйчатые агрегаты до скрытокристаллических и оолитовых.

Многие **хлориты** при нагревании при атмосферном давлении выделяют воду в два приема: при температуре $570 - 620^\circ\text{C}$ (из бруситовых слоев) и при температуре $785 - 860^\circ\text{C}$ (из алюмосиликатных слоев). Это уже выше интервала температур, характерного для ТГВ. Такие температуры соответствуют режиму высокотемпературного горения. Поэтому **разложение хлоритов при ТГВ, если его режим соблюдается, представляется маловероятным.**

8.4 Термические превращения монтмориллонита

Характер термических превращений монтмориллонита можно проиллюстрировать результатами работы [159]. Исследовался монтмориллонит Мухорталинского месторождения Бурятии. По данным химического анализа глина состояла из монтмориллонита с примесью кристобалита. На кривых дифференциального термического анализа глины наблюдаются эндотермические эффекты при температурах 120°C и 170°C , которые соответствуют выделению из глины адсорбированной воды. Известно, что все монтмориллониты теряют адсорбционную воду в интервале температур $100 - 200^\circ\text{C}$, из-за чего в монтмориллоните образуется

«сжатая структура», и при нагревании выше этой температуры такое изменение структуры становится необратимым. Завершается подобное превращение при температурах 200 – 540 °С [159]. При дальнейшем нагревании до температуры 700 °С монтмориллонит начинает терять конституционную воду и переходит в безводную модификацию. Для глины конкретно Мухорталинского месторождения обезвоживание монтмориллонита зафиксировано при 650°С [159]. При повышении температуры до 900 – 950 °С начинается кристаллизация шпинели и появление других продуктов превращения монтмориллонита.

В целом, обезвоживание монтмориллонита при атмосферном давлении начинается при температурах от 200 до 500 °С, которые характерны для ТГВ. Поэтому какое-то увеличение пористости и проницаемости пород за счёт этого фактора предположить можно. Однако степень и значимость этого эффекта зависят от наличия и энергетического состояния воды в монтмориллоните в термобарических условиях залегания пород баженовской свиты, а также от возможности удаления высвобождающейся воды от места её образования. Это может быть оценено только в специальных экспериментальных исследованиях.

9. Возможность термического разложения пирита при ТГВ

Пирит – минерал, формула - FeS_2 , наиболее распространенный в природе сульфид; кубической сингонии, плотность упаковки 0,124–0,126, плотность 4,95–5,03 г/см³ [161]. Ромбическая разновидность – марказит. Парамагнетик. Часто встречается в ассоциации с пирротинном, магнетитом.

В структуре пирита атомы железа образуют гранецентрированную кубическую подрешетку, а атомы S располагаются парами - таким образом, что центры тяжести этих пар занимают середины ребер элементарной ячейки и ее центр. Структуру пирита можно рассматривать как структуру типа NaCl, в которой атомы Na замещены атомами Fe, а атомы Cl – парами атомов S. Оси «гантелей» S_2 располагаются под углом к направлению (100) вдоль четырех тройных непересекающихся осей структуры. Параметр идеальной элементарной ячейки пирита $a = 5,41 \text{ \AA}$. Таким образом, пирит обладает кубической структурой, в которой анионы сформированы в двухвалентные гантели, состоящие из двух атомов серы [161].

Термическая диссоциация пиритов различных отложений в вакууме начинается в интервале температур 200 - 575°C [160, 163, 164] и протекает по уравнению



При нагреве в вакууме 0% пирита разлагается уже при температуре 650°C, а при 850 °C – он разлагается практически полностью уже за 30 минут [162].

При нагреве в воздушной среде продукты диссоциации пирита начинают окисляться [160], при этом происходит горение серы в газовой фазе:

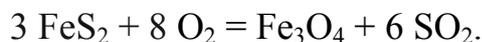


а также протекает реакция:



При температурах выше 680°C интенсивно идут все три реакции (9.1 – 9.3).

При небольшом избытке или недостатке кислорода образуется смешанный оксид железа [160]:



С минералогической точки зрения, при нагреве на воздухе пирита (и родственных ему сульфидов железа) на разных стадиях нагрева происходит образование различных магнитных минералов [165]: гематита, магнетита, маггемита, пирротина. При нагреве в вакууме образуются гематит и магнетит (при температуре выше 400°C) [165].

Приведенные выше данные – весьма косвенные. Они не учитывают реальных условий нагрева пирита при ТГВ в горной породе; наличие сжатия в 15 –40 МПа; наличие в пирите примесей и дефектов; расположение кристаллов пирита в замкнутом объёме среди остальных компонентов скелета и т.д.

Скорее всего, в реальной породе скорость и температура начала разложения пирита будут зависеть от возможности ухода газообразных продуктов реакции от места расположения разлагающихся зёрен пирита.

Тем не менее, можно предположить, что возможность разложения или окисления пирита при ТГВ существует, поскольку:

- температура начала диссоциации пирита совпадает с интервалом температур, характерным для ТГВ;
- при ТГВ, помимо нагрева, может происходить контакт пирита с кислородом воздуха и его окисление;
- возможны диссоциация и окисление большей части пирита уже при температурах 650 – 700 °С, если режим ТГВ по каким-либо причинам перейдёт в режим внутрипластового горения (ВГ).

10. Возможность термического преобразования карбонатных минералов при ТГВ

10.1 Термические преобразования известняка

Влияние высоких температур на образцы известняков Волго-Уральской провинции исследовалось в нескольких работах, результаты которых приведены в монографии [166]. При этом минералогический состав образцов не изучался и не опубликован, образцы охарактеризованы как «известняки».

В процессе исследований установлено, что при атмосферном давлении реакция разложения известняка:



происходит при температуре 648,9 – 815,6 °С. На нижнем пределе этого интервала температур образец терял немного углерода, но оставался в виде CaCO_3 , а на верхнем пределе – превращался в CaO .

При прогреве образцов в интервале от 537,8 до 815,6 °С масса всех образцов значительно снизилась: от 24 до 46%; относительное увеличение пористости составило 143,5 – 703%; значительно повысилась и проницаемость. Последняя характеристика, например, возросла для одного из образцов со 123 до 223 мД, а другого – с 30,4 до 107 мД [166].

Все указанные изменения связываются в монографии [166] с почти полным окислением примесей глины и свободного углерода, с испарением гидратной воды.

В другой серии экспериментов образцы известняков артинского яруса пермских отложений Башкирии прокаливали в муфельной печи в течение 2 часов при температуре 800 – 1000°С [166]. После такой обработки пористость увеличивалась от нескольких раз до 88 раз, а проницаемость – в несколько сот раз. Масса образцов уменьшалась на 21 – 28% при температуре прокаливания 800 °С, и на 32 – 46 % при температуре прокаливания 1000 °С.

После указанной термической обработки прочность всех образцов значительно снизилась. Твёрдая и сцементированная порода становилась мягкой или легко крошилась [166].

В ещё одной серии экспериментов исследовались образцы известняка башкирского яруса А₄ [166]. Размолотые образцы нагревали в тигельной печи и выдерживали в течение 2 – 3 часов при заданной температуре, после чего определяли изменение массы породы. При нагреве до 400 °С потеря массы составила менее 0,5%, при 500 °С – 1,5%, а при 600 °С – около 6,0%.

В эксперименте [167] исследовалось влияние нагрева образцов карбонатных пород – покрышек битумонасыщенных песков – на их плотность и карбонатность. Опыты проводили на цилиндрической насыпной модели, наполненной битумонасыщенным песком и содержащей в центре образец карбонатной породы – покрышки. Модель нагревали в печи до 450°С ступенчато поднимая температуру по 100 °С каждый час.

В результате указанного температурного воздействия получено снижение средней плотности по 7 образцам – с 2.037 до 1.993 г/см³, уменьшение карбонатности – с 23.80 до 18.91. Рассчитанное по величине карбонатности давление прорыва газа через покрышку снизилось с 3.3 МПа до 2.7 МПа, что авторы работы [167] объяснили выпариванием влаги и термическим разложением кальцита.

В целом, указанные характерные температуры термических преобразований известняков лежат только в интервале, характерном для ВГ [180]. По этим данным термическое разложение карбонатных минералов при ТГВ представляется маловероятным и возможно только при переходе окисления в режим ВГ.

10.2 Термические преобразования кальцита и доломита

Карбонат кальция (*углекислый кальций*) — неорганическое химическое соединение, соль угольной кислоты и кальция. Химическая формула - CaCO₃.

В природе встречается в виде минералов - кальцита, арагонита и ватерита, является главной составной частью известняка, мрамора, мела. Нерастворим в воде и этаноле.

Нагрев и термическое разложение кальцита явились предметом большого количества исследований, в результате которых определены термодинамические параметры и условия протекания реакции, изучена её кинетика.

Большая часть механизмов термического разложения кальцита – высокотемпературные [170]. Максимум скорости разложения чистого кальцита (марки «ч.д.а.») соответствует температуре около 870 °С [170]. Хотя изменение массы кальцита при нагревании отмечается в некоторых образцах уже при 400 °С, но только при 500 °С оно фиксируется во всех образцах, причём объясняется это удалением различного рода воды из кальцита.

При 650 °С наблюдается эндотермический эффект, соответствующий разложению CaCO_3 . При 890 – 895 °С уже разлагается около 97 % чистого кальцита [170].

При нагревании до 900–1000 °С весь кальцит расщепляется на углекислый газ CO_2 и негашёную известь CaO .

При нагреве в вакууме начало разложения кальцита сдвигается примерно на 250 °С в сторону более низких температур – до температуры около 400 °С, а максимум разложения соответствует 620 °С [170]. Происходит это за счёт высокой скорости удаления продуктов реакции из зоны её протекания.

Модификации кальцита – арагонит и ватерит – при температурах, соответственно, 728 °С и 623 – 673 °С претерпевают фазовое превращение в кальцит [170].

Теоретически рассчитанные температуры разложения кальцита, доломита и ряда других веществ приведены в таблице 10.1 [170].

Эти расчёты качественно согласуются и с экспериментально измеренными зависимостями объёма выделившейся из образцов газовой фазы от температуры - рис. 10.1 [170].

Согласно работе [169], термическое разложение низкомагниевого кальцита происходит в интервале температур 708-778 °С с максимальной скоростью потери массы 2,3 - 3,2 мас. %/мин при температуре 751 и 765 °С.

Однако при атмосферном давлении установлено наличие ряда эффектов, приводящих к разрушению кальцита и при более низких температурах. К ним относятся: раскалывание минерала при нагревании, обусловленное разными знаками коэффициентов термического расширения минерала по кристаллографическим осям; декрепитация - растрескивание, пыление и фонтанирование минерала, причину появления декрепитации связывают с наличием в минерале газовой-жидких включений [168].

Таблица 10.1

Результаты теоретического расчёта температур разложения некоторых веществ [170]

Реакция термического разложения вещества	Температура разложения (расчет), °С	Температура начала интенсивного газовыделения (эксп.), °С
$MgCO_3 = MgO + CO_2$	434	$(395-586) \pm 18$
$CaCO_3 = CaO + CO_2$	886	$(895-996) \pm 6$
$CaCO_3 + Ca(OH)_2 = 2CaO + CO_2 + H_2O$	721	$(803-995) \pm 47$
$CaMg(CO_3)_2 = CaO + MgO + 2CO_2$	596	Стадия 1: $(743-876) \pm 25$ Стадия 2: $(927-972) \pm 25$

Одной из последних работ в этом направлении является диссертация [168], в которой выявлен ряд особенностей поведения кальцита при нагреве:

- наличие эндотермического эффекта при 450 - 500°С, совпадающего с температурным интервалом раскалывания кристаллов;
- наличие в кальците наноразмерных пор (щелей);
- зависимость потерь массы кальцитом при нагревании в интервале температур от 20 до 250°С от среднего размера фракций кальцита;

- модель структуры кристалла природного кальцита, согласно которой он состоит из микрокристаллитов, средний линейный размер которых составляет 60 - 70 мкм, отделенных друг от друга щелевидными порами шириною примерно 0,4 и 200 нм, заполненными жидкой фазой.

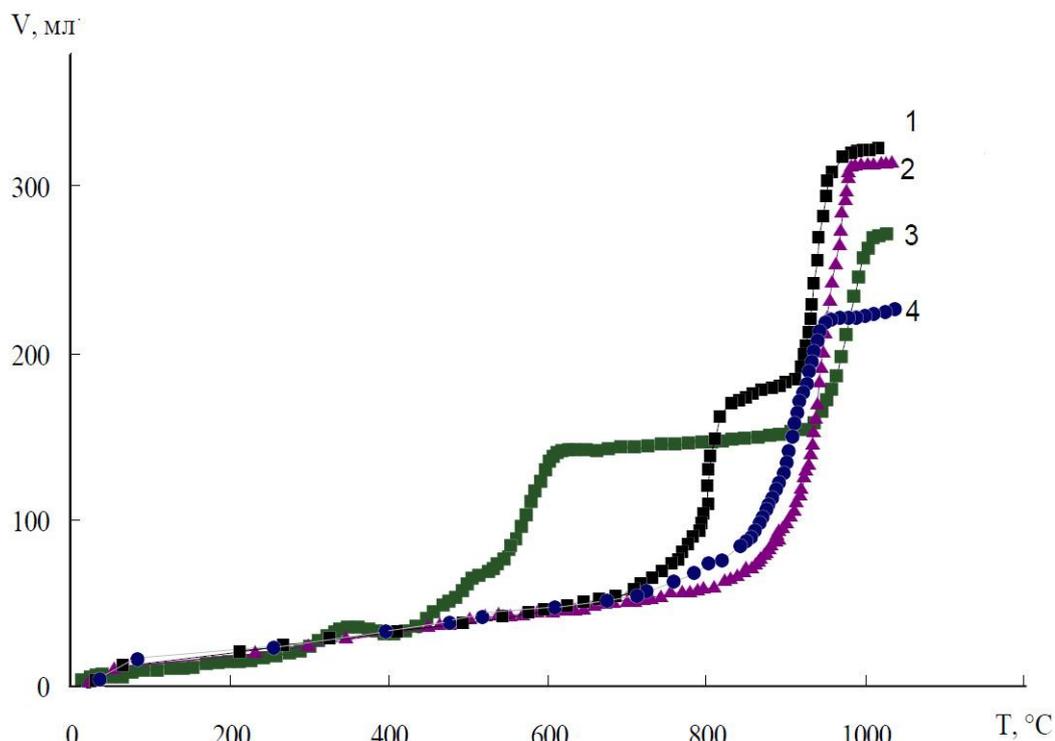


Рис.10.1 Зависимость объема выделившихся газообразных продуктов при термическом разложении ряда веществ от температуры [170]
 1 – доломит; 2 – реактивный кальцит; 3 механическая смесь $\text{CaCO}_3 + \text{MgCO}_3$ (CaO – 30.7% вес, MgO - 17% вес.); 4 – известняк

В работе [168] установлено, что в ходе нагрева размеры кристаллов кальцита не изменяются, если они меньше 60-70 мкм, а кристаллы более крупных размеров разрушаются с образованием пыли и более мелких, чем исходные, кристаллических образований.

Нагрев образцов кальцита всех размеров, кроме фракции диаметром менее 60-70 мкм, сопровождается плавной потерей веса в интервале 100 - 250 °C и скачкообразной потерей веса в интервале 300 ± 40 °C. Величина потерь веса при нагреве максимальна для фракции со средним размером частиц 1360 мкм.

При 300 ± 40 °С происходит декрепитация минерала с выбросом фрагментов декрепитирующих частиц.

В целом, согласно данной работе, основным механизмом разрушения кристаллов кальцита при сравнительно невысоком нагреве являются термические преобразования наноразмерных газо-жидкостных включений в кристаллах. Однако данный результат получен при атмосферном давлении. Будет ли он значимым в термобарических условиях залегания пород на глубине 3 км – далеко не очевидно.

Скорее всего, при правильном режиме ТГВ термическое разложение известняка и доломита маловероятно. Но при переходе на режим внутрислоевого горения (с температурами 600°С и выше) следует ожидать значительных превращений карбонатных компонентов пород баженовской свиты с заметным изменением структуры и объёма порового пространства, проницаемости и, вероятно, теплофизических свойств.

10.3 Термические преобразования гипса

Гипс, имеющий формулу $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, является одним из самых распространённых строительных материалов и его поведение при нагреве изучено достаточно детально, **но, разумеется, при атмосферном давлении.** Безводная модификация гипса CaSO_4 называется ангидритом.

Гипс при нагревании сравнительно легко дегидратируется и в зависимости от степени нагревания даёт ряд продуктов, значительно отличающихся по своим свойствам [171]. Степень обезвоживания гипса зависит от температуры и длительности нагревания, а также от давления водяных паров. Уже при нагревании до 65°С двухводный гипс начинает медленно переходить в полуводный, а при 107 - 115 °С двухводный гипс уже

быстро теряет часть воды и превращается в полуводный гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$, который известен в двух модификациях: α и β .

Полуводный гипс в виде α -модификации образуется в том случае, когда вода выделяется из двуводрата в жидком состоянии образуется в виде β -модификации, когда вода выделяется в парообразном состоянии.

Полугидраты полностью обезвоживаются [171]:

- α -модификации - при 200 – 210°C;
- β -модификации - при 170 - 180 °С.

При дальнейшем нагревании образуется растворимый ангидрит [171]:

- α -растворимый ангидрит - при температуре 220 - 250°C;
- β -растворимый ангидрит - при температуре 320 - 360 °С.

При дальнейшем повышении температуры растворимый ангидрит переходит в нерастворимый, причем, в широком интервале температур: 450 - 750 °С.

При температурах 750 – 1000°C CaSO_4 частично разлагается



На основании приведенных данных можно предположить, что в реальных породах баженовской свиты при термобарических условиях их залегания, скорость и температура появления термических преобразований гипса, скорее всего, будет определяться возможностью удаления воды из зоны реакции. Но значимость таких преобразований гипса при ТГВ может быть определена только при специальных исследованиях.

11. Возможность термических превращений слюд при ТГВ

Слюды представляют собой группу материалов, относящихся к водным алюмосиликатам с ярко выраженной слоистой структурой, которая обуславливает высокую анизотропию свойств.

Слюды — достаточно широко распространенные минералы и составляют 3,8% массы земной коры. Химический состав природных слюд может быть приближенно выражен следующими формулами: **мусковит** — $K_2O \cdot 3Al_2O_3 \cdot 6SiO_2 \cdot 2H_2O$, **флогопит** — $K_2O \cdot 6MgO \cdot Al_2O_3 \cdot 6SiO_2 \cdot 2H_2O$ [173].

В природе встречаются и иные виды слюд – биотит (литиевая слюда), лепидолит и другие. Разновидностью магнезиальных слюд является вермикулит.

Основными элементами, входящими в состав мусковитов, флогопита и вермикулита являются кремний, кислород, алюминий, магний, калий и водород.

Кроме основных элементов, в состав слюд входят еще более тридцати химических элементов, причем некоторые присутствуют в очень малых количествах. Так, в мусковитах были обнаружены – Li, Be, V, Cu, Ga, Rb, Sr, Sn, Ba, Pb и другие, а в флогопитах - Li, Be, V, Co, Ni, Cu, Ga, Rb, Sr, Zr, Mo, Sn, Cs [173 – 176].

Мусковит довольно часто образуется в результате изменения минералов алюминия. Кроме того, он широко распространен в песках, песчаниках и других скоплениях обломочного материала, поскольку необычайно устойчив к химическому воздействию. Слюдяные (биотитовые и мусковитовые) сланцы – наиболее распространенный тип метаморфических пород. Флогопит образуется на контакте гранитов с магнезиальными известняками и доломитами или приурочен к массивам щелочных ультраосновных пород. Лепидолит встречается чаще всего в гранитных пегматитах, обогащенных литием [173 – 176].

Чистые слюды содержат сравнительно небольшое количество кристаллизационной воды в отличие от гидрослюд, содержащих заметное количество воды разных видов, и поэтому слюды достаточно термоустойчивы [173 – 176]. Разложение светлой калиевой слюды – мусковита происходит при 650 °С. Биотит испытывает дегидратацию при 750-850 °С, а роговая обманка, например, устойчива до 900-1000 °С [176]. Эндотермические эффекты, связанные с удалением гидроксильных групп из слюдяных минералов, наблюдаются при температурах 760—780 °С и 810—840 °С [175].

При тех же температурах наблюдаются и изменения электропроводности слюд [174].

Таким образом, минералы слюды, имеющие в своём составе минимальное количество воды, вряд ли будут испытывать какие-либо изменения при ТГВ.

12. Возможность термического разложения полевого шпата при ТГВ

Полевые шпаты - важнейшее семейство породообразующих минералов. Полевые шпаты являются алюмосиликатами калия, натрия, кальция, реже бария, очень редко стронция или бора; существуют и редчайшие шпаты экзотического состава – баддингтонит $(\text{NH}_4) \text{AlSi}_3\text{O}_8 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$, рубиклин $\text{Rb}(\text{AlSi}_3\text{O}_8)$.

Основа кристаллической структуры полевого шпата - трехмерный каркас, построенный из тетраэдров SiO_4 и AlO_4 , связанных между собой вершинами. Тетраэдры в каркасе сочленяются таким образом, что образуют четырехчленные кольца, которые в свою очередь объединяются в колечкато-зигзагообразные вытянутые цепочки. Между соседними цепочками имеются крупные полости, в которых располагаются катионы щелочных или щелочноземельных металлов.

Среди полевых шпатов выделяют две главные группы:

1. калиевые полевые шпаты, к которым наряду с ортоклазом и микроклином относят санидин $(\text{K}, \text{Na}) [\text{AlSi}_3\text{O}_8]$;
2. натрий-кальциевые полевые шпаты – плагиоклазы (альбит, олигоклаз, андезин, лабрадор, битовнит, анортит).

У достаточно чистых разновидностей полевых шпатов термические превращения начинаются при достаточно высоких температурах [156, 172]. Температура плавления чистого KAlSi_3O_8 при атмосферном давлении равна **1150°C**. Чистые альбит $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$ и анортит $\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$ при давлении 10^5 Па плавятся при **1118** и **1550°C**, соответственно. В присутствии H_2O при повышении давления температура плавления полевого шпата понижается, и при очень высоких давлениях альбит, например, плавится при **750 °C**, анортит – при **1225 °C**.

В природе часто встречаются **пегматиты** — полевые шпаты, проросшие кварцем. Содержание кварца в пегматитах колеблется от 30 до

35%, полевого шпата от 65 до 70%. **Температура плавления пегматитов 1230-1300°C [156, 172].**

На основании этих литературных данных при реализации ТГВ термические превращения полевых шпатов в составе пород баженовской свиты представляются маловероятными. Даже при режиме ВГ температуры в 1000 °С достигаются нечасто, так что данный компонент пород можно считать достаточно температурноустойчивым.

13. Возможность термических преобразований кремнезёма при ТГВ

Кремнезём, или диоксид кремния, находится в природе в кристаллической или в аморфной форме; в чистом виде он прозрачен (например, горный хрусталь) или имеет белый цвет (например, диатомит). Так, морской или речной песок представляет собой кристаллическую форму кремнезёма, в которой много примесей железа, меди, марганца, титана, хрома и других металлов. Они придают песку ту или иную окраску в зависимости от

Таблица 13.1

Модификации кремнезёма [178]

Наименование модификации	Температурный интервал в °С	Давление в кбар	Характеристика стабильности
К р и с т а л л и ч е с к и е м о д и ф и к а ц и и			
Кварц низкотемпературный	От – 273 до 573	Нормальное	Стабильный
Кварц высокотемпературный	» 573 » 870	»	»
Тридимит S-I	» – 273 » 64	»	»
» S-II	» 64 » 117	»	Метастабильный
» S-III	» 117 » 163	»	То же
» S-IV	» 163 » 210	»	»
» S-V	» 210 » 475	»	»
» S-VI	» 475 » 867	»	»
	» 867 » 1470	»	»
М-I	» – 273 » 117	»	»
М-II	» 117 » 163	»	»
М-III	Выше 163	»	»
Кристобалит низкотемпературный	От – 273 до 270	»	»
Кристобалит высокотемпературный	» 270 » 1470 » 1470 » 1723	» »	» Стабильный
Кремнезем W (волокнистая модификация)	-	Нормальное	- - -
А м о р ф н ы е М о д и ф и к а ц и и			
Жидкость (расплав)	Выше 1723	Нормальное	Стабильный
Стеклообразный кремнезем (кварцевое стекло)	От – 273 до 1723	»	Метастабильный

природы металла и его содержания (известно много кристаллических модификаций кварца, различающихся по содержанию примесей: аметист, раухтопаз, морион, цитрин, авантюрин, кошачий глаз и др.).

Диоксид кремния существует при атмосферном давлении в семи кристаллических модификациях: α - и β -кварц; α - и β -тридимит; α - и β -кристобалит; а также в двух аморфных: кварцевое стекло, или лешательерит, и *гель* SiO_2 .

В таблице 13.1 [178] приведены различные модификации кремнезёма, температурные интервалы их существования и характеристика устойчивости.

На рис. 13.1 показана схема превращения при атмосферном давлении одних кристаллических модификаций SiO_2 в другие. Из химической термодинамики известно, что чем выше парциальное давление фазы, тем менее УСТОЙЧИВО вещество. Таким образом, диаграмма дает сравнительное представление об устойчивости модификаций в определенных температурных интервалах.

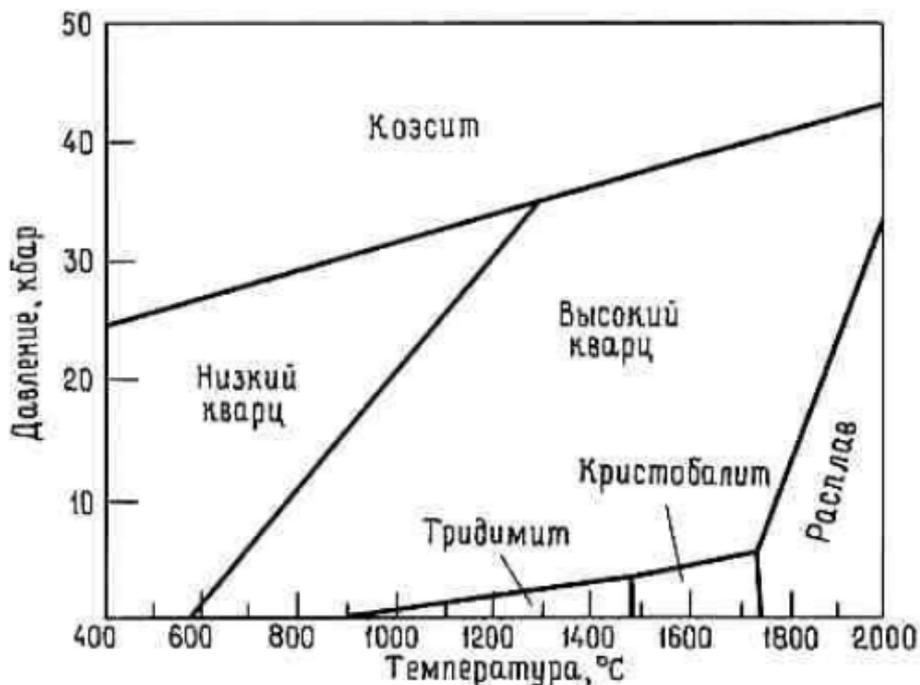


Рис. 13.1 Фазовая диаграмма различных форм кремнезёма [177]

Кварц термодинамически устойчив, начиная от низких температур до 870° С, тридимит - от 870 до 1470 °С, а кристобалит - от 1470 °С до точки плавления, равной 1625 °С.

Высокотемпературный кварц в природе не встречается; он получается из β -кварца и существует в виде устойчивой модификации в интервале 573–870°С. (Обозначения модификаций приняты в соответствии с употребляемыми в физико-химической литературе, то есть высокотемпературная модификация обозначается буквой α . В кристаллографии и минералогии принят обратный порядок обозначения — буква α присваивается низкотемпературной модификации). При температуре более 870°С α -кварц медленно переходит в тридимит или остается в неустойчивой (метастабильной) модификации вплоть до 1610°С – температуры его плавления.

Не вдаваясь в детали весьма непростых цепочек превращений различных полиморфных модификаций кварца, подчеркнём, что все полиморфные модификации SiO_2 отличаются друг от друга оптическими свойствами, плотностью, коэффициентом линейного расширения, строением кристаллической решетки и другими характеристиками.

Но подавляющее большинство этих превращений - высокотемпературные. Самый низкотемпературный переход (β -кварца в α -кварц) происходит при температуре близкой к 600°С, что характерно только для режима внутрипластового горения, а не ТВГ [180].

Все кварцевые модификации характеризуются и высокой температурой плавления - выше 1000 °С.

Переход β -кварца в α -кварц сопровождается изменением теплоёмкости, как и другие фазовые превращения – рис. 13.2 [178].

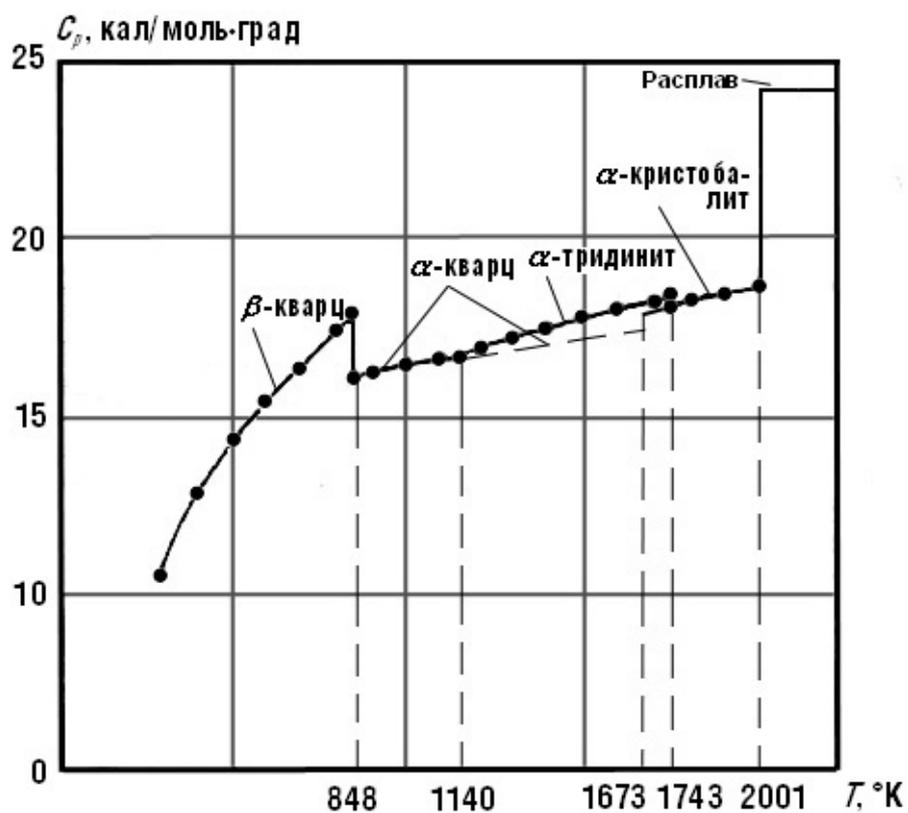


Рис. 13.2 Теплоёмкость твёрдого и жидкого кремнезёма [178]

Однако, как видно из рис. 13.2, это изменение незначительно, и даже при ВГ не может отразиться на общем ходе процесса распространения тепла.

На основании этих данных, можно полагать, что значительные изменения свойств кремнезёма и кварца при ТГВ – весьма маловероятны.

14. Некоторые выводы по материалам части III

Как видно из приведенных данных все компоненты пород баженовской свиты, по вероятности их термического разложения при ТГВ, могут быть разделены на три группы.

Первая группа – состоит из керогена, термические превращения которого при ТГВ почти наверняка будут иметь место. Они безусловно вызовут увеличение пористости пород, связности порового пространства, скорее всего, и изменение теплофизических параметров пород за фронтом окисления.

Вторая группа – это компоненты пород, которые испытывают довольно значительные изменения свойств при сравнительно невысоких температурах при атмосферном давлении. Это, в основном, компоненты, в которых при атмосферном давлении происходят процессы высвобождения воды различного типа: гидрослюды, монмориллонит, гипс. Насколько эти процессы будут значимы при термобарических условиях залегания пород баженовской свиты – может быть выяснено только в результате специальных экспериментальных исследований.

К этой группе относится и пирит, сравнительно легко разлагающийся при невысоких температурах при атмосферном давлении или в вакууме.

Третью группу составляют компоненты, термические преобразования которых при ТГВ представляются маловероятными: каолинит, хлорит, карбонатные минералы (кроме гипса), кремнезём, кварц, полевые шпаты, слюды.

Безусловно, термические преобразования керогена должны быть тщательно экспериментально исследованы, не только с целью уточнения изменения свойств и характеристик пород в результате ТГВ для корректного численного моделирования этого метода воздействия на пласт, но и для корректной оценки добавочного количества углеводородов, которое может быть таким способом добыто.

Что же касается возможного изменения параметров пород за счёт термических преобразований других компонентов скелета породы, то их, видимо, целесообразно изучать в целом для образцов пород, не рассматривая детально степень преобразования отдельных компонентов.

Подчеркнём только, что эти исследования должны обязательно охватывать и область температур, характерных для режима ВГ, поскольку и при проектировании разработки, и при дальнейшем её регулировании необходима оценка возможности перехода процесса в режим ВГ и последствий этой ситуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Не повторяя различных выводов и рекомендаций, помещённых в разделах данного обзора, можно сформулировать несколько общих и основных.

1. Для успешной реализации метода добычи углеводородов с помощью термогазового воздействия необходимо создание фундаментального банка знаний и базы данных о тепловых петрофизических параметрах пород баженовской свиты. Проводимые работы по созданию базы данных теплофизических параметров пород осадочного чехла Сибири [190] должны быть существенно расширены, причём с особым акцентом на породы баженовской свиты, как значимого стратегического резерва углеводородов России.
2. Эти данные могут быть получены практически только путём реализации масштабной программы экспериментальных исследований теплофизических параметров на представительной коллекции образцов пород и нефтей баженовской свиты. Работы в этом направлении [186, 192] должны быть продолжены и существенно расширены.
3. Представляется, что такие исследования должны включать:
 - ✓ Определение зависимости теплоёмкости и теплопроводности образцов от температуры;
 - ✓ ряд опорных экспериментов для уточнения степени зависимости этих параметров от давления; формулирование вида поправок на влияние давления, если они будут признаны необходимыми;
 - ✓ ряд экспериментов для уточнения анизотропии коэффициента теплопроводности, особенно с учётом микротрещиноватости пород баженовской свиты.

4. Эти эксперименты должны быть выполнены на представительной коллекции образцов, охватывающих, по возможности, весь интервал изменения теплофизических параметров пород в исследуемом объекте, как по вертикали, так и по обширной площади его залегания, учитывая значительную изменчивость пород свиты.
5. Должны быть разработаны методические приёмы ремасштабирования теплофизических параметров пород, т.е. перехода от данных на отдельных образцах керна сантиметрового размера к расчётным ячейкам массива пород размером в десятки метров с использованием данных ГИС и бурения «специальных» скважин, с обеспечением максимального выноса керна и объёма его исследований.
6. Экспериментально должен быть исследован характер и динамика термических превращений керогена в породах баженовской свиты с учётом характера его пространственного распространения в породе; необходимо экспериментально оценить:
 - возможный процент дополнительной добычи углеводородов за счёт термических преобразований керогена;
 - характер образующихся при этом продуктов;
 - степень изменения пористости, проницаемости, теплопроводности и теплоёмкости пород за счёт этого процесса.
7. В интервале температур, характерных как для ТГВ, так и для ВГ необходимо экспериментально исследовать возможность изменения петрофизических характеристик пород баженовской свиты за счёт термических преобразований других компонентов пород, помимо керогена; такое исследование должно быть осуществлено, по возможности, с соблюдением пластовых термобарических условий залегания пород баженовской свиты.

Фактически речь идёт о создании полномасштабного банка данных по тепловой петрофизике пород баженовской свиты.

Подобный подход требует существенных затрат времени, сил, средств и значительных административных усилий.

Однако не следует забывать, что речь идёт об уникальном объекте с колоссальными залежами углеводородного сырья, о возможной дополнительной добыче в сотни миллионов и даже миллиарды тонн, который будет разрабатываться несколько десятилетий.

Предлагаемые исследования послужат научной базой эксплуатации этого объекта и будут использоваться в течение многих лет, потребовав в дальнейшем лишь некоторых уточнений.

ЛИТЕРАТУРА

1. BP Energy Outlook 2035. January 2014.
http://www.slideshare.net/BP_plc/bp-energy-outlook-2035-2014-booklet
2. Chefurka P. World Energy and Population. 2007.
<http://www.wprg.ru/mirovaya-energiya-i-naselenie-perspektivy-s-2007-po-2100-gg>
3. Золотухин А.Б. Разговоры о возможности добычи ресурсов в высоких широтах Арктики слишком преждевременны // World Policy and Resources Research (www.wprg.ru) – аналитические материалы. 2011.
<http://www.wprg.ru/?cat=23&paged=3>
4. Шевелев Ю.А. Возобновляемые источники энергии // Уголь Кузбасса. 2010. № 5. <http://www.uk42.ru/index.php?id=310>
5. Лавёров Н.П. Топливо-энергетические ресурсы: состояние, динамика освоения, обеспеченность // World Policy and Resources Research (www.wprg.ru) – аналитические материалы. 2011.
<http://www.wprg.ru/?p=2275#more-2275>
6. Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков: состояние, проблемы и пути решения. Том 1. М.: ИАЦ «Энергия», 2009.
7. Нефтяная жила Земли полностью пересохнет через 100-150 лет // Экология Севера. 26.09.2011. <http://www.ecosever.ru/article/15459.html>
8. Мазнева Е. Плата за лидерство // «Ведомости». 19.10.2010. 197 (2715).
9. Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Состояние сырьевой базы и прогноз возможных уровней добычи нефти в России до 2030 г. // Минеральные ресурсы России. 2006. №5. <http://www.vipstd.ru/gim/content/view/88/279>
10. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007 (2).
www.ngtp.ru

11. Научно-образовательный центр Поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов МГУ имени М.В.Ломоносова.
<http://www.oilgas.msu.ru/topicality>
12. Панов Р.С. Создание системы федеральных полигонов по нетрадиционным и трудноизвлекаемым ресурсам // http://rosgeoportal.ru/association/materials/SitePages/downloads/t%D0%BEmsk05032014_08.pdf
13. Боксерман А.А. Нужны методы увеличения нефтеотдачи // Интернет-портал сообщества ТЭК EnergyLand.info
<http://www.energyland.info/analitic-show-49848>
14. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Пути преодоления негативных тенденций развития НГК России // Технологии ТЭК. 2006. №4 (29). С. 30.
15. Спиридонов Ю.Л. Роль государства в воспроизводстве сырьевой базы за счет увеличения степени извлечения нефти из недр // Российско-Канадский учебный центр нефтегазовых технологий.
<http://www.rcotc.com/book-konf-pnp1.htm>
16. USGSWPA 2000 part 1 – A look at expected oil discoveries. Posted by Rembrandt on November 30. 2006. The Oil Drum: Europe.
<http://europe.theoil drum.com/story/2006/11/25/22361/503>
17. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа в России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009 (4).
<http://www.ngtp.ru/9/11-2009/pdf>
18. Золотухин А.Б. Арктические ресурсы России // SPE Moscow. январь 2011.
http://www.spe-moscow.org/upload_data/86_SPE_2011_01_Arctic_Resources.pdf
19. Weimer P. The petroleum industry in the next decade: an overview to the science, technology, and AAPG. <http://ifolder.ru/28811878>

20. Крюков Д. Нефтегазовые месторождения России в Арктике // РИА Новости, Инфографика. http://ria.ru/arctic_mm/20110922/441701113.html
21. Бондаренко Л.А., Аполлонский А.О., Цуневский А.Я. Арктическая зона России. Углеводородные ресурсы: проблемы и пути решения. М.: ИАЦ «Энергия», 2009.
22. Thomas C. Boberg. Thermal methods of oil recovery. An Exxon monograph, 1988.
23. Kokal S., Al-Kaabi A. Enhanced oil recovery: challenges & opportunities. World Petroleum Council: Official Publication 2010. http://www.world-petroleum.org/docs/docs/publications/2010yearbook/P64-69_Kokal-Al_Kaabi.pdf
24. Вольпин С.Г., Юдин В.А., Кац Р.М., Афанаскин И.В., Галкин В.А. Применение суперкомпьютерных технологий – ключ к решению проблем повышения нефтеотдачи на месторождениях России // С.-Петербургский научный форум «Наука и общество: Новые технологии для новой экономики России» (СПб., 30.09 – 04.10.2014): тез. докл. СПб., 2014.
25. Enhanced oil recovery (EOR) methods in Russia: time is of essence. Ernst and Yang, 2013. [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Enhanced_oil_recovery_\(EOR\)_methods_in_Russia:_time_is_of_the_essence/\\$FILE/EY-Enhanced-Oil-Recovery.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Enhanced_oil_recovery_(EOR)_methods_in_Russia:_time_is_of_the_essence/$FILE/EY-Enhanced-Oil-Recovery.pdf)
26. Регтиен Д.М. Распространение концепции интеллектуальных методов освоения месторождений в области методов повышения нефтеотдачи // SPE. Shell International Exploration and Production.
27. Боксерман А.А. Востребованность современных МУН — обязательное условие преодоления падения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2004. №10.
28. Partha S. Sarathi. In-situ combustion handbook – principles and practices. Final Report, November 1998. Performed Under Contract No. DE-AC22-94PC91008 (Original Report Number NIPER/BDM-0374). BDM Petroleum

Technologies, BDM-Oklahoma, Inc. Bartlesville, Oklahoma, National Petroleum Technology Office U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, Tulsa, Oklahoma.

http://repository.icse.utah.edu/dspace/bitstream/123456789/5336/2/DOE-PC-91008-0374-OSTI_ID-3175-.pdf

29. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов Б.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар: Советская Кубань, 2000.
30. Thomas S. Enhanced Oil Recovery – An Overview // Oil and Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 63 (2008). №1.P.9 – 19.
31. Боксерман А.А., Желтов Ю.П. Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений // Сб. научн. тр. ВНИИнефть М.: Наука, 1974, вып. 58.
32. Малофеев Г.Е., Мирсаетов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. М.-Ижевск: ИКИ; НИЦ «Регулярная хаотическая динамика», 2008. 224 с.
33. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988.
34. Petroleum Engineering Handbook, Chapter 46, Thermal Recovery by Chieh Chu. <http://ru.scribd.com/doc/221532349/46-Thermal-Recovery>
35. Manrique E, Alvarado V. Enhanced Oil Recovery: An Update Review // Energies, Vol.3, pp. 1529 – 1575, 2010
36. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжёлых нефтей и природных битумов. Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013.
37. Николин И.В. Методы разработки тяжёлых нефтей и природных битумов // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. 2007. №2.
http://www.ksu.ru/sdms/files1/S&DMS_NI_I_54-68.pdf

38. Брехунцов А.М., Нестеров И.И. Нефть битуминозно-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород // Научно-практическая конференция им. Н.Н. Лисовского: «Инновационные технологии оценки, моделирования и разработки залежей нефти баженовской свиты». 28 сентября 2010 года.
39. Нестеров И.И. Битуминозные глинистые породы – новый глобальный резерв топливно-энергетического сырья.
<http://www.myshared.ru/slide/332810/#>
40. Батурин Ю.Е., Сонич В.П., Малышев А.Г., Кошелева А.А. О возможном пути интенсификации нефтеизвлечения из отложений баженовской свиты // Междунар. конференция «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» (Краснодар): Сб. докл. Краснодар, 1999.
41. Батурин Ю.Е., Сонич В.П., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметило В.Г. Проблемы и перспективы освоения баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2001. № 9.
42. Батурин Ю.Е., Сонич В.П., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметило В.Г. Оценка перспектив применения метода гидротермовоздействия в пласте Ю₀ месторождений ОАО «Сургутнефтегаз // Интервал. 2002. 1(36). С.17-36.
43. Афанасьев И.С. Текущее состояние и планы освоения баженовской свиты по месторождениям ОАО «НК «Роснефть» // Научно-практическая конференция им. Н.Н. Лисовского: «Инновационные технологии оценки, моделирования и разработки залежей нефти баженовской свиты». 28 сентября 2010.
44. Боксерман А.А., Власов В.Н., Ушакова А.С., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Промысловые исследования внутрипластовых окислительных процессов при термогазовом воздействии на породы баженовской свиты // Нефтяное хозяйство, №4, 2011 - с. 2-6; №5, 2011 - с. 78-82.

45. Боксерман А.А., Ямбаев М.Ф. Термогазовый метод повышения нефтеотдачи месторождений легкой нефти // Сб. научн. тр. ВНИИнефть, вып. 129. Теория и практика разработки нефтяных месторождений. М.: 2003 г., с. 14-21.
46. Кокорев В.И. Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти // Дисс. на соиск. уч. степени докт. техн. наук: ИПНГ РАН. М., 2010.
47. Боксерман А.А., Савельев В.А., Джафаров И.С., Соломатин А.Г., Миронов Д.Т. Термогазовое воздействие – инновационная технология разработки месторождений Сибири // Международная конференция Энеркон-2010: докл. Москва, 2010.
48. Ямбаев М.Ф. Основные особенности термогазового метода увеличения нефтеотдачи применительно к условиям сложнопостроенных коллекторов (на основе численного моделирования) // Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук: ОАО «ВНИИнефть им. ак. А.П. Крылова». М., 2006.
49. Афанаскин И.В. Повышение технологической эффективности метода направленной закачки воздуха в нефтяные пласты на основе численного моделирования и результатов гидродинамических исследований скважин // Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук: ОАО «ВНИИнефть им. ак. А.П. Крылова». М., 2013.
50. Плынин В.В. Термогазовый метод и баженовская свита // Интернет-портал сообщества ТЭК EnergyLand.info
<http://www.energyland.info/analitic-show-50375>
51. Соломатин А. Термогазовое воздействие и месторождения Сибири// Интернет-портал сообщества ТЭК EnergyLand.info
<http://www.energyland.info/analitic-show-52541>

52. Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи // Интервал. 2008. №7. С. 6-33.
53. Боксерман А.А., Бернштейн А.М и др. Внутрипластовые окислительные процессы и их применение на месторождениях маловязких нефтей с повышенными пластовыми температурами // Практические аспекты комплексного освоения нефтегазовых ресурсов. Сб. тр. ГАНГ, XIII Губкинские чтения. М., 1996.С. 187-200.
54. Боксерман А.А., Ямбаев М.Ф. Термогазовый метод повышения нефтеотдачи месторождений легкой нефти // Теория и практика разработки нефтяных месторождений: Сб. науч. тр. ВНИИнефть. М., 2003, вып. 129. С. 14-21.
55. Боксерман А.А., Ямбаев М.Ф. Метод закачки и внутрипластовой трансформации нефти на месторождениях легкой нефти // 12-ый Европейский симпозиум «Повышение нефтеотдачи пластов» (Казань, 8-10.09.2003): труды. Казань, 2003. С. 326-332.
56. Боксерман А. А. Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1974. 168 с.
57. Грайфер В.И., Боксерман А.А., Николаев Н.М., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Интеграция тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи – основа технико-технологического комплекса разработки месторождений нетрадиционных ресурсов и трудноизвлекаемых запасов нефти // Докл. на Международном форуме по нанотехнологиям "Rusnanotech". Москва, 2010.
58. Кокорев В.И. Основы управления термогазовым воздействием на породы баженовской свиты применительно к геологическим условиям Средне-Назымского и Галяновского месторождений // Нефтепромысловое дело. 2010. №6. С. 29-32.

59. Шпильман А. Ввод в разработку таких месторождений, как Имилорское, им. В.И. Шпильмана и Гавриковское, может стабилизировать добычу нефти в Югре // Агентство нефтегазовой информации. 29.11.2011.
<http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2782534>
60. Бетелин В.Б. Экзафлопные вычисления и энергетическая безопасность США в период 2010–2020–2030 гг. // Энергия. 2011. № 3.
61. Бетелин В.Б. «Цифровое месторождение» — путь к трудноизвлекаемым запасам углеводородов // Санкт-Петербургский научный форум «Наука и общество. Новые технологии для новой экономики России»: тез. докл. СПб., 2013.
62. Бетелин В.Б., Боксерман А.А., Костюков В.Е., Савельев В.А. Проблемы управления процессами повышения нефтеотдачи на основе моделирования на супер-ЭВМ // НефтеГазоПромысловый Инжиниринг. 2010. 3 кв.
63. Ананьев В.В., Смелков В.М., Пронин Н.В. Прогнозная оценка ресурсной базы мандым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // VIPStudio ИНФО, 2007.
<http://www.vipstd.ru/gim/content/view/459/>
64. ECLIPSE 2011.2 Technical Description.
65. <http://www.roxar.ru/solutions/tempest/>
66. <http://www.timezyx.ru/mkt.php>
67. tNavigator 3.0 Техническое руководство, 2010.
68. CMG STARS 2010 Users Guide
69. Балущкина Н.С., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Хамидуллин Р.А., Корост Д.В. Кремнистые коллекторы баженовского горизонта Средне-Назымского месторождения и структура их пустотного пространства // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2014. Том 4. № 2. С. 35-43.

70. Хамидуллин Р.А., Калмыков Г.А., Корост Д.В., Балущкина Н.С., Бакай А.И. Фильтрационно-емкостные свойства пород баженовской свиты // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2013. № 5. С. 57-64.
71. Афанасьев И.С., Гаврилова Е.В, Бирун Е.М., Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы // Russian oil and gas technologies. 2011. 25 мая. <http://www.rogtecmagazine.com/ru-blog/%D0%B1%D0%B0%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F-%D1%81%D0%B2%D0%B8%D1%82%D0%B0-%D0%BE%D0%B1%D1%89%D0%B8%D0%B9-%D0%BE%D0%B1%D0%B7%D0%BE%D1%80-%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B5%D1%88%D0%B5>
72. Балущкина Н.С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов // Дисс. на соиск. уч. степени канд. геол.-мин. наук: МГУ. М., 2012.
73. Замирайлова А.Г. Литология баженовской и георгиевской свит центральной и северной частей Западно-Сибирской плиты // Дисс. на соиск. уч. степени канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 2004.
74. Поршаков Б.П., Романов Б.А., Шотиди К.Х., Купцов С.М. Исследование теплофизических свойств горных пород в проблеме повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 1980. №7. С. 44-47.
75. Чехонин Е., Паршин А., Писаренко Д., Попов Ю., Ромушкевич Р., Сафонов С., Спасенных М. Теплофизические свойства пород-коллекторов // Нефтегазовое обозрение. Том 24. №3 (осень 2012 г.).
76. Электронный справочник по свойствам пород. <http://poroda.puknu.ru/html/pattern%201.html>
77. Бабаев В.В., Будымка В.Ф., Сергеева Т.А. и др. Теплофизические свойства горных пород. М.: Недра, 1987.

78. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород). М.: Нефть и газ, РГУ нефти и газа, 2004.
79. Новиков С.В. Тепловые свойства терригенных коллекторов и насыщающих флюидов // Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. М., 2009.
80. Шермергор Т.Д. Теория упругости микронеоднородных сред. М.: Наука, 1977.
81. ЛандауЛ.Д., Лившиц И.М. Электродинамика сплошных сред. М.: Наука, 1982.
82. Asaad, Y. A study of the thermal conductivity of fluid bearing porous rocks. PhD Dissertation, Univ. of Calif, Berkeley, 1955.
83. Чудновский А.Ф. Теплофизические характеристики дисперсных материалов. М.: Физматгиз, 1962.
84. Тарелко Н.Ф. Изучение тепловых свойств коллекторов тяжёлых нефтей и вмещающих пород применительно к тепловым методам добычи // Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. М., 2011.
85. Ржевский В.В., Новик Г.Г. Основы физики горных пород. М.: Недра, 1978
86. Берман Л.Б., Нейман В.С., Каргер М.Д., Юдин В.А. и др. Промысловая геофизика при ускоренной разведке газовых месторождений. М.: Недра, 1987. 246 с.
87. Тепловые свойства пород // OILLOOTRU <http://oilloot.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/235-teplovye-svojstva-gornyx-porod>
88. Анизотропность свойств горных пород // DRILLINDSRU <http://www.drillings.ru/azinotrop>
89. Термические напряжения в горных породах // Лекциопедия. <http://lektsiopedia.org/lek-4980.html>
90. Теплопроводность пород. <http://uistone.ru/content/132.html>

91. Мандель А.М. Теоретические модели эффективных тепловых свойств горных пород // Дисс. на соиск. уч. степени. канд. физ.-мат. наук. М., 1994. <http://earthpapers.net/teoreticheskie-modeli-effektivnosti-teplovyh-svoystv-gornyh-porod>
92. Попов Ю., Пименов В., Тертычный В. Достижения в области геотермических исследований нефтегазовых месторождений // Нефтегазовое обозрение. Весна 2001. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia01/spr01/geothermal.pdf
93. Баяк И.О. Междисциплинарный подход к прогнозированию макроскопических и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов углеводородов // Дисс. на соиск. уч. степени докт. физ.-мат. наук. М., Институт Физики Земли, 2013.
94. Попов, Yu., Romushkevich, R. Thermal conductivity of sedimentary rocks of oil-gas fields. Proc. Int. Conference "The Earth's Thermal Field and Related Research Methods", MSGPU. Moscow, 2002.P. 219-223.
95. Ozbek H. Thermal conductivity of multi-fluid saturated porous media. Ph. D. Thesis (Berkeley: University of California), 1976.
96. Brigaud F, Vasseur G. Mineralogy, porosity and fluid control on thermal conductivity of sedimentary rocks. Geophys. J. 1989. №98. P.525-542.
97. Brigaud F., Chapman D.S., Le Douaran S. Estimating thermal conductivity in sedimentary basins using lithologic data and geophysical well logs. Bull. Amer. Assoc Petrol. Geol. 1990.№74.P.1459-1477.
98. Sugawara A. and Yoshizawa Y. An experimental investigation on the thermal conductivity of consolidated porous materials. J. Appl. Phys. 1962. №33. P. 3135-3138.
99. Любимова Е.А., Масленников А.И., Ганиев Ю.А. О теплопроводности горных пород при повышенных температурах и давлениях в водо- и нефтенасыщенном состоянии // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. 1979. №5.С. 87-93.

100. Somerton W.H. Some characteristics of porous rocks // J. Pet. Technology. 1958. V.10, P. 61-64.
101. Deguchi M., Kiyohashi H., Enomoto H. Experimental study on the thermal conductivity of porous rocks containing water and air // J. Mining and Material Proc. Inst. Jap. 1995. V.III. P. 537-542.
102. Deguchi M., Kiyohashi H., Suzuki S. Effect of moisture on thermal conductivity of porous rocks // 12th Japan Symp. Thermophys. Properties. 1991. P.275-278.
103. Vosteen H.-D., Schellschmidt R. Influence of temperature on thermal conductivity, thermal heat capacity and thermal diffusivity for different types of rock // Phys. Chem. Earth. 2003. V.28. P.499-509.
104. Davis E.E., Seemann D.A. Anisotropic thermal conductivity of Pleistocene turbidite sediments of the northern Huann de Fuca Ridge // Proc. Ocean Drill. Program, Sci. Results. 1994. V.139. P.559-564.
105. Абдулагатова З.З. Теплопроводность сухих и флюидонасыщенных горных пород при высоких температурах и давлениях. Эксперимент и моделирование // Дисс. на соиск. уч. степени. канд. техн. наук. Махачкала, 2010.
106. Балакирев Ю.А. Термодинамические свойства нефти и газа. М.: Недра, 1972. 190 с.
107. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Наука, 1972.
108. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. М.: Недра, 1978.
109. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: изд. МГУ, 2000.
110. Наметкин С.С. Химия нефти. ГОНТИ, М.-Л., 1939.
111. Новиков А.А., Хамухин А.А. Введение в информатику процессов первичной переработки нефти. Томск: Изд-во Томского политехнического института, 2008.

112. Tunio A.H. To Investigate the Use of Air Injection to Improve Oil Recovery from Light Oil Reservoirs. PhD. Thesis, 2008.
<http://prh.hec.gov.pk/Thesis/602S.pdf>
113. Shyamol Chandra Das. A study of oxidation reaction kinetics during an air injection process // Australian School of Petroleum Faculty of Engineering, Computer and Mathematical Science, The University of Adelaide, Australia, 2009.
<http://digital.library.adelaide.edu.au/dspace/bitstream/2440/60192/1/02whole.pdf>
114. Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. М.: Энергия.
115. РИТЭК: Термогазовое воздействие на залежи бажендовской свиты // Russian Oil and Gas Technologies. 13.11.2013.
<http://rogtecmagazine.com/ru/%d1%80%d0%b8%d1%82%d1%8d%d0%ba-%d1%82%d0%b5%d1%80%d0%bc%d0%be%d0%b3%d0%b0%d0%b7%d0%be%d0%b2%d0%be%d0%b5-%d0%b2%d0%be%d0%b7%d0%b4%d0%b5%d0%b9%d1%81%d1%82%d0%b2%d0%b8%d0%b5-%d0%bd%d0%b0-%d0%b7%d0%b0/>
116. Тымчак В.М., Гусовский В.Л. Расчёт нагревательных и термических печей: Справочник. М.: Металлургия, 1983.
117. Никольский Б.П., Григоров О.Н., Позин М.Е. Справочник химика. Том 6. Сырьё и продукты промышленности органических веществ. Л.: Химия, 1967.
118. Электронный справочник «Топливко», Теплоёмкость топлива.
<http://toplivko.ru/reaktivnye-i-dizelnye-topliva/teploemkost-topliva.html>
119. Петрунин Г.И., Попов В.Г. Теплофизические свойства вещества Земли. Часть 1. М., МГУ, 2011.
http://geo.phys.msu.ru/%D0%9A%D0%BD%D0%B8%D0%B3%D0%B0%202.%D1%87%D0%B0%D1%81%D1%82%D1%8C%201_new.pdf

120. Дьяконов Д.И., Яковлев Б.А. Определение и использование тепловых свойств горных пород и пластовых жидкостей нефтяных месторождений. М.: Недра, 1969.
121. Берч Фр., Шерер Дж., Спайсер Г. Справочник для геологов по физическим константам / под. ред. Виноградова А.П. М.: Издательство иностранной литературы, 1949.
122. Дмитриев А.П., Гончаров С.А. Термодинамические процессы в горных породах. М.: Недра, 1990.
123. Findikakis A.N., Bean J.E., Sinks D., Howard C., Hardin E.L. Heat Capacity Analysis Report. U.S. Department of Energy, 2004.
<http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML0907/ML090720205.pdf>
124. Курбанов А.А. Закономерности изменения теплофизических свойств флюидосодержащих коллекторов при изменении температуры и порового давления // Дисс. на соиск. уч. степени докт. физ.-мат. наук. М., 2007.
125. Дортман Н.Б. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). М.: Недра, 1984.
126. Кларк С. Мл. Справочник физических констант горных пород. М.: Мир, 1969.
127. Васильев Л.Л., Танаева С.А. Теплофизические свойства пористых материалов. Минск: Наука и техника, 1971.
128. Clauser C., Huenges E. Thermal conductivity of rocks and minerals. «Rock Physics and Phase Relations. A Handbook of physical constants, rock physics and phase relations» (ed. by T.J. Ahrens, Washington. D.C.: AGU).1995. V.3. P. 105-126.
129. Cermak V. and Rybach L. Thermal conductivity and specific heat of minerals and rocks / ed. G. Angenheiser «Physical Properties of Rocks»: Berlin: Springer. 1982. V. 1. P. 305-343.

- 130.Купцов С.М. Методология прогнозирования теплофизических свойств пластовых жидкостей и горных пород нефтяных месторождений // Дисс. на соиск. уч. степени докт. техн. наук. М., 2010.
- 131.Кузнецов М.А., Овсянников П.О., Григорьев Е.Б. Состояние теплофизических исследований пластовых систем / Под ред. Григорьева Б.А. Сб. «Актуальные исследования пластовых систем месторождений углеводородов. Часть II.»: ВНИИгаз, 2011.
<http://cyberleninka.ru/article/n/sostoyanie-teploffizicheskikh-issledovaniy-plastovyh-sistem>
- 132.Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей, Л.: Химия, 1982.
- 133.Габбасов А. Основные свойства природных газов. <http://gabbassov-adilbek.narod.ru/riegkm/pages/lek2.htm>
- 134.Васильев К.В. Исследование влияния термодинамических параметров состояния на теплофизические свойства горных пород при термическом воздействии на пласт // Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. М., 1979.
- 135.Любимова Е.А., Масленников А.И., Ганиев Ю.А. Метод прогнозирования глубинных температур на основе данных о теплопроводности горных пород при высоких температурах и давлениях в условиях увлажнения и нефтесодержания // Всесоюзная конференция «Народнохозяйственные и методические проблемы геотермии», «Тепловое поле Земли»: Труды. Махачкала, 1979. С. 4 – 11.
136. Рамазанова Э.Н. Теплопроводность горных пород при высоких давлениях, температурах и флюидонасыщении // Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. Махачкала, 2010.
- 137.Григорьев Б.А., Герасимов А.А. Методы расчёта теплофизических свойств нефтей. Газовых конденсатов и их фракций//Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: Сб.М.: ГазпомВНИИГаз. 2010, С.224 – 239.

138. Nietode Castro C.A., LiS. F. et.al. J. Phys. Chem. Ref. Data. 1986. v.15. P. 1073 – 1086.
139. Кузьмин Ю.А., Судат Н.В. Особенности геологического строения, оценки и учета в госбалансе запасов углеводородов в отложениях Баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа-Югры // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2011. № 24.
140. Барщевский М.М. и др. Справочник по переработке горючих сланцев. Л.: Гостоптехиздат, 1963.
141. Belgrave Resources Ltd. Investor Presentation. Air Injection For Improved Oil Recovery.
<http://www.belgraveres.com/downloads/investorkits/Belgrave%20Resources%20Ltd%20Investor%20Presentation.pdf>
142. Голованова И.В. Тепловое поле Урала. М.: Наука, 2005.
143. Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Использование статистического моделирования при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Технология сейсморазведки. 2013. №3. С. 28 – 42.
144. Теоретические вопросы термической переработки сланца с твёрдым теплоносителем.
http://www.e-opr.ee/_download/euni_repository/file/2064/Enefit2.zip/_____.html
145. Хант Д. Геохимия и геология нефти и газа, М.: Мир, 1982.
146. Зеленин Н.И., Озеров И.М. Справочник по горючим сланцам. Л.: Недра, 1983.
147. Кокорев В.И., Власов С.А., Судобин Н.Г., Полищук А.М. Исследование процесса термического воздействия на образцы пород баженовской свиты // Нефтепромысловое дело. 2010. №3. С. 12-19.

- 148.Щеколдин К.А. Исследование возможностей регулирования технологии термогазового воздействия на залежи баженовской свиты //Территория нефтегаз.2012. №9.
- 149.Zolotukhin A., Bokserman A., Kokorev V., Shchekoldin K. New Upstream and Downstream Technologies for Extra Heavy Oils // SPE Heavy Oil Conference, Calgary, Alberta, Canada. 2012.
- 150.Справочник сланцепереработчика / под ред. Рудина М.Г., Серебрянникова Н.Д. Л.: Химия, 1988.
- 151.Костенко О.В. Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. т.9. № 1.
- 152.Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А, Балушкина Н.С., Калмыков Г.А.Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти из них // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 48 - 60.
- 153.Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Хамидуллин Р.А., Белохин В.С., Коробова Н.И., Петракова Н.Н., Бакай А.И. Комплексная литофизическая типизация пород баженовской свиты по данным керна и комплексу ГИС // SPE-171168-RU. 2014.
- 154.Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Афанасьев И.С., Гаврилова Е.В., Бирун Е.М. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы // Российские нефтегазовые технологии. № 25.С. 24-36.
- 155.Хамидуллин Р.А., Калмыков Г.А., Корост Д.В., Балушкина Н.С., Бакай А.И. Емкостные свойства пород Баженовской свиты // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE, 2012.
- 156.Савельев В.Г., Федоров Н.Ф. Физическая химия силикатов и других тугоплавких соединений. М.: Высшая школа, 1988.

- 157.Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева Н.А. Микроструктура глинистых пород. М.: Недра, 1989. http://www.lithology.ru/files/books/micro_glin.pdf
- 158.Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых материалов. Киев: Изд. АН УССР,1961.
- 159.Ханхасаева С.Ц., Дашинамжилова Э.Ц., Рампилова В.В. Влияние термообработки на текстурные свойства монтмориллонита // Вестник Бурятского государственного университета.2011, № 3.
<http://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-termoobrabotki-na-teksturnye-svoystva-montmorillonita>
- 160.Бесков В.С., Сафронов В.С. Общая химическая технология и основы промышленной экологии. М.: Химия, 1999.
- 161.Онуфриенок В.В. Кристаллохимическое превращение пирротин-пирит, индуцированное катионными вакансиями // Современные наукоемкие технологии. 2013. № 5. С. 116-122.
www.rae.ru/snt/?section=content&op=show_article&article_id=10001011
- 162.Цефт А.Л. Пирометаллургические методы переработки полиметаллического сырья. Алма-Ата: Наука КазССР, 1978.
- 163.Straumanis M.E., Amstutz G.C., Chan S. - Neues Jahrbuch fur Mineralogie, Abhandlungen. 1964. 101. No.2. S.127-141.
- 164.Franz E.D. - Neues Jahrbuch fur Mineralogie, Monatshefte. 1971.No.10.P.436-440.
- 165.Минюк П.С., Тюкова Е.Э. и др. Термокаппаметрия природных сульфидов железа Северо-Востока России // Геология и геофизика. 2013. Т.54. №4, С.601 – 614.
- 166.Амелин И.Д. Внутрипластовое горение. М.: Недра, 1980.
- 167.Мусин К.М., Сотников О.С., Ремеев М.М. Анализ влияния внутрипластового горения на механические свойства пород, слагающие покрышки пород-коллекторов // Международная научно-практическая конференция «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и

- повышение эффективности разведки и разработки месторождений»: материалы. Казань, сентябрь 2012.
168. Мотыль Д.Д. Некоторые особенности нагрева и терморазложения кальцита // Дисс. на соиск. уч. степени канд. хим. наук. М., 2000.
169. Шарыпов В.И., Иванов И.П. и др. Исследование термических превращений сапропелей озер Качкульня и Барчин Новосибирской области методами ДТГ-ДСК и РФА // Journal of Siberian Federal University. Chemistry 2 (2013 6) 122 – 131.
170. Капаев Г.И. Физико-химические основы процесса термического разложения солей угольной кислоты // Дисс. на соиск. уч. степени канд. хим. наук. М., 2009.
171. Акимова Т.Н. Минеральные вяжущие вещества. Учебное пособие. М.: МАДИ, 2007.
172. Солодкий Н.Ф., Шамриков А.С., Погребенков В.М. Минерально-сырьевая база Урала для керамической, огнеупорной и стекольной промышленности. Справочное пособие / под ред. проф. Г.Н. Масленниковой. Изд-во ТПУ, 2009.
173. Ерёмин Н.И. Неметаллические полезные ископаемые. Изд-во МГУ, 2004.
174. Гусейнов А.А. Исследование электропроводности минералов класса слоистых силикатов и горных пород в зависимости от температурного и кристаллохимического факторов // Дисс. на соиск. уч. степени докт. физ.-мат. наук. М., 2012.
175. Электронная строительная энциклопедия. <http://www.stfa.ru/povedenie-slyud-pri-nagrevanii/>
176. Попов В.С. Как образуются граниты // Соросовский образовательный журнал. Науки о Земле. 1997.
<http://www.pereplet.ru/obrazovanie/stsoros/344.html>
177. Спиридонов Э.М. Кварц и иные минералы кремнезёма.
http://wiki.web.ru/images/5/57/%D0%94%D0%BE%D0%BA%D0%BB%D0%B0%D0%B4_-_D0%BA%D0%B2%D0%B0%D1%80%D1%86.pdf

178. Прянишников В.П. Система кремнезёма. Л.: Изд-во литературы по строительству, 1971.
179. Тарасова Е.В., Чебанов С.Н. (ООО «Петровайзер»), Яхшибеков Ф.Р. (ОАО «Сургутнефтегаз»). Особенности распределения поровых давлений в битуминозных аргиллитах баженовской свиты (верхнеюрские отложения, пласт ЮС₀) на Ай-Пимском месторождении. <http://www.petroviser.ru/articles/a15/>.
180. Бетелин В.Б., Юдин В.А., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Кац Р.М., Королёв А.В. Создание отечественного термогидросимулятора – необходимый этап освоения нетрадиционных залежей углеводородов России. М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. 206 с.
181. Бетелин В.Б., Юдин В.А., Королёв А.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г. Моделирование химических реакций окисления и горения углеводородов при добыче нефти с закачкой в пласт воздуха. М.: НИИСИ РАН, 2015. 161 с. ISBN 978-5-93838-055-4
182. Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Белонин В.С., Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г. Пустотное пространство пород баженовской свиты и насыщающие его флюиды // Недропользование XXI век, 2015. №1.
183. Миклашевский Д.Е. Разработка и применение аппаратурно-методического комплекса для измерений тепловых свойств горных пород при повышенных термобарических условиях // Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. М., 2007.
184. Schoen J.H. Physical properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics // Handbook of geophysical exploration. Section I, Seismic exploration: V.I8, Redwood Books. Trowbridge. 1996. P. 575.
185. Чехонин Е.М., Попов Ю.А., Паршин А.В., Спасённых М.Ю., Сафонов С.С. Влияние тепловых свойств продуктивного пласта и вмещающих пород на точность оценки параметров добычи методом парогравитационного дренажа // «Геология разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами»: докл. Геленджик, 18 – 21.09.2012.

<https://docs.google.com/file/d/0B3wUUTU7XrFuVXZ3eFhVVGxCYjA/view?pli=1>

186. Попов Ю.А., Паршин А.В., Калмыков Г.А. и др. Новые методы тепловой петрофизики как эффективный инструмент исследований пород баженовской свиты // «Геология разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами»: докл., Геленджик, 18 – 21.09 2012.
<https://sites.google.com/site/gelengik2012/home/2/07>
187. Блинкова Е.Ю. Особенности формирования пород-коллекторов в отложениях баженовской свиты (на примере Салымского месторождения Западной Сибири) // Дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-мин. наук: ВНИГРИ, Л., 1990.
188. Билибин С.И., Бачин С.И., ВАлова Л.Н. и др. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти // Недропользование XXI век, 2015. №1.
189. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale formations in 41 Countries Outside the United States // U.S. Energy Information Administration, June 2013. // www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/
190. Олешкина Н.В. База данных теплопроводности горных пород Сибири // Материалы 52-й Международной научной студенческой конференции. Минск, 2014: Геология / Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск, 2014.
191. Дучков А.Д., Соколова Л.С., Родякин С.В., Черныш П.С. Зависимость теплопроводности пород осадочного чехла Западно-Сибирской плиты от влажности и пористости // Геология и геофизика, т.55, № 5 – 6, 2014.
192. Аюнов Д.Е., Дучков А.Д., Соколова Л.С. Теплопроводность пород баженовской свиты // Международный научный конгресс «Интерэкспо-Гео-Сибирь-2015», апрель 2015, Новосибирск.
193. Справочник химика / под. ред. Никольского Б.П.: М.-Л., Химия, 1982, т.1.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- МУН - методы увеличения нефтеотдачи, в первую очередь, физико-химические и механические (закачка в пласт газа, растворов щелочей, кислот, солей, поверхностно-активных веществ и т.п.); применение для: нагрева пласта, закачки теплоносителей, закачки воздуха с инициированием в пласте окислительных реакций и горения нефти; гидроразрыва пласта и иных методов, увеличивающих количество нефти, извлекаемой из пласта.
- ВГ - внутрипластовое горение, метод добычи нефти путём инициирования внутрипластового горения закачкой в пласт воздуха.
- ТГВ - термогазовое воздействие, метод добычи нефти путём закачки в пласт воздуха и инициирования в нём реакций низкотемпературного окисления нефти, без возникновения горения.
- КИН - коэффициент извлечения нефти, равный отношению количества извлекаемой нефти к общему количеству нефти, которое в принципе может быть извлечено из пласта при существующей технологии и при минимально разумной рентабельности; последнее количество называется «балансовыми запасами нефти».
- ТИЗ - трудноизвлекаемые запасы, то есть запасы нефти на месторождениях, характеризующихся более низкими темпами отбора, которые в несколько раз ниже тех, которые достигаются на месторождениях с благоприятными условиями разработки; для разработки месторождений с ТИЗ требуется применение сложных, сравнительно дорогостоящих технологий, и рентабельность такой разработки намного ниже, чем в благоприятных геолого-технологических условиях.
- ГТМ – геолого-технические мероприятия, обычно имеющие целью увеличение продуктивности или приемистости скважин.
- ГИС – геофизические исследования скважин.
- ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства пород.

Юдин В.А., Королёв А.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г.

ТЕПЛОЁМКОСТЬ И ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ
ПОРОД И ФЛЮИДОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ –
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ
ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ТЕПЛОВЫХ СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

Подписано в печать 11.08.2015. Тираж 100 экз. Заказ № 2719
формат 60x84/16 печ. л. 14

Отпечатано в ООО «А3 плюс»
129075, г. Москва, ул. Аргуновская, д.3, стр.1