

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
ИМ. А.А. ТРОФИМУКА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

ДЕШИН АЛЕКСЕЙ АНДРЕЕВИЧ

**ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ
ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В СЕВЕРО-
ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА**

25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание учёной степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
д.г-м.н, член-корр. РАН
Бурштейн Л.М.

Новосибирск – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Глава 1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЫДАНСКОГО ОЧАГА НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ.....	15
1.1. Геологическая и геофизическая изученность территории	15
1.2. Стратиграфия	19
1.3. Палеогеография.....	45
1.4. Тектоника. История тектонического развития	60
1.5. Нефтегазопроизводящие толщи	67
1.6. Нефтегазоносность	71
Глава 2 МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ.....	84
2.1. История становления и развития методов моделирования процессов нефтидогенеза и генетического прогноза перспектив нефтегазоносности	87
2.2. Современное состояние методики	98
2.3. Последовательность моделирования и обоснование параметров модели.....	116
Глава 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ОДНОМЕРНОГО И ТРЕХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	148
3.1. Результаты одномерного моделирования генерации углеводородов ..	148
3.2. Результаты трехмерного моделирования генерации углеводородов ...	164
3.3. Литификация флюидоупоров	211
3.4. Модель аккумуляции углеводородов	217
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	228
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	231
СПИСОК РИСУНКОВ И ТАБЛИЦ	249

ВВЕДЕНИЕ

Первые геологоразведочные работы в арктической зоне Западной Сибири проводились еще в 30-х – 40-х годах прошлого века. Исследования геологического строения этого региона проходили под руководством В.Н. Сакса в низовьях Енисея, Н.А. Гедройца в Усть-Енисейском районе и Т.К. Емельянцева в Нордвикском.

На территории Гыданского полуострова геологоразведочные работы начались в 50-е годы прошлого столетия с бурения колонковых скважин. Бурение глубоких скважин началось только в 1973 г. Наряду с глубоким бурением, геологической и геоморфологической съемкой и сейсморазведкой проводились гравиамагнитные и аэромагнитные исследования.

Первое месторождение в Сибирской Арктике было открыто на севере Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) в 1962 году – газовое Тазовское месторождение. За следующее десятилетие был открыт ряд крупных и уникальных месторождений, это: крупное нефтегазоконденсатное Новопортовское (1964); уникальные: нефтегазоконденсатное Заполярное (1965), газовое Уренгойское (1966), газовое Медвежье (1967) и нефтегазоконденсатное Ямбургское (1969) месторождения. В Нижнеенисейском районе была открыта группа Мессояхских месторождений (1967), газоконденсатные Северо-Солёнинское и Южно-Солёнинское (1969), газоконденсатное Пеляткинское (1969), газовое Ушаковское (1988) и позже газоконденсатное Дерябинское (1984) месторождения. Геологоразведочные работы проводились под руководством И.Г. Левченко, В.Д. Накорякова, Л.Л. Кузнецова, Д.Б. Тальвирского.

Объектом исследования настоящей диссертационной работы являются нефтегазовые системы Гыданского очага нефтегазогенерации. Автор под нефтегазовой системой вслед за А.А. Бакировым, Н.Б. Вассоевичем, Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторовичем, С.П. Максимовым, В.Д. Наливкиным, И.И. Нестеровым, Н.Н. Ростовцевым, А.А. Трофимуком, Л.М. Бурштейном, Г.П. Сверч-

ковым и др. понимает часть осадочного чехла, входящие в него одну или несколько нефтегазопроизводящих толщ, в которых протекали и (или) протекают интенсивные процессы генерации углеводородов, проницаемые породы, аккумулирующие углеводороды и флюидоупоры их перекрывающие, обеспечивающие аккумуляцию углеводородов и препятствующие их диссипации.

Актуальность темы исследования и степень её разработанности

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.12.2018 N 2914-р «Об утверждении Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года», – Арктическая зона Западной Сибири является стратегическим резервом развития минерально-сырьевой базы нефти и природного газа страны.

Арктическая зона России обладает огромным нефтегазовым потенциалом и на сегодняшний день становится ключевым объектом для приращения запасов нефти и газа. В пределах арктических территорий выделяется ряд перспективных очагов генерации и аккумуляции углеводородов, одним из таких является Гыданский очаг и смежные территории.

Для снижения геологических рисков и обоснованного планирования геологоразведочных работ в арктических регионах Западной Сибири важно уточнить закономерности размещения залежей нефти и газа с учетом истории их формирования. Реконструкция процессов формирования скоплений углеводородов в пределах объекта исследования является значимым составным элементом количественного прогноза оценки перспектив нефтегазоносности как основы стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации.

Работы подобного характера, использующие историко-геологические (историко-генетические) подходы к оценке перспектив нефтегазоносности и реконструкции процессов нефтьдогенеза неоднократно проводились ранее [Fjellanger et al., 2010; Littke et al., 1999; Schaefer et al., 1999; Бостриков и др., 2011; Малышева и др., 2012; Малышева и др., 2011; Конторович др., 2013; Ступакова др., 2014; Сафронов и др., 2011; Афанасенков и др., 2018;]. В работах [Дешин и др., 2017; Дешин, Бурштейн, 2018; Deshin et al., 2018; Дешин, 2020]

представлены более детализированные результаты моделирования генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в Гыданском очаге нефтегазообразования, полученные с учетом прямых определений кинетических характеристик органического вещества.

Цель работы – восстановить историю генерации, миграции, аккумуляции жидких и газообразных углеводородов и оценить начальные суммарные ресурсы углеводородов в пределах Гыданского очага нефтегазообразования и смежных территорий.

Научная задача заключается в численном моделировании процессов нефтегазообразования, определении времени их интенсификации, аккумуляции, оценке масштабов рассеивания, а также оценке начальных суммарных ресурсов в мезозойско-кайнозойском осадочном чехле Антипаютинско-Тадебехинской мегасинеклизы на основании осадочно-миграционной теории нефтегазообразования.

Этапы исследования:

1. Создана единая база данных с описанием стратиграфии, литологии, органической геохимии, продолжительности и масштабах оледенений, перерывах в процессах осадконакопления, значительных размывов отложений, распределения современных температурных полей в осадочном бассейне, изменения отражательной способности витринита в разрезе и катагенетической преобразованности по площади. Для составления базы данных использовались как материалы ИНГГ СО РАН, а именно: Л.М. Бурштейна, С.В. Ершова, Н.С. Ким, В.А. Казаненкова, А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, Д.А. Новикова, А.П. Родченко, С.В. Рыжковой, А.Н. Фомина, Г.Г. Шемина, Б.Н. Шурыгина и др., так и данные из открытых публикаций под авторством А.П. Афанасенкова, Л.Н. Болдушевской, И.С. Грамберга, Г.Д. Гинзбурга, А.И. Данюшевской, В.А. Кринина, К.И. Микуленко, И.И. Нестерова, И.Д. Поляковой, Д.С. Сорокова, Д.Б. Тальвирского, Ю.А. Филипцова, А.С. Фомичева, В.И. Шпильмана и др.

2. Проведено одномерное моделирование процессов осадконакопления и нефтегазообразования в разрезе 8 скважин на территории Гыданского очага нефтегазообразования.

3. На основе базы данных построена структурно-литологическая модель осадочного чехла Гыданского очага и смежных территорий.

4. Структурно-литологическая модель позволила реконструировать историю формирования осадочного чехла с учетом уплотнения слагающих его пород. Детально рассматривались закономерности уплотнения глинистых пород, была определена закономерность уплотнения на территории исследования.

5. Восстановлена тепловая история осадочного чехла. При этом учитывались значения отражательной способности витринита, как в разрезе отдельных скважин, так и в виде схем катагенеза в кровле верхнеюрского комплекса Западно-Сибирского бассейна. Также в реконструкции учитывалась современная термометрия.

6. На основе геохимических исследований и с учетом обстановок формирования нефтегазопроизводящих комплексов обоснован тип органического вещества и кинетические характеристики керогенов юрских нефтегазопроизводящих толщ.

7. Восстановлены кинетические характеристики керогенов баженовского горизонта по специализированным пиролитическим анализам.

8. Реконструирована история генерации и динамика генерации жидких и газообразных углеводородов основными юрскими нефтегазопроизводящими толщами.

9. Проанализирован процесс миграции, аккумуляции и диссипации углеводородов в осадочном чехле Гыданского очага нефтегазообразования и смежных территорий.

10. Оценено время литификации флюидоупоров, регионально выдержанных глинистых толщ, и потери углеводородов, как на путях миграции, так и до формирования региональных флюидоупоров.

11. Проведена оценка масштабов аккумуляции жидких и газообразных углеводородов. Выполнена оценка начальных суммарных ресурсов в меловых резервуарах северных частей Западной Сибири.

Научная новизна исследования заключается в детальном описании процессов нефтидогенеза в осадочном чехле Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и смежных территорий. Впервые детально восстановлена динамика генерации углеводородов органическим веществом юрских пород с учетом кинетических характеристик, рассчитанных по лабораторным пиролизным экспериментам. Расчет времени литификации регионально выдержанных глинистых толщ позволил оценить потери углеводородов на путях миграции и выполнить оценку масштабов их аккумуляции в меловых нефтегазоносных комплексах с учетом фазового состава уже открытых залежей. Оценено количество начальных суммарных ресурсов жидких и газообразных углеводородов в меловом комплексе Гыданского очага нефтегазообразования и смежных территорий.

Фактический материал

Основой послужили результаты многолетних геологических исследований северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Материалы этих работ предоставлены ИНГГ СО РАН:

- 35 структурных поверхностей отражающих горизонтов, глинистых покрышек и структурных поверхностей клиноформ, представлены сеточными моделями и составляют 34 слоя (В.А. Конторович, С.В. Ершов, и др.). Схемы распространения различных литологических типов пород в таком же количестве (34);
- тектоническая схема по кровле юрского комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001]
- содержания C_{org} в породах юрского возраста (156 образцов), пиролизные характеристики керогенов (H_I и T_{max}) - 164 образца (Н.В. Аксенова,

Н.С. Ким, В.Н. Меленевский, А.П. Родченко и др.) в центральной части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба;

- результаты специализированных кинетических экспериментов керогена гольчихинской свиты (3 образца) и яновстанской свиты (2 образца);
- схемы катагенеза органического вещества в кровле верхнеюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович, Неручев, 1971; Kontorovich et al., 2009; Фомин и др., 2001; Болдушевская, 2001; Филиппов и др., 2006; Фомин, 2012];
- схемы обстановок осадконакопления (22) в юрско-меловой период на территории района исследования [Конторович и др., 2013, 2014];
- современные результаты термометрии по 112 скважинам [Курчиков, Ставицкий, 1987; Курчиков, 1992; Дучков и др., 2009-2012, Курчиков, Бродкин, 2015].

Методы исследования

Использование историко-генетического (историко-геологического) метода прогноза нефтегазоносности возможно только благодаря учению о стадийности нефтегазообразования [Добрянский, 1948; Соколов, 1948; Успенский, 1954; Вассоевич, 1958, 1967; Вассоевич и др, 1971; Конторович, 1964, 1976; Конторович, Неручев, 1971; Неручев, 1962, 1969; Неручев и др, 1967 и др.]. Во всех работах авторы считают главным фактором преобразования органического вещества - температуру [Конторович и др., 1967; Лопатин, 1971].

Наиболее важным этапом для развития всей нефтяной геохимии в целом и историко-геологического метода в частности, стало описание стадийности образования углеводородов. В конце 60-х годов Н.Б. Вассоевич и А.Э. Конторович впервые показали, что наиболее интенсивные процессы нефтеобразования происходят в мезокатагенезе [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Конторович, Парпарова, Трушков, 1967].

Главным граничным критерием интенсивного образования нефти Н.Б. Вассоевич считал геологическое время и выделил главную фазу нефтеобразования. А.Э. Конторович, на примере нефтегазопроизводящих толщ Западной Сибири, выделил главный этап нефтегазообразования, который позже назвал главной зоной нефтегазообразования [Конторович и др., 1967; Конторович, Парпарова, Трушков, 1967]. Автор использовал пространственный критерий - стадийность образования углеводородов определялась в разрезе.

Работы отечественных ученых-исследователей сыграли существенную роль в становлении методики историко-геологического или историко-генетического метода (так называемого «бассейнового моделирования» в западной терминологии). И хотя передовые программные пакеты бассейнового моделирования разработаны рядом западных компаний, работы данного характера выполнялись советскими учеными задолго до появления этих программ. Именно отечественными исследователями был заложен тот фундамент, который в будущем стал основой для появления методики бассейнового или историко-геологического моделирования. На базе этих геологических концепций начал формироваться историко-геологический метод прогноза нефтегазоносности, известный в современной литературе как метод бассейнового моделирования [Конторович, Рогозина, 1967; Вышемирский и др., 1971; Вассоевич и др., 1971; Трофимук, Конторович, 1973; Лопатин, 1971; Конторович, 1976; Tissot, Welte, 1984; Applied petroleum geochemistry, 1993; Welte et al., 1997; Makhous, Galushkin, 2005; Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009; Конторович и др., 2013; Астахов, 2015; Burnham, 2017 и др.].

На сегодняшний день, историко-генетический метод включает описание всех групп процессов, ведущих к формированию скоплений углеводородов при этом учитывается геологическое развитие осадочного бассейна. Метод включает такие модели, как модель уплотнения осадочных пород, которая предполагает решение обратной задачи – разуплотнения, модель тепломассопереноса, модель образования миграции и аккумуляции углеводородов. В зарубежной, и отчасти, отечественной литературе историко-генетический метод

оценки часто называют методом бассейнового моделирования. Метод реализован в ряде пакетов программного обеспечения: TemisFlow – Beicip Franlab; Petromod – Schlumberger; ГАЛО – МГУ и др

В своей работе автор использовал программный комплекс TemisFlow.

Защищаемые положения и результаты

1. Трехмерная численная модель формирования осадочного чехла, процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в пределах Гыданского очага нефтегазообразования и смежных территорий.

2. Оценка суммарных объемов генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом нефтегазопроизводящих комплексов территории исследования. *Суммарный объем генерированных жидких углеводородов всеми нефтегазопроизводящими свитами – 950.4 млрд т, а газообразных углеводородов составил – 649.6 трлн м³. Органическое вещество баженовского горизонта, волжско- раннеберриасского возраста, сгенерировало 186 млрд т – жидких и 18 трлн м³ – газообразных углеводородов. Генерация углеводородов малышевским горизонтом, батского века, составила 230 млрд т жидких и 112 трлн м³ газообразных. Органическое вещество лайдинского горизонта, ааленского возраста, сгенерировало 58 млрд т жидких и 71 трлн м³ газообразных углеводородов. Китербютский горизонт, нижнеарского века, внес самый существенный вклад в генерацию углеводородов: 472 млрд т жидких и 415 трлн м³ газообразных. Органическое вещество левинского горизонта, плинсбахского возраста, в существенных количествах генерировало только газ – 33 трлн м³.*

3. Оценка времени литификации флюидоупоров. *Установлено, что валанжинский флюидоупор литифицировался в конце готерива-середине апта, нижнеаптский флюидоупор в конце апта – начале сеномана, альбский в конце сеномана – начале турона и туронский флюидоупор литифицировался в эоцене – палеоцене.*

4. Оценка начальных суммарных ресурсов углеводородов меловых комплексов на территории исследования составила 21.8 млрд т УУВ. Берриас-валанжинский резервуар содержит 0.6 трлн м³ газообразных и 0.5 млрд т жидких углеводородов, валанжин-нижнеаптский резервуар – 0.9 трлн м³ газообразных и 0.7 млрд т жидких углеводородов. Эти резервуары аккумулировали существенную часть жидких, тогда как в вышележащих преобладают газообразные углеводороды. Начальные геологические ресурсы апт-альбского резервуара составляют 3.8 трлн м³ газообразных и 0.7 млрд т жидких углеводородов, сеноманского резервуара 12.1 трлн м³ газообразных и 2.3 млрд т. жидких углеводородов.

Степень достоверности научных результатов подтверждается:

- используемой методикой и теоретической базой историко-геологического подхода, который строился на работах Б.А. Соколова, Н.Б. Вассовича, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, А.А. Трофимука, В.А. Успенского и развивался в работах Т. Хэншела, Л.М. Бурштейна, Н.В. Лопатина, Ю.И. Галушкина, С.М. Астахова и др.
- использованием обширной базы данных геолого-геохимической информации;
- применением программного комплекса TemisFlow (Beicip Franlab), одного из ведущих комплексов по бассейновому моделированию;
- цельным характером проведенного исследования, что позволяет прослеживать и оценивать влияние процессов, формировавших осадочный чехол на генерацию углеводородов в основных нефтегазопроизводящих толщах;
- корректностью построенной аккумуляционной модели, калибровка которой выполняется по запасам выявленных месторождений нефти и газа.

Личный вклад автора

Автором была создана единая база данных на основе первичной геологической информации. На этой основе была сформирована трехмерная численная модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Антипаютинско-

Тадебеяхинской мегасинеклизы и прилегающих территорий. Впервые для зоны исследований определены кинетические характеристики керогенов баженковского горизонта по лабораторным данным. Проведено моделирование процессов генерации углеводородов в основных нефтегазопроизводящих толщах с учетом особенностей развития осадочного чехла на территории исследования. Для каждой нефтегазопроизводящей толщи построен набор карт генерации и динамики генерации углеводородов. Оценены потери углеводородов до литификации региональных флюидоупоров и на путях миграции. Выполнена оценка масштабов аккумуляции жидких и газообразных углеводородов в меловых резервуарах на территории исследования. Оценены начальные суммарные ресурсы углеводородов в комплексах мелового возраста.

Теоретическая и практическая значимость

Теоретическая значимость работы состоит в том, что впервые для территории Антипаютинско-Тадебеяхинской синеклизы и смежных зон нефтегазонакопления построена, базирующаяся на новейших данных, модель генерации и аккумуляции углеводородов такой степени детализации.

Практическая значимость работы заключается в оценке начальных суммарных и прогнозных ресурсов на территории севера Западной Сибири. Это позволяет количественно оценить нефтегазоносный потенциал региона и уменьшает риски планирования геологоразведочных работ.

Апробация работы.

Полученные научные результаты достаточно полно изложены в 19 публикациях, основные результаты в 12 публикациях, в том числе в 4 статьях в журналах («Геология нефти и газа», «Нефтегазовая геология. Теория и практика») из перечня рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК при Минобрнауки.

Основные результаты, представленные автором в диссертационной работе, были доложены на международных научных конференциях (International Youth Oil and Gas Forum, Алма-Ата, Казахстан, 2015; 54-я Международная научная студенческая конференция МНСК-2016, Новосибирск, Россия, 2016;

Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, Россия, 2016; V Международная конференция молодых ученых и специалистов памяти академика А. П. Карпинского, Санкт-Петербург, Россия, 2017; Трофимуковские чтения 2017 - Всероссийская молодежная научная конференция с участием иностранных ученых, Новосибирск, Россия, 2017; Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ, Пермь, Россия, 2017; Полярная механика: V Всероссийская конференция с международным участием, Новосибирск, Россия, 2018; IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation "Polar Mechanics", Новосибирск, Россия, 2018; Интерэкспо ГЕО-Сибирь: Международная научная конференция «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология», Новосибирск, Россия, 2021; Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа - XXI век, конференции посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука, Новосибирск, Россия, 2021; Успехи органической геохимии, конференции посвященной 120-летию со дня рожд. чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рожд. засл. геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева, Новосибирск, Россия, 2022.

Структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 3 глав и заключения. Общий объем работы 256 страниц, включая 108 рисунков, 8 таблиц. Список литературы включает 208 наименования.

Работа выполнена в ИНГГ СО РАН в лаборатории теоретических основ прогноза нефтегазоносности под руководством д.г.-м.н., член-корр. РАН Л.М. Бурштейна. Автор выражает ему глубокую благодарность.

Автор также выражает благодарность за консультации, рекомендации, ценные советы и замечания при подготовке работы академику РАН А.Э. Конторовичу, член-корр. РАН В.А. Конторовичу, д.г.-м.н. А.Н. Фомину, к.г.-м.н. С.В. Ершову, к.г.- м.н. В.А. Казаненкову, к.г.-м.н. Н.С. Ким, к.г.-м.н. П.И. Сафронову, к.г.-м.н. А.П. Родченко и другим сотрудникам ИНГГ СО РАН.

Глава 1

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЫДАНСКОГО ОЧАГА НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

Метод историко-геологического моделирования процессов нефтидогенеза решает обратную задачу, т.е. восстановление истории нефтидогенеза. Качество и корректность результатов решения такой задачи напрямую зависит от изначальных данных, а именно от современного геологического строения территории исследования. Ключевую значимость здесь имеют нефтегазопродуцирующие толщи, их геохимические показатели и кинетические характеристики керогенов, который содержится в них. В первой главе изложена полная геологическая информация о стратиграфии, тектонике и нефтегазоносности осадочного чехла Гыданского очага нефтегазообразования. Глава компилятивная и требуется для построения, на её основе, трехмерной численной модели осадочного чехла территории исследования.

1.1. Геологическая и геофизическая изученность территории

Территория исследования целиком включает Гыданскую нефтегазоносную область (НГО), восточную часть Ямальской НГО и западную часть Енисей-Хатангской НГО. Эти районы и на сегодняшний день остаются одними из слабоизученных нефтегазоносных областей Западной Сибири. Поисковые работы на нефть и газ на Гыданском полуострове, как уже упоминалось выше, начались в 50-е годы прошлого столетия [Особенности..., 2004]. Наряду с колонковым бурением, сейсмической, геологической и геоморфологической съемкой проводились гравиамагнитные и аэромагнитные исследования. Арктический регион Западной Сибири изучался глубинным сейсмическим зондированием методом преломлённых волн (ГСЗ-МПВ) с начала 70-х годов XX века. Всего через территорию Гыдана и Таймыра проходит 9 региональных маршрутов ГСЗ-МПВ. Все эти исследования ГСЗ-МПВ на Гыдане и Таймыре

были выполнены в 70-80-х годах Специальной региональной геофизической экспедицией. В 80-е годы также было отработано несколько региональных маршрутов корреляционным методом преломленных волн (КМПВ) в Карском море (МАГЭ) и южной части рассматриваемой территории Гыдана (Тазовская экспедиция Ямалгеофизики). Вся информация по работам ГСЗ-МПВ 70-80-х годов сохранилась только в виде геологических отчетов на бумажных носителях.

В 2010-2011г.г. ОАО «Полярная геофизическая экспедиция» выполнила по 2-м региональным маршрутам в северной части Гыдана (ЯНАО) работы по технологии общей глубинной площадки методом преломленных волн (ОГП-МПВ) в комплексе с методом общей глубинной точки (МОГТ-2D).

В общем случае, сейсмическая изученность рассматриваемой территории Гыдана низкая и неравномерная, сеть профилей МОГТ-2D с плотностью более 0.9-1.2 км/км² создана на Гыдане.

Также редкой, но относительно равномерной сетью профилей МОГТ-2D к настоящему времени покрыто Карское море, где выполнено около 120 тыс. пог. км сейсморазведочных профилей, в том числе 59 тыс. пог. км региональной стадии. Средняя плотность исследований МОГТ в акватории Карского моря достигает 0.13 пог. км/км². Но изученность акватории Карского моря неоднородна.

Планомерные поиски и разведка залежей углеводородов на Гыдане начались в начале 70-х годов Ямальской и Тазовской нефтегазоразведочными экспедициями (НГРЭ). Позднее были образованы Гыданская и Антипаютинская НГРЭ. Поиск и разведку месторождений нефти и газа в этом районе проводила также Мессояхская НГРЭ. Первое месторождение (Семаковское) в Гыданской НГО было открыто в 1971 г. (таблица 1). В 1975 г. было открыто Геофизическое, в 1978 г. еще два – Гыданское и Антипаютинское, в 1979 г. открыто самое крупное к настоящему времени месторождение на Гыдане – Салмановское (Утреннее). Всего в глубокое бурение были введены 24 локальные структуры,

на территории всего 18 месторождений. Большая часть месторождений газовая либо газоконденсатная [Курчиков и др., 2012].

В настоящее время в пределах Гыданской НГО пробурено порядка 250 поисковых, разведочных и параметрических скважин общей проходкой около 525 тыс. м. на Геофизической, Тота-Яхинской, Утренней, Штормовой, Восточно- и Западно-Мессояхской площадях. Одной из наиболее глубоких (забой на глубине 5050 м) является Тота-Яхинская скв. 25, вскрывшая зимнюю свиту нижней юры [Скоробогатов, Строганов, 2006]. Также на территории Гыдана была пробурена параметрическая скважина Гыданская – 130, которая вскрыла триас.

Таблица 1 - Продуктивные отложения в открытых месторождениях (На основании данных Государственных балансов).

Месторождение	Тип месторождения	Год открытия	Продуктивные отложения
Семаковское	Г	1971	марресалинская свита
Геофизическое	НГК	1975	малышевская, танопчинская и марресалинская свита
Антипаютинское	Г	1978	марресалинская свита
Гыданское	Г	1978	ахская, танопчинская и марресалинская свита
Салмановское (Утреннее)	НГК	1979	ахская, танопчинская и марресалинская свита
Западно-Мессояхское	ГН	1983	малохетская и покурская свита
Тота-Яхинское	Г	1984	марресалинская свита
Парусовое	ГН	1985	ахская, танопчинская и марресалинская свита
Солетское+Ханавейское	ГК	1985	танопчинская свита
Минховское	Г	1989	танопчинская и марресалинская свита
Восточно-Бугорное	Г	1990	танопчинская свита
Восточно-Мессояхское	НГК	1990	суходудинская и малохетская свита
Восточно-Минховское	Г	1991	танопчинская свита
Трехбугорное	Г	1992	танопчинская свита
Ладертойское	ГК	1993	ахская свита
Штормовое	Г	1993	танопчинская свита
Северо-Парусовое	Г	1997	танопчинская и марресалинская свита

1.2. Стратиграфия

Первые результаты геологических изысканий по стратиграфии на территории севера Западной-Сибири были получены в 30-40-х годах прошлого века. Обобщением накопленной информации занимался В.Н. Сакс и З.З. Ронкина, Н.Н. Ростовцев, А.Э. Конторович, Б.Н. Шурыгин, В.С. Сурков, Б.Л. Никитенко и другие [Сакс, Ронкина, 1957; Геологическое строение..., 1958; Сакс и др., 1963, Стратиграфия юрской..., 1976; Конторович и др., 1975; Шурыгин и др., 2000; Геологическое строение..., 2005; Никитенко, 2009].

Разрез осадочного чехла включает триасовые, юрские, меловые и заканчивается четвертичными отложениями. Его толщина в наиболее погруженных частях составляет 7-8 км [Нестеров и др., 1995; Конторович др., 1975; Шурыгин и др., 2000].

Отложения триаса представлены вулканогенно-осадочными породами красноселькупской серии и терригенными отложениями тампейской серии. Территория исследования находится в пределах Ямало-Тазовской структурно-фациальной области [Бочкарев, 2006]. В рамках настоящей работы отложения триаса подробно не рассматривались.

Юрская система

Нижняя юра. Нижнеюрские отложения представлены чередованием песчаных (зимний, шараповский, надояхский) и глинистых (левинский, китербютский). Глинистые горизонты представлены преимущественно тонкоотмученными глинами и аргиллитами, иногда в прослоях углеродистыми, с остатками морских организмов. Обычно вверх по разрезу породы становятся все более алевроитовыми, переходят в алевролиты, а затем в песчаники вышележащих горизонтов. Количество алевролитов и песчаников постепенно увеличивается и по латерали – от центральных районов к окраинам бассейна [Шурыгин и др., 2000].

Согласно схеме структурно-фациального районирования нижнеюрских отложений, район исследования входит в Ямало-Гыданской фациальную область (рис. 1) [Решения..., 2004].

Нижнеюрский отдел на территории исследования охватывает разрез от геттанга до тоара и представлен пятью горизонтами: зимним, левинским, шараповским, китербютским и надояхским (рис. 2).

Зимний горизонт (геттанг – низы верхнего плинсбаха) залегает на разновозрастных породах палеозоя и триаса. Горизонт сложен гравелито-глинисто-песчаными отложениями и на территории исследования представлен зимней свитой [Шурыгин и др, 2000].

Типовой разрез свиты сложен песчаниками с прослоями гравелитов и конгломератов [Байбародских и др., 1968; Карцева и др., 1971]. Галька и гравий обычно рассеяны по всей толще и представлены окатанными и угловато окатанными обломками кварца, кремней эффузивов, глинистых и карбонатных пород. Толщина свиты достигает 600 м. В низах зимней свиты над базальными конгломератами практически повсеместно залегает маркирующая пачка глинистых пород толщиной 30-40 м [Нестеров и др., 1995].

Левинский горизонт (нижняя часть верхнего плинсбаха) представлен на территории исследования левинской свитой [Байбародских и др., 1968; Решения..., 1969].

Левинская свита характеризуется глинистым составом и однородным строением, не позволяющим повсеместно проследить в ней пачки, выделенные для южных районов. Толщина свиты изменяется от 20 до 50 м [Решение..., 2004].

Шараповский горизонт (верхняя часть верхнего плинсбаха) на территории исследования представлен одноименной свитой [Гурари и др., 1968; Гурари, 1988; Решения..., 1991]. Свита сложена в основном песчаниками и алевролитами. Толщина её варьируется от 100 до 200 м [Шурыгин и др., 2000].

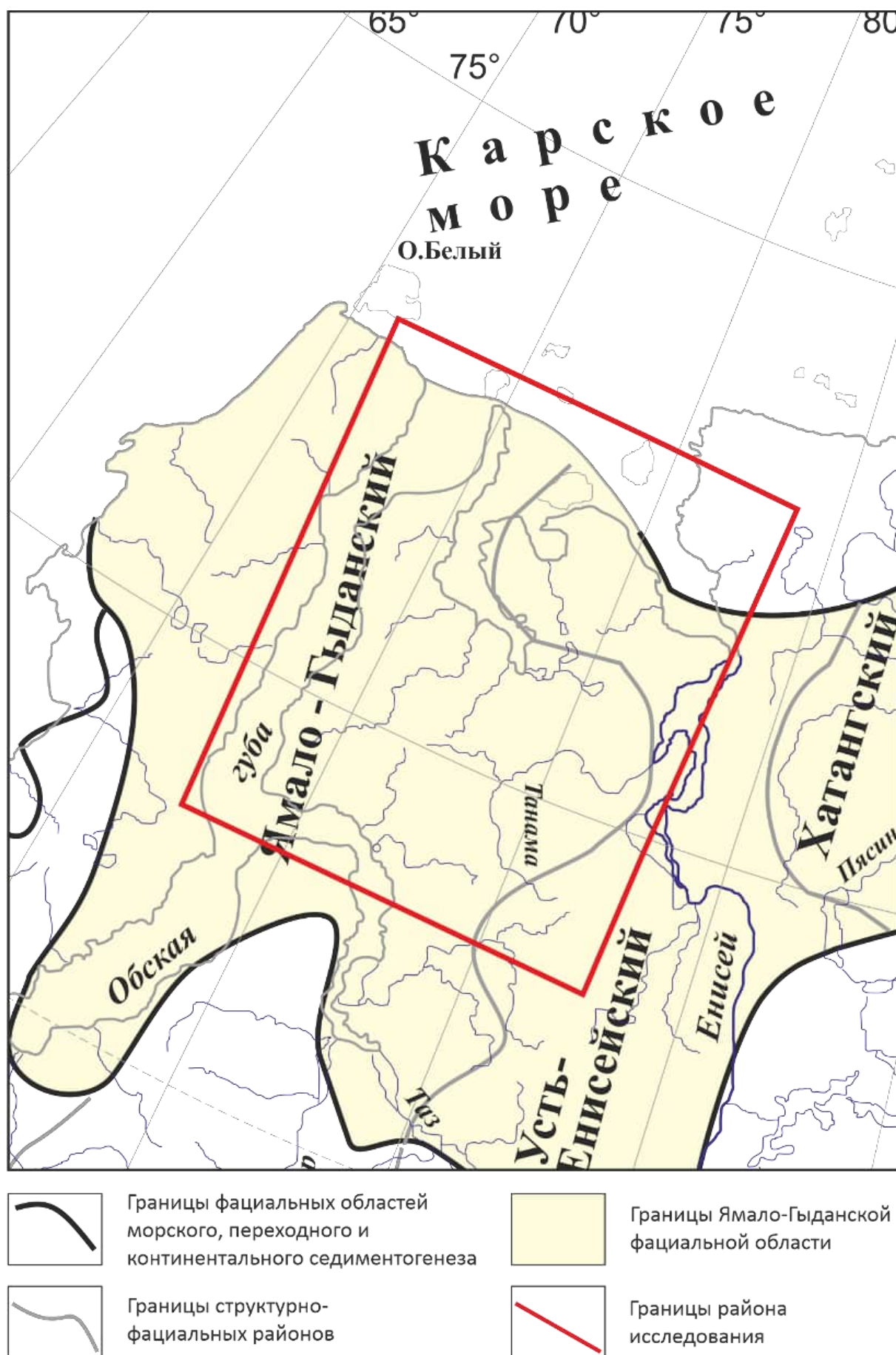


Рис. 1 – Выкопировка из схемы структурно-фациального районирования нижней и средней юры (без келловей) Западной Сибири [Решение..., 2004 с изменениями].


Общая шкала		Региональные подразделения	Ямало-Гыданская фациальная область		
Отдел	Ярус	Горизонт	Ямало-Гыданский район	Усть-Енисейский район	Хатангский район
Средний	Батский	Васюганский	Абалакская, гольчихинская свиты		
		Малышевский	Малышевская свита  200-300 м		
	Байосский	Леонтьевский	Леонтьевская свита 75-475 м		
		Вымский	Вымская свита 70-250 м		
	Ааленский	Лайдинский	Лайдинская свита Сейсмогоризонт T₃ 45-100 м		
Нижний	Тоарский	Надояхский	Надояхская свита 185-300 м		
		Китербютский	Китербютская свита Сейсмогоризонт T₄ 40-60 м		
	Плинсбахский	Шараповский	Шараповская свита 100-200 м		
		Левинский	Левинская свита 10-80 м		
	Геттангский + синемюрский	Зимний	Зимняя свита 600 м		

Рис. 2 - Фрагмент региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры севера Западной Сибири [Решение..., 2004 с изменениями].

Китербютскому горизонту (нижняя часть нижнего тоара) соответствует китербютская свита [Емельянцеv, 1939], представлена она в основном глинами, толщина которых изменяется в небольшом интервале – от 40 до 60 м. Эта свита является одним из основных реперных горизонтов нижней юры и

хорошо датирована в северных районах по комплексам фораминифер [Скоробогатов, Строганов, 2006].

Надояхский горизонт (верхняя часть нижнего тоара – нижняя часть нижнего аалена) на территории исследования представлен одноименной свитой. Надояхская свита сложена свита песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углистых пород. Толщина её изменяется от 160 до 300 м [Решение..., 2004].

Средняя юра (без келовея). Территория исследования принадлежит к Ямало-Гыданской фациальной области (рис. 1). Разрез средней юры представлен отложениями лайдинского, вымского, леонтьевского, малышевского и васюганского горизонтов (рис. 2).

Лайдинский горизонт (аален) на исследуемой территории представлен лайдинской свитой. Свита представлена аргиллитами с рассеянной галькой и прослоями алевролитов [Байбародских и др., 1968]. Толщина свиты может достигать 100 м. Она является одним из реперных горизонтов ниже-среднеюрских отложений [Решение..., 2004].

Вымский горизонт (нижний байос) представлен одноименной свитой. Вымская свита сложена песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Толщина достигает 250 м [Шурыгин и др., 2000; Байбародских и др., 1968].

Леонтьевский горизонт (верхняя часть нижнего – низы верхнего байоса) на территории исследования представлен леонтьевской свитой. Свита, в свою очередь, представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями песчаников и алевролитов [Байбародских и др., 1968]. Толщина ее варьируется от 70 до 200 м [Шурыгин и др., 2000].

Малышевский горизонт (верхи верхнего байоса – низы верхнего бата) представлен одноименной свитой. Малышевская свита сложена переслаиванием пластов песчаников и пакетов глинисто-алевритовых пород. Толщина свиты достигает 250 м [Решение..., 2004; Байбародских и др., 1968].

Васюганский горизонт на территории Ямало-Гыданского района включает абалакскую, точинскую и даниловскую свиты (рис. 2). Отложения свит представлены преимущественно тонкоотмученными глинистыми породами, в нижней части разреза присутствуют конгломераты, гравелиты, песчаники [Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004].

Келловей и верхняя юра. Отложения келловея и верхней юры в северных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции представлены песчано-алевритом-глинистыми образованиями морского происхождения, залегают на возрастных аналогах тюменской свиты.

Район исследования находится в пределах Обь-Ленской фациальной зоны на территории Гыданского, восточной части Фроловско-Тамбейского и западной части Тазо-Хетского фациальных районов (рис. 3). Состав отложений келловея и верхней юры, в этих фациальных районах, преимущественно глинистый, при этом толщины хорошо выдержаны по площади, а на восток возрастают. Отложения келловея и верхней юры представлены снизу-вверх васюганским, георгиевским и баженовским горизонтами (рис. 4) [Решение..., 2004].

Васюганский горизонт (верхи верхнего бата – низы верхнего оксфорда) делится на два подгоризонта: верхний, песчано-алевритом-глинистого состава; и нижний, в значительной степени глинистый. В пределах территории исследования горизонт представлен замещающими друг друга по латерали свитами: нижняя часть абалакской свиты во Фроловско-Тамбейском районе, в Гыданском районе это нижняя часть гольчихинской свиты, а в Тазо-Хетском районе точинская и нижняя подсвита сиговской свиты [Шурыгин и др., 2000; Шемин и др., 2001].

Абалакская свита сложена преимущественно глинами и глинистыми алевролитами. В основании свиты обычно встречаются прослои песчаников и алевролитов (пахомовская пачка). Толщина свиты изменяется от 10 до 80 м. Свита подразделяется на две подсвиты. Нижнеабалакская подсвита

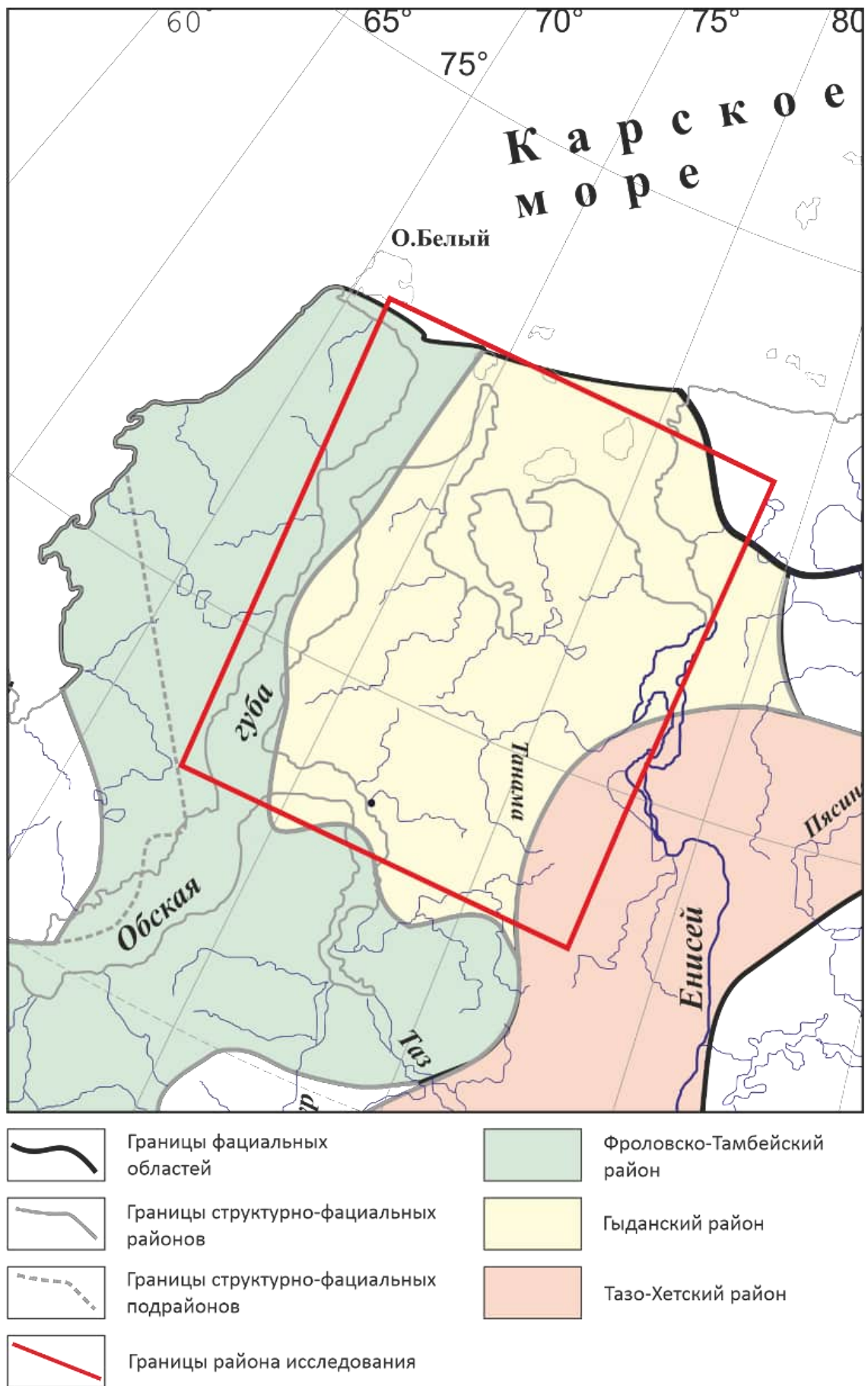


Рис. 3 – Выкопировка из схемы структурно-фациального районирования верхней юры и келловоя Западной Сибири [Решение..., 2004 с изменениями].

выделяется в объеме васюганского горизонта и характеризуется преимущественно глинистым составом. Однако в ее основании присутствуют прослои песчаников и алевролитов. Толщина подсвиты изменяется от 10 до 40 м. Верхнеабалакская подсвита соответствует георгиевскому горизонту и сложена глинами местами алевроитистыми и алевроитовыми. Толщина подсвиты изменяется от нескольких до 40 м [Шурыгин и др, 2000].

Гольчихинская свита представлена в Гыданском фациальном районе. Литологический состав глинистый с прослоями алевролитов, реже песчаников. Толщина свиты изменяется от 400-500 до 900 м. Свита охватывает разрез весь разрез келловоя и верхней юры. В васюганский горизонт входит только нижняя часть гольчихинской свиты [Шурыгин и др, 2000; Шемин и др., 2001].

Точинская свита соответствует нижневасюганскому подгоризонту и распространена повсеместно в Тазо-Хетском районе. Она обычно сложена глинами, глинистыми алевролитами местами с прослоями песчаников. Толщина свиты изменяется от 20 до 200 м [Решение..., 2004].

Сиговская свита выделяется в объеме верхневасюганского подгоризонта и нижней части георгиевского горизонта. Она, как и нижезалегающая точинская свита, повсеместно распространена в Тазо-Хетском районе [Аргентовский и др., 1968]. По особенностям строения и состава подразделяется на две подсвиты: верхнюю и нижнюю [Решение..., 2004].

Нижнесиговская подсвита соответствует верхневасюганскому подгоризонту и представлена циклическим чередованием пластов песчаников и пакетов глинисто-алевритовых отложений. Толщины ее изменяются от нескольких десятков до 250 м. Наибольшие их значения прогнозируются в восточной части Тазо-Хетского района [Шурыгин и др, 2000].

Верхнесиговская подсвита выделяется в объеме низов георгиевского горизонта и сложена песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Толщина подсвиты достигает 200 м на востоке Тазо-Хетского района [Решение..., 2004].

Георгиевский горизонт (верхи верхнего оксфорда – киммеридж – нижний титон) на севере Западной Сибири охарактеризован глинистым составом. Однако в Тазо-Хетском фациальном районе на востоке в составе горизонта появляются песчаники в виде пропластков и пластов [Шурыгин и др, 2000].

На исследуемой территории в составе георгиевского горизонта выделяется верхняя часть абалакской свиты (Фроловско-Тамбейский район), средняя часть гольчихинской свиты (Гыданский район), а также верхнесиговская подсвита и нижняя часть яновстанской свиты (Тазо-Хетский район) [Решение..., 2004].

Яновстанская свита охватывает баженовский горизонт, верхнюю часть георгиевского и повсеместно распространена в Тазо-Хетском районе. Сложена глинами и аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Толщина ее изменяется от 50-100 до 700 м. Наибольшие толщины отмечаются в восточной части района распространения свиты. В западном направлении они постепенно уменьшаются.

Баженовский горизонт (верхи нижнего титона – низы берриаса) практически во Западно-Сибирском осадочном бассейне сложен глинистыми породными разностями [Конторович и др., 2016]. В баженовский горизонт входят верхняя часть гольчихинской свиты и баженовская свита – в Гыданском и Фроловско-Тамбейском районах соответственно [Шурыгин и др, 2000].

Баженовская свита представлена доломитово-кремнисто-углеродистоглинистыми породами и глинистыми отложениями [Гурари, 1959; Бладучан и др., 1986]. Толщина ее изменяется от нескольких до 100 м. Свита четко определяется по данным геофизических исследований скважин (ГИС) за счет повышенных значений каротажа сопротивлений (КС) и гамма каротажа (ГК).

Меловая система

Отложения меловой системы в Западной Сибири по составу представлены толщей терригенных отложений. Толщина комплекса варьируется, значительно возрастая в прогибах и впадинах. В пределах исследуемой территории его толщина достигает 4000 и более метров. Максимальные величины отмечаются в районах Агапского и Тадебеяхинского мегапрогиба, Северо-Тазовской, Центрально-Карской мегавпадины. Меловая система представлена тремя мегакомплексами, которые соответствуют главным периодам формирования бассейна: берриас-нижнеаптскому, апт-альб-сеноманскому и верхнемеловому [Постановление..., 2006]. По этим мегакомплексам проведено фациальное районирование и составлены современные региональные стратиграфические схемы мела Западной Сибири. Отложения меловой системы вскрыты на всей территории исследования.

Берриас-нижний апт. Клиноформное строение — это характерное отличие берриас-нижнеаптских отложений на севере Западной Сибири. Клиноформная модель строения неокомских отложений начала появляться в представлениях геологов в 70-х годах прошлого века [Трушкова, 1970; Наумов и др., 1977; Мкртчян и др., 1986]. Территория исследования находится в Ямало-Гыданском фациальном районе, Восточно-Ямальском и Гыданском подрайонах, Енисей-Хатангском районе, Притаймырском и Малохетском подрайонах (рис. 5). Берриас-нижнеаптские отложения сложены куломзинским, тарским, аганским, усть-балыкским, черкашинским, алымским горизонтами (рис. 6) [Особенности..., 2004].

В Малохетском подрайоне берриас-нижнеаптские отложения представлены нижнехетской свитой, которая входит в куломзинский, тарский и аганский горизонты, суходудинской свитой, входящей в аганский, усть-балыкский, черкашинский горизонты, и малохетской свитой, принадлежащей черкашинскому и алымскому горизонтам [Постановления..., 2006].

Нижнехетская свита (верхи берриаса – низы валанжина) по составу представлена глинами с переслаиванием песчаников и алевролитов. Пласты

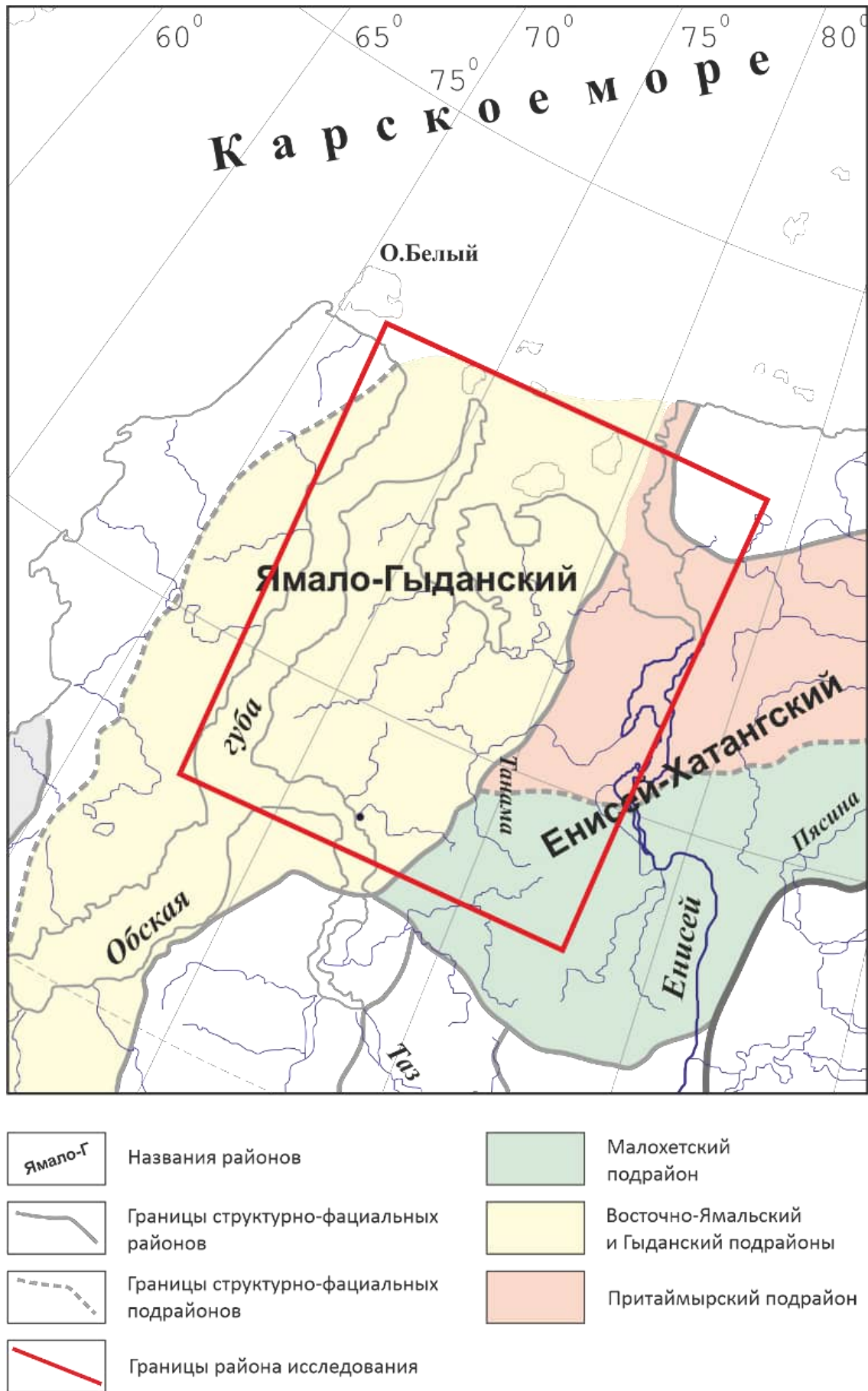


Рис. 5 – Выкопировка из схемы районирования по типам разрезов берриас-аптских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].

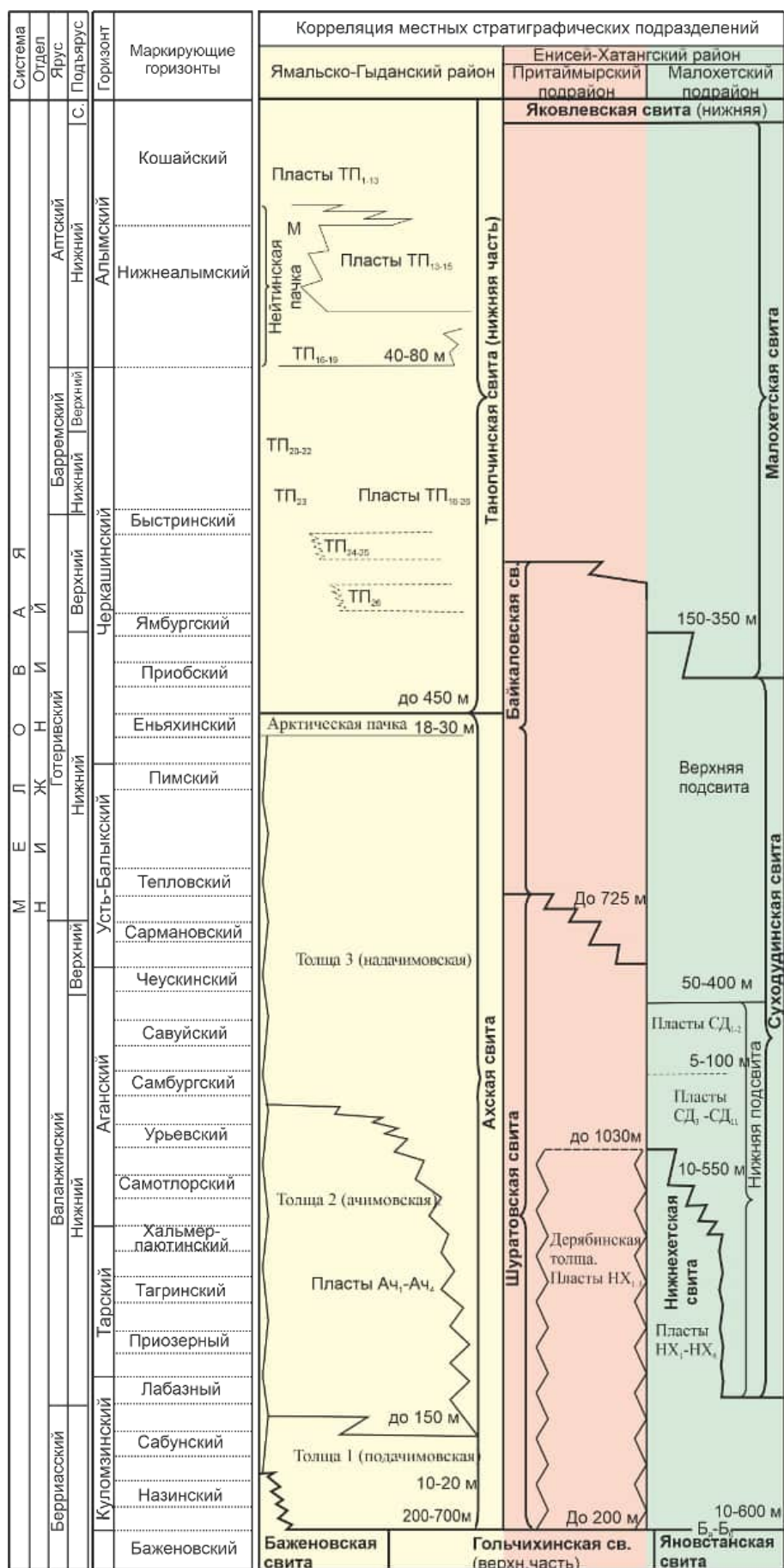


Рис. 6 - Фрагмент региональной стратиграфической схемы берриас-апта севера Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].

песчаников приурочены к кровле свиты. Толщина свиты в наиболее погруженных частях достигает 600 м [Скоробогатов, Строганов, 2006].

Суходудинская свита (низы валанжина – верхи раннего готерива) разделяется границей нижнего и верхнего валанжина на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена песчаниками с редкими прослоями глин. Верхняя – переслаиванием песчаников и алевролитов с прослоями глин. Нередко встречаются углистые включения. Толщина свиты достигает 1000 м [Постановления..., 2006].

Малохетская свита (готерив – апт) по составу преимущественно песчаная. Периодически в небольшом количестве встречаются углистые прослои. Характерная особенность свиты – это присутствие обломков обугленной древесины и детрита в породах толщи. Толщина свиты 130-150 м [Особенности..., 2004].

Берриас-нижнеаптский разрез Притаймырского подрайона сложен шуратовской (куломзинский, тарский, аганский и усть-балыкский горизонты), байкаловской (усть-балкский, черкашинский горизонты) и малохетской (черкашенский, алымский горизонты) свитами [Постановления..., 2006].

Шуратовская свита (верхи берриаса – верхи валанжина) сложена в большем количестве серыми алевролитами и глинами с прослоями и пропластками песчаников. В нижней части свиты встречаются тонкоотмученные глины с редкими, тонкими прослоями слабобитуминозных разностей. Толщина свиты составляет до 1030 м. В основании шуратовской свиты выделяется дерябинская толща, которая является возрастным аналогом нижнехетской свиты соседнего Малохетского подрайона [Постановления..., 2006].

Байкаловская свита (готерив) представлена закономерным чередованием серых алевролитов, песчаников и пачек буровато-серых глин и, редко, маломощных прослоев углей. Толщина свиты достигает 725 м.

В пределах Восточно-Ямальского и Гыданского подрайона берриас-нижнеаптский комплекс представлен ахской (снизу-вверх: куломзинский, тарский, аганский и усть-балыкский горизонты) и танопчинской (снизу-вверх: черкашинский, алымский горизонты) свитами [Особенности..., 2004].

Ахская свита (берриас – нижний готерив) имеет четырехчленное строение. Самая нижняя толща – подачимовская, представлена аргиллитоподобными глинами. Выше залегает ачимовская толща, состоящая из линз песчаников и известковистых алевролитов с прослоями уплотненных глин. Распространение ачимовской толщи имеет мозаичный характер. Надачимовская толща представлена преимущественно аргиллитоподобными, алевролитистыми тонкоотмученными глинами с пластами алевролитов и тонкозернистых песчаников, неравномерно распределенных по разрезу. В верхней части ахской свиты выделяется региональная глинистая пачка - *арктическая*. Арктическая пачка завершает разрез ахской свиты. Общая толщина ахской свиты в пределах Ямало-Гыданского фациального района достигает 700 м [Постановления..., 2006].

Нижняя часть танопчинской свиты (верхи готерива – апт) относится к берриас-нижнеаптскому комплексу пород. Эта часть свиты разделена на две толщи аналогом кошайской пачки глин – нейтинской пачкой, (40 - 80 м), которая является региональным репером нижнеаптского возраста. Выше- и ниже-лежащая толщи представлены неравномерно переслаивающимися песчаниками, алевролитами, алевролитовыми глинами. Мощность достигает 450 м. Встречаются редкие пласты и пропластки бурых углей. [Особенности..., 2004].

Апт-альб-сеноман. Территория исследования расположена в двух фациальных районах Полуйско-Ямало-Гыданском и Усть-Енисейском (рис. 7). Отложения представлены тремя горизонтами: викуловским, ханты-мансийским и уватским горизонтами (рис. 8) [Постановления..., 2006].



Рис. 7 – Выкопировка из схемы районирования по типам разрезов апт-альб-сеноманских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].

М Е Л О В А Я										Система				
НИЖНИЙ					В Е Р Х Н И Й					Отдел				
					АЛЬБСКИЙ					Ярус				
АПТСКИЙ	СРЕДНИЙ	ВЕРХНИЙ	НИЖНИЙ	СРЕДНИЙ	ВЕРХНИЙ	НИЖНИЙ	СРЕДНИЙ	ВЕРХНИЙ	Подъярус					
П О К У Р С К И Й										Надгоризонт				
ВИКУЛОВСКИЙ					ХАНТЫ-МАНСКИЙ					Горизонт				
					ВЕРХНИЙ					Подгоризонт				
										Корреляция местных стратиграфических подразделений				
										Полуйско-Ямало-Гыданский район				
					<p>Марресалинская свита</p> <p>Пласты ПК₁-ПК₁₆.</p> <p>Сейсмогоризонт Г приурочен к кровле</p>					Дорожковская свита (нижняя часть)				
										<p>Яронгская свита</p> <p>Пласты ХМ₈-ХМ₁₆, ТП₆.</p> <p>до 500 м</p>				
<p>Танопчинская свита (верхняя часть)</p> <p>Пласты ТП₁-ТП₁₃.</p> <p>Сейсмогоризонт М₁ приурочен к кровле</p> <p>100-620 м</p>					Пласт Дл ₁ .									
										Сейсмогоризонт Г приурочен к кровле.				
										160-460 м				
										Яковлевская свита				
										Пласты Як ₁ -Як ₄ .				
										200-540 м				

Рис. 8 - Региональная стратиграфическая схема апта - сеномана севера Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].

Разрез апт-альб-сеноманских отложений Усть-Енисейского района представлен яковлевской (викуловский, ханты-мансийский горизонт), долганской (ханты-мансийский, уватский горизонты) и дорожковской (уватский горизонты) свитами [Постановления..., 2006].

Яковлевская свита (средний апт – низы среднего альба) согласно залегает на малохетской свите. Свита сложена серыми, буровато-серыми, иногда черными глинами и алевролитами с маломощными прослоями песков и песчаников. В породах свиты отмечаются пласты и пропластки бурых углей, многочисленные обугленные растительные остатки, рассеянная галька. Глины и алевролиты чередуются между собой, образуя характерные тонкослоистые породы. Толщина свиты достигает 540 м [Особенности..., 2004].

Долганская свита (средний альб – средний сеноман) сложена преимущественно песками зеленого и зеленовато- и желтовато-серого цвета с немногочисленными прослоями зеленоватых песчаников, зеленовато-серых алевролитов и темно-серых тонкослоистых глин. Для пород свиты обычны включения обугленного растительного детрита, а в песках и песчаниках встречаются обломки древесины, оолиты и линзы сидерита, зерна янтаря. Толщина свиты достигает 570 м [Постановления..., 2006].

Дорожковская свита (средний сеноман – низы среднего турона) представлена песками, серыми, зеленовато-серыми песчаниками с прослоями буровато-серых алевролитов и глин с обломками древесины, растительными остатками и включениями янтаря. Полная толщина свиты 45-130 м [Особенности..., 2004].

Разрез апт-альб-сеномана Полуйско-Ямало-Гыданского района сложен верхней частью танопчинской свиты (викуловский горизонт), яронгской (ханты-мансийский горизонт) и марресалинской (ханты-мансийский, уватский горизонты) свитами.

Нижняя часть танопчинской свиты, как отмечалось выше, относится к берриас-нижнеаптскому комплексу пород. Верхняя часть является возраст-

ным аналогом нижней подсвиты покурской свиты. Свита представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и серых глин. Для свиты характерно присутствие редких пластов бурых углей, обильного растительного детрита, обломков древесины, отпечатков флоры. Толщина верхней части танопчинской подсвиты составляет от 100 до 620 м [Постановления..., 2006].

Яронгская свита (нижний – средний альб) имеет преимущественно глинистый состав. Породы свиты представлены темно-серыми и серыми аргиллитоподобными тонкоотмученными глинами. Отмечаются пласты песчаников и алевролитов. В основании свиты залегают слабо сортированные песчаники с глауконитом. В породах свиты встречаются растительный детрит и остатки раковин двустворок. Толщина свиты от 50 до 350 м [Постановления..., 2006].

Завершает среднеальб-сеноманский разрез марресалинская свита. Породы представлены алевролитами, уплотненными сероцветными песками и линзами буровато-серых и серых алевроитовых глин. Для пород свиты характерно наличие растительного детрита, остатков листовой флоры. Толщина достигает 500 м [Особенности..., 2004].

Верхний мел (без сеномана). В верхнем мелу происходило расширение области морской седиментации на территории Западно-Сибирского осадочного бассейна. Суммарная толщина комплекса пород верхнемелового возраста достигает 700 м. Толщи сложены в значительной своей части глинами и являются экраном для залежей газа в подстилающих ее сеноманских отложениях [Особенности..., 2004].

Территория исследования расположена в пределах трех фациальных районов Ямало-Тюменского (Ямало-Уренгойский подрайон), Тазовского и Усть-Енисейского (рис. 9) [Постановления..., 2006].

Ямало-Тюменский фациальный район, Ямало-Уренгойский подрайон представлен, снизу-вверх, кузнецовской (кузнецовский горизонт), березовской (ипатовский, славгородский горизонты), а также ганькинской (ганькинский горизонт) свитами (рис. 10).

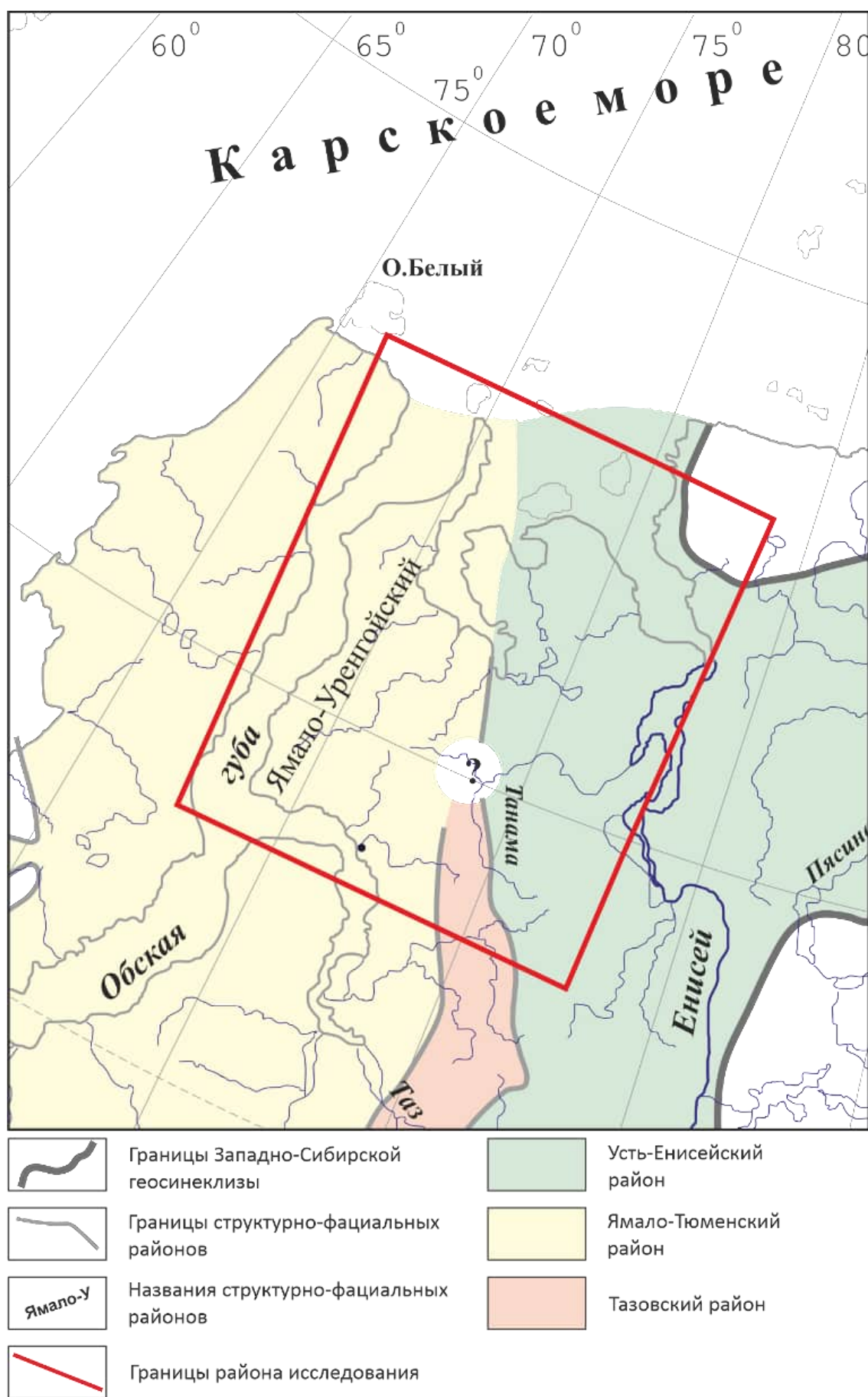


Рис. 9 – Выкопировка из схемы районирования по типам разрезов верхнемеловых (без сеномана) отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].

М Е Л О В А Я										Система	
В Е Р Х Н И Й										ГЕНО-БАЯ	
САНТОНСКИЙ										ПАЛО-ЦЕНО-ВЫЙ	
КОНЫЯКСКИЙ										ПАЛО-ЦЕНО-ВЫЙ	
нижний										средний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	
верхний										верхний	
нижний										нижний	

Рис. 10 - Региональная стратиграфическая схема верхнего мела (без сеномана) севера Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].

Кузнецовская свита (турон – нижний коньяк) распространена почти на всей территории Западно-Сибирской геосинеклизы. Свита представлена преимущественно темно-серыми глинами, местами алевритистыми, изредка известковистыми. В породах свиты отмечаются остатки макрофауны и пиритизированные растительные остатки. В нижней части свиты присутствуют прослои слабобитуминозных разностей. В глинистой массе встречаются редкие зерна буроватого-разложённого глауконита и мелкие скопления аутигенного пирита. На границе с Тазовским районом, а также в самом Тазовском районе свита сложена четырьмя пачками. Пачка 1 (6–10 м) представлена темно-серыми до черных слабобитуминозными глинами с маленькими линзами песчаников, пропитанных нефтью. Пачка 2 (20–60 м) сложена зеленовато-серыми алевритистыми глинами. Пачка 3 (газсалинская, 10–115 м) представлена зеленовато-серыми глауконитовыми песками, алевритами с прослоями зеленовато-серых алевритовых глин. Пачка 4 (5–20 м) состоит из глин серых с редкими включениями глауконита. Толщина свиты достигает 100 м [Постановления..., 2006].

Выше по разрезу залегает березовская свита (нижний коньяк – кампан). Свита имеет двучленное строение. Нижняя ее подсвита (40-120 м) сложена темно-серыми и черными глинами монтмориллонитового состава, серыми и голубовато-серыми опоками. В окраинных частях площади распространения подсвиты отмечаются прослои песчаников и алевролитов. Верхнеберезовская подсвита (40-150 м) представлена серыми, зеленовато-серыми, темно-серыми глинами [Особенности..., 2004].

Завершает разрез верхнего мела Ямало-Тюменского района ганькинская свита (маастрихт – дат). Верхи ганькинской свиты относятся уже к датскому ярусу палеогеновой системы. Свита представлена известковыми серыми глинами с зеленоватым оттенком. На востоке в ее разрезе выделяются прослои алевролитов. Толщина свиты составляет 40-240 м [Постановления..., 2006].

Верхнемеловые отложения Тазовского района представлены кузнецовской (кузнецовский горизонт), часельской (ипатовский, славгородский, ганькинский горизонты) и танамской (ганькинский горизонт) свитами.

В основании верхнемелового разреза, как и в предыдущем районе, залегает кузнецовская свита. Ее толщины увеличиваются и достигают уже 200 м [Особенности..., 2004].

Возрастной аналог березовской свиты в Тазовском фациальном районе – часельская свита (нижний коньяк – кампан). Подобно березовской свите она разделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена серыми и темно-серыми глинами часто с зеленоватым оттенком, встречаются прослой глинистых алевролитов. Верхняя часть подсвиты включает хэяхинскую пачку темно-серых кремнистых глин часто трещиноватых мощностью до 20 м. Толщина подсвиты от 50 до 150 м [Постановления..., 2006].

Верхняя подсвита представлена интенсивным переслаиванием серых глинистых алевролитов и серых алевролитистых глин часто с зеленоватым оттенком. Общая мощность подсвиты 400-500 м [Особенности..., 2004].

Завершает разрез танамская свита (маастрихт), которая является аналогом ганькинской свиты. Она представляет собой обособленную толщу существенно песчаных пород. Толщина свиты колеблется от 30 до 140 м [Постановления..., 2006].

Разрез верхнего мела в Усть-Енисейском фациальном районе представлен верхней частью дорожковской свиты (кузнецовский горизонт), насоновской свитой (сверху-вниз: кузнецовский, ипатовский горизонты), салпадинской свитой (славгородский горизонт) и танамской свитой (ганькинский горизонт) [Особенности..., 2004].

Дорожковская свита, её верхняя часть (нижний турон) является возрастным аналогом пачек 1 и 2 кузнецовской свиты. Ее разрез представлен глинами, глинистыми зеленовато- и буровато-серыми алевролитами с подчиненными прослоями песков и песчаников. Толщина этой части свиты составляет 45-130 м [Постановления..., 2006].

Выше по разрезу залегает насоновская свита (средний турон – конец сантона), которая сопоставляется с третьей и четвертой пачками кузнецовской свиты и нижней подсвитой часельской свиты. Свита представлена серыми и зеленовато-серыми, часто глауконитовыми алевролитами с прослоями глин и песков. Она подразделяется на пять пачек [Особенности..., 2004]. Первая пачка состоит из серых, зеленовато-серых глин и алевроитов с прослоями светло-серых песков. Толщина пачки 70-100 м. Вторая пачка представлена серо-зелеными алевроитами и глауконитовыми песками. Толщина второй пачки 80-90 м. Литологический состав третьей пачки - это серо-зеленые глины, алевроиты и пески с глауконитом. Толщина 30-40 м. Четвертая пачка сложена серыми и буровато-серыми глинами иногда с зеленоватым оттенком глин с переслаиванием песка. Толщина достигает 160 м. Пятая пачка представлена переслаиванием серых, зеленовато-серых глин, алевроитов, песков. Толщина пачки 15-100 м.

Салпадинская свита (кампан) является возрастным аналогом верхней подсвиты часельской свиты. Выделяются две подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами серыми и светло-серыми. Толщина подсвиты колеблется в диапазоне 40-125 м. Верхняя подсвита представлена алевроитами серыми, часто зеленовато-серыми. Толщина подсвиты периодически достигает 50 м [Особенности..., 2004].

Верхнемеловая часть разреза завершается танамской свитой, описанная выше. В Усть-Енисейском фациальном районе ее толщина составляет 30-40 м.

Сейсмогеологическая характеристика

Флюидоупоры развитые регионально являются наиболее контрастными толщами в сейсмическом плане, к ним приурочены отражающие горизонты. В осадочном чехле Западной Сибири мезозойско-кайнозойского возраста выделяется 5 сейсмогеологических мегакомплексов, по объему отвечающих нефтегазоперспективным комплексам: триасовый, юрский, неокомский, апт-альб-

сеноманский и турон-кайнозойский [Конторович и др., 2001; Конторович, 2009].

Триасовый сейсмогеологический мегакомплекс. В составе триасового мегакомплекса на севере Западной Сибири выделены тампейская и красноселькупская серии (горизонты). В общем случае тампейская серия отвечает терригенному этапу седиментогенеза, красноселькупская - вулканогенно-осадочному этапу седиментогенеза, имевшему место в раннетриасовую эпоху и связанную с рифтогенезом.

Юрский сейсмогеологический мегакомплекс. На временных сейсмических разрезах юрский мегакомплекс ограничен отражающим горизонтом F в подошве и Б в кровле.

Отражающий горизонт Б (верхняя юра, волжский ярус) на большей части территории Западной Сибири связан с баженовской свитой. Из-за контрастности акустических свойств пород баженовской свиты, горизонт является самым представительным и надежным сейсмическим репером в осадочном чехле Западной Сибири. Также этому способствует и распространение по площади баженовской свиты и её возрастных аналогов [Конторович и др., 2001; Конторович, 2009].

Неокомский (берриас-нижнеаптский) мегакомплекс. На временных сейсмических разрезах основание комплекса контролируется отражающим горизонтом Б, кровля - горизонтом М.

Отражающий горизонт М (нижний мел, апт) формируется в северо-восточных частях Западной Сибири на глинистой нейтинской пачке – в кровле малохетской свиты, это аналог кошайской пачки (на всей территории Западной Сибири). В отличие от горизонта Б характеризуется невысоким качеством и слабым прослеживанием и, что важнее, не всегда однозначно выделяется на временных сейсмических разрезах.

Клиноформная часть неокомских отложений отображается на временных разрезах закономерной серией косослоистых отражающих горизонтов по-

следовательно, приближающихся к горизонту Б, баженовскому горизонту. Хорошо выраженные динамически и прослеживаемые на относительно больших расстояниях косослоистые отражающие горизонты формируются на пачках трансгрессивных аргиллитов, обладающих аномально низкими скоростями распространения продольных сейсмических волн, и контролируют региональные клиноформы.

Апт-альб-сеноманский мегакомплекс. На временных разрезах апт – альб – сеноманский мегакомплекс контролируется отражающими горизонтами М в подошве и Г в кровле [Конторович и др., 2001; Конторович, 2009].

Отражающий горизонт Г (верхний мел, турон), формирующийся на пачке аргиллитов кузнецовской свиты и ее возрастных аналогов, является наряду с горизонтом Б, наиболее надежным сейсмическим репером - на большей части территории бассейна горизонт обладает высоким энергетическим уровнем. На северо-востоке Западной Сибири отражающий горизонт формируется на пачке глин, залегающих в кровле дорожковской свиты.

Турон-кайнозойский мегакомплекс. Залегающие в верхней части мезозойско-кайнозойского осадочного чехла отложения верхов мела и кайнозоя регионально-развитой глинистой пачкой талицкой свиты разделены на два осадочных комплекса - турон-датский и коньяк-кайнозойский [Конторович и др., 2001; Конторович, 2009].

1.3. Палеогеография

Обстановки осадконакопления в пределах территории исследования на протяжении юрского-мелового времени

При моделировании процессов генерации углеводородов крайне важно учитывать обстановки осадконакопления всего разреза. Причина влияния обстановок осадконакопления на всю историю формирования осадочного чехла это – глубины палеоморя на момент накопления того или иного комплекса. А именно – уплотнение пород под давлением уровня моря или мирового океана. К тому же, обстановки осадконакопления влияют и на геохимические характеристики органического вещества.

Геттанг. Синемюр. Плисибах. К началу юрской эпохи Западная Сибирь представляла собой возвышенную, слаборасчлененную приподнятую сушу [Казаринов, 1958; Конторович и др., 1971]. В плисибахское время на территории исследования господствовало мелкое море глубиной не более 25 м (рис. 11, 12). Оно располагалось в пределах Антипаютинско-Тадебияхинской мегамоноклизы, раскрываясь на западе в сторону Карской мегасинеклизы, на востоке в сторону Агапско-Енисейского желоба [Конторович и др., 2013].

Тоар. Тоарский век отличается повышением уровня моря и обширной трансгрессией. В это время происходило накопление тонкодисперсных существенно-глинистых илов китербютской свиты (рис. 13).

На территории исследования выделены палеографические области открытого моря глубиной 25-100 м и мелкого моря глубиной до 25 м в центральной части, а также зона гор и денудационной равнины на востоке и северо-востоке района [Ясаманов..., 1976; Шурыгин и др., 2000]. Содержание органического углерода в глинистых отложениях китербютского горизонта не превышает 3 %, среднее содержание $C_{орг}$ равно 0.83 %. По генетическому типу преобладает аквагенное органическое вещество [Конторович и др., 2013].

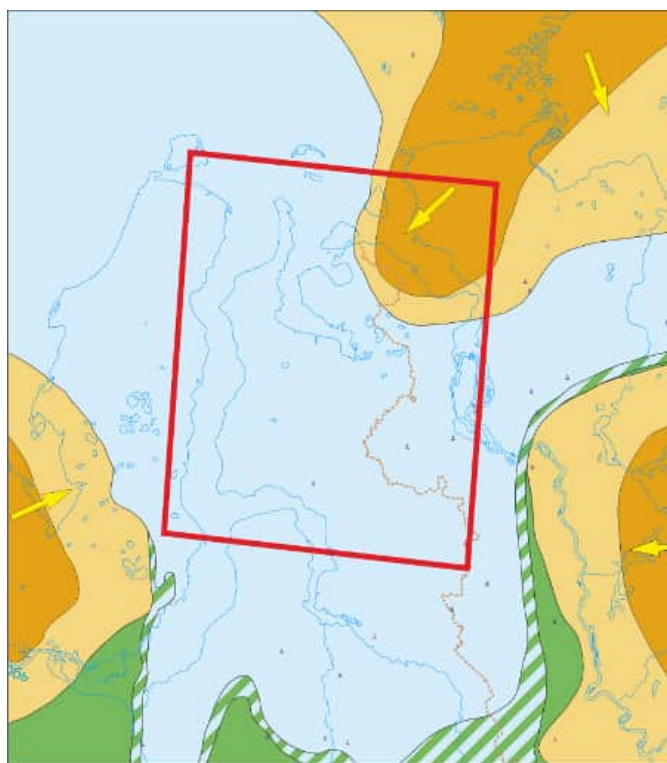


Рис. 11 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Поздний плинсбах (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013]

Аален. Продолжилось прогибание геосинеклизы, но при этом расширения территории седиментации не происходило [Берлин Т.С. и др., 1970]. В это время закончилось формирование надояхского горизонта (рис. 14), среднее содержание $C_{орг}$ в морском бассейне достигало 1.75 %, а органическое вещество преимущественно аквагенного происхождения. Границы палеогеографических областей остались неизменны, как и в тоаре области представлены открытым морем глубиной 25-100 м., мелким морем, а также зоной гор и денудационных равнин на северо-востоке территории исследования. В аалене накапливалась лайдинская свита, а средняя концентрация $C_{орг}$ морского бассейна достигает 1.87 %. Считается, что органическое вещество лайдинской свиты смешанного генезиса [Конторович и др., 2013].

Байос. Байосский век сопровождался дальнейшим расширением области аккумуляции (рис. 15) [Берлин и др., 1970]. Область денудационной равнины практически не представлена на территории исследования и в течение всего века осадки накапливались в пределах мелкого моря и моря глубиной 25-100 м. Мелководно-морские и прибрежно-морские фации

Палеогеографические области


<u>Области морского осадконакопления</u>		<u>Области переходного осадконакопления</u>	
<u>Море глубокое</u>			равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем
	глубина моря более 400м		
	глубина моря 200-400м		
<u>Море мелкое</u>			равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.)
	глубина моря 100-200м		равнина денудационно-аккумулятивная
	глубина моря 25-100м		
	глубина моря менее 25 м	<u>Прочие условные обозначения</u>	
<u>Области размыва</u>			главные направления сноса обломочного материала
	равнина возвышенная (денудационная суша)		граница государственная
	горы низкие		границы административные
			скважины параметрические

Рис. 12 - Условные обозначения к фрагментам палеогеографических схем территории исследования [Конторович и др., 2013; 2014]

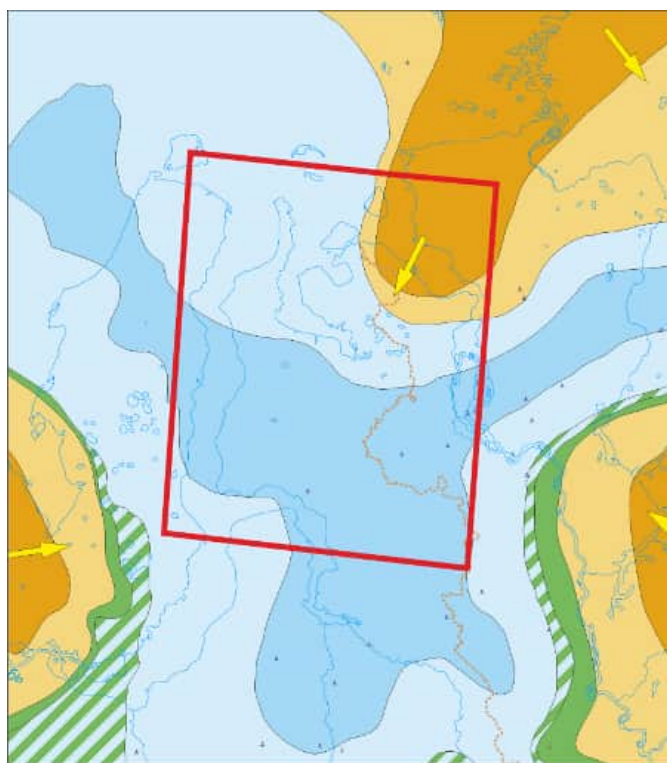


Рис. 13 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Ранний тоар (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013]

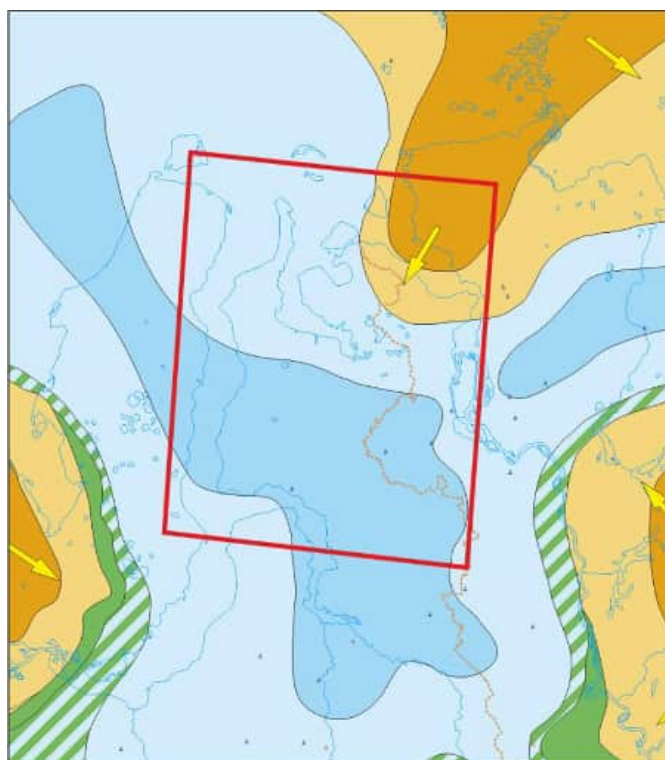


Рис. 14 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Аален (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013]

вымской свиты – песчаники разномерные, которые чередуются с алевролитами и аргиллитами.

Вторая половина байоса обозначилась кратковременной трансгрессией, в течение которой происходило осадконакопление тонкоотмученных илов, и сформировалась леонтьевская свита с содержанием C_{org} 1.77 % и существенным содержанием террагенного органического вещества [Конторович и др., 2013].

Бат. В батский век продолжалось прогибание Западно-Сибирского мегабассейна, увеличение области глубоководной седиментации, области денудационной суши почти не представлены. Основные палеогеографические области - это море глубиной 25-100 м. и мелкое море, очертания практически не изменились (рис. 16). В это время на территории исследования формировались песчано-алевритовые осадки малышевской свиты со значительными прослоями глинистых разностей. Среднее содержание C_{org} в аргиллитах батского возраста 3.53 %, роль аквагенной составляющей намного больше, чем в нижележащих отложениях [Конторович и др., 2013].

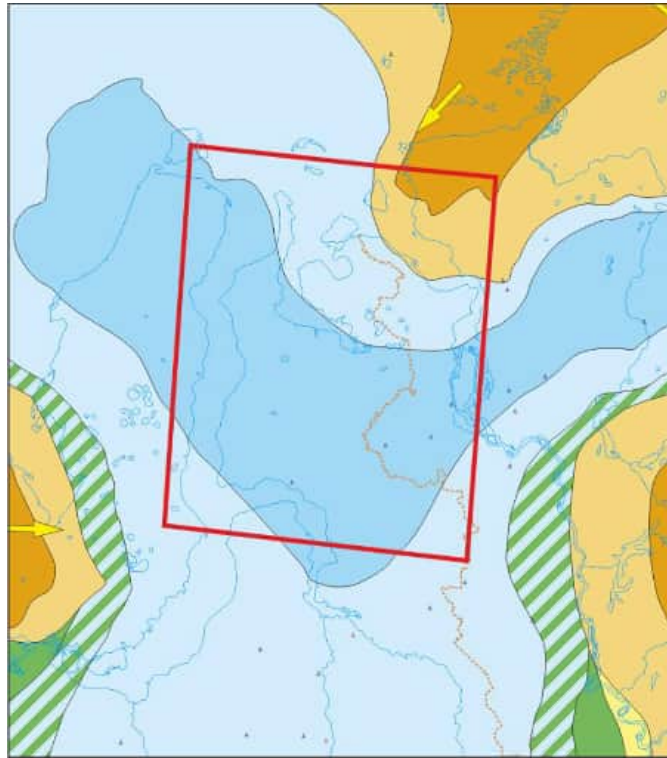


Рис. 15 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Байос (усл. обозначения на рис.12) [Конторович и др., 2013]

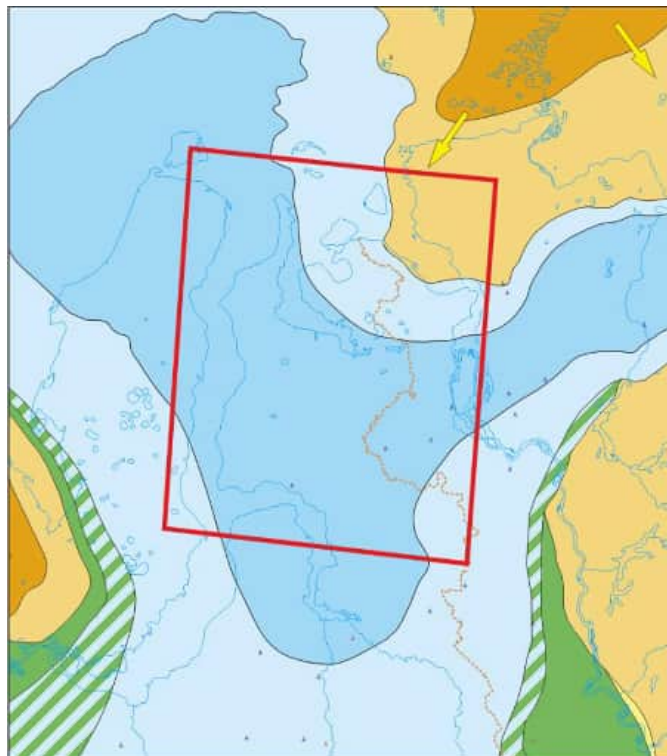


Рис. 16 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Бат (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013]

Келловей. Максимуа достигает обширная трансгрессия, начавшаяся еще в бате, что привело к становлению областей глубоководного морского

осадконакопления практически во всем Западно-Сибирском мегабассейне. На всей территории исследования господствовали мелководно- и глубоководно-морские области осадконакопления, на территории современного Таймыра, на северо-востоке территории исследования была денудационная суша, области прибрежных равнин в пределах области изучения отсутствовали. Глубина моря в наиболее погруженных частях достигала 400 м (Рис. 17). Практически всю центральную часть территории исследования занимало глубокое море, глубина которого уменьшалась к периферии района, вплоть до мелкого моря глубиной до 25 м [Конторович и др., 2013; Девятков и др., 2011].

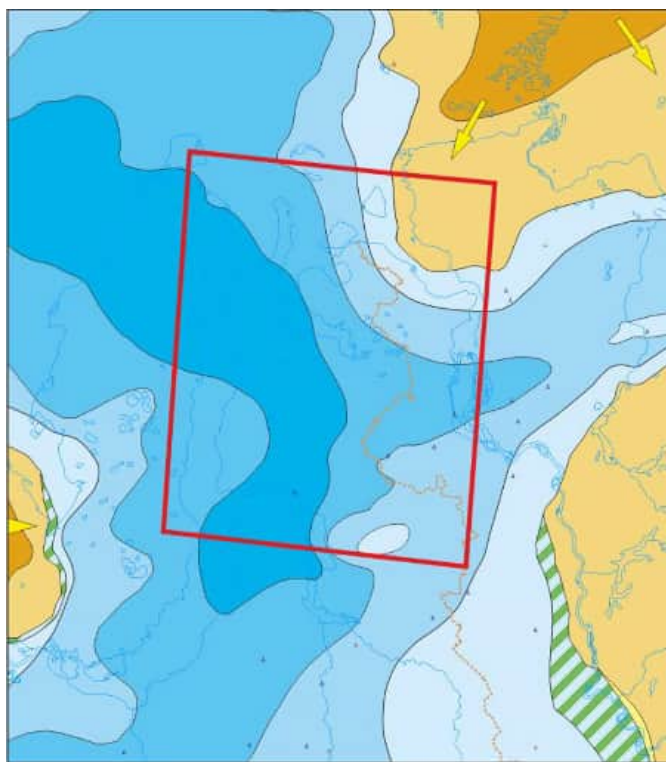


Рис. 17 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Келловей (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013]

В этот период накапливались глинистые осадки низов васюганского горизонта, который на территории исследования представлен нижней частью гольчихинской и абалакской свит, а также точинской свитой. Среднее содержание $C_{орг}$ в породах келловей 1.83 %. На территории исследования только в абалакской свите преобладает органическое вещество аквагенного генезиса, в остальных свитах преобладает органическое вещество высшей наземной растительности [Конторович и др., 2013; Девятков и др., 2011].

Оксфорд. При общем обмелении моря произошло расширение области морской седиментации. Зона мелкого моря глубиной от 25 до 100 м покрывала всю территорию исследования (Рис. 18). В северо-восточной части Западно-Сибирского бассейна осадконакопления отлагались темно-серые тонкоотмученные глины, часто алевритистые с углеродистыми прослоями – осадки гольчихинской свиты [Берлин и др., 1970]. На юге и юго-западе формировались морские глинистые осадки абалакской свиты [Конторович и др., 2013, Девятков и др., 2011].

Кимеридж. Самая длительная и крупнейшая юрская трансгрессия началась в конце позднеоксфордского века. Существенно расширилась область морского осадконакопления, море глубиной до 100-200 м охватывала практически всю территорию исследования. На востоке территории исследования продолжила формироваться верхняя подсвита сиговской свиты [Конторович и др., 2013, Девятков и др., 2011].

Волга. В волжском веке трансгрессия позднеюрского времени достигла своего максимума. Продолжалось прогибание бассейна при этом рельеф областей вокруг бассейна был в значительной мере пенепленизирован и являлся равнинный. При слабых механических выветриваниях, химическое выветривание, наоборот, было очень интенсивным. Биопродуктивность бассейна осадконакопления в это время была крайне высокой [Казаринов, 1958; Конторович, 1964; Конторович и др., 1971, 1974]. В волжский век на юге и юго-западе территории исследования формировались углеродисто-кремнисто-глинистые толщи баженовской свиты, на большей части территории она представлена возрастными аналогами: гольчихинской и яновстанской свитами. На территории исследования преобладает морской тип осадконакопления и обстановка глубокого моря глубиной 200-400 м (Рис. 19). Породы баженовской свиты содержат до 15 % $C_{орг}$, а органическое вещество является аквагенным. Среднее содержание органического углерода в гольчихинской свите на территории исследования достигает 3 %, органическое вещество – смешанное [Казаринов, 1958; Конторович и др., 2013; Девятков и др., 2011; Родченко, 2018].



Рис. 18 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Оксфорд (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013]

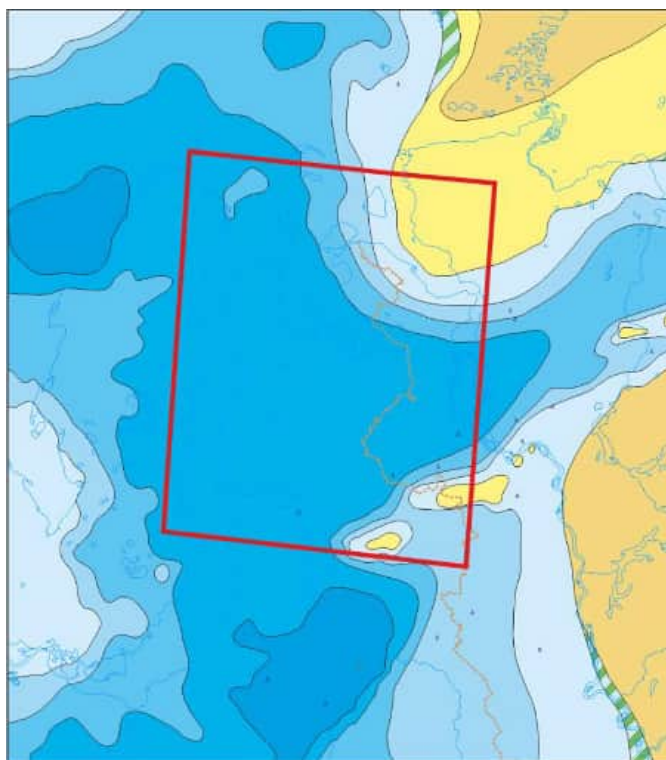


Рис. 19 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Волга (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013]

Берриас. В это время произошла активизация тектонических процессов, и на водосборах начал формироваться горный рельеф, в отличие от предыдущего века преобладало механическое выветривание. В бассейн начал поступать терригенный материал. На территории исследования преобладали морские обстановки глубокого моря до 400 м, расположение областей осадконакопления практически не изменилось (рис. 20). В таких обстановках накапливались породы верхов баженовской и гольчихинской свит, а также слабоуглеродистые конденсированные глины ахской свиты, подачимовской толщи [Казаринов, 1958; Конторович и др., 2014; Девятов и др., 2011].

Валанжин. Регрессия, которая началась в берриасе, развивалась, что привело к сокращению акватории морского бассейна. В это время на территории исследования преобладали условия осадконакопления глубокого моря глубиной 200-400 м в центральной части и моря глубиной от 100 до 200 м в северо-западе (Рис. 21). В таких обстановках продолжали накапливаться осадки подачимовской толщи и линзы песчано-алевритовых тел глубоководных конусов выноса ахской и шуратовской свит [Казаринов, 1958; Конторович и др., 2014].

Готерив. Восточная береговая линия продолжила смещаться на запад, из-за чего на территории исследования появились обстановки осадконакопления мелкого моря глубиной до 25 м (Рис. 22). В центральной части продолжали господствовать обстановки глубокого моря [Киприянова и др., 1979]. В это время формирование ахской свиты сменилось накоплением осадков танопчинской свиты [Захаров и др., 1983; Гурари, 2003].

Баррем. В барремском веке закончился крупный юрско-неокомский трансгрессивно-регрессивный седиментационный цикл [Конторович и др., 1975]. На западе территории исследования распространена область осадконакопления мелкого моря глубиной до 25 м, а в центральной и восточной части преобладает прибрежная равнина, периодически заливавшаяся морем (Рис. 23). В этих областях происходило осадконакопление средней части танопчинской свиты [Конторович и др., 2014; Гурари, 2003].

Апт. Ранний апт ознаменовался новым этапом трансгрессии, апт-неогеновый трансгрессивно-регрессивный седиментационный цикл равноценный юрско-неокомскому по рангу [Конторович и др., 1975]. На территории исследования равную площадь занимают области мелкого моря глубиной до 25 м и прибрежной равнины, временами затапливаемой морем

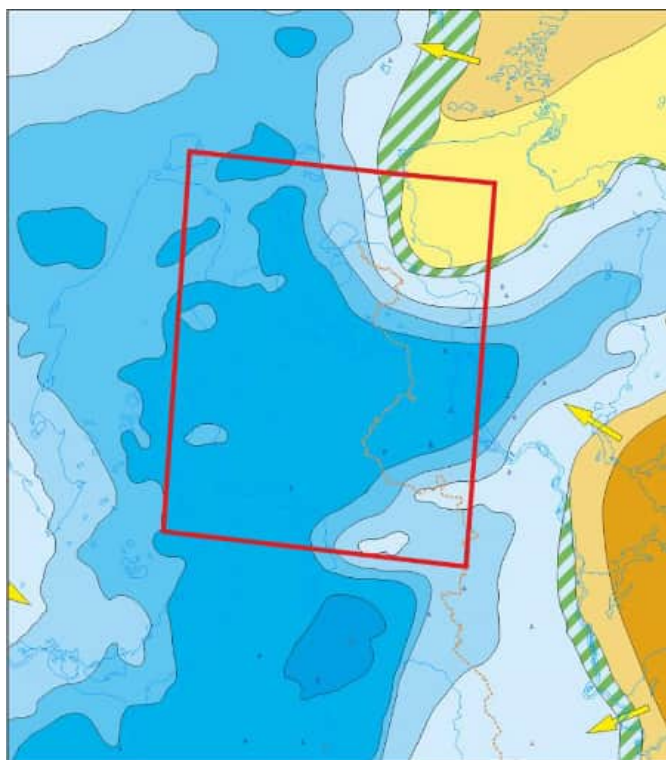


Рис. 20 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Берриас (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014]

(рис. 24). В это время формировались песчано-глинистые осадки танопчинской свиты. В период максимальной трансгрессии на территории исследования образовалась нейтинская пачка глин [Конторович и др., 2014].

Альб. Трансгрессия в альбе сопровождалась значительным погружением северных территорий бассейна Западной Сибири [Захаров и др., 2000]. На большей территории исследования господствовали обстановки мелкого моря глубиной до 25 м, в центральной части и на северо-западе глубина моря увеличивалась до 100 м (Рис. 25). В таких обстановках накапливался региональный флюидоупор – яронгская свита [Захаров, Сакс, 1983; Захаров и др., 2000].

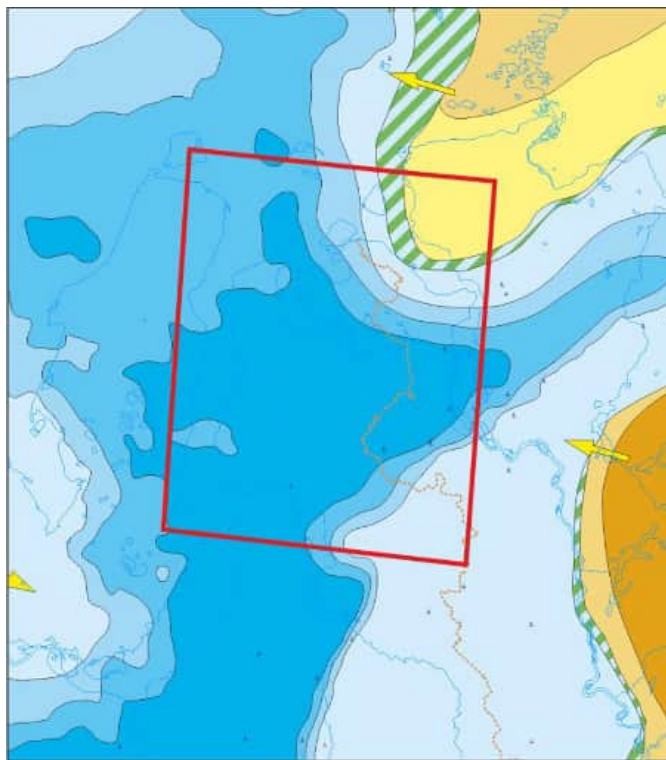


Рис. 21 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Ранний валанжин (усл. обозначения на рис.12) [Конторович и др., 2014]



Рис. 22 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Готерив (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014]

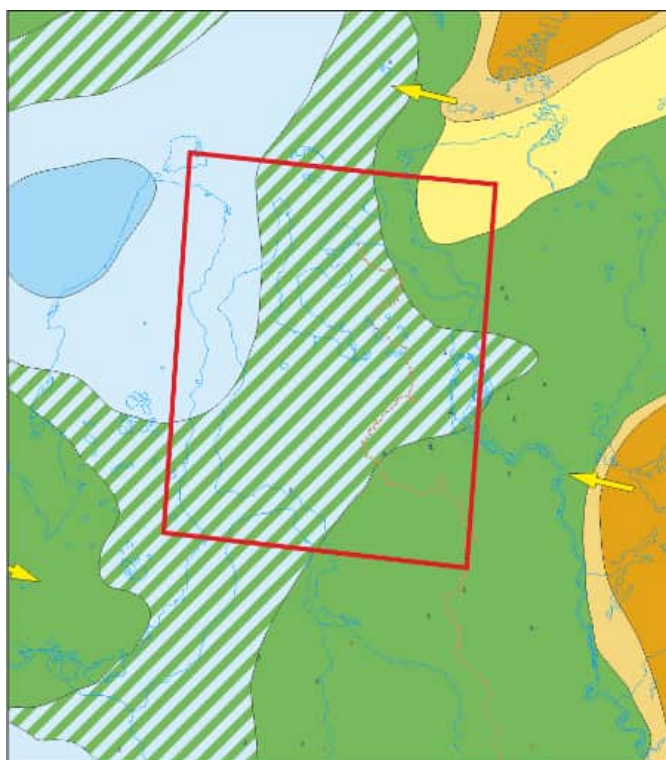


Рис. 23 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Баррем (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014]

Сеноман. Начавшаяся в позднем альбе регрессия продолжалась в сеномане и сопровождалась обмелением и опреснением моря [Ясаманов, 1976]. В результате регрессии на области моря глубиной 25-100 м исчезли и на территории исследования преобладали области мелкого моря глубиной до 25 м, а также равнина, периодически затопляемая морем (рис. 26). В таких условиях шло накопление песчано-алевролитовых осадков марресалинской свиты, в которой встречаются существенные прослои песчанистых тел [Казаринов, 1958; Конторович и др., 2014].

Турон. В окраинных частях Западной Сибири фиксируется следующая региональная трансгрессия [Захаров и др., 1989, 1991, 2003], что приводит к появлению областей моря глубиной 25-100 м на северо-западе территории исследования и области мелкого моря в центральной и южной части (Рис. 27). Начинается формирование регионального флюидоупора – кузнецовской свиты. Приходит эпоха продолжительного тектонического покоя [Конторович и др., 2014].

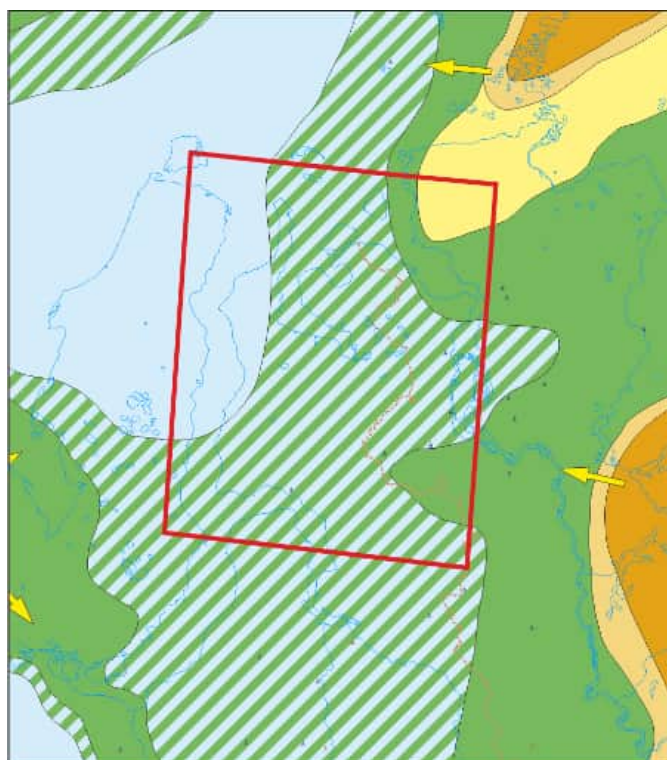


Рис. 24 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Ранний апт (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014]

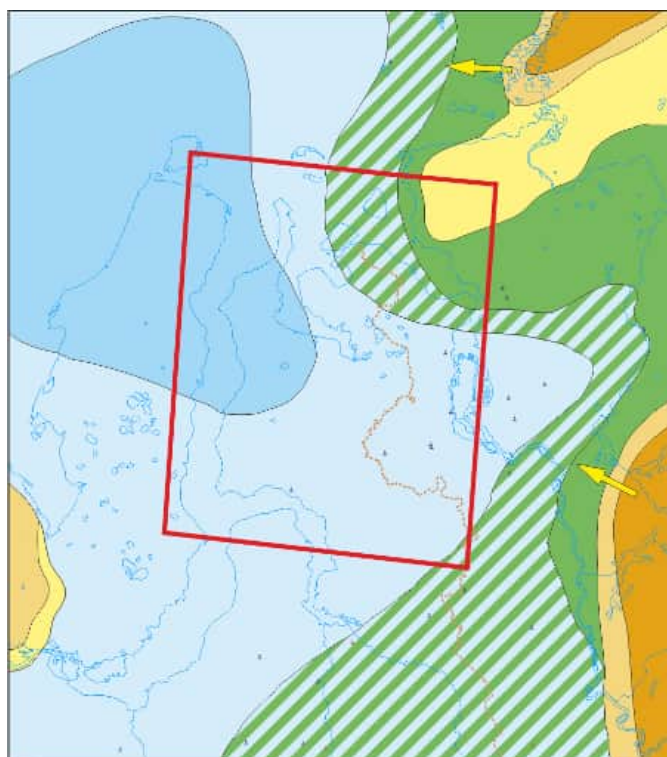


Рис. 25 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Ранний-средний альб (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014]

Кампан, маастрихт. В кампанском веке продолжали господствовать мелководно-морские обстановки с нормальной соленостью вод, о чем свидетельствует литологический состав пород, остатки радиолярий, фораминифер, диатомовых водорослей, фауны, наличие глауконита. Акватория мелкого моря глубиной 25 – 100 м составляла почти 1500 тыс. км². На территории Енисей-Хатангского прогиба образовался залив. В этой обстановке накапливались серые и зеленовато-серые слабоалевритистые глинистые илы верхнеберезовской подсвиты.

В маастрихте произошла регрессия моря, которая сопровождалась обме-лением бассейна, расширением области прибрежных равнин, временами зали-ваемых морем (Рис. 28). Большую часть Западно-Сибирского бассейна зани-мал неглубокий морской бассейн, акватории, на которых море имело глубину до 25 м. В этих областях накапливались серые, прослоями известковистые и алевритистые глинистые илы. На северо-востоке глинистые илы сменялись песчаными и алевритистыми толщами с прослоями глин.

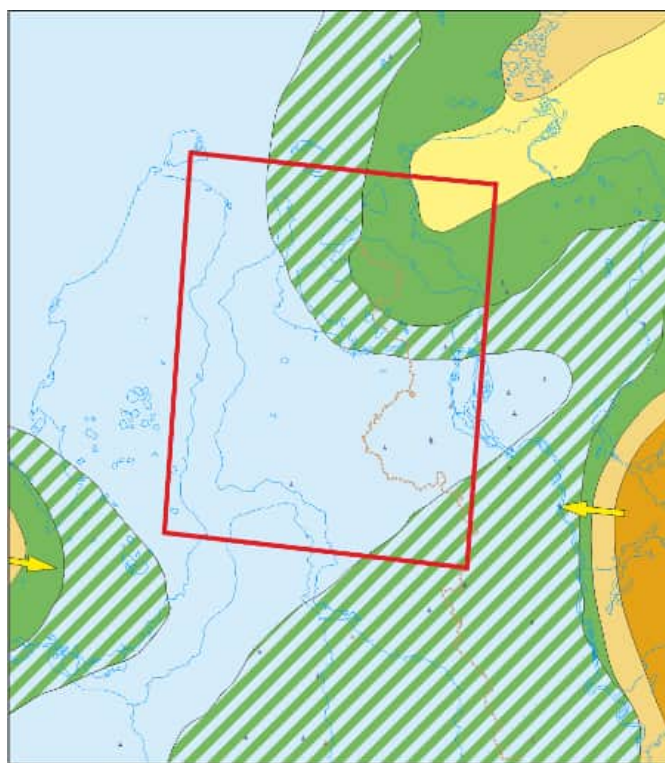


Рис. 26 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Сеноман (усл. обозна-чения на рис. 12) [Конторович и др., 2014]



Рис. 27 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Турон (усл. обозначения на рис.12) [Конторович и др., 2013]

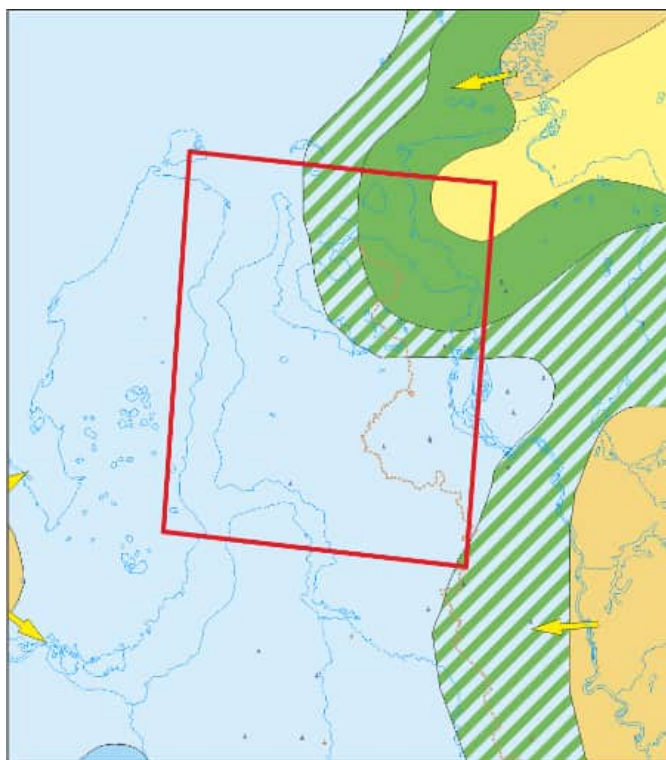


Рис. 28 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Кампан, маастрихт (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013]

1.4. Тектоника. История тектонического развития

В тектоническом плане территория исследования принадлежит к двум отрицательным структурам нулевого порядка Карской мегасинеклизе на севере и Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизе на юге (Рис. 29) [Конторович и др., 2001].

Карская мегасинеклиза расположена на севере Западной Сибири. Она охватывает южную часть Карского моря и северное окончание п-ова Ямал. Депрессионная зона с северо-запада обрамляется Северо-Карской моноклизой, на западе граничит с Припайхойским мегавыступом, на северо-востоке с Северо-Таймырским мегавыступом и Северной мегаседловиной, на Юго-Востоке – с Южно-Карской мегаседловиной. Мегасинеклиза имеет изометричную форму и несколько вытянута с юго-запада на северо-восток. Размеры структуры, ограниченной изолинией – 3 520 м, составляют 475 x 175 км, площадь – 87 300 км², амплитуда – 1 250 м [Особенности..., 2004].

В составе мегасинеклизы выделены две крупные замкнутые отрицательные структуры I порядка. Центрально-Карская мегавпадина находится в северо-восточной части надпорядковой депрессии, в рельефе кровли юры ограничена изогипсой – 3 920 м, имеет площадь 8 600 км² и амплитуду 850 м. Южно-Карская мегавпадина расположена на юго-западе Карской мегасинеклизы и примыкает к западному побережью п-ова Ямал. Площадь структуры, контролируемой изогипсой – 4 020 м, составляет 12 500 км², амплитуда – 400 м. Мегавпадины не осложнены более мелкими элементами [Особенности..., 2004].

В центральной части Карской мегасинеклизы между Центрально-Карской и Южно-Карской мегавпадинами, а также на юге надпорядковой депрессии расположена группа положительных и отрицательных структур, из которых наиболее крупным является Рогозинский мезовал, Извилистая мезовпадина и Верхнетамбейский мезопрогиб [Особенности..., 2004].

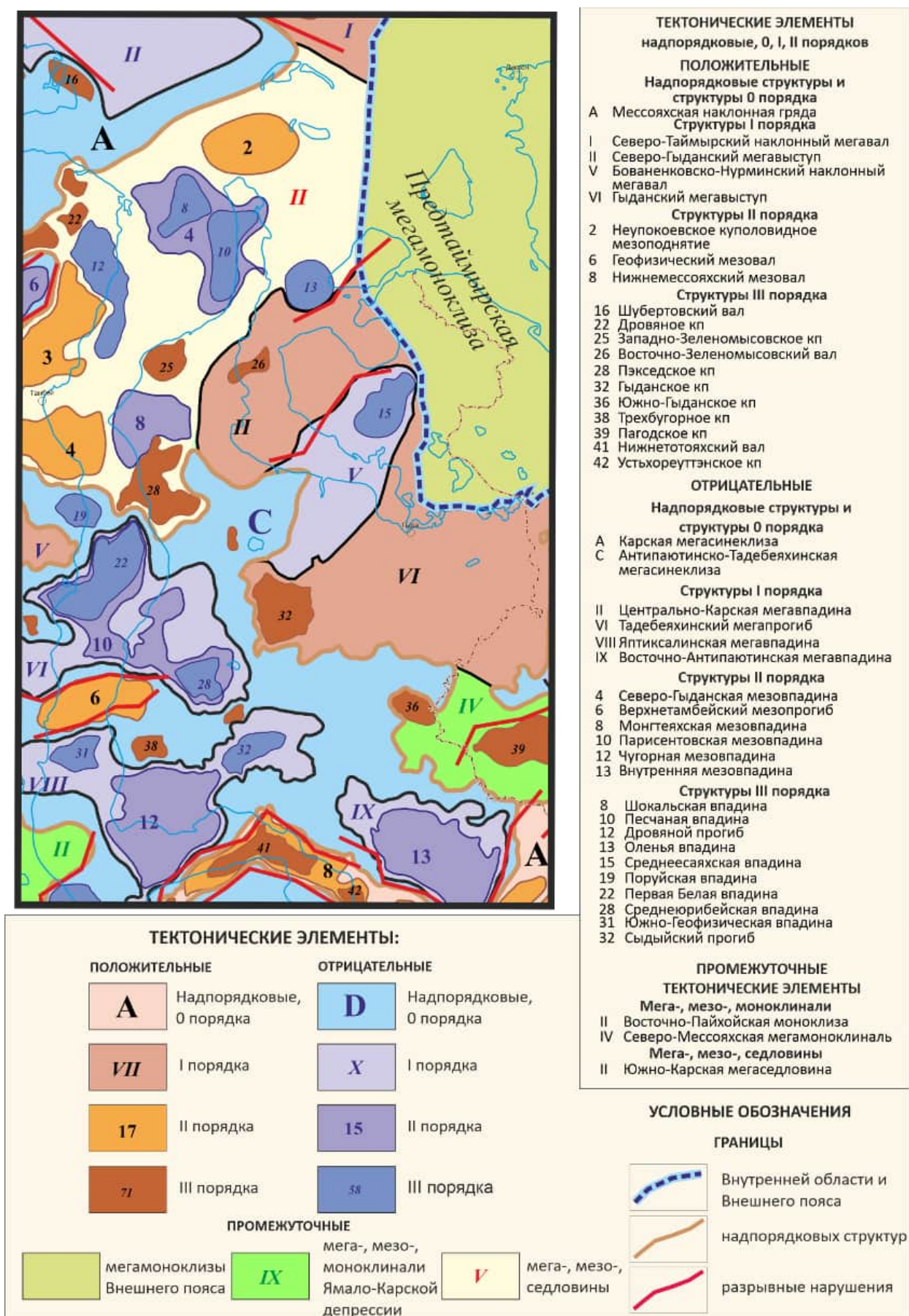


Рис. 29 - Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001]

На территории Карской мегасинекклизы 11 структур III порядка: Внешняя, Шапочная, Белая, Скуратовская, Шараповская, Тивтеяхская и Пыкахояхская впадины, Западно-Маточкинское, Восточно-Маточкинское, Подшапочное куполовидные поднятия и Шубертовский вал.

В северо-восточной части Ямало-Карской региональной депрессии расположен Северо-Таймырский наклонный мегавал.

Северо-Таймырский наклонный мегавал расположен в северо-восточной части Карского моря. С севера, запада и юга он контролируется изогипсой – 3 260 м, с востока – границей Внутренней области и Внешнего пояса геосинекклизы. Длина структуры порядка 200 км при ширине в восточной, самой широкой части около 170 км, площадь 1 600 км², амплитуда 510 м. В центре Северо-Таймырского мегавыступа выделен Северо-Восточный прогиб, расположенный в кольце положительных структур III порядка, представленных При-таймырским, Выступным, Согласношным куполовидными поднятиями [Скоробогатов, Строганов 2006].

Между Карской и, расположенной южнее, Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинекклизами находятся Южно-Карская мегаседловина и Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал.

Южно-Карская мегаседловина имеет размеры 340 x 170 км, площадь 45 000 км². В ее пределах выделены пять структур II и восемь III порядка. На северо-западе по изолинии - 420 м оконтурен Северо-Тамбейский мезовал. Южнее расположено Южно-Тамбейское куполовидное мезоподнятия, ограниченное по изогипсе – 3 460 м. Севернее изогипсой – 3 140 м оконтурено Неупокоевское куполовидное мезоподнятия. В северо-западной части мегаседловины расположен вытянутый в северо-восточном направлении Малыгинский вал, ограниченный на абсолютной отметке – 3 520 м. Этим поднятием осложнен выступ мегаседловины в направлении Карской мегасинекклизы. Наиболее крупной отрицательной структурой в пределах Южно-Карской мегаседловины является Северо-Гыданская мезовпадина, ограниченная по изо-

гипсе – 3 420 м, с площадью 4 140 км² при амплитуде 300 м. Депрессия осложнена Шокальской и Песчаной впадинами. В южной части Южно-Карской мегаседловины находится Монгтеяхская мезовпадина, ограниченная изогипсой – 3 500 м. В пределах Южно-Карской мегаседловины находится также структуры III порядка: Дровяное, Западно-Зеленомысовское, Пэкседское куполовидные поднятия, Дровяной вал и Оленья впадина [Особенности..., 2004; Скоробогатов, Строганов, 2006].

Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал, расположенный в средней части полуострова Ямал, протягивается в широтном направлении на расстояние 180 км.

Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза – отрицательная надпорядковая замкнутая структура, охватывающая восточную часть полуострова Ямал, Обскую губу и значительную часть Гыданского и Тазовского полуостровов [Конторович, 2011]. В рельефе кровли юрского структурного яруса она ограничена изогипсой – 3 600 м, охватывает площадь 61 100 км² и имеет амплитуду 530 м. Форма депрессии в целом изометричная. Очертания извилистые.

В южной части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы расположена Яптиксалинская мегавпадина, оконтуренная изогипсой – 3 760 м. Ее площадь 9 900 км², амплитуда 370 м. Центральная часть мегавпадины осложнена отрицательной структурой II порядка – Чугорной мезовпадиной, которая охватывает площадь 3 760 км², при амплитуде 290 м, имеет изометричную форму. Яптиксалинская мегавпадина дополнительно осложнена двумя отрицательными структурами III порядка – Южно-Геофизической впадиной и Сыдыдским прогибом [Особенности..., 2004].

В юго-восточной примыкающей к Месояхской наклонной гряде части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы находится Восточно-Антипаютинская мегавпадина – отрицательная замкнутая структура I порядка. Она имеет изометричную форму и несколько вытянута в северо-западном направ-

лении, юго-западная и восточная границы плавных очертаний, а северная извилистая. В пределах мегавпадины выделена отрицательная структура II порядка – Внутренняя мезовпадина [Конторович и др., 2001].

В центральной, наиболее прогнутой части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы расположена Тадебеяхинская мегавпадина, оконтуренная изогипсой – 3 740 м. Ее размеры 150 x 10 км, площадь 10 350 км², амплитуда 300 м. Значительную часть территории мегавпадины занимает отрицательная структура II порядка – Парисентовский мезопрогиб, осложненный Среднеюрйбейской и Первой Белой впадинами [Особенности..., 2004].

На территории Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы выделяется три отрицательные структуры III порядка: Поруйская, Каменномысская и Верхнеесавэйяхская впадины.

Антипаютинско-Тадебеяхинскую мегасинеклизу осложняют два положительных тектонических элемента: в центральной части – Геофизический мезовал – структура II порядка, вытянутая в восточном направлении. Ее удлиненные северный и южный склоны осложнены разрывными нарушениями, секущими отложения юры и проникающими в меловые горизонты. К юго-востоку от Геофизического мезовала расположено Трехбугорное куполовидное поднятие – структура III порядка.

Антипаютинско-Тадебеяхинскую мегасинеклизу с запада ограничивает Восточно-Пайхойская моноклиза, протягивающаяся от Припайхоевского мегавыступа на севере до Медвежье-Нумгинского наклонного мегавала на юге.

На юге территории исследования расположена Большехетская мегасинеклиза, которая на севере граничит с Мессояхской наклонной грядой, на западе – с Медвежье-Нумгинским наклонным мегавалом и Восточно-Пайхойской моноклизой, на востоке – с Долгонской мезомоноклиной, Тогульским мезомысом и Северо-Часельской седловиной, на юге – со Среднепурским наклонным мегапрогибом. Большехетская мегасинеклиза, площадь которой составляет 107 700 км², является наиболее крупной отрицательной замкнутой надпорядковой структурой в Западной Сибири. Мегасинеклиза осложнена

двумя отрицательными структурами I порядка и серией положительных и отрицательных элементов II и III порядка [Особенности..., 2004; Скоробогатов, Строганов, 2003].

На севере к Большехетской мегасинеклизе примыкает Мессояхская наклонная гряда [Нестерова и др., 1984] – положительная надпорядковая структура, простирающаяся в субширотном направлении и отделяющая Антипаютино-Тадебеяхинскую мегасинеклизу от Большехетской. При этом Мессояхская наклонная гряда разделяет на две равные части Ямало-Карскую региональную депрессию на две приблизительно равные части. Гряда начинается на востоке в пределах Внешнего пояса геосинеклизы и протягивается узкой полосой через всю территорию Внутренней области на запад на расстояние более 550 км. Ширина структуры в крайней западной части составляет около 15 км, а на востоке, в месте ее пересечения с Внешним поясом геосинеклизы достигает 50 км. Мессояхская наклонная гряда – самый контрастный тектонический элемент на территории Западной Сибири: в средней части амплитуда поднятия превышает 1 000 м [Кулишкин и др., 2012]. В западной и центральных частях наклонной гряды находятся положительные замкнутые структуры: Среднемессояхский и Нижнемессояхский мезовалы [Скоробогатов, Строганов, 2003].

В центральной части территории исследования располагается Северо-Гыданский мегавыступ, примыкающий на юго-западе к Антипаютино-Тадебеяхинской мегасинеклизе, на северо-западе граничит с Южно-Карской мегаседловиной, на юго-востоке – со Среднегыданским мегаврезом, на северо-востоке – с Предтаймырской мегамоноклизой. В пределах выступа выделен Восточно-Зеленомысовский вал.

К югу от Северо-Гыданского мегавыступа расположена незамкнутая отрицательная структура I порядка – Среднегыданский мегаврез, с северо-востока примыкающий к Антипаютино-Тадебеяхинской мегасинеклизе. Мегаврез вытянут в северо-восточном направлении и имеет длину 150 км при

средней ширине 60 км. Северо-восточная часть депрессии осложнена Средне-мессояхской впадиной [Особенности..., 2004].

Гыданский мегавыступ – положительная незамкнутая структура I порядка, на западе и на юге ограничен Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинклизой, на северо-западе – Среднегыданским мегаврезом, на северо-востоке – Предтаймырской мегамоноклизой, на востоке – Агапско-Енисейским желобом, на юге – Восточно-Тазовской мезомоноклиной. В пределах мегавыступа перепад глубин залегания кровли юрского структурно-формационного комплекса составляет более 800 м. В восточной части структуры выделено Гыданское куполовидное поднятие.

1.5. Нефтегазопроизводящие толщи

Первые работы по геохимии органического вещества юрско-меловых толщ на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба выполнялись в 70-е годы прошлого столетия. В монографии коллектива авторов под руководством А.Э. Конторовича [Геохимия мезозойских..., 1971] детально рассмотрены условия накопления и катагенез органического вещества на территории Западной и Восточной Сибири и Енисей-Хатангского регионального прогиба в частности. Согласно [Геохимия мезозойских..., 1971] в пределах территории исследования в глинистых толщах нижней юры содержание органического углерода в породах изменяется от 1 до 3 %, Средние содержания составляют 2 % на породу. Органическое вещество келловейского и оксфордского ярусов несколько богаче $C_{орг}$ чем нижележащие толщи, средние концентрации составляют 2.3 %. Вверх по разрезу содержание органического углерода увеличивается и в глинистых толщах волжского (титонского) яруса достигают в среднем 3 %. Таким образом в соответствии с результатами авторов [Геохимия мезозойских..., 1971] нефтегазопроизводящими могут являться как обогащенные органическим веществом глинистые толщи верхней юры, так и средне-, нижнеюрские толщи с содержаниями $C_{орг}$ значительно превышающие кларковые значения для глин.

Публиковались и отличные точки зрения. Например, в работах Д.С. Сорокова утверждалось, что в разрезе нет горизонтов с повышенным содержанием органического углерода [Сороков 1971, 1974]. При расчленении разреза на глинисто-алевритистые и алеврито-песчаннистые породы, по его мнению, в первой группе пород юрского возраста среднее содержание органического углерода не превышало 1.31 %. Меловая часть разреза характеризуется еще меньшими значениями, как и юрские алеврито-песчаннистые породы.

Исследования, выполненные позже на более обширном фактическом материале, дали несколько большие значения содержаний органического угле-

рода [Афанасенков, 1987]. В глинистых толщах юры средние значения $C_{\text{орг}}$ составили 1.42 %, при этом диапазон изменения в верхнеюрском комплексе составил 1.08 – 2.30 %.

В комплексных исследованиях территории всей Западной Сибири под руководством А.Э. Конторовича было показано, что потенциально нефтегазопроизводящими на территории исследований являются все глинистые юрские толщи $C_{\text{орг}}$ [Нефтегазоносные бассейны..., 1994]. Диапазон изменения содержаний органического углерода в глинах и аргилитах юрского комплекса колеблется от 1 до 3 %. Минимальные значения соответствуют глинистым толщам нижней юры - среднее содержание $C_{\text{орг}}$ 1.2 %. Вверх по разрезу содержание органического углерода увеличивается, среднеюрские нефтегазопроизводящие толщи обладают средним содержанием органического углерода 1.8 %. Средние содержания органического углерода в верхнеюрских толщах составляют 2.4 % [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

Позднее, в своей диссертационной работе Л.Н. Болдушевская представила обобщенные результаты определения содержаний органического углерода в юрском разрезе [Болдушевская, 2001]. Она указывает на слабое изменение содержаний $C_{\text{орг}}$ по площади и в разрезе. Потенциально производящими, по ее мнению, являются глинистые юрские отложения в целом.

Наиболее современные геохимические исследования в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба выполнила Н.С. Ким с соавторами. Они показали, что диапазон изменения содержания органического углерода в глинистых толщах юры составляет 0.5 – 10.2 % на породу. Наибольшим содержанием $C_{\text{орг}}$ (в среднем 2.3 %) обладают породы малышевской и сиговской свиты, а в гольчихинской свиты среднее значение $C_{\text{орг}}$ равно 2 % [Ким и др., 2010].

Обширный обзор геохимических характеристик мезозойских нефтегазопроизводящих толщ приведен в работе Н.С. Ким и А.П. Родченко [Ким, Родченко, 2013]. Ими был изучен весь юрско-меловой разрез. Глинистые толщи

нижней юры (шараповская, китербютская и надояхская свиты) характеризуются средними значениями $C_{орг}$ равными 1.35 %, в отдельных образцах значения $C_{орг}$ больше 3 %. Содержание $C_{орг}$ в глинистых толщах вымской свиты в среднем составило 2.68 %, а в леонтьевской 1.44 %. Малышевская свита характеризуется содержанием органического углерода от 1 до 3 % при среднем 2.08 %. Органическое вещество из пород баженовского горизонта – гольчихинской и яновстанской свит характеризуется достаточно узкими границами изменения $C_{орг}$, наиболее часто встречаются образцы с содержанием $C_{орг}$ в диапазоне 1 – 3 %, а среднее значения составляет 1.78 % для гольчихинской свиты и 1.40 % для яновстанской.

Геохимические исследования также показали, что в гольчихинской и в меньшей степени в малышевской свитах часто встречаются уровни с существенной примесью аквагенного органического вещества [Ким, Родченко, 2013].

На основании обобщения литературных данных в модели в качестве нефтегазпроизводящих толщ были приняты глинистые отложения гольчихинской, малышевской, лайдинской, китербютской и левинской свит.

Помимо открытых литературных данных в работе также использовались данные ИНГГ СО РАН (А.Н. Фомин, Н.С. Ким, В.Н. Меленевский, А.П. Родченко и др.) - 156 замеров $C_{орг}$ и 164 HI и T_{max} в породах юрского возраста центральной части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Анализ данных показал, что содержание органического углерода в юрских нефтегазопроизводящих толщах варьируется в диапазоне 0.6 – 11.22 %, а водородный индекс HI от 30 до 450 мг УВ/г $C_{орг}$.

В глинистых толщах баженовского горизонта, представленного на территории исследования баженовской, гольчихинской и яновстанской свитами средние содержания $C_{орг}$ равны 1.32 %, показатели водородного индекса достигают 414 мг УВ/г $C_{орг}$. На территории исследования органическое вещество

горизонта в значительной степени аквагенное с небольшой примесью террагенного.

Органическое вещество малышевского горизонта по генерационному потенциалу уступает вышележащей гольчихинской свите, НІ колеблется в диапазоне 67 – 236 мг УВ/г $C_{орг}$, что в совокупности с катагенезом говорит о значительной преобразованности керогенов. Средние значения $C_{орг}$ достигают 11 % при среднем 2.45 %. Органическое вещество является смешанным с преобладанием аквагенной составляющей.

В глинистых толщах лайдинской горизонта преобладает органическое вещество террагенного генезиса с крайне слабыми генерационными характеристиками, средние значения $C_{орг}$ равны 1.6 %. Максимальные значения НІ достигают 240 мг УВ/г $C_{орг}$.

Органическое вещество китербютского горизонта террагенного генезиса и обладает средними значениями $C_{орг}$ равными 1.7 %. НІ достаточно низкое, в среднем составляет 171 мг УВ/г $C_{орг}$, что связано со степенью преобразованности керогена.

Глинистые прослои левинского горизонта содержат органическое вещество террагенного генезиса с низкими генерационными характеристиками. Среднее значение $C_{орг}$ в них 1.2 %, а средние значения водородного индекса составляют 112 мг УВ/г $C_{орг}$.

1.6. Нефтегазоносность

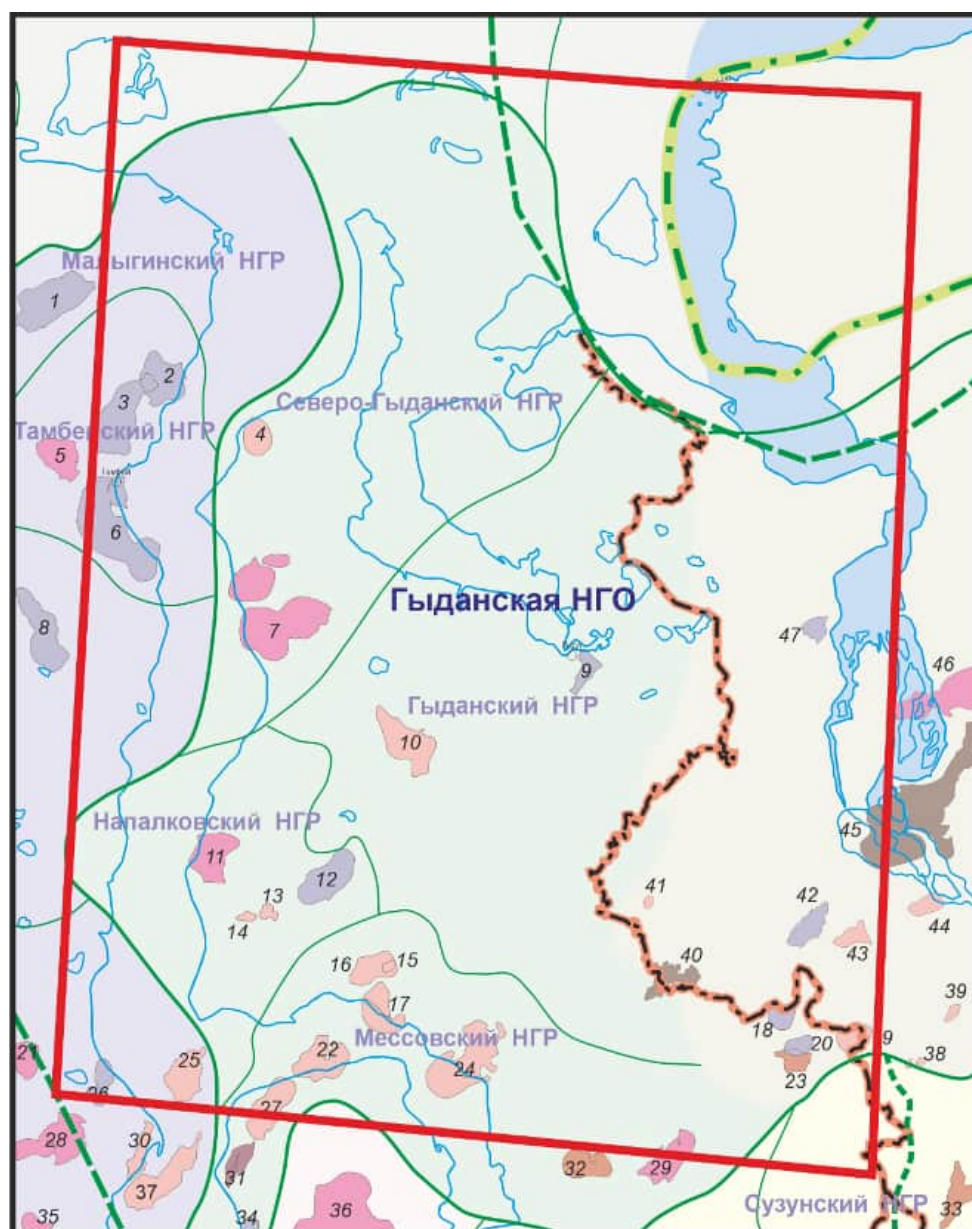
Территория исследования включает в себя Гыданскую нефтегазоносную область и восточную часть Ямальской нефтегазоносной области (Рис. 30) [Конторович, Сурков, 2000].

Гыданская нефтегазоносная область

В тектоническом отношении северная ее часть находится в пределах Центрально-Карской мегавпадины, южная занимает Антипаютинско-Тадебехинскую мегасинеклизу. На юге окраину области пересекает Мессояхская наклонная гряда. Площадь Гыданской нефтегазоносной области составляет 137 229 км² (Табл. 2) [Конторович и др., 2001].

В пределах области выделяются Северо-Гыданский, Гыданский, Напалковский и Мессовский нефтегазоносные районы. На ее территории открыты 22 месторождения углеводородов, в том числе 6 нефтегазоконденсатных, 5 газоконденсатных и 11 газовых [Шемин, Нехаев, 2005; Казаненков и др., 2014]. Уникальных среди них нет, наиболее крупными являются Утреннее (Салмановское) (Северо-Гыданский нефтегазоносный район) и Геофизическое (Напалковский нефтегазоносный район) нефтегазоконденсатные. Больше всего месторождений (14) открыто в самом южном, Мессояхском районе. Залежи газа в сеноманских отложениях содержат 12 месторождений. Наличие единственной нефтяной залежи в данном резервуаре Восточно-Мессояхского месторождения остается пока не объясненным [Российская..., 2004].

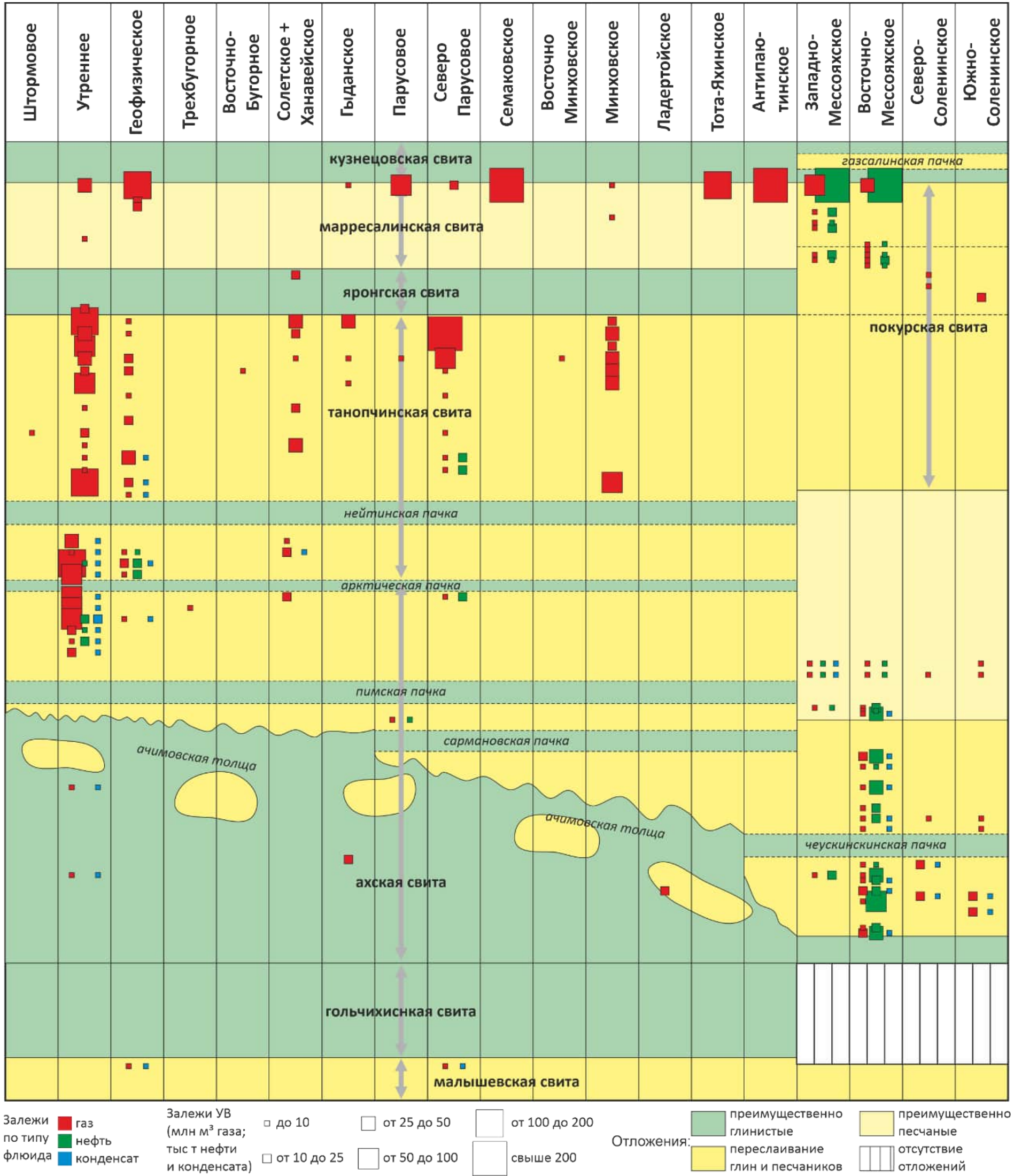
Мессовский нефтегазоносный район. В пределах территории Мессовского нефтегазоносного района выделяется 11 нефтегазовых и газовых месторождения: Антипаютинское, Восточно-Мессояхское, Восточно-Минховское, Западно-Мессояхское, Мессояхское, Минховское, Парусовое, Северо-Парусовое, Северо-Соленинское, Семаковское и Тотяхинское. Район занимает площадь 31 139 км².



Номера месторождений: 1 - Малыгинское; 2 - Тасийское; 3 - Северо-Тамбейское; 4 - Штормовое; 5 - Западно-Тамбейское; 6 - Южно-Тамбейское; 7 - Утреннее; 8 - Западно-Сеяхинское; 9 - Ладертойское; 10 - Гыданское; 11 - Геофизическое; 12 - Солетское+Ханавейское; 13 - Восточно-Бугорное; 14 - Трехбугорное; 15 - Восточно-Минховское; 16 - Минховское; 17 - Тота-Яхинское; 18 - Северо-Соленинское; 19 - Мессояхское; 20 - Южно-Соленинское; 21 - Нурминское; 22 - Семаковское; 23 - Южно-Соленинское; 24 - Антлаутинское; 25 - Северо-Каменномыское; 26 - Хамбательское; 27 - Северо-Парусовое; 28 - Ростовцевское; 29 - Восточно-Мессояхское; 30 - Каменномыское; 31 - Парусовое; 32 - Западно-Мессояхское; 33 - Сузунское; 34 - Южно-Парусовое; 35 - Новопортовское; 36 - Ямбургское; 37 - Каменномыское море; 38 - Горичинское; 39 - Зимнее; 40 - Новоогненное; 41 - Нанадянское; 42 - Пеляткинское; 43 - Ушаковское; 44 - Казанцевское; 45 - Паяхское; 46 - Байкаловское; 47 - Дерябинское.

Рис. 30 - Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович, Сурков, 2000]

Таблица 2 - Таблица нефтегазоносности юрско-меловых отложений Гыданской НГО.



Антипаютинское месторождение расположено в центральной части Мессовского нефтегазоносного района. Месторождение является газовым с залежами в пласте ПК₁ маррессалинской свиты, сеноманского яруса [Особенности..., 2004].

Восточно-Мессояхское месторождение расположено в восточной части Мессовского нефтегазоносного района. Месторождение нефтегазоконденсатное с залежами в пластах ПК₁ - нефтяная залежь, ПК_{1/2}, ПК₁₉, ПК₂₀, ПК₂₁ - газовые залежи маррессалинской свиты. Также залежи нефти обнаружены в пластах МХ₂, газоконденсата в пластах МХ₃, газа в МХ₄, нефти и газа в пластах МХ₅, газоконденсата в пластах МХ₆, нефти в МХ₇, нефти и газоконденсата в пластах МХ₉ малохетской свиты. Таким образом, основные залежи месторождения приурочены к сеноману и апту [Шемин, Нехаев, 2005; Особенности..., 2004].

На севере Мессовского нефтегазоносного района расположено Восточно-Минховское газовое месторождение. Газовые залежи в таноппчинской свите аптского возраста соответствуют пластам ТП₄, ТП₅.

Западно-Мессояхское месторождение расположено на востоке района. Месторождение газонефтяное с залежами в пластах маррессалинской свиты: ПК₁ – газонефтяная залежь, ПК₇ – газовая залежь, ПК₁₀, ПК₁₉ – газонефтяная залежь. Продуктивные отложения соответствуют сеноманскому комплексу [Казаненков и др., 2014; Особенности..., 2004].

На востоке Мессовского нефтегазоносного района выделяется Мессояхское газовое месторождение с залежью в пласте ПК₁ маррессалинской свиты, сеноманского яруса [Конторович и др., 2001].

Минховское газовое месторождение с залежами в маррессалинской свите, сеноманского возраста: ПК₁, ПК_{9/1}, ПК_{9/2}. И залежи в отложениях апта, таноппчинская свита, пласты ТП₁-ТП₁₄ [Карогодин и др., 2000; Бородин и др., 2007; Ершов и др., 2009].

На западе Мессовского нефтегазоносного района располагается Парусовое месторождение газа. Залежи приурочены к марресалинской и танопчинской свитам: ПК₁ и ТП₅ соответственно.

Севернее Парусового месторождения находится Северо-Парусовое газовое месторождение. Продуктивные горизонты в марресалинской свите соответствуют горизонту ПК₁. Основная часть залежей приурочена к танопчинской свите аптского возраста: ТП₂-ТП₃ огромная газовая залежь, ТП₄ более мелкая газовая залежь [Ершов и др., 2009; Особенности..., 2004].

Северо-Соленинское газовое месторождение, Мессовского нефтегазоносного района, включает залежи газа в яковлевской, ЯК₀ и ЯК₁-ЯК₂, и малохетской, МХ₃, свитах.

Семаковское и Тотаяхинское газовые месторождения с залежами в марресалинской свите, сеномана: ПК₁, находятся на западе исследуемой территории.

Напалковский нефтегазоносный район. Напалковский нефтегазоносный район, расположен на юго-западе Гыданской нефтегазоносной области и занимает площадь 16 058 км². Район включает 4 месторождения Восточно-Бугорное, Геофизическое, Солетское+Ханавейское и Трехбугорное, из них 2 газовых, 1 газоконденсатное и 1 нефтегазоконденсатное, содержащих около 28 залежей нефти и газа. Геофизическое, Солетское+Ханавейское месторождения является крупным по запасам [Карогодин и др., 2000; Бородкин и др., 2007].

В центральной части Напалковского нефтегазоносного района расположено Геофизическое месторождение газа. Оно включает газовые залежи пластов ПК₁, ПК₇ и ПК₁₃ марресалинской свиты и залежи пластов ТП₁, ТП₃-ТП₇ и ТП₉ танопчинской свиты. Возраст продуктивных отложений сеноман, апт [Особенности..., 2004].

Солетское-Ханавейское газовое месторождение расположено в восточной части Напалковского нефтегазоносного района. Месторождение включает

залежи газа в пласте ХМ₁ марресалинской свиты и залежи ТП₁, ТП₂, ТП₄ и ТП₈ танопчинской свиты. Возраст продуктивных отложений апт-альб. Общие запасы месторождения 50.86 млрд. м³ [Особенности..., 2004].

Восточно-Бугорное газовое месторождение расположено в центральной части Напалковского нефтегазоносного района и включает газовую залежь в пласте ТП₅, танопчинской свиты аптского возраста.

Северо-Гыданский нефтегазоносный район. Северо-Гыданский нефтегазоносный район расположен на севере Гыданской нефтегазоносной области и включает два газовых месторождения: Штормовое и Утреннее.

Штормовое месторождение газа расположено на западе Северо-Гыданского нефтегазоносного района. Месторождение с залежью в пласте ТП₁₀ танопчинской свиты, аптского возраста [Карогодин и др., 2000].

На юго-западе Северо-Гыданского нефтегазоносного района расположено Утреннее месторождение, открытое в 1980 году скважиной № 252 «Главтюменьгеологии». По отражающему горизонту «Г» поднятие оконтурено изогипсой - 830 м и имеет площадь 800 км². Фундамент не вскрыт. В пределах месторождения выявлены 26 газовых, 12 газоконденсатных и 4 нефтяных залежи пластово-сводового, массивного и литологически экранированного типов. Часть Утреннего месторождения расположена в Обской губе. Коллектором служат песчаники с линзовидными прослоями глин и известняков. Этаж газоносности охватывает временной промежуток апт-альб-сеномана. Разведанные и предварительно оцененные запасы - 767 млрд м³ газа, 23.4 млн т конденсата, 10.6 млн т нефти [Российская..., 2004].

Гыданский нефтегазоносный район. Гыданский нефтегазоносный район занимает центральную и восточную области Гыданской нефтегазоносной области. На территории района находится два месторождения: газовое Гыданское и газоконденсатное Ладертойское. Площадь района составляет 48 708 км².

На западе нефтегазоносного района располагается Гыданское газовое месторождение. Общее количество залежей 5, все газовые. В стратиграфическом отношении они приурочены к верхам сеномана (пласт ПК₁), пластам верхней части танопчинской и ахской свит нижнего мела.

На северо-востоке нефтегазоносного района расположено Ладертойское месторождение газа. Месторождение приурочено к одноимённого локальному поднятию и было открыто в 1993 году скважиной № 7 «Главтюменьгеологии». По отражающему горизонту «Б»; поднятие оконтурено пзогипсой – 3490 м и имеет площадь 20 км². Фундамент не вскрыт. В пределах месторождения выявлена газовая залежь литологически экранированного типа. Коллектором служат песчаники с линзовидными прослоями глин. Ладертойское месторождение находится в нераспределённом фонде недр. По размерам запасов относится к классу средних, а по степени промышленной освоенности к разведываемым [Российская..., 2004].

Ямальская нефтегазоносная область

В тектоническом отношении северо-восточная часть области находится в пределах Карской мегасинеклизы, остальная территория — это различные структуры Ямало-Карской депрессии и Внешнего пояса плиты. В центральных и южных районах выделены соответственно Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал и Ярудейский мегавыступ. Площадь Ямальской нефтегазоносной области 154 797 км².

В состав области входят Малыгинский, Тамбейский, Нурминский, Южно-Ямальский и Щучьинский нефтегазоносные районы. Здесь открыто 26 месторождений углеводородов: 8 нефтегазоконденсатных, 10 газоконденсатных и 8 газовых. Большинство крупных из них, в том числе гигантское Бованенковское, а, следовательно, и основные запасы газа сосредоточены в Нурминском нефтегазоносном районе. Крупными являются Новопортовское и Ростовцевское нефтегазоконденсатные месторождения в Южно-Ямальском нефтегазоносный район [Российская..., 2004].

В самом северном, Малыгинском районе открыты два месторождения. В одном из них, Сидоровском, пока выявлена только одна газовая залежь в сеномане. В этом районе стратиграфический диапазон газоносности весьма широк — от байоса до сеномана включительно. Щучьинский нефтегазоносный район выделяется условно. В его пределах пока не выявлено месторождений.

Только восточная часть Ямальской нефтегазоносной области принадлежит к территории исследования.

Малыгинский нефтегазоносный район. Малыгинский нефтегазоносный район выделен в составе Ямальской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Он занимает площадь 29 313 км².

На территории района выделяется два месторождения Малыгинское газоконденсатное, с запасами 439.52 млрд м³ газа (по категории А, В, С₁), и Сядорское газовое. Выявленные в них 33 залежи газа приурочены к среднеюрским (пласты Ю₂ — Ю₇) и меловым (пласты от ПК₁ до БЯ₃) отложениям. Преимущественно газоконденсатные залежи характерны для вымской, малышевской и танопчинской свит, в отложениях покурской свиты все залежи газовые [Особенности..., 2004].

Тамбейский нефтегазоносный район. Площадь района составляет 14 769 км². На территории Тамбейского нефтегазоносного района выделяется 4 газоконденсатных месторождения: Тасийское, Северо-Тамбейское, Южно-Тамбейское и Западно-Тамбейское. В месторождениях выявлено около 129 залежей нефти и газа, продуктивны среднеюрские (пласты Ю₂ — Ю₇) и меловые (пласты от ПК₁ до пластов БЯ₁₄) отложения. В отложениях изученного разреза преобладают газоконденсатные и газовые залежи. Лишь на Западно-Тамбейском месторождении выявлены 11 нефтяных залежей, приуроченных к танопчинской свите. В целом по разрезу выявлено 89 газоконденсатных и 40 газовых залежей, причем большая часть последних приурочена к отложениям ханты-мансийской и покурской свит.

Северо-Тамбейское и Южно-Тамбейское месторождения являются уникальными по количеству запасов газа, а Западно-Тамбейское и Тасийское – крупными.

Тасийское месторождение было открыто в 1988 году скважиной № 27 «Главтюменьгеологии». По отражающему горизонту «Г» поднятие оконтурено изогипсой – 1 010 м и имеет площадь 300 км². Фундамент не вскрыт. В пределах Тасийского месторождения выявлены 23 газовых и 20 газоконденсатных залежей пластово-сводового, массивного и литологически экранированного типов. Коллектором служат песчаники с линзовидными прослоями глин и известняков [Российская..., 2004].

Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение было открыто в 1974 г. Запасы природного газа на месторождении составляют около 1.3 трлн м³, газового конденсата - 40-60 млн т.

Западно-Тамбейское газоконденсатное месторождение было открыто в 1986 году. Разведанные запасы по российской категории ABC₁ – 100.96 млрд м³ газа.

Северо-Тамбейское газоконденсатное месторождение расположено в 610 км к Северо-Востоку от г. Салехард Ямало-Ненецкого автономного округа Российской Федерации и приурочено к локальному поднятию одноимённого названия. Месторождение было открыто в 1982 скважиной № 16 «Главтюменьгеологии». По отражающему горизонту «Г» поднятие оконтурено изогипсой - 970 м и имеет площадь 850 км². Фундамент не вскрыт. В пределах Северо-Тамбейского месторождения выявлены 28 газовых, 19 газоконденсатных залежей пластово-сводового массивного и литологически экранированного типов. Коллектором служат песчаники с линзовидными прослоями глин и известняков. Разведанные запасы по российской категории ABC₁ – 724.14 млрд м³ газа [Особенности..., 2004].

Нурминский нефтегазоносный район. Нурминский нефтегазоносный район выделен в составе Ямальской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Площадь его составляет 37 935 км². Нефтегазоносный район включает 11 месторождений углеводородов: Харасавэйское, Крузенштернское, Южно-Крузенштернское, Северо-Бованенковское, Бованенковское, Нерстинское, Восточно-Бованенковское, Верхнетиутейское, Нейтинское, Арктическое, Западно-Сеяхинское. Из них 5 газовых, 3 газоконденсатных и 3 нефтегазоконденсатных, содержащих около 102 залежей нефти и газа. В стратиграфическом отношении они сосредоточены в юрских (пласты Ю₂ – Ю₁₂) и меловых (пласты от ПК₁ до БЯ₁₀) отложениях. По всему разрезу преобладают газоконденсатные и газовые залежи. В юрских отложениях выявлено 8 газоконденсатных залежей, в нижнем мелу – 1 нефтяная, 2 нефтегазоконденсатных, 55 газоконденсатных и 22 газовых, в верхнем мелу – 1 газоконденсатная и 13 газовых залежей.

Бованенковское, Крузенштернское и Харасавэйское месторождения являются уникальными по количеству запасов газа. Арктическое, Верхнетиутейское, Западно-Сеяхинское и Нейтинское месторождения – крупными.

Харасавэйское месторождение было открыто в 1974 году скважиной № 1 «Главтюменьгеологии». По отражающему горизонту «Г» поднятие оконтурено изогипсой - 800 м и имеет площадь 500 км². Фундамент не вскрыт. В пределах Харасавэйского месторождения выявлены 6 газовых и 18 газоконденсатных залежей пластово-сводового, массивного и литологически экранированного типов. Северная часть залежи расположена в море. Коллекторами служат песчаники с линзовидными прослоями глин и известняков. В пласте Ю коллектор глинистый [Геологическое строение..., 2005].

Крузенштернское месторождение было открыто в 1976 году. Разведанные запасы составляют – 964.66 млрд м³ газа. Основные залежи приурочены танопчинской свите апта, покурской и ханты-мансийской сеномана и альба соответственно.

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение - крупнейшее месторождение полуострова Ямал. Количество газовых промыслов на объекте - три. Общее количество скважин 743, количество кустов скважин - 56. Среднее содержание конденсата в пластовом газе составляет 2.5 г/м^3 . Год открытия - 1971. Примерные запасы составляют – 4.4 трлн м^3 газа. Залежи находятся в отложениях апта-альба-сеномана и принадлежат к покурской, ханты-мансийской и танопчинской свите [Особенности..., 2004].

Арктическое месторождение было открыто в 1968 году скважиной № 1 «Главтюменьгеологии». По отражающему горизонту «Г» поднятие оконтурено изогипсой - 725 м и имеет площадь 255 км^2 . Фундамент не вскрыт. В пределах месторождения выявлены одна газовая, 5 газоконденсатных, и одна газоконденсатнонефтяная залежи пластово-сводового, массивного и литологически экранированного типов. Коллектором является песчаники с линзовидными прослоями глин и известняков.

Южно-Ямальский нефтегазоносный район. Нефтегазоносный район включает такие месторождения как: Каменномысское, Малоямальское, Новопортовское, Нурминское, Ростовцевское, Среднеямальское и Усть-Юрибейское и имеет площадь $53\,574 \text{ км}^2$. Залежи в стратиграфическом отношении сосредоточены в палеозойских (НГГЗК), среднеюрских (пласты Ю₂ – Ю₄) и меловых (пласты ПК₁–НП₁₀) отложениях. Снизу-вверх по разрезу отмечается тенденция возрастания газовой составляющей в залежах. В нижней части изученного разреза (НГГЗК, тюменская и ахская свиты) выявлено 8 нефтяных, 10 нефтегазоконденсатных, 1 нефтегазовая, 10 газоконденсатных и 1 газовая залежь. Выше по разрезу, в отложениях танопчинской свиты выявлены преимущественно газовые и газоконденсатные залежи. К альб-сеноманским отложениям приурочены чисто газовые залежи.

Новопортовское месторождение площадью в около 500 км^2 включает в себя 30 залежей углеводородов, в том числе 5 газовых (ПК₁₋₃ и пласты палеозоя), 3 газонефтяных (ХМ₁, ХМ₂, ТП₁₋₄), 2 газоконденсатных (Ю₂, Ю₂₂) и 15

газоконденсатнонефтяных (НП₀, НП₁₁, НП₁₂, НП₂₀, НП₂₋₃, НП₄, НП₅, НП₅₋₇, НП₈, НП₉, НП₁₀, НП₁₁, НП₁₂, Ю₁) залежей. Залежи пластово-сводового, массивного и литологически экранированных типов [Российская..., 2004].

Коллектором является песчаники с линзовидными прослоями глин и известняков. В коре выветривания пород фундамента, вскрытого на глубине 2700-3200 м, коллектор представлен трещиноватыми известняками.

Енисей-Хатангская НГО

Енисей-Хатангская НГО выделена на территории одноименного регионального прогиба. Область граничит с: Лено-Анабарской НГО на востоке, Гыданской НГО на западе и Пур-Тазовской НГО на юго-западе. На территории Енисей-Хатангской НГО, в настоящее время, открыто более 17 месторождений УВ. Среди них одно нефтяное, одно газонефтяное, четыре газоконденсатных и одиннадцать газовых.

Территория исследования расположена в трех НГР: Нижнеенисейском, Енисей-Пясинском и Соленинско-Малохетском.

Соленинско-Малохетский НГР.

Район граничит на западе с Мессовским НГР Гыданской НГО, на юге с Сузунским районом Пур-Тазовской НГО.

Площадь Соленинско-Малохетского района составляет 17 258 км².

Дерябинское газоконденсатное месторождение было открыто в 1976 году в пределах Дерябинской локальной структуры, которая осложняет Гданский мегавыступ. На месторождении 4 залежи в пластах дерябинской свиты неокома (Пласт Д_I, Д_{II}, Д_{IV}, Д_V) и приурочены к песчано-алевролитовым пластам. Состав газа – метановый, его содержание достигает 93% [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

Нанадянское газовое месторождение открыто в 1990 году. На сегодняшний день на государственном балансе стоит только одна залежь в пласте СД_I суходудинской свиты. Месторождение является средним по величине извлекаемых запасов является средним.

Новоогненное нефтяное месторождение, которое находится на границе Гыданской и Еничей-Хатангской НГО, было открыто в 2020 году. Основными продуктивными горизонтами являются пласты суходудинской свиты БУ₉, БУ₁₂.

Пеляткинское газоконденсатное месторождение было открыто в 1969 году. Тогда же и были открыты основные залежи суходудинской свиты (СД_{III}; СД_{IV}; СД_V; СД_{VI}; СД_{VIII}; СД_{IXA}). А позже в 1997 году была открыта залежь в пласте МХ-I малохетской свиты.

Ушаковское месторождение газа на юго-востоке Енисей-Хатангского регионального прогиба, было открыто в 1989 году. Пласты СД_{II}, СД_{III}, СД_{IX}, СД_{VIII} суходудинской свиты на месторождении являются коллектором. Залежи преимущественно метанового состава.

Также территория исследования включает западную часть Пайяхского нефтяного месторождения. Месторождение было открыто в 1990 году, Скважина № 1 дала фонтан нефти. Месторождение по запасам является уникальным с геологическими запасами 450 млн т нефти. Залежи приурочены к нижнехетской свите валанжинского возраста, пласты: НХ_{II}, НХ_{IV-III}.

Глава 2

МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ

Существует широкий спектр эмпирических и генетических методов прогноза перспектив нефтегазоносности геологических объектов разного ранга и степени изученности [Конторович, 1970, 1970а, 1976, Фотиади и др., 1981; Kontorovich, 1984, Бурштейн, 2016].

В рамках генетического подхода можно выделить две тесно связанные группы методов: объемно-генетические и историко-генетические. Историко-генетический подход позволяет реконструировать процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в нефтегазовых системах, на фоне развития осадочного бассейна. Этот метод воспроизводит процессы нефтидогенеза в динамике. Объемно-генетический подход, учитывает только фиксированные состояния нефтегазовой системы на разных стадиях развития и не рассматривает динамику, протекающих в ней процессов.

Наибольшее влияние на развитие генетических методов прогноза перспектив оказали работы отечественных ученых А.Ф. Добрянского, В.А. Соколова, В.А. Успенского, Н.Б. Вассоевича, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева и др. [Добрянский, 1948; Соколов, 1948; Успенский, 1954; Вассоевич, 1958, 1967; Вассоевич и др, 1971; Конторович, 1967, 1970, 1976; Конторович, Неручев, 1971; Неручев, 1962, 1969; Неручев и др, 1967, Kontorovich, 1984].

Следует подчеркнуть, что методы обоих направлений базируются на единой теоретической базе осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, основой которой являются представления о зональности (стадийности) процессов нефтидогенеза.

Одним из первых связь органического вещества и углеводородов в земной коре отметил В.И. Вернадский. В явной форме представления о происхождении углеводородов как продуктах деструкции органического вещества появились в работах А.Ф. Добрянского [Добрянский, 1948]. В своей монографии,

вышедшей более семидесяти лет назад, он приводил схемы образования нефти из сапропеля под контактно-каталитическим действием вмещающих пород.

Вертикальная зональность процессов нефтегазообразования активно обсуждалась в 50-е годы прошлого столетия. В 1948 году одним из первых об этом упоминал В.А. Соколов [Соколов, 1948]. Он выделял в разрезе три зоны (сверху вниз): биохимическую, переходную и термокаталитическую. Термокаталитическая зона, по его представлениям, занимает весь разрез осадочного чехла глубже 1 - 2 км, и делится на верхнюю – нефтегазовую и нижнюю – метановую.

Позже, в 1954 году, Н.Б. Вассоевич описал несколько иную зональность процессов генерации углеводородов. По мере погружения, с ростом степени катагенетической преобразованности органического вещества, сначала формируется газ, затем на большей глубине нефть и в позднем катагенезе – конденсатный газ [Вассоевич, Успенский, 1954].

В конце 60-х годов Н.Б. Вассоевич и А.Э. Конторович впервые показали, что наиболее интенсивные процессы нефтеобразования происходят в мезокатагенезе [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Конторович, Парпарова, Трушков, 1967]. Главным граничным критерием интенсивного образования нефти Н.Б. Вассоевич считал геологическое время. С учетом этого положения, он выделил главную фазу нефтеобразования. А.Э. Конторович, на примере нефтегазопроизводящих толщ Западной Сибири, выделил главный этап нефтегазообразования, который назвал главной зоной нефтегазообразования (ГЗН) [Конторович и др., 1967; Конторович, Парпарова, Трушков, 1967].

И.В. Высоцкий также рассмотрел вертикальную зональность распределения углеводородов в разрезе осадочной оболочки Земли. Подобно Н.Б. Вассоевичу он выделяет три зоны: верхнюю – газогенную термокаталитическую, среднюю – нефтегазогенную термокаталитическую и нижнюю газогенную термокаталитическую [Высоцкий, 1967].

На основе представлений о зональности (стадийности) процессов нефтедогенеза были сформулированы представления о масштабах генерации нефти

и газа в диагенезе и катагенезе. Так наибольшей интенсивности процессы образования углеводородов достигают в конце катагенетического подэтапа $МК_1^1$ и в течение этапа $МК_1^2$ [Конторович, Трофимук, 1973]. Такое утверждение справедливо для аквагенного органического вещества и смешанного с преобладанием аквагенного.

Учитывая все подходы, в совокупности в разрезе осадочного чехла выделяются следующие этапы (зоны) нефтеобразования [Конторович, Неручев, 1971]:

- зона созревания потенциально нефтепроизводящих отложений. Процесс собственно формирования отложений способных в будущем к генерации углеводородов;
- зона начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования. Начало генерации жидких углеводородов.
- главная зона процессов нефтеобразования. Процессы генерации нефти в этом этапе достигают максимума интенсивности. Для аквагенного органического вещества зона находится в градациях $МК_1^1, МК_1^2$.
- зона затухания процессов нефтеобразования. Интенсивность процесса образования жидких углеводородов закономерно уменьшается.
- зона существования нефтепроизводящих отложений. Конечный этап нефтеобразования.

По времени выделяются соответствующие фазы образования углеводородов, которые носят те же названия что и зоны [Конторович, Неручев, 1971].

Относительно зональности нефтеобразования точки зрения упомянутых исследователей исходно были достаточно близки. Основные отличия были связаны с представлениями о зональности газообразования. Можно выделить две исходно существовавшие точки зрения: первая - основная зона генерации газа находится выше ГЗН, и второе – основная зона генерации газа ниже ГЗН.

В результате возникло представление о существовании двух зон интенсивной генерации углеводородных газов. Верхняя (протораннемезокатагенная) зона газообразования и нижняя (позднемезокатагенная) зона [Конторович, Данилова, 1973; Конторович и др., 1974]. Верхней зоне газообразования соответствуют первые две зоны нефтеобразования. Глубинной зоне газообразования отвечают зона затухания процессов нефтеобразования и зона распространения нефтепроизводивших толщ.

Отечественные исследователи внесли решающий вклад в становление представлений о стадийности процессов нефтегазообразования. Отметим, что понятие «нефтяного окна» - аналога фазы и зоны нефтегазообразования, начало использоваться за рубежом несколько позже.

2.1. История становления и развития методов моделирования процессов нафтидогенеза и генетического прогноза перспектив нефтегазоносности

Объемно-генетический метод

Впервые оценку нефтегазоносности с использованием объемно-генетического метода выполнил А.Д. Архангельский в 1927 году [Архангельский, 1927]. В этой работе он показал связь углеводородов в залежах и органического вещества в нефтегазопроизводящих комплексах. Девять лет спустя похожее исследование провел П.Д. Траск [Trask, 1936]. Соотношение количества нефти в залежах и органического вещества в осадочных толщах в работах А.Д. Архангельского составляет 0.030-0.035. П.Д. Траск значительно расширил граничные значения этого коэффициента. В его работах он равен 0.022-0.150. Хотя чаще всего в работе упоминается значение 0.04. Соотношения количества органического вещества в нефтегазопроизводящих породах, представленные выше, основаны на экспертных оценках авторов рассматриваемых работ.

Последовательное описание объемно-генетического метода оценки впервые было приведено, видимо, в работе Н.М. Кудряшовой и В.С. Старик-Блудова в 1940 году [Кудряшова, Старик-Блудов, 1940]. В этой работе подробно расписан алгоритм оценки прогнозных запасов углеводородов (в данной работе акцентировалась оценка залежей нефти) по геохимическим показателям для среднеазиатских месторождений. Именно в этой работе такой метод был назван объемно-генетическим.

Суть метода заключается в определении количества микронефти (Q) на основании первоначального количества органического вещества (N):

$$N = \frac{\rho sh}{100} \cdot n;$$

где, ρ – плотность отложений, содержащих органическое вещество, s – площадь распространения нефтегазопроизводящих комплексов и h – толщина этих комплексов. В данном уравнении n – это содержание рассеянного органического вещества в нефтегазопроизводящих комплексах.

При этом если в формулу ввести коэффициент генерации углеводородов рассеянным органическим веществом (β), то можно определить количество микронефти, которую генерирует органическое вещество:

$$Q = \beta \cdot N = \frac{\rho hs}{100} \cdot n \cdot \beta.$$

Естественно, что оценка генерации углеводородов органическим веществом нефтегазопроизводящих комплексов носит экспертный характер, в частности из-за коэффициента генерации β . К тому же, только часть микронефти, которая образовалась в процессе генерации углеводородов, аккумулируется в ловушках. Для того, чтобы оценить количество аккумулированной нефти, необходимо ввести коэффициент аккумуляции (k). Таким образом, количество аккумулированной нефти будет вычисляться через формулу:

$$q_a = \frac{\rho hs}{100} \cdot n \cdot \beta \cdot k.$$

Во время написания работы [Кудряшова, Старик-Блудов, 1940] не было методов обоснования коэффициентов аккумуляции и генерации углеводородов. Поэтому в их работе они были оценены экспертно, как 0.04 для коэффициента генерации углеводородов органическим веществом и 0.07 для коэффициента аккумуляции. Такая упрощенная схема не учитывала ни тип органического вещества, ни его зрелости и пр.

Значительный вклад в развитие объемно-генетического метода внес В.А. Успенский. Он рассчитал объемы генерации газа органическим веществом гумусового состава, связанного с высшей наземной растительностью [Успенский, 1954]. В.А. Успенский основывался на том, что выделение летучих продуктов (метана, воды, углекислого газа, сероводорода и аммиака) при воздействии факторов катагенеза ведет к изменению массы начального органического вещества и выписал систему уравнений, описывающую элементный баланс этого процесса. Такая система давала возможность оценить масштабы генерации и миграции газообразных углеводородов.

Методика объемно-генетического метода в конце 50-х и начале 60-х существенно уточнялась благодаря исследованиям Н.Б. Вассоевича [Вассоевич, 1958] и, позже, Дж.М. Ханта [Хант, 1962]. Исследования отечественных и зарубежных ученых позволили оценить значение соотношения запасов нефти к количеству рассеянного битумоида в породах. Коэффициент остаточного битумоида по оценкам Дж.М. Ханта обладает значением от 0 до 0.3. По Вассоевичу, то же самое значение составляет 0.06.

Существенный импульс в развитии объемно-генетического метода дало исследование С.Г. Неручева [Неручев, 1962]. Методика С.Г. Неручева основана на оценке коэффициента миграции (в работе С.Г. Неручева – эмиграции) углеводородов из нефтегазопроизводящей породы на основе состава битумоида рассеянного органического вещества в процессе миграции. В описываемой работе С.Г. Неручев принял, что количество исходного битумоида ($Q_{исх.}$) равно:

$$Q_{\text{исх.}} = Q_{\text{мигр.}} + Q_{\text{ост.}}$$

Здесь, $Q_{\text{мигр.}}$ – количество битумоида, которое мигрировало в коллектор, а $Q_{\text{ост.}}$ – битумоид, оставшийся в нефтегазопроизводящей толще. Количество мигрировавшего битумоида рассчитывалось в работе на основании содержания гетероэлементов, таких как О – кислород, S – сера и N – азот, в исходном остаточном и мигрировавшем битумоиде.

В середине 60-гг. прошлого века А.А.Трофимук, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, Й.С. Ковачева пришли к выводу, что происходит существенное изменение состава битумоидов в процессе первичной миграции из пластов глин и аргиллитов [Трофимук, Конторович, 1965; Неручев, Ковачева, 1965]. А.А. Трофимук и А.Э. Конторович предложили модель миграции углеводородов, которую В.С. Вышемирский назвал «хроматографической», позволяющую сделать оценку состава битумоидов, которые не затронула миграция.

Два года спустя А.Э. Конторович и Е.А. Рогозина [Конторович, Рогозина, 1967] предложили путь распространения балансового метода В.А. Успенского на аквагенное (сапропелевое) органическое вещество. Если В.А. Успенский учитывал только образование при катагенезе из углеводородов только метана, что было правильно для углей и допустимо для террагенного (гумусового) органического вещества, то подход А.Э. Конторовича и Е.А. Рогозиной позволял учитывать новообразование углеводородов ряда C_2 - C_4 и битумоидов.

В 1968 году А.А. Трофимук описал подробно схему работ при подсчете запасов углеводородов объемно-генетическим методом [Трофимук, 1968]. Годом позже С.Г. Неручев предложил более сложную схему оценки масштабов аккумуляции углеводородов [Неручев, 1969]. В его схеме принималось, что количество мигрировавшего битумоида равно сумме битумоида, который рассеивался на путях миграции, и битумоида, который аккумулялировался в коллекторах.

Существенный вклад в развитие объемно-генетического метода, внесли исследования стадийности генерации жидких углеводородов в процессе катагенеза, выполненные Н.Б. Вассоевичем, А.Э. Конторовичем, С.Г. Неручевым и др. Они показали, что наиболее интенсивное образование жидких углеводородов происходит на стадиях катагенеза $МК_1$ – $МК_2$ [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967, 1967].

Объемно-генетическим методом в 60-70 годах прошлого столетия была проведена оценка ресурсов углеводородов на территории Западной Сибири [Конторович, 1964; Конторович и др., 1967, 1971, 1974, Зеличенко и др., 1967] и Сибирской платформы [Дробот, 1968].

Современное состояние объемно-генетического метода детально описано в работах А.Э. Конторовича [Конторович, 1970, 1976, Kontorovich, 1984] и С.Г. Неручева с соавторами [Неручев и др., 2006; Неручев, Смирнов, 2007; Справочник по геохимии..., 1998], Т.К. Баженовой [Баженова, Гембицкая, 2000; Баженова и др., 2006] и А.Э. Конторовича [Конторович, 2004].

В настоящее время подходы, развитые в рамках объемно-генетического подхода для оценки масштабов генерации, аккумуляции и потерь углеводородов на путях миграции продолжают использоваться, хотя и в меньшем количестве работ.

Историко-генетический метод

Родоначальником историко-генетического метода можно считать Н.Б. Вассоевича. Он впервые заговорил о необходимости использования историко-генетического (историко-геолого-геохимического, как говорил сам Н.Б. Вассоевич) метода оценки масштабов образования углеводородов в осадочном чехле. Понятно из названия, что суть метода состоит в изучении истории образования углеводородов на фоне развития осадочного бассейна [Вассоевич и др., 1971].

На сегодняшний день, содержание историко-генетического подхода расширилось – под ним понимается численная реконструкция истории генерации углеводородов в нефтегазопроизводящих комплексах, первичной и вторичной

миграции, их аккумуляции в залежах с учетом истории геологического развития осадочного чехла. Комплексная модель нефтидогенеза содержит в виде блоков модель седиментации и уплотнения осадочных пород, модель тепло-массопереноса, модель образования углеводородов, а также модель миграции и аккумуляции. В зарубежной литературе для обозначения историко-генетического метода используется термин «бассейновое моделирование».

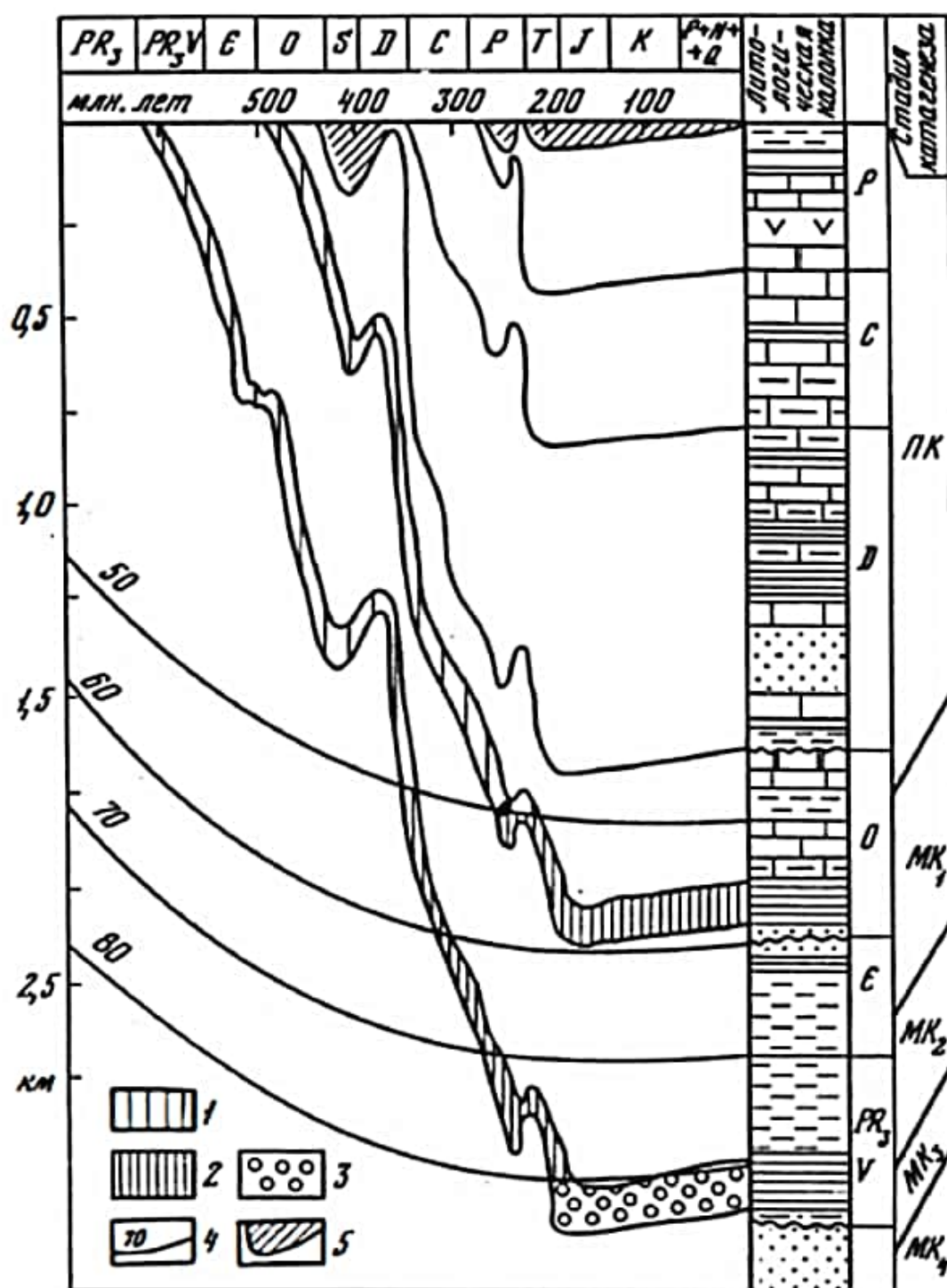
Одним из первых примеров историко-геологического (бассейнового) моделирования является ряд палеопрофилей приведенных в работе А.Э. Конторович и А.А. Трофимука [Конторович, Трофимук, 1973]. Ключевым отличием этих построений является выделение зональности нефтегазообразования, причем не только в разрезе, но и по времени.

Первая одномерная историко-генетическая модель, в виде близком к современному, было создана Н.Б. Вассоевичем для отложений Любимской площади Среднерусского бассейна [Вассоевич, Соколов, 1976]. В ней графическими средствами воспроизводилось погружение отложений по времени, а в разрезе были выделены стадии катагенеза, сопряженные с температурными кривыми (рис. 31).

В работе А.Э. Конторовича [Конторович, 1976] приведено описание более детальной двухмерной модели погружения осадочного чехла Западно-Сибирского осадочного бассейна. На примере, приведенном на рис. 32 видно, что при этом в явном виде учитывались границы главной зоны нефтегазообразования.

В современных вариантах историко-генетического метода («бассейнового моделирования») для описания процессов генерации, наряду с балансовым подходом, широко используются химико-кинетические модели.

Химико-кинетические основы моделирования нефтегазоносных систем берут свое начало еще в пятидесятых годах прошлого столетия. Основным элементом численных моделей генерации углеводородов органическим веществом нефтегазопроизводящих комплексов – это кинетические модели преобразования керогена, в процессе которого происходит генерация жидких (C₆+) и



Отложения: 1 — нефтематеринские, 2 — нефтепроизводящие, 3 — нефтепроизводящие; 4 — изотермы (°C); 5 — перерывы в осадконакоплении

В литологической колонке показано переслаивание известняков, мергелей, глин, аргиллитов и песчаников

Рис. 31 — Модель прогрева и стадийности катагенеза осадочного чехла Любимской площади [Вассоевич, Соколов, 1976]

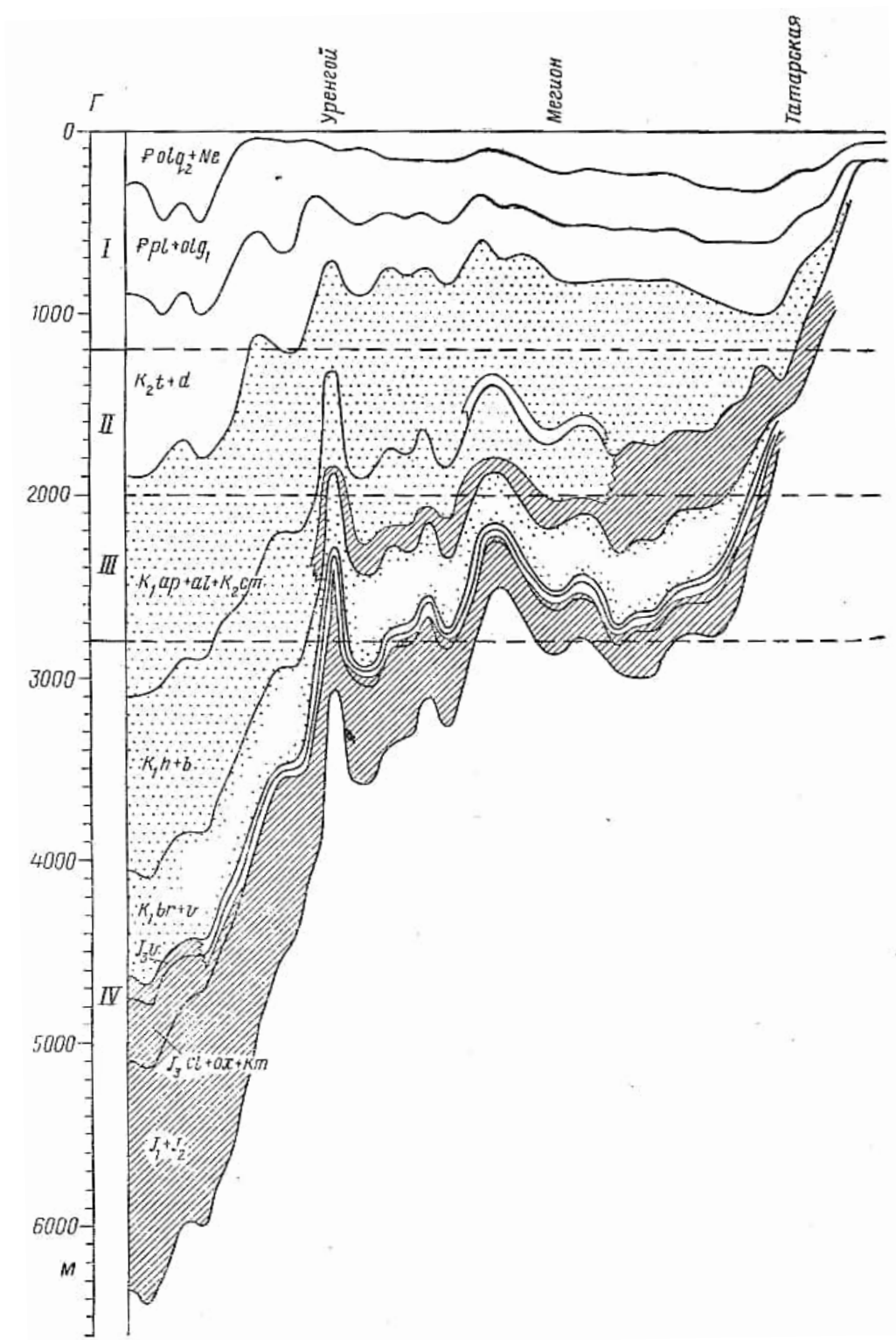


Рис. 32 – Динамика развития процессов нефтеобразования в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты на конец неогена [Конторович, 1976]

(I – зона распространения нефтематеринских отложений; II – зона развития процессов нефтеобразования; III – главная зона нефтеобразования; IV – зона затухания процессов нефтеобразования.)

газообразных (C1-4) углеводородов, представлены в работах, как отечественных, так и зарубежных авторов [Forsman, Hunt, 1958; Espitalie et al., 1984; Espitalie et al., 1985; Behar, Vandenbroucke, 1987; Конторович, Меленевский, 1988; Behar et al., 2001; Галушкин, 2009 и др.].

Первая модель, которая в некотором приближении отражает процесс генерации углеводородов, построили на основании последовательных химических реакций первого порядка. В 1924 году С.Г. Майер и С.Р. Циммерли представили эту модель. Эта работа была проведена на керогенах формации Грин Ривер, которые являются, своего рода, эталонным образцом керогена первого типа – т.е. озерным [Maier, Zimmerley, 1924].

Представление процесса нафтидогенеза последовательными химическими реакциями, носит весьма упрощенный характер. В 1948 году В.А. Соколов предложил описывать процесс генерации углеводородов не последовательными, а параллельными реакциями [Соколов, 1948].

Модель нафтидогенеза, которая представляла собой систему из последовательных параллельных реакций первого порядка, была представлена Б.П. Тиссо и Ж. Эспиталье в последней четверти прошлого столетия. Эти расчеты описывали процесс разрыва связей в молекуле керогена, от простых до наиболее сложных, с учетом роста температуры и давления [Tissot, 1969; Tissot, Espitalie, 1975]. При этом учитывались также увеличение концентрации ароматических связей в керогене и выделяющиеся в первую очередь гетероатомные соединения, углекислый газ, вода. Естественно все реакции считаются необратимыми.

Помимо кинетических моделей созревания органического вещества французскими и американскими исследователями независимо друг от друга были предложены численные схемы изменения отражательной способности витринита [Tissot, Espitalie, 1975; Tissot et al., 1987; Burham, Sweeney, 1989, Sweeney, Burham, 1990]. Стоит отметить, что модели отличались не только количеством реакций, но и частотными факторами, разницу отчетливо видно при

сравнении соответствующих графиков моделей. Сейчас обе модели получили широкое распространение в существующих системах моделирования.

Отечественными авторами также исследовалась кинетика процесса созревания органического вещества, так в 1988 году А.Э. Конторович и В.Н. Меленевский предложили свою модель нафтидогенеза [Конторович, Меленевский, 1988]. В данной модели авторы показали, что главная зона нефтеобразования, а именно, её положение в пространстве зависит от геотермического поля недр и интенсивности осадконакопления.

В дальнейшем кинетические модели существенно не менялись, уточнялись кинетические типы керогенов, схемы их преобразования [Espitalie et al., 1988; Behar et al., 1992, 1997]. Помимо генерации углеводородов при преобразовании модели также учитывали процессы вторичного крекинга [Vandenbroucke et al., 1999].

Математический аппарат химико-кинетических моделей историко-генетического метода, имеет особенности, которые усложняют оценку исходного генетического потенциала. Наиболее существенные сложности возникают при определении кинетических параметров органического вещества, а именно E_i – энергии активации, A_i – частотного фактора Аррениуса. Большинство используемых на практике наборов кинетических параметров получены при одном постоянном значении частотного фактора. Необходимо отметить, что значения энергии активации и частотного фактора существенно варьируют. Частотный фактор может изменяться на несколько порядков при близких распределениях водородного индекса по энергиям активации. Вышесказанное означает, что определенные кинетические параметры описывают процессы преобразования керогена в некотором приближении.

Еще один из недостатков метода – это то, что определения кинетических параметров органического вещества необходимо проводить в образцах керогена со слабой катагенетической преобразованностью. А найти незрелые образцы органического вещества в уже погруженных на существенную глубину нефтегазопроизводящих комплексов весьма проблематично или вообще не

представляется возможным. Единственный выход в такой ситуации – проводить пиролиз зрелых образцов керогена, что приводит к некорректной оценке кинетических параметров. Безусловно, можно провести экстраполяцию и построить распределение кинетических характеристик, но корректность таких результатов будет весьма спорная.

В заключении раздела отметим, что результаты моделирования процессов нефтидогенеза с использованием современных версий историко-геологического метода («бассейновых моделей») на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна приведены в работах [Littke et al., 1999; Schaefer et al., 1999; Бостриков и др., 2011; Малышева и др., 2012], Южно-Карской мегасинеклизы [Малышева и др., 2011; Конторович др., 2013; Ступакова др., 2014], северных территориях Западной Сибири – Енисей-Хатангского регионального прогиба [Сафронов и др., 2011, Дешин, Бурштейн, 2018; Deshin et al., 2018; Дешин, 2020] и северо-восточного шельфа Сахалина [Галушкин и др., 2009].

2.2. Современное состояние методики

Основные геолого-геохимические представления, алгоритмы и математический аппарат, которые применяются при моделировании процессов нефтидогенеза в осадочных бассейнах (как его называют «бассейновое моделирование»), развиты в большом количестве отечественных и зарубежных исследователей [Успенский, 1954; Неручев, 1962, 1969; Трофимук, Конторович, 1965; Вассоевич, 1967, 1971; Конторович, и др. 1967; Конторович, 1970; 1976; Конторович, Рогозина, 1967; Магара, 1982; Tissot, Welte, 1984; Москвин, 1986; Курчиков, Ставицкий, 1987; Нестеров, Шпильман, 1987; Burnham, Sweeney, 1989; Sweeney, Burnham, 1990; Меленевский, 1991; Курчиков, 1992; Applied petroleum geochemistry, 1993; Welte et al., 1997; Makhous, Galushkin, 2005; Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009; Астахов, 2015; Burnham, 2017 и др.]. Принципиальная схема, представляющая последовательность построения численной модели, представлена схематично ниже (рис. 33).

Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ – крайне сложный и многоитерационный процесс. Для построения модели необходимо решить обратную задачу – реконструировать историю развития осадочного чехла, а также выделить закономерности распределения УВ по площади и в разрезе. Опираясь на задачу и характер её решения, можно выделить несколько основных этапов моделирования процессов нефтидогенеза:

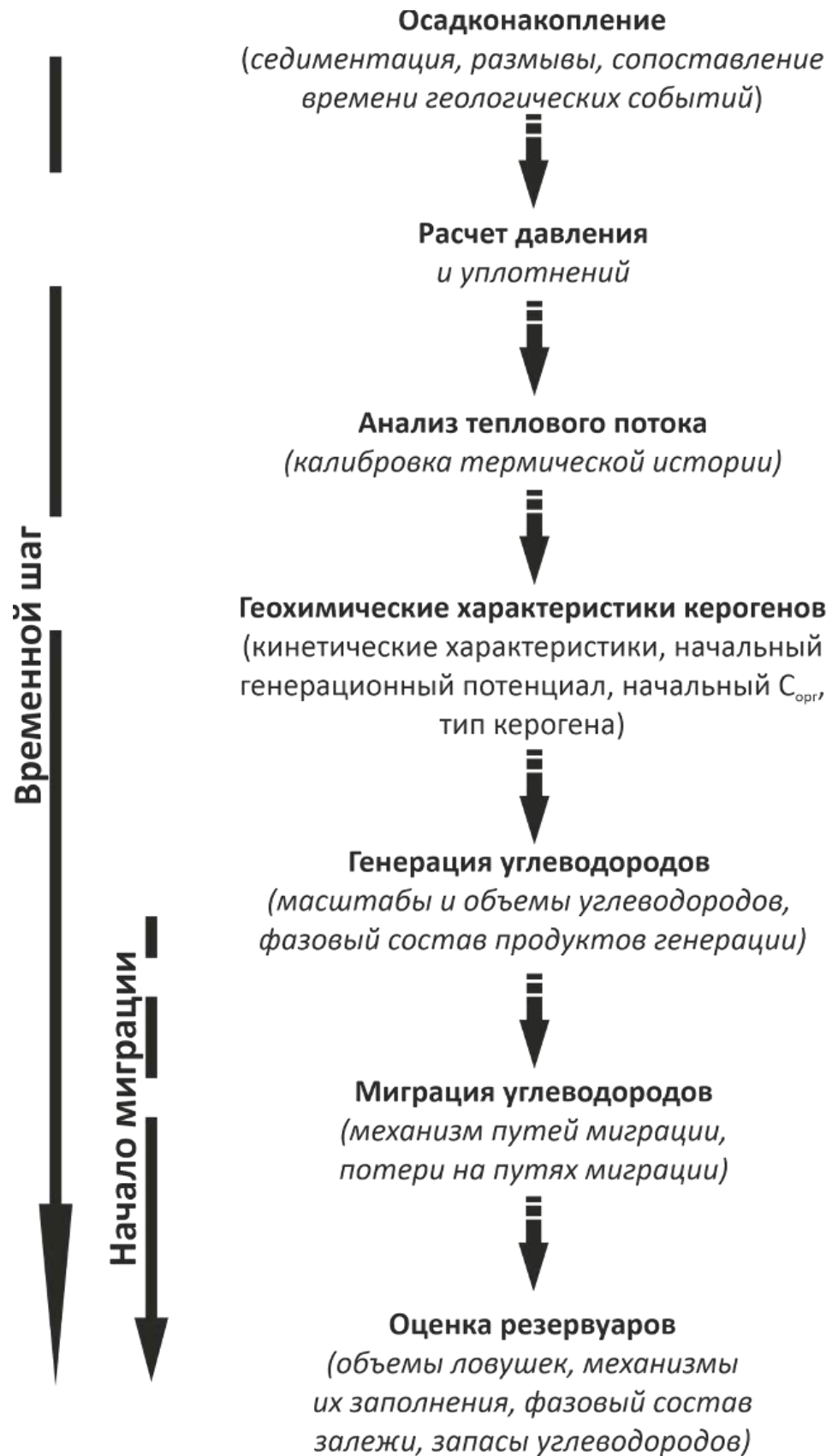


Рис. 33 - Принципиальная схема, отражающая процесс моделирования нефтегазовых систем

1. Создание геолого-геохимической базы данных по территории исследования. В базы данных включаются все возможные данные о характеристиках осадочного чехла, нефтегазопроизводящих комплексах и самих флюидах.
2. Построение модели современного строения осадочного чехла.
 - Построение структурной модели
 - Построение литологической модели
3. Хроностратиграфическая привязка основных горизонтов и геологических событий.
4. Реконструкция палеогеометрии осадочного чехла.
 - Восстановление толщин слоев методом разуплотнения разреза
 - Восстановление палеобатиметрии
 - Масштабы размывов и оледенений
5. Устанавливаются граничные условия модели.
 - Температурная история на поверхности вода-осадок (SWIT – sediments-water interface temperature)
 - Тепловой поток на нижней границе литосферы
 - Изменения эффективного теплового потока в осадочном чехле
6. Геолого-геохимические характеристики нефтегазопроизводящих комплексов.
 - Толщина генерирующих комплексов
 - Начальные содержания органического углерода
 - Начальные значения генерационного потенциала
 - Генетический тип органического вещества
 - Кинетические характеристики органического вещества
7. Калибровка модели.
 - Калибровка тепловой истории модели
 - Калибровка объемов залежей

- Калибровка фазового состава и количества углеводородов в залежах

8. Анализ полученных результатов.

Все эти этапы крайне важны для построения корректной модели нефтегазовых систем. Однако стоит отметить, что все эти факторы непрерывно менялись в течение геологического времени, поэтому их учет вносит неопределенность в модель. А это усложняет многоитерационный процесс расчета.

Современные системы бассейнового моделирования представляют собой пакет программ, позволяющий численно воспроизвести историю формирования осадочного бассейна или его части, включая нефтегазовые системы. Наиболее популярные программные продукты такого характера – это TemisFlow от компании Veicip-Franlab, Petromod компании Schlumberger, а также Genex для одномерного моделирования. Все эти программные продукты в том или ином приближении включают в себя все вышеупомянутые этапы и следующие модели:

- Структурно-литологическая модель осадочного чехла.
- Термобарическая модель.
- Модель генерации жидких и газообразных углеводородов.
- Модель первичной и вторичной миграции углеводородов.
- Модель аккумуляции углеводородов.

Структурно-литологическая модель представляет собой каркас, заполненный литологическими фациями. Сам каркас – это набор карт, отражающих толщины слоев или глубины из залегания горизонта в каждой точке. Если в модели используются структурные карты, то они должны быть подготовлены – увязаны между собой. Увязать карты – означает устранить между ними пересечения, что не исключает зон отсутствия значений.

Каждая граница горизонта или геологическое событие должно иметь продолжительность и привязку по времени. Привязка по времени выполняется

на основе хроностратиграфических шкал регионального масштаба, палеонтологических исследований и сиквенс стратиграфии. Одним важным пунктом хроностратиграфической привязки является изохронность границ – границы одного горизонта должны быть изохронны на всей площади.

Стоит отметить, что в модель включаются также масштабы и продолжительность размывов и оледенений.

Литологическая модель характеризуется составом горных пород и их распространением по площади. Каждый литологический тип обладает определенными физическими характеристиками, такими как: теплопроводность, теплоемкость, содержание радиоактивных элементов, реологические константы, определяющие зависимость изменения плотности и пористости с глубиной. Библиотеки стандартных литологических типов представлены во всех современных системах моделирования. Однако их физические характеристики усреднены и не имеют конкретной привязки к какой-либо территории. Поэтому использование базовых литотипов вносит некоторую неопределенность в результаты, хотя и значительно упрощает процесс создания модели.

Наиболее важной характеристикой литологических типов является пористость. Она является характеристикой уплотнения в системах бассейнового моделирования. Изменение пористости с глубиной для различных литологических фаций описано рядом исследователей [Terzaghi, 1923; Athy, 1930; Schneider et al, 1996] и представляет собой эмпирические законы. Терцаги показал, что все изменения напряжений являются результатом изменения эффективных напряжений [Terzaghi, 1923]. Закономерным развитием теорией Терцаги становится более совершенная модель Эфи [Athy, 1930]. Модель предлагает описывать пористость следующей функцией:

$$\varphi = \varphi_0 e^{-kz},$$

где φ – это средняя пористость слоя породы на глубине z , φ_0 – пористость породы на дневной поверхности, т.е. с атмосферным давлением ($z = 0$), k – константа. Эта модель применяется во многих системах моделирования.

Более сложная и универсальная модель уплотнения – это модель Шнейдера [Schneider et al, 1996]:

$$\varphi(\sigma) = \varphi_1 + \varphi_a e^{\frac{\sigma}{\sigma_a}} + \varphi_b e^{\frac{\sigma}{\sigma_b}},$$

где: φ – это пористость слоя породы, которая находится в условиях эффективного стресса – σ ; при этом $\varphi_0 = \varphi_1 + \varphi_a + \varphi_b$, когда значение начального эффективного стресса $\sigma = 0$ (на дневной поверхности, т.е. 0 метров); коэффициенты $\varphi_a, \varphi_b, \sigma_a, \sigma_b$ рассчитываются методом наименьших положительных квадратов, которые базируются на фактических кривых изменения пористости. В модели Шнейдера уплотнение осадков описывается в параметрах шкалы геохронологического времени пластической моделью, в которой модуль упругости и модуль упрочнения увеличивается пропорционально возрастанию деформации. Здесь, предел пластичности – это максимальное вертикальное напряжение, которое создается вышележащими осадками. Также в модели учитывается химическое уплотнение.

Решение обратной задачи – восстановление толщин слоев путем разуплотнения (в зарубежной литературе «backstripping») происходит по схеме, предложенной Терцаги [Terzaghi, 1923]. Осадочный слой на глубине H_1 с толщиной ΔH_1 и пористостью φ_1 сжимается из-за нагрузки вышележащего слоя до толщины ΔH_2 на глубине H_2 , пористость соответственно также уменьшается φ_2 .

$$\Delta H_1(1 - \varphi_1) = \Delta H_2(1 - \varphi_2).$$

Важным является тот факт, что изменение пористости в системах бассейнового моделирования происходит мгновенно при накоплении вышележащего слоя. Эту условность можно обойти, дробя слой на меньшие по толщине слои, что в свою очередь увеличивает время счета. Процесс уплотнения осадков – неупругая деформация, процесса разуплотнения при снятии нагрузки не происходит. Соответственно при размывах, перерывах в осадконакоплении и таянии ледников пористость увеличиваться не будет.

Температурная история регулируется термической моделью. Чтобы восстановить историю становления теплового поля, необходимо понять какие процессы формируют тепловой режим осадочного бассейна. Температурный режим осадочного чехла формируется, в основном, под влиянием глубинных тепловых процессов, также существенную роль играет тепло, выделяющееся в процессе радиоактивных реакций. Интенсивность такого тепла сильно зависит от свойств осадочных пород, как адсорбентов радиоактивных элементов, и от гидрологического режима осадочной толщи [Hanstchel, Kauerauf, 2009].

При реконструкции тепловой истории граничным условием является интенсивность теплового потока на нижней границе литосферы, верхняя граница обусловлена значениями среднегодовой температуры на границе вода-осадок (SWIT – Surface Water Interface Temperature). Интенсивность солнечной радиации определяет климатические условия и характер изменения температур горных пород во времени на дневной поверхности. К тому же, как известно, энергия различных глубинных процессов в значительной степени трансформируется в тепловую, которая посредством конвективного и кондуктивного переносов распределяется в осадочном чехле, а также выносится на поверхность Земли и в атмосферу [Курчиков, Ставицкий, 1987].

Структура геотемпературных полей осадочных бассейнов зависит во многом от пород с различными теплофизическими свойствами, движения подземных флюидов, рельефа фундамента и дневной поверхности, эндо- и экзо-термических процессов в осадочной толще и множества других факторов [Курчиков, Ставицкий, 1987].

Теплофизические параметры осадочных пород изменяются с глубиной и временем как функции литологического состава пород. Вариации в теплопроводности, вызванные изменениями литологии и пористости осадков с глубиной, оказывают заметное влияние на распределение температур в бассейне [Hanstchel, Kauerauf, 2009]. В наиболее общем варианте интенсивность теплового потока описывается законом Фурье:

$$\vec{q} = -k_T \cdot \text{grad}(T).$$

Здесь \vec{q} – вектор теплового потока, т.е. количество энергии, k_T – коэффициент теплопроводности, T – температура. Минус в правой части показывает, что тепловой поток направлен противоположно вектору $\text{grad } T$, (то есть в сторону скорейшего убывания температуры).

Распределение температур в осадочной толще, в методиках бассейнового моделирования, вычисляется посредством решения уравнения теплопереноса. В одномерном варианте уравнение принимает следующий вид:

$$\frac{\partial [C_v(Z, t) \cdot T(Z, t)]}{\partial t} + \frac{\partial [C_{vw}(Z, t) \cdot V(Z, t) \cdot T(Z, t)]}{\partial Z} = \frac{\partial \left[K(Z, t) \cdot \frac{\partial T(Z, t)}{\partial Z} \right]}{\partial Z} + A(Z, t),$$

где: λ – теплопроводность породы, T – температура, C_m и C_w – теплопроводность матрицы породы и флюида соответственно, V – скорость движения флюида, $A(Z, t)$ – функция теплового источника, характеризующая как поглощение, так и генерацию тепла.

Корректность термального моделирования подтверждается фактическими значениями отражательной способности витринита, замерам скважинных температур и, косвенно, по пиролитическим характеристикам – температуре второго пиролитического максимума и водородному индексу.

Изменения некоторых органических и неорганических веществ под воздействием температуры в недрах является необратимыми. Именно на этом основаны методы, позволяющие установить максимальную температуру, до которой прогревались осадочные породы.

Существует несколько методов определения температуры прогрева толщи, один из них - это метод, основанный на гомогенизации включений в минералах. К сожалению, данный метод применим только при температурах, значительно больших, чем в осадочном чехле, поэтому недостатком этого метода является то, что с его помощью трудно установить максимальную температуру, которая была в отложениях данного бассейна на протяжении всей его истории.

Из петрографических составных частей углей для определения палеотемператур в основном пригодны микрокомпоненты групп гуминита, витринита и лейптинита. Поскольку определение стадии термогенетической преобразованности гуминита и витринита измеряется по отражательной способности, а лейптинита по люминесценции, гораздо проще использовать для этих целей витринит и гуминит [Фомин, 2011].

Для определения максимальных палеотемператур в осадочной толще используется метод, основанный на измерении отражательной способности витринита. Сопоставляется отражательная способность витринита и современная температура в разрезе таких бассейнов, где палеотемпературы в осадочном чехле никогда не превышали современные. Получилась соответствующая палеотемпературная шкала (Табл. 3). Плюсы этого метода:

- Почти постоянное присутствие рассеянного органического вещества в осадочных породах.
- Техническая простота измерения отражательной способности витринита.

Отражательная способность витринита в модели считается по формулам, существенно не изменившимся с 90-х годов прошлого столетия [Burnham, Sweeney, 1989; Sweeney, Burnham, 1990]. Вот так выглядит одна из типовых формул для вычисления отражательной способности витринита через содержания Н и С в определенный момент геологического времени:

$$\%R^0 = 15,64 \cdot \exp \left[-3,6 \cdot \frac{H}{C} \right]$$

Более корректной является формула, в которой учитывается также содержание кислорода:

$$\%R^0 = 12 \cdot \exp \left[-3,3 \cdot \frac{H}{C} \right] - \frac{O}{C}$$

Помимо формул, использующих соотношение атомных содержаний элементов, существуют формулы расчета отражательной способности витринита по расчетному значению коэффициента его трансформации:

$$\%R^0 = \exp \cdot (1,6 + 3,7 \cdot F)$$

где F – коэффициент, который рассчитывается на основании значений частотного фактора и энергий активации, определяющих преобразование витринита. Формула применима для диапазона значений F от 0 и до 0,85 [Sweeney, Burnham, 1990]. Несложно посчитать, что при данном виде уравнения максимальная отражательная способность витринита равна 4,7%. Чтобы использовать эту формулу для оценки более преобразованного органического вещества нужно вводить дополнительные поправки.

Термин «катагенез» впервые был предложен Ферсманом [Ферсман, 1922] и обозначал этап между диагенезом и метаморфизмом горных пород. Позже вопросами катагенеза занимались многие исследователи [White, 1935; Спутник..., 1954; Неручев, Ковачева, 1965; Страхов, 1957; Teichmuller, 1958; Страхов, Логвиненко, 1959; Аммосов, 1961а, 1961б, 1967; Вышемирский, 1963; Высоцкий, 1967; Логвиненко, 1968; Конторович, Неручев, 1971; Конторович, 1976; Конторович, Трофимук, 1976; Неручев и др., 1976; Бочкарев, Бочкарев, 2006; Фомин, 2011].

В 1967 году Н.Б. Вассоевич предложил термин «главная фаза нефтеобразования» - это этап в истории погружения и прогрева нефтегазопроизводящей толщи, когда процессы новообразования битумоидов достигают максимума [Вассоевич., 1967]. Одновременно с ним А.Э. Конторович с коллегами выделил «главную зону нефтеобразования» [Конторович и др., 1967]. Принципиальная разница между терминами в том, что фаза выделяется во времени, а зона в пространстве. В данной работе использовалась шкала катагенеза, предложенная А.Э. Конторовичем (рис. 34) [Конторович, Трофимук, 1976].

Таблица 3 - Стадии соотношения стадий катагенеза и палеотемператур [Конторович, 1976; Неручев и др., 1976; Аммосов и др., 1980; Фомин, 2011]

Этапы	Подэтапы	Градации катагенеза		Марки углей	R_{vt}^o , %
литогенеза		[Неручев и др., 1976]	[Конторович, 1976]	ГОСТ 12113-94	на начало градации
КАТАГЕНЕЗ	ПРОТО	ПК ₁	ПК ₁	Б ₁	0.25
		ПК ₂	ПК ₂	Б ₂	0.30
		ПК ₃	ПК ₃	Б ₃	0.40
	МЕЗО	МК ₁	МК ₁ ¹	Д	0.50
		МК ₂	МК ₁ ²	Г	0.65
		МК ₃	МК ₂	Ж	0.85
		МК ₄	МК ₃ ¹	К	1.15
		МК ₅	МК ₃ ²	ОС	1.50
	АПО	АК ₁	АК ₁	Т	2.00
		АК ₂	АК ₂	ПА	2.50
		АК ₃	АК ₃	А	3.50
		АК ₄	АК ₄	А	5.0

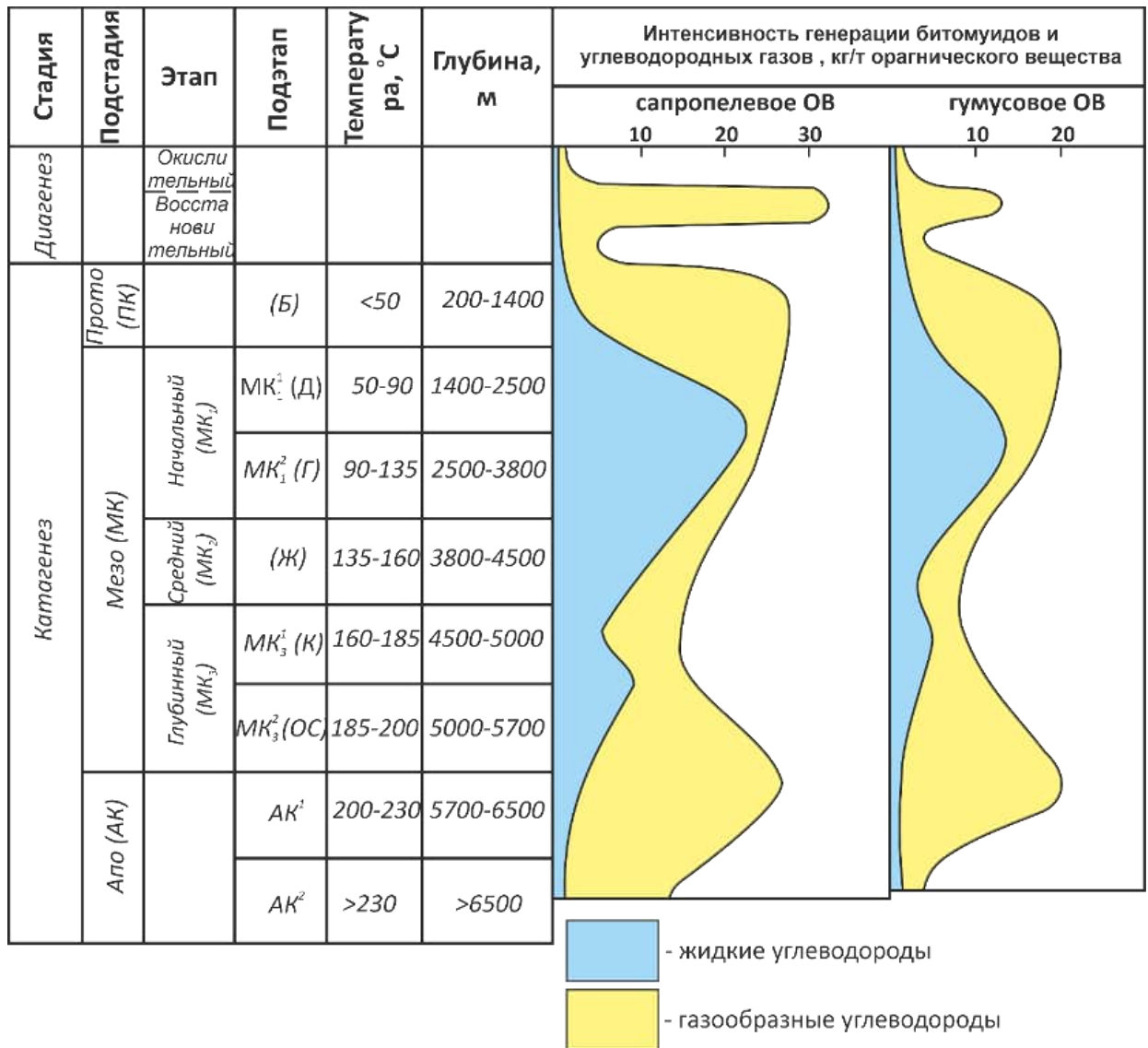


Рис. 34 - Интенсивность образования нефти и газа [Конторович, Трофимук, 1976]

История генерации углеводородов восстанавливается на основе кинетических моделей реализации генерационного потенциала. Кинетические характеристики керогенов определяются на основе специализированных пиролитических экспериментов. Перенос результатов эксперимента на природные объекты сопряжен с рядом условностей, теоретические предпосылки возможные решения данной задачи представлены в ряде публикаций [Бурштейн и др., 1997; Burnham, 2017; Кашапов и др., 2019; Дешин и др., 2020]. Основная концепция состоит в том, что кероген, представлен лабильной частью углеводо-

родов, распределенной по энергиям активации. Достигая определённой температуры, часть лабильной компоненты, соответствующая определенной энергии активации, выделяется из керогена.

Принципиальная схема преобразования керогена была представлена Б. Тиссо и Д. Вельте в 1981 году [Тиссо, Вельте, 1981], однако в общем виде она не изменилась, и на сегодняшний момент такой схемой можно описать генерацию углеводородов во всех системах моделирования. Используются следующие обозначения: A – кероген имеет n_i связей типа i в момент времени t ; x_i – количество органического вещества, участвующего в реакции разрыва связи. $B_{11} - B_{1m}$ – продукты первого этапа реакций, $B_{21} - B_{2n}$ – продукты вторичного крекинга, их относительное количество в момент времени t обозначается как $y_1 - y_m$ и $u_1 - u_m$ соответственно (рис. 35).

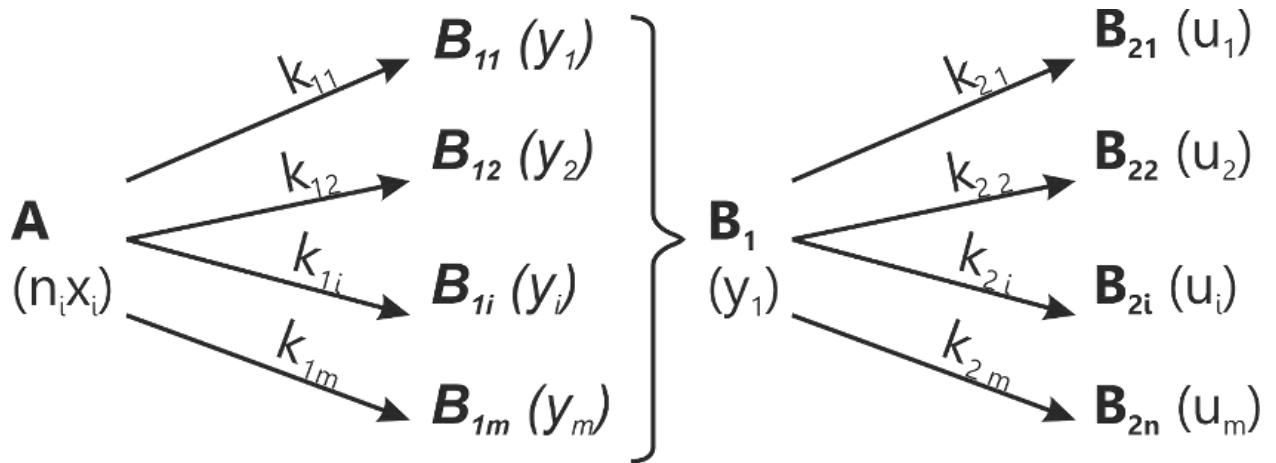


Рис. 35 - Общая схема преобразования керогена [Тиссо, Вельте, 1981]

Первый ряд преобразования представляет собой определенное количество параллельных и (или) последовательных реакций. Принимается, что вероятность разрыва связи типа i не зависит от количества связей других типов и длительности времени. Так разрыв связи типа i подчиняется закону Пуассона:

$$-\frac{dn_i}{n_i} = k_{1i} dt,$$

где k_{1i} – константа реакции при данной температуре. При однородной структуре керогена плотность связей типа i статистически одинакова:

$$x_i = \mu n_i$$

где μ – константа, тогда для параллельных реакций

$$x_{i0} = x_0 P_i$$

P_i – частота связей типа i при $t = 0$, $x_0 = \sum x_{i0}$ – общее количество лабильной части керогена, именно это вещество участвует в пиролизе. Следовательно,

$$-\frac{dx_i}{dt} = k_{1i} x_i$$

В итоге, для каждой реакции из i получаем кинетическое уравнение реакции первого порядка, которые характеризуют преобразование керогена в природных условиях.

Если принять допущение, что все реакции вторичного крекинга однотипны, соответствующие количества компонент x_i , y_i , u_i могут быть определены с помощью следующей системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial x_i}{\partial t} &= k_{1i} x_i \\ \frac{du_i}{dt} &= k_{2i} y \\ y &= \sum_i y_i \\ \sum_i x_{i0} + \sum_i y_{i0} + \sum_i u_{i0} &= \sum_i x_i + \sum_i y_i + \sum_i u_i \end{aligned} \right\}$$

Первые два уравнения отражают кинетическую часть системы, два других – массовый баланс. Константа реакции k_{1i} зависит от температуры и определяется с помощью формулы Аррениуса:

$$k_{1i} = A_{1i} e^{-\frac{E_{1i}}{RT}}$$

где A_{1i} – это константа реакции (константа Аррениуса), E_{1i} – это энергия активации реакции разрыва связи, R – газовая постоянная, T – абсолютная температура в шкале Кельвина. Конечно, формула Аррениуса в основном верна для быстро протекающих реакций и промышленных процессов, но может быть распространена на реакции в геологических условиях, с некоторой долей условности [Connan, 1974].

Следующий этап моделирования — это **расчет путей и процессов миграции** углеводородов. Существует несколько схем путей миграции, которые реализованы в системах моделирования: схема гравитационного всплытия, многофазный поток Дарси и смешанные схемы миграции.

Многофазный поток Дарси с определенными условностями может достаточно подробно описывать миграцию углеводородов. Действующая сила миграции углеводородов в такой схеме – разность в потенциалах давления. Потенциал давления жидкости – разница между поровым давлением и давлением флюида, когда давление флюида становится больше порового, то флюид начинает движение [Hanstchel, Kauerauf, 2009]. Такой потенциал u_p для флюида в любой фазе p определяется, как:

$$u_p = p - \rho_p g h,$$

где ρ_p – плотность флюида p , g – ускорение свободного падения и h – глубина залегания слоя.

Закон Дарси для разности потенциалов давления выглядит следующим образом [Hanstchel, Kauerauf, 2009]:

$$v_p = \mu_p \frac{\Delta u_p}{\Delta l}.$$

Здесь v_p – скорость передвижения флюида p , μ_p – подвижность этой фазы флюида, Δu_p – разность потенциалов давления на расстоянии Δl . Поток направлен по вектору от высокого к низкому потенциалу, по сути из области

высокого давления в область низкого. Подвижность в многофазных системах разделяется на три фактора [Hanstchel, Kauerauf, 2009]:

$$\mu_p = \frac{kk_{rp}}{\nu_p}$$

где k_{rp} – относительная проницаемость, k – абсолютная проницаемость, а сам числитель kk_{rp} – это эффективная проницаемость. ν_p – вязкость флюида. Именно по такой схеме и происходит расчет миграции в проницаемом горизонте. Однако применение такого подхода в системах бассейнового моделирования многократно увеличивает время счета модели.

Следующая схема миграции – это схема гравитационного всплытия. Это крайне простая схема, основанная на архимедовой силе, в такой схеме не учитывается пористость и проницаемость. Контроль путей миграции осуществляется структурной поверхностью крыши, а контроль за проницаемыми и непроницаемыми слоями регулируется через присвоение им статуса флюидоупора или коллектора (рис. 36). Таким образом, данная схема является наиболее простой для отражения процессов миграции, естественно у нее есть ряд недостатков, таких как игнорирование физических свойств флюида, невозможность расчета нестандартных путей миграции, таких как нисходящая миграция. Однако такой метод значительно ускоряет скорость счета модели и достоверно показывает возможные пути миграции вдоль флюидоупора.

Для того, чтобы приблизиться к природным условиям в модели, используется смешанная схема миграции. Так для отражения миграции внутри слоя используется модель Дарси, а для определения миграции в масштабе всего разреза структурная модель.

Следующим и завершающим этапом является **модель аккумуляции**. Эта модель отражает конечный результат миграции углеводородов. Изначально вся площадь резервуара разделяется на счетные блоки, размер блоков рассчитывается исходя из структурного плана верхней поверхности резерву-

ара [Hanstchel, Kauerauf, 2009]. При этом, исходя из геологических представлений, возможно объединение таких блоков. В каждом блоке рассчитываются пути миграции в соответствии со структурным планом и учетом формулы Дарси (рис. 37). В горизонте, который был принят как резервуар на основании коллекторских свойств слагающих, его литологических типов, оценивается объем ловушек углеводородов. Этот объем можно варьировать путем объединения счетных блоков, изменяя таким образом пути миграции углеводородов и их перетоки.

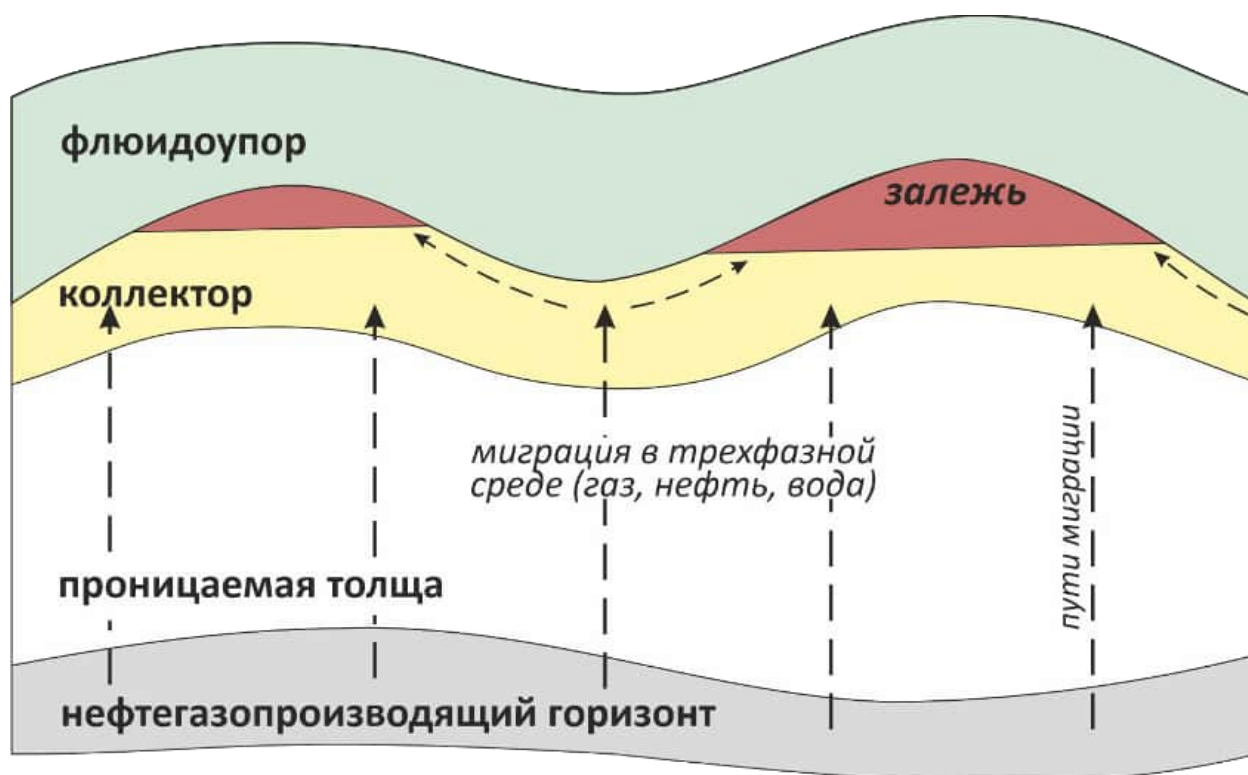


Рис. 36 - Принципиальная схема миграции гравитационного всплытия

После калибровки объемов ловушек на фактические объекты необходимо рассчитать заполнение ловушек и фазовый состав флюидов. При построении такой модели учитывается фазовый состав генерируемых углеводородов, вторичный крекинг и потери на путях миграции. Результатом является модель аккумуляции, которая включает как уже изученные залежи углеводородов, так и потенциально перспективные ловушки.

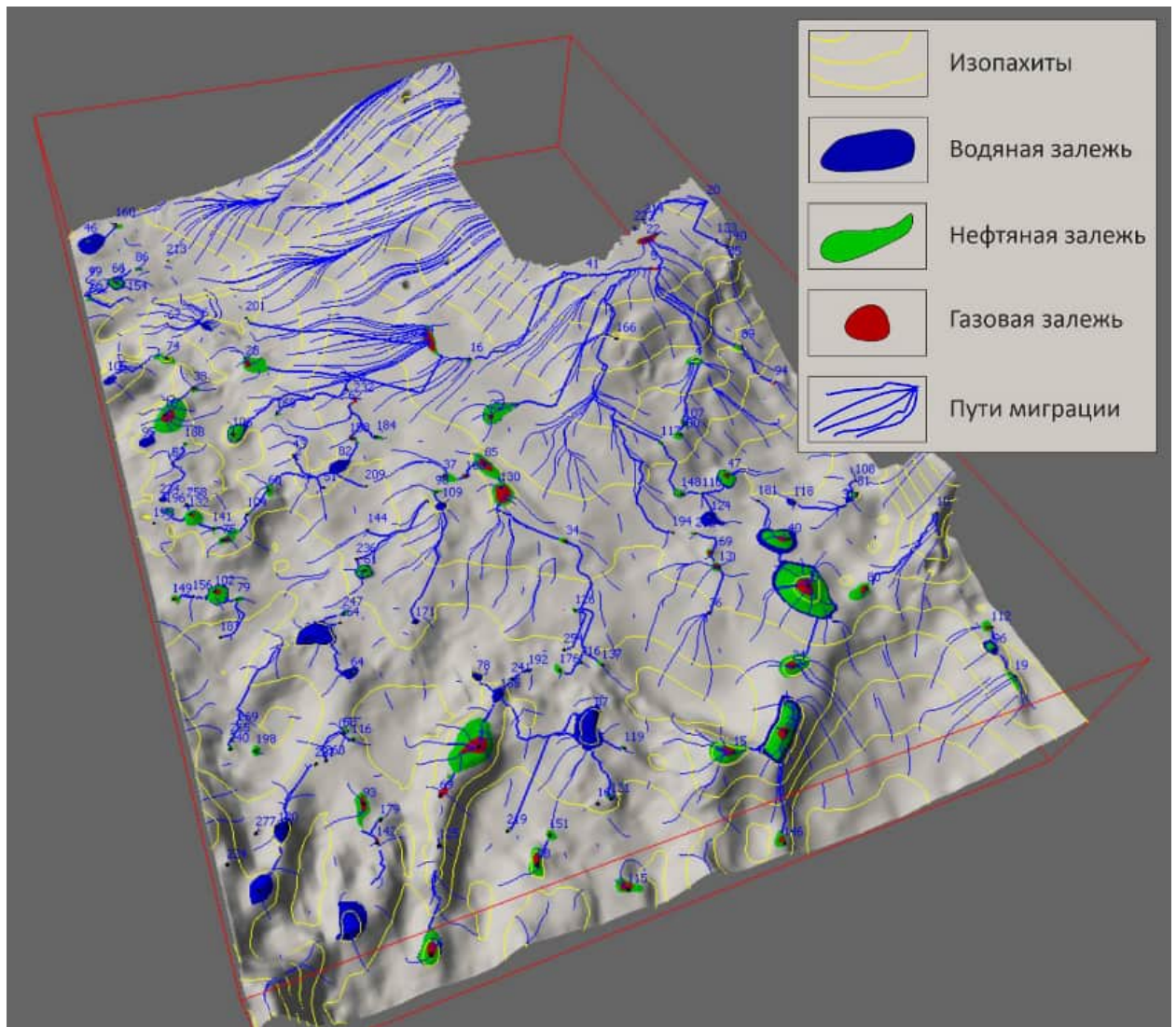


Рис. 37 - Принципиальная схема аккумуляции в системах бассейнового моделирования

2.3. Последовательность моделирования и обоснование параметров модели

Для модельного блока Гыданского очага нефтегазообразования необходимо обосновать входные параметры для каждого из этапов, описанных в предыдущей главе. Далее будут рассмотрены геологические, геохимические и химико-кинетические характеристики. При трехмерном моделировании в работе использовался программно-методический комплекс TemisFlow (BeicipFranlab) и собственные программно-методические средства ИНГГ СО РАН. Базовые параметры бассейнового моделирования - начальное содержание рассеянного органического вещества в нефтегазопроизводящих толщах, исходная доля лабильной части рассеянного органического вещества, кинетические параметры керогенов нефтегазопроизводящих толщ, распределение массы рассеянного органического вещества по площади, температурная история нефтегазопроизводящих толщ принимались по результатам работ, которые отражены в предыдущих книгах. Термическая история отложений восстанавливается на основе фактических данных об отражательной способности витринита и современных пластовых температур (рис. 38). При расчетах геологический возраст отдельных стратиграфических комплексов был принят в соответствии с утвержденной Междуведомственной стратиграфической комиссии (МСК) России, абсолютный возраст отдельных стратиграфических комплексов принимался в соответствии со стратиграфической шкалой Международной стратиграфической комиссии (ICS) 2016 г.

Структурно-литологическая модель

Построение модели производилось от частного к общему, а именно от одномерных моделей скважин к трехмерной модели осадочного чехла территории. Скважины для моделирования выбирались по наибольшему наличию

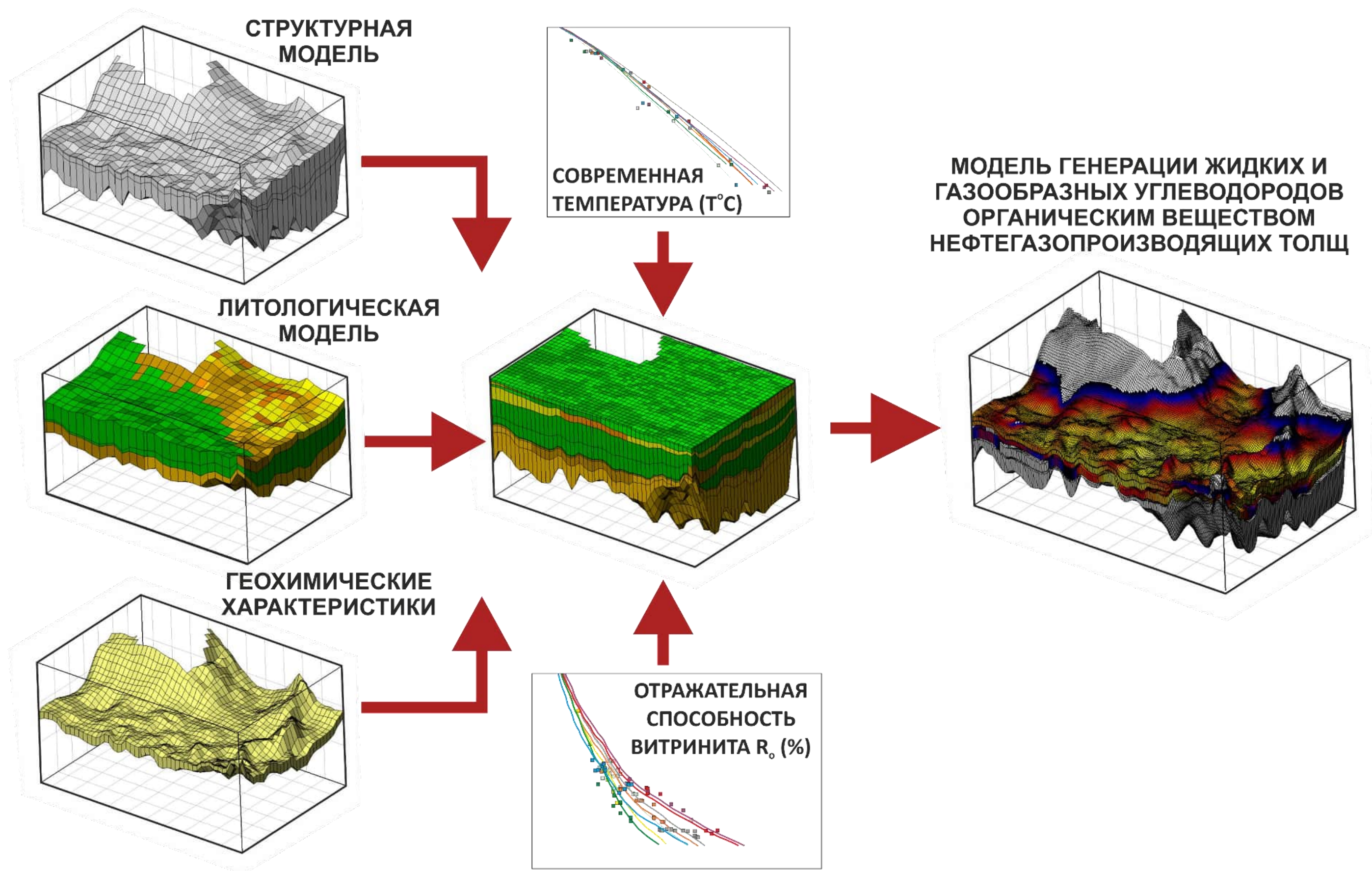


Рис. 38 – Принципиальная схема трехмерного моделирования генерации углеводородов нефтегазопроизводящими толщами

геологической информации, сюда входили как результаты геофизического каротажа, так и геохимические исследования нефтегазопроизводящих комплексов и исследования кернa. К тому же скважины должны быть наиболее глубокими, чтобы максимально осветить разрез осадочного чехла. Таким образом, были выбраны 8 скважин: Геофизическая 52, Пеляткинская 15, Штурмовая 122, Тотяхинская 22, Трехбугорная 445, Южно-Носковская 318, Южно-Тамбейская 70, Утренняя 279.

Площадь территории, осадочный чехол которой вошел в трехмерную модель, составляет 350 тыс. км². Такая площадь при шаге в 1 км по вертикали и горизонтали представляет собой сетку 500 x 700 ячеек (рис. 39).

Структурный каркас модели представляет собой фрагменты структурных поверхностей отражающих горизонтов, глинистых покрышек, региональных резервуаров, поверхностей клиноформного комплекса и поверхностей, регулирующие размывы и оледенения (34 слоя). Верхняя граница модельного блока – это поверхность рельефа, снизу блок ограничен подошвой триасового комплекса. При этом структурные поверхности были увязаны между собой, т.е. они не пересекались, хотя зоны отсутствия слоя могут быть. Толщины горизонтов определялись вычитанием структурных поверхностей, ограничивающих слой. После определения толщин слоев им присваивается литологический состав. Поскольку осадочный чехол сложен переслаиванием глинистых и песчанистых слоев, а также их разностями, то литологические фации задавались непрерывным рядом смеси аргиллитов и песчаника с известными характеристиками, но в разных пропорциях (рис. 40). Таким образом, литологический состав горизонтов можно определить пятью основными фациями. В модели учитывались масштабы размывов [Филипцов и др., 1999], оледенений, а также палеоглубины моря в периоды накопления отложений горизонтов [Конторович и т.д., 2013; 2014].

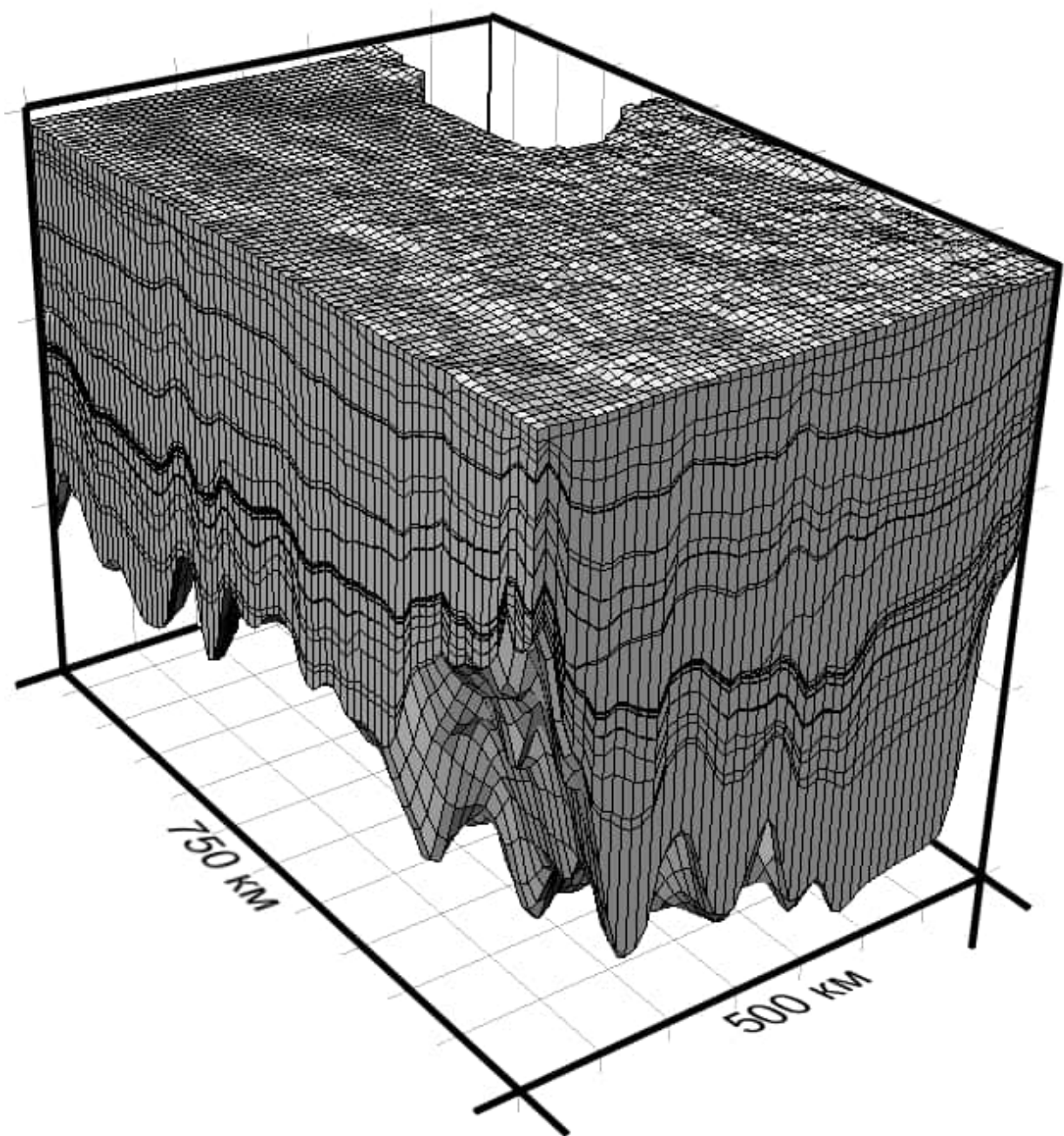
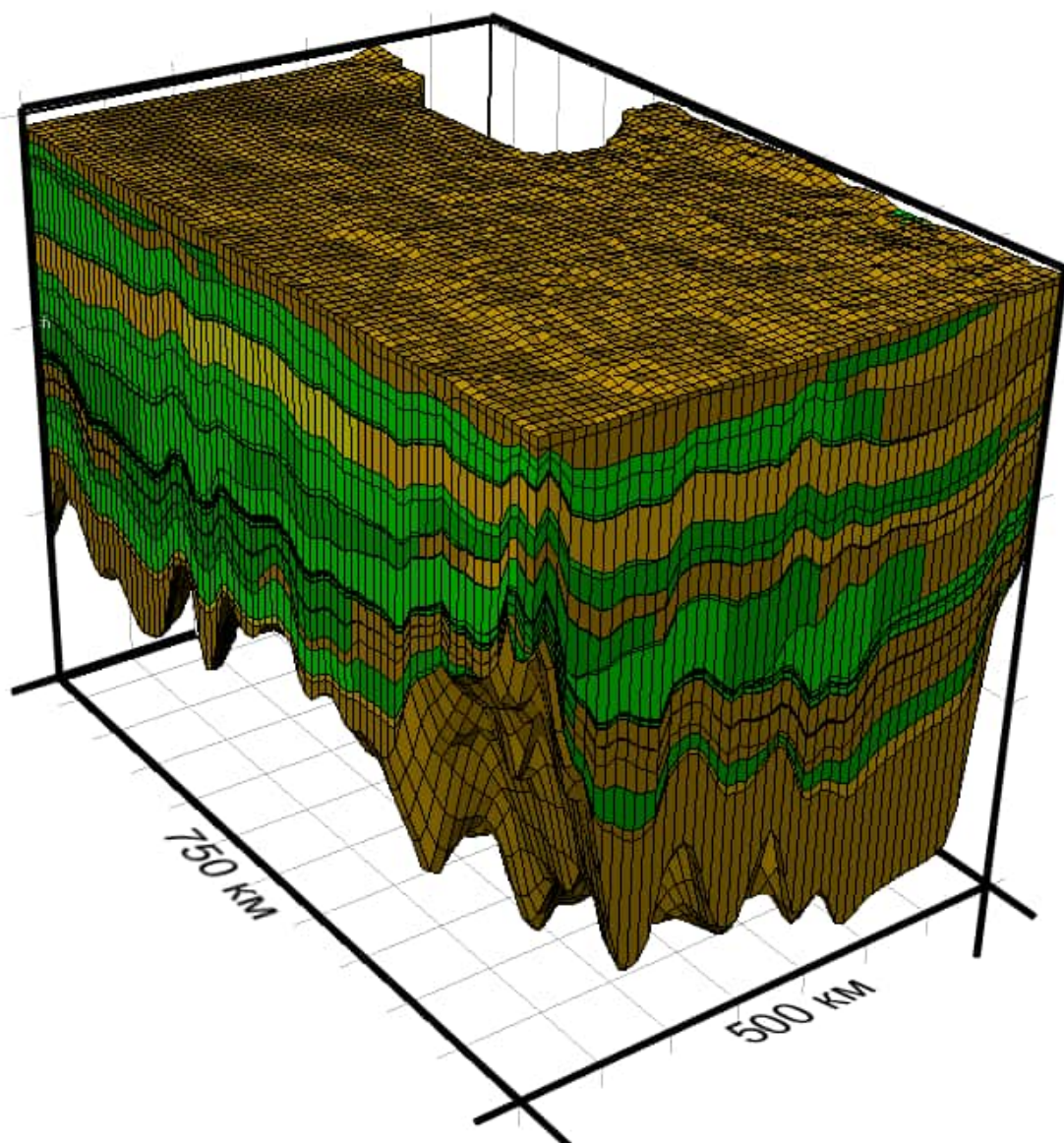


Рис. 39 - Структурная модель осадочного чехла территории исследования



Литотип	Содержание глинистой составляющей	Содержание песчаной составляющей
1	0-10%	90-100%
2	10-30%	70-90%
3	30-50%	50-70%
4	50-70%	30-50%
5	90-100%	0-10%

Рис. 40 – Литолого-стратиграфическая модель осадочного чехла территории исследования

Уплотнение глинистых толщ

Глинистые пласты в структурно-литологической модели сильнее реагируют на процессы уплотнения чем песчаные. Это связано в первую очередь с большей начальной пористостью глинистых отложений и значительным содержанием поровой воды в них. В естественных условиях уплотнение глинистых отложений происходит под действием нагрузки накапливающихся выше осадков. Когда порода подвергается напряжению, ему противостоит давление поровой жидкости в породе, это еще в начале XX века показал К. Терцаги [Terzaghi, 1923]. Теория Терцаги утверждает, что все изменения напряжений являются результатом изменения эффективных напряжений. В середине XX века И.И. Нестеров также изучал уплотнение глинистых отложений [Нестеров, 1965], но принимал отсутствие бокового расширения горных пород.

Большинство исследователей сходятся на том, что уплотнение происходит за счет уменьшения порового пространства глинистых пород. Впоследствии было определено, что зависимость пористости от глубины более корректна, т.к. на уплотнение большое влияние оказывает вес пород, залегающих выше, который меняется с погружением. Также возможно изменение минералогического состава в связи с переходом минералов при больших давлениях в более устойчивые глинистые разности. Что влияет на изменение объема горных пород и на величину их пористости.

В конце 90-х годов XX века Ф. Шнейдер предложил модель для химического и механического уплотнения [Schneider et al, 1996], именно эта модель используется во многих системах моделирования. В модели Ф. Шнейдера уплотнение осадков описывается в параметрах шкалы геохронологического времени пластической моделью, в которой модуль упругости и модуль упрочнения увеличивается пропорционально возрастанию деформации. Здесь предел пластичности — это максимальное вертикальное напряжение, которое создается вышележащими осадками. Также эта модель включает вязкопластическую компоненту.

В работе были уточнены параметры модели уплотнения Ф. Шнейдера, применяемой в системах бассейнового моделирования для глинистых отложений северных территорий Западно-Сибирского мегабассейна. В качестве фактического материала была использована база данных петрофизических характеристик осадочных пород ИНГГ СО РАН. Общая выборка составила 27 скважин, 739 образцов. Диапазон охватываемых глубин от 100 до 4100 м, а пористостей от 33 до 1,5 %.

На рис. 41 представлена зависимость пористости от глубины для объединенной выборки данных. Как видно из графика, кривая уплотнения глин, построенная по параметрам, заложенным в стандартные библиотеки программного пакета Temis, проходит значительно выше основного массива данных. В то же время зависимости, полученные И.И. Нестеровым эмпирическим путем [Нестеров, 1965] для второй и третьей стадии уплотнения, достаточно удовлетворительно описывают выборку, это свидетельствует в пользу корректности выбранной совокупности данных.

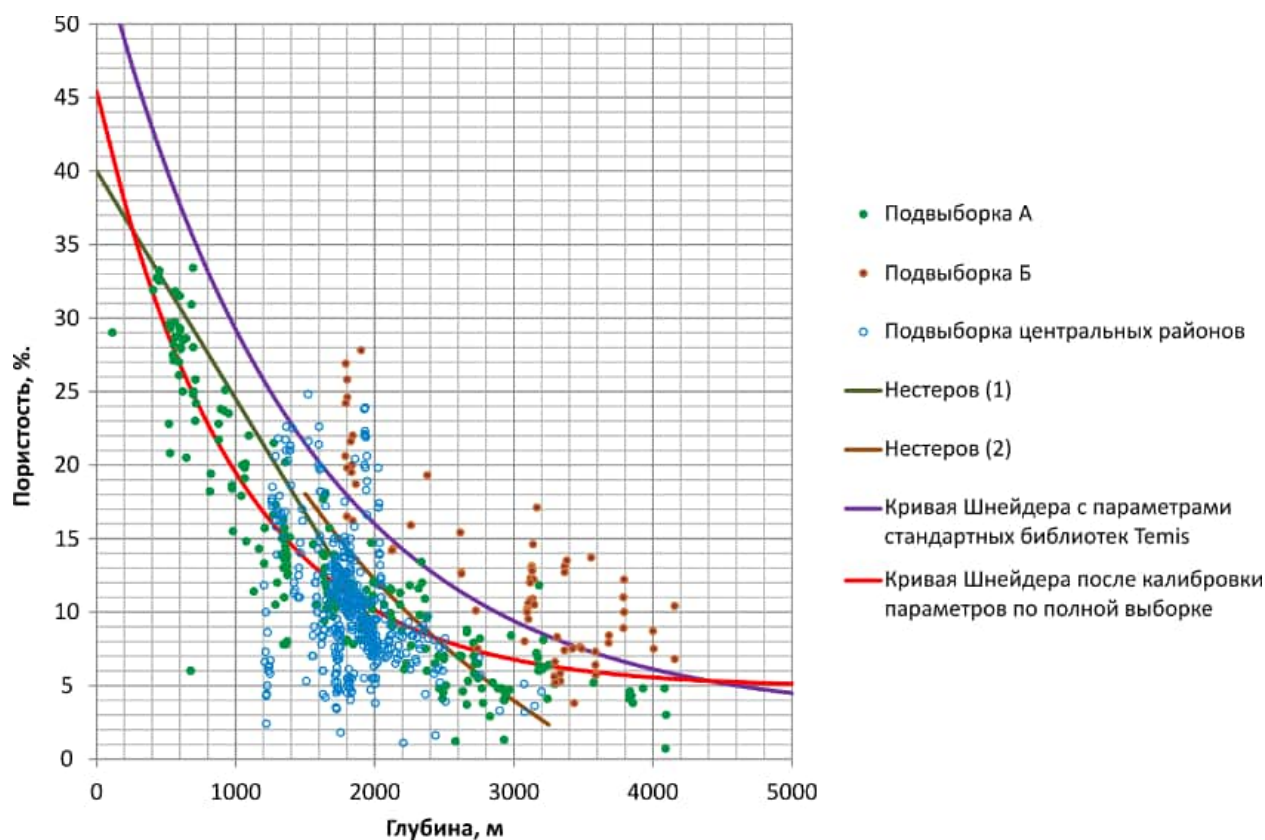


Рис. 41 - Зависимость пористости глин и аргиллитов центральных и северных районов Западно-Сибирского бассейна от современной глубины

Зависимости И.И. Нестерова характеризуются значительно большей степенью уплотнения для равных глубин, чем кривая Ф. Шнейдера с параметрами из библиотек пакета программ Temis.

Подбор параметров кривой Ф. Шнейдера по объединенной выборке также дает зависимость, дающую большую степень уплотнения чем кривая со стандартными параметрами, по крайней мере, в диапазоне глубин до 4000 м (рис. 41).

Отметим, что объединенная выборка характеризуется существенным разбросом пористостей на одинаковых современных глубинах. Без дополнительных исследований выявить все факторы, приводящие к такому разбросу, затруднительно. Можно предположить, что свою роль сыграли литология, общее строение разреза, температурный режим, масштабы размывов и т.д. Не исключено, что свой вклад дали различия и точность методик определения пористости в разных лабораториях.

Всю выборку можно разделить на две совокупности А и Б, если исключить из совокупности образцы центральных районов Западной Сибири. Совокупность А не имеет никакой территориальной привязки и характеризуется четким трендом уменьшения пористости с глубиной. Заметим, что кривая Ф. Шнейдера с параметрами, определенными по подвыборке А почти точно совпадает с кривой, параметры которой определены по общей выборке (рис. 42).

Совокупность Б связана со скважинами в восточной части территории исследования. Пористость образцов на этой территории расположена на графике выше кривых Ф. Шнейдера (рис. 43) как со стандартными параметрами, так с параметрами по подвыборке А. Наблюдается недоуплотнение глин и аргиллитов, что может быть связано с аномально высокими пластовыми давлениями в этих пластах, литологическими особенностями. Хотя на данном этапе причина достоверно не установлена. Чтобы физически обосновать оценку параметров модели Ф. Шнейдера для такой совокупности, необходимо больше фактических точек.

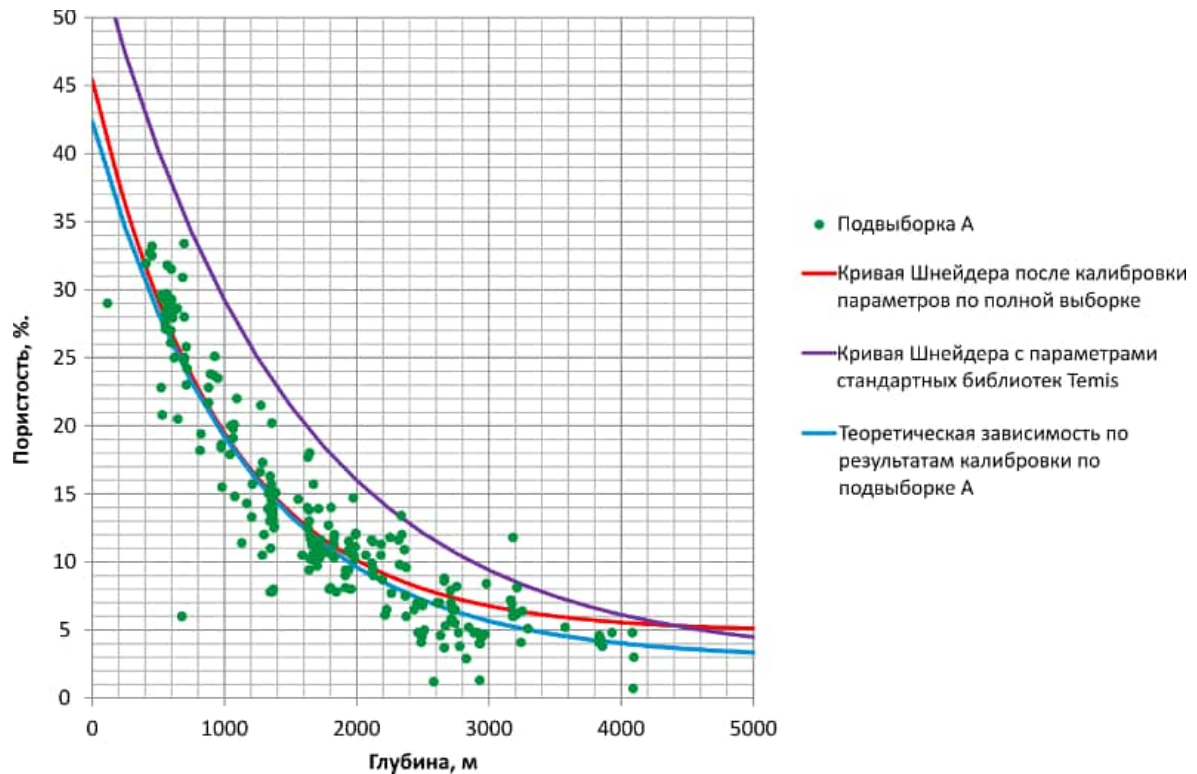


Рис. 42 - Зависимость пористости глин и аргиллитов северных районов Западно-Сибирского бассейна от современной глубины в скв. подвыборки 1 (Береговая №2, Елогуйская №1, Токачинская №1, Туруханская №1, Западно-Новогодняя №210, Пякупурская №23, Тазовская №1, Танопчинская №1 и №2)

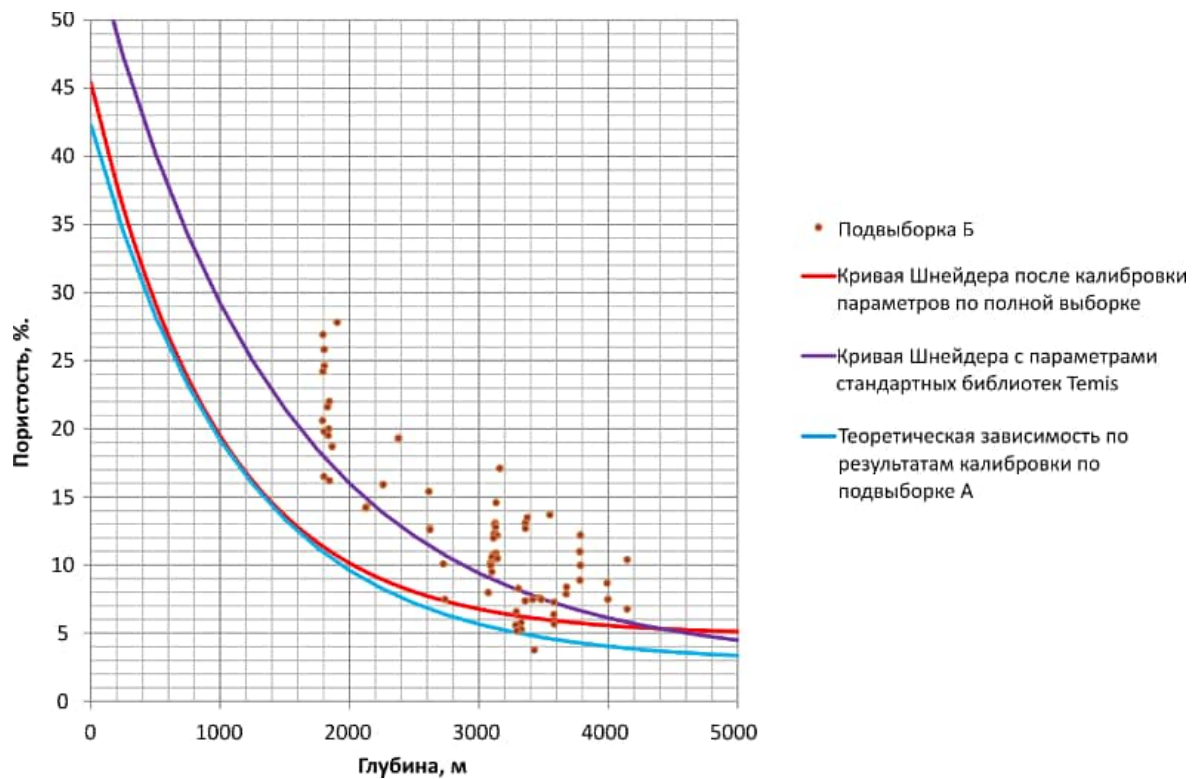


Рис. 43 - Зависимость пористости глин и аргиллитов северных районов Западно-Сибирского бассейна от современной глубины в разрезе скв. подвыборки 2 (Аномальная №51, Лодочная №5, Пеляткинская №15, Сидоровская №1, Сузунская №4, Тагульские №5,11,13, Южно-Носковская №318)

Если рассмотреть совокупность образцов из скважин центральных районов Западной Сибири, которую мы исключили прежде из общей совокупности. Характер зависимости пористости от глубины этой совокупности описывается любой кривой Ф. Шнейдера лишь условно. Такие значения пористости могут быть связаны с совпадением поровых давлений с гидростатическими и с игнорированием влияния температурного фактора на темпы уплотнения.

Полученная в процессе исследования средняя кривая по всей выборке, кривая уплотнения глин и аргиллитов, использовалась в модели для определения пористости глинистой составляющей литотипов.

Хроостратиграфическая привязка

Одним из важных шагов построения модели является определение интервалов времени осадконакопления слоев, продолжительности размывов и оледенений. Привязка по времени выполнена на основе изучения региональных стратиграфических схем палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений [Решение..., 2004; Постановления..., 2006], ряда публикаций [Шурыгин и др., 2000] и выполненных научно-исследовательских работ по данной территории. Единые стратиграфические схемы отложений [Решение..., 2004; Постановления..., 2006] составлены на всю территорию Западной Сибири и содержат обобщающую информацию о взаимоотношении, возрастах, составе региональных и местных стратиграфических подразделений. В случае отсутствия в схемах того или иного горизонта временные рамки его накопления находились путем пропорционального разделения известного интервала времени на соответствующие части. Также для нахождения времени образования более мелких стратиграфических единиц, помимо пропорционального разделения, использовалась информация о том, что песчаные горизонты накапливаются быстрее, чем глинистые такой же толщины.

Таким образом, для сводной хроостратиграфической привязки использовались времена накопления различных толщ по единым схемам, создавая тем самым единый изохронный каркас по всем стратиграфическим единицам.

Восстановление палеогеометрии

Следующий этап построения модели – это восстановление условий и масштабов размывов, а также палеоглубин моря. Палеоглубины определялись по литературным данным и картам палеогеографии [Конторович и др., 2013; Конторович и др., 2014]. Изменение глубин осадконакопления подробно описано в главе «Палеогеография».

Данные об объемах размывов были взяты из опубликованной литературы, а также подтверждены методикой, которую авторы: Ю.А. Филиппов, Л.Н. Болдушевская и А.А. Конторович представили в своей работе [Филиппов и др., 1999]. Этот метод оценки объемов выветривания основан на условии, что возрастание T_{\max} с глубиной в пределах одной площади подчиняется единой закономерности, а значит, что геотермический градиент во время формирования наблюдаемой катагенетической зональности был на всей территории одинаковый. Из этого следует, что залегание одних и тех же катагенетических границ на существенно разных глубинах обусловлено интенсивностями размывов, а не изменениями тепловых потоков. Объемы размывов пород, вычисленные по такой методике, соответствуют литературным данным.

Реконструкция тепловой истории

Тепловая история опирается на структурно-литологическую модель и дополняется простыми, в первом приближении, моделями подстилающего основания (до нижней границы литосферы), а также моделью распределения тепла из радиоактивных источников в чехле. Варьируемым параметром при калибровке модели является эффективная плотность теплового потока на нижней границе литосферы. В результате серии вычислительных экспериментов в разрезе скважин удалось добиться удовлетворительного соответствия расчетных и фактических значений отражательной способности витринита - R^0 (рис. 44), современных температур отложений [Дучков и др., 2012; Ким, 2013; Курчиков, Ставицкий, 1987] (рис. 45) и плотности современного теплового потока [Дучков и др., 1987].

Следующий этап восстановления тепловой истории осадочного чехла — это реконструкция теплового потока на всей площади модельного блока. С учетом результата калибровки в разрезах скважин тепловой поток задается таким образом, чтобы фактические значения отражательной способности витринита в кровле верхнеюрского комплекса (рис. 46 Б) [Kontorovich et al., 2009; Фомин и др., 2001; Фомин, 2011] совпадали с расчетными (рис. 46 А).

В результате многоитерационной процедуры калибровки модели удалось добиться удовлетворительного соответствия модельных и фактических значений отражательной способности витринита (рис. 45). Тепловой поток принимался постоянным по времени. Интервал изменения расчётной плотности теплового потока на границе литосферы составил 21-36 мВт/м², в основании осадочного чехла 38-52 мВт/м².

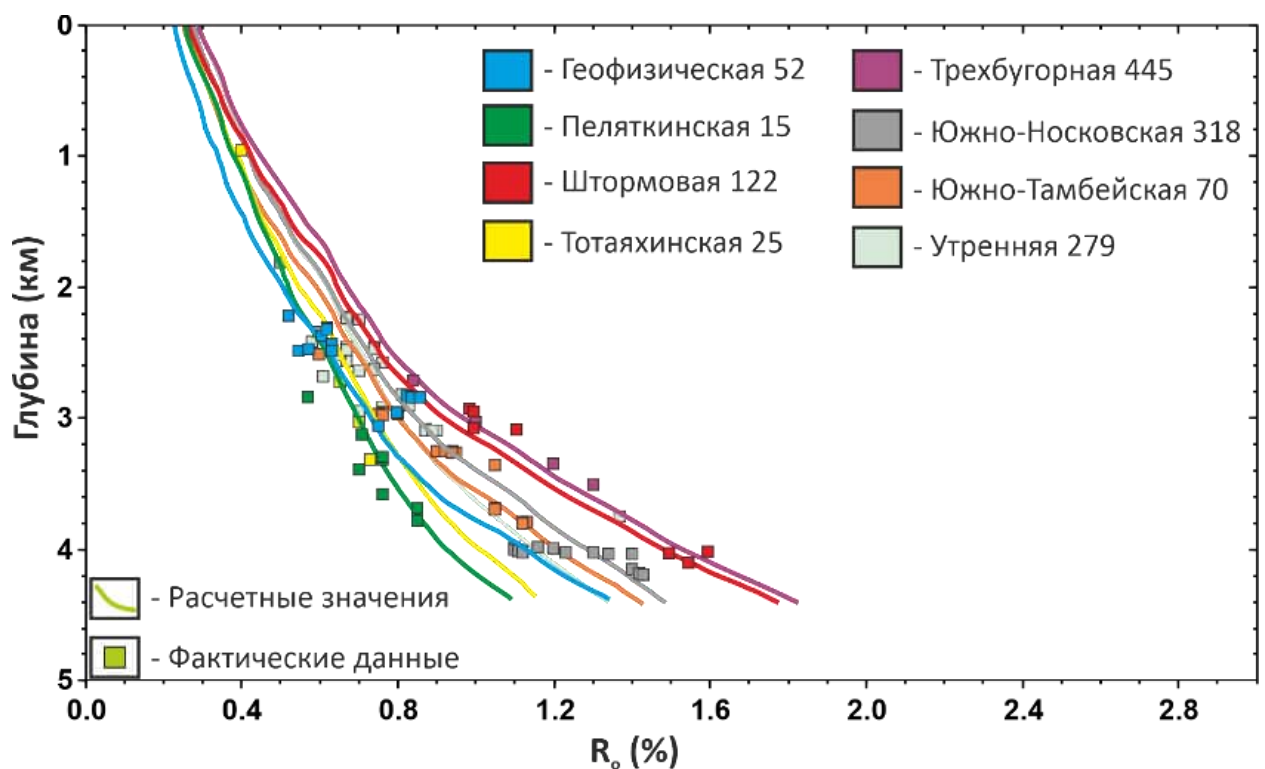


Рис. 44 - Модельные и фактические значения отражательной способности витринита в скважинах

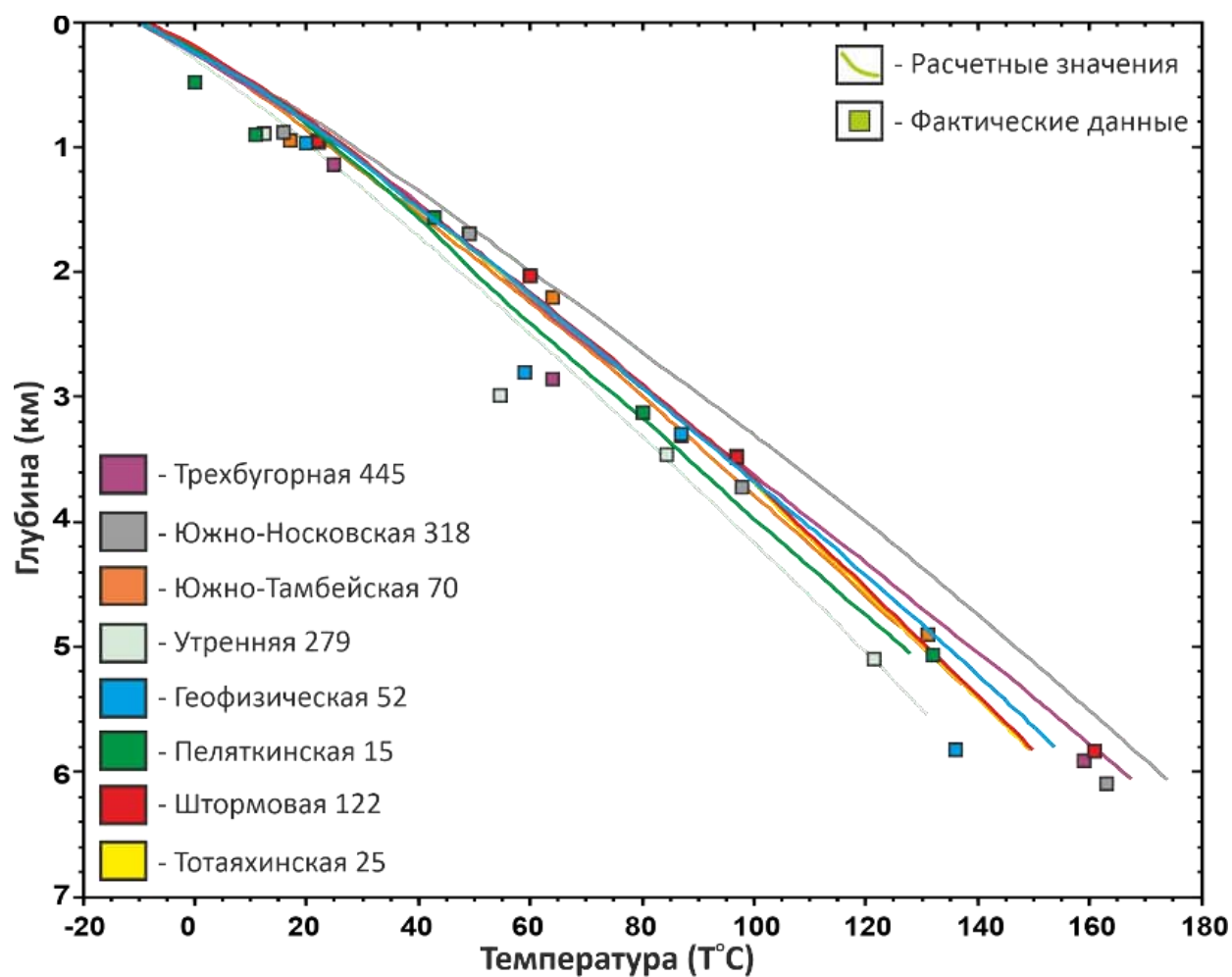


Рис. 45 - Модельные и фактические значения температур в разрезе исследуемых скважин

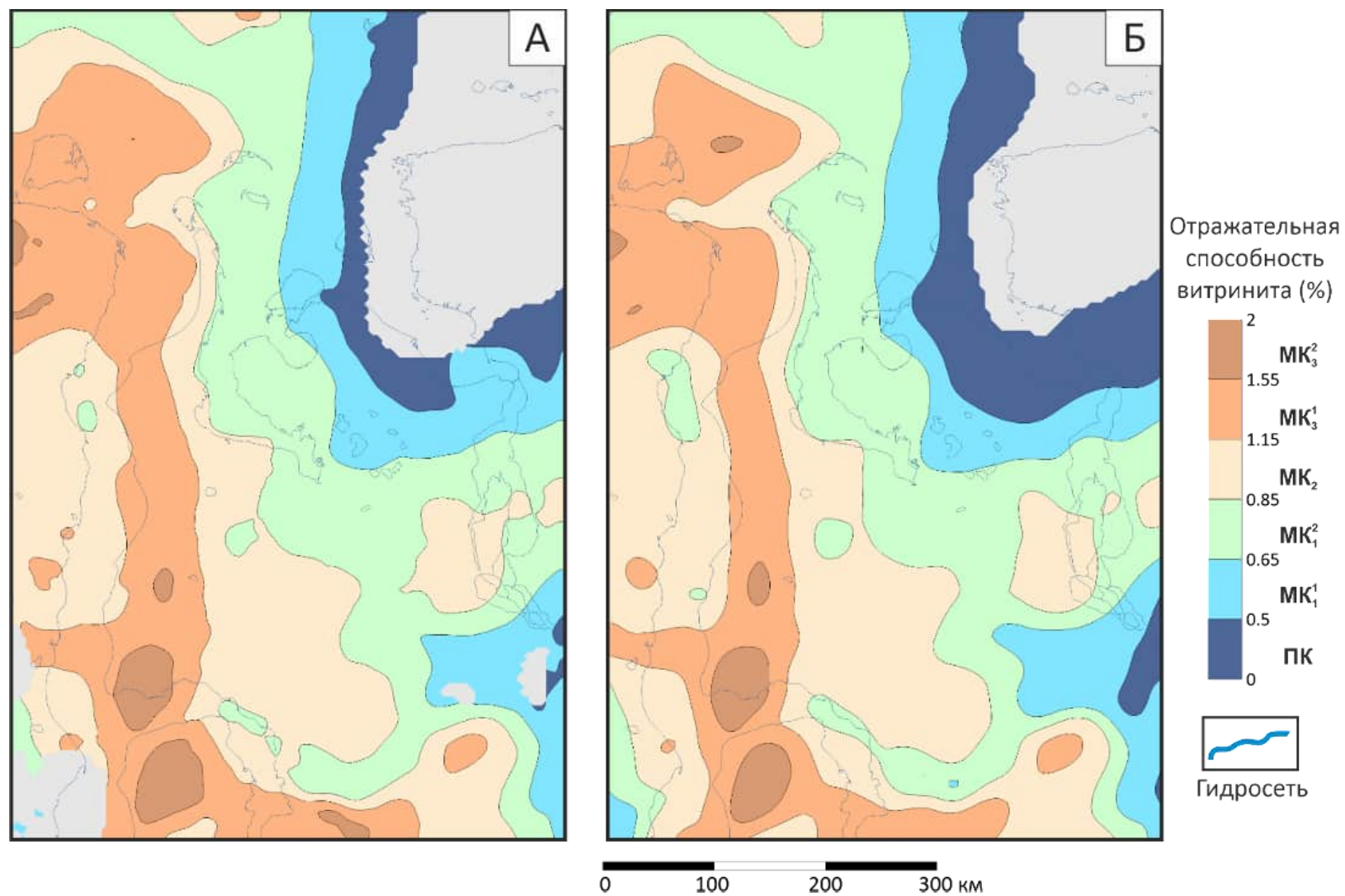


Рис. 46 – Схема модельных значений отражательной способности витринита (А) и схема витринита построенная интерполяцией факического материала (Б) в кровле юрского комплекса

Геохимические характеристики нефтегазопроизводящих комплексов

Геохимия органического вещества в пределах Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей изучена достаточно скудно, основные результаты отражены в ряде опубликованных работ [Филипцов и др., 2006; Ларичев и др., 2003; Бодушевская, 2001]. Наиболее полные и современные результаты геохимических исследований представлены в работах Н.С. Ким и А.П. Родченко [Ким, Родченко, 2013; Ким, 2013].

Нефтегазопроизводящие горизонты – преимущественно глинистые осадочные породы, которые в естественном состоянии генерировали углеводороды в достаточном количестве для образования скопления нефти и газа [Хант, 1982]. Однако в такой характеристике присутствует неоднозначный термин – «промышленное скопление». Что именно можно считать промышленным скоплением, напрямую зависит от экономического фона и технологической базы в конкретный промежуток времени. Поэтому для определения пород, способных к генерации или уже генерирующих углеводороды, были использованы термины потенциально-нефтегазопроизводящие и нефтегазопроизводящие породы соответственно.

Для выделения таких комплексов в разрезе осадочного чехла обычно используют определенные критерии. Критерии предложенные Тиссо и Вельте достаточно четко характеризуют нефтегазопроизводящие горизонты и [Тиссо, Вельте, 1981]:

- Повышенные значения $C_{орг}$.
- Определенный тип керогена.
- Породы глинистых разностей.
- Соответствующая стадия катагенеза.

Для каждой нефтегазопроизводящей породы определяется тип керогена, который влияет на его кинетические характеристики и изменяется по площади, также определяются начальные содержания органического углерода ($C_{орг0}$) и начальный водородный индекс (HI_0).

При моделировании было принято, что нефтегазопроизводящими в Западной Сибири являются преимущественно глины и аргиллиты. В мировой практике нефтегазопроизводящими считаются породы с $C_{орг}$ более 2%, но т.к. отложения изучены недостаточно, и средние значения взяты по всей толще, то это пороговое значение было снижено до 1%.

На территории Западной Сибири основной нефтегазопроизводящей породой считается баженовский горизонт [Конторович, 1976; Конторович и др., 2013; Фомин, 2011]. Скважины, выбранные для 1D моделирования, находятся в фациальной зоне, где верхнеюрские отложения баженовского горизонта представлены гольчихинской свитой. В связи с этим отложения баженовского горизонта в этой области будут обладать пониженными показателями потенциала нефтегазопроизводящих пород по сравнению с классическим разрезом баженовской свиты, распространённым в центральной части Западной Сибири.

Ряд исследователей [Ким и др., 2010; Конторович 2013 и др.; Сафронов и др., 2011; Фомин, 2011] выделяют углистые, углисто-глинистые и глинистые прослои различных горизонтов ниже- и среднеюрского отделов (малышевский, лайдинский, китербюитский и левинский горизонты) как потенциально нефтегазопроизводящие. Потенциальными нефтегазопроизводящими толщами могут быть обогащенные органическим веществом интервалы нижнего мела. Но на большей части Западной Сибири эти отложения находятся в зоне незрелого органического вещества, или они только вступили в главную зону нефтеобразования и еще не реализовали свой потенциал.

Результаты лабораторных исследований содержания органического углерода и пиролиза органического вещества были предоставлены лабораторией геохимии ИНГГ СО РАН. Для корректного восстановления количества сгенерированных и мигрировавших углеводородов нужно знать начальные значения $C_{орг}$ и HI , т.к. нефтегазопроизводящие породы уже реализовали часть своего потенциала. Существуют разные способы пересчета полученных в результате пиролиза значений $C_{орг}$ и HI в их начальные количества. В данной работе

использовалась формула для восстановления начальных значений $C_{орг}$ с помощью коэффициента трансформации.

Под коэффициентом трансформации рассеянного органического вещества в данной работе мы понимаем долю реализованного начального углеродного потенциала:

$$k_{TR} = 1 - \frac{HI}{HI_0}$$

Коэффициент трансформации [Tissot, Welte 1984; Applied..., 1993] оценивается для каждого типа керогена и свиты в отдельности. Начальные значения HI были взяты по результатам одномерного моделирования и калибровки модели по лабораторным данным пиролиза. После получения значений коэффициента трансформации рассчитываются начальные значения $C_{орг}$:

$$C_{org0} = \frac{C_{org}}{1 - \sigma \cdot k_{TR} \cdot HI_0},$$

σ = доля углерода в продуктах генерации (в данном случае принималась равной 0.83) [Applied..., 1993].

Таким образом, начальные содержания $C_{орг}$ в меловых отложениях изменяются в пределах 0.10-10.27 %, а водородный индекс (HI) для меловых отложений варьирует в пределах 30-320 мг УВ/г $C_{орг}$.

Глинистые толщи баженовского горизонта обладают средним содержанием органического углерода 1.6 %, а начальное значение водородного индекса 353 мг УВ/г $C_{орг}$. Толщины генерационной части достигают 360 м, а в среднем 90 м [Ким, Родченко, 2013].

В малышевском горизонте начальные средние содержания органического углерода – 2.6 %, водородного индекса – 330 мг УВ/г $C_{орг}$. Толщины комплекса достигают 658 м, в среднем 125 м [Ким, Родченко, 2013].

Начальное среднее содержание органического углерода в глинистых прослоях лайдинского горизонта – 1.9 %, водородного индекса –

230 мг УВ/г $C_{орг}$. Толщины комплекса варьируются от 58 до 941 м, в среднем 240 м [Ким, Родченко, 2013].

В китербютском горизонте начальные средние содержания органического углерода – 3.8 %, водородного индекса – 361 мг УВ/г $C_{орг}$. Толщины комплекса достигают 1130 м, в среднем 415 м [Ким, Родченко, 2013].

Начальное среднее содержание органического углерода в глинистых прослоях левинского горизонта – 1.6 %, водородного индекса – 280 мг УВ/г $C_{орг}$. Толщины комплекса варьируются от 112 до 741 м, в среднем 168 м [Ким, Родченко, 2013].

Кинетические характеристики керогенов

Одним из важных этапов реализации историко-геологического метода является определение геохимических характеристик керогенов нефтегазопродуцирующих комплексов. Под кинетическими характеристиками керогена понимают энергию активации, частотный фактор Аррениуса и лабильную массу углеводородов. Распределение кинетических характеристик керогенов влияет на время начала, динамику и масштабы генерации углеводородов.

Первые исследования по определению кинетических характеристик в Западной Сибири проводились еще в 1979 году [Бурштейн 1979]. Автором была сделана оценка частотного фактора и энергии активации керогена баженновской свиты при условии, что деструкция керогена представлена двумя реакциями первого порядка.

Следующая оценка была выполнена в 1994 году [Tel'n's., et all, 1994] Территориально оценка проводилась в широтном течение Оби. Образцы были отобраны на Покачевской, Нижнесортымской, Салымской, Ермаковской и Северо-Чупальской площадях. Было выделено три типа керогена, и выполнена оценка кинетических характеристик, для этого использовалась одностадийная многокомпонентная модель с дискретным распределением лабильной части керогена по энергиям активации. Значение частотного фактора приведено для трех образцов и в среднем составляет $1.15 \cdot 10^{15} \text{ с}^{-1}$.

Спустя три года коллектив авторов [Бурштейн и др., 1997] для уточнения кинетических характеристик керогена баженовской свиты исследовали образцы центральной части Западной Сибири, Урненской и Каменной площадей. Было приведено кинетическое распределение лабильных компонент керогена по энергиям активации. Отличие от предыдущего исследования заключалась в том, что распределение было постоянным, в соответствии с кинетической схемой ВР. Средний частотный фактор составил $1.49 \cdot 10^{14} \text{ с}^{-1}$.

Следующий этап исследований кинетических параметров связан с развитием методов бассейнового моделирования. В 2011 г. для оценки масштабов генерации коллективом авторов [Сафронов и др., 2011] приводились распределения исходного генерационного потенциала по энергиям активации для керогенов II, III и IV типов. Исследование выполнялось для северных территорий Западной Сибири, однако приведенные в работе кинетические распределения являются стандартными для пакета моделирования TemisFlow. Второму типу керогена соответствует распределение Menil-2 с частотным фактором $1.64 \cdot 10^{14} \text{ с}^{-1}$. Третьему типу керогена соответствует стандартный тип Brent, значение частотного фактора $3.10 \cdot 10^{15} \text{ с}^{-1}$. IV типу керогена соответствует кинетическое распределение Vitrinite equivalent с частотным фактором $5.96 \cdot 10^{14} \text{ с}^{-1}$.

Позже в монографии Астахова 2015 года [Астахов, 2015] приводится распределение кинетических параметров для керогена вышележающей таноупчинской свиты. Территория исследования включает северные регионы Западной Сибири, Гыдан, Утреннее месторождение. Эти же данные были представлены в соответствующей статье [Астахов, 2016]. Кинетическое распределение керогена таноупчинской свиты, представленное в работах, было четырехкомпонентным с частотным фактором $2 \cdot 10^{14} \text{ с}^{-1}$.

Наиболее полная работа по определению кинетических характеристик керогена баженовской свиты была опубликована в 2019 году [Кашапов и др., 2019]. В работе подробно описаны алгоритмы определения кинетических характеристик и проведения пиролизических экспериментов, однако площадь

отбора образцов находится в центральной части Западной Сибири, на Южно-Сургутской площади. Значение частотного фактора, представленного в статье, составляет $2.44 \cdot 10^{13} \text{ с}^{-1}$.

Для определения кинетических характеристик керогенов проводят пиролитический эксперимент при нескольких температурах нагрева. Пиролиз органического вещества описывает систему параллельных и последовательных реакций распада керогена, имитирующий природный процесс крекинга. При кинетическом эксперименте рассматриваются процессы первичного преобразования органического вещества. При проведении такого пиролиза подразумевается, что химические реакции деструкции керогена идентичны при различных скоростях нагрева. Поэтому скорость нагрева образца должна быть такой, чтобы тяжелые углеводороды, образующиеся из керогена, не задерживались в породе и переносились током инертного газа в пламенно-ионизационный детектор, иначе ширина пика S_2 будет искажаться [Espitalie et al., 1993]. Однако скорость нагрева не должна быть большой, чтобы линейность подъема температуры соблюдалась. Поэтому рекомендуется выбирать температуру в диапазоне 2 - 50 °C/мин [Espitalie et al., 1993; Braun, Burnham, 2000]. Такие эксперименты подробно описаны в ряде работ [Behar et al., 1997, 2008]. Естественно, что пиролитический эксперимент не может целиком отразить природное преобразование керогена. В силу сложности кинетического анализа при выборе образцов необходимо руководствоваться некоторыми рекомендациями, представленными в ряде работ [Espitalie et al., 1993].

Помимо рекомендаций к выбору образца керогена для кинетического эксперимента существует ряд допущений для получения результатов. Наиболее значительные замечания связаны с невозможностью корректно восстановить начальные характеристики природных керогенов и разницей в изохимичности условий природного и искусственного созревания. Природное созревание отличается от пиролитического эксперимента скоростью нагрева на несколько порядков, взаимодействием органического вещества с минеральной

матрицей и поровыми флюидами. При проведении лабораторного эксперимента такое взаимодействие полностью исключается или сводится к минимуму.

Сама возможность переноса кинетических параметров, полученных в результате пиролитического эксперимента, на природные условия основана на допущении, что лимитирующая стадия реакции образования углеводородов определяется реакциями деструкции связей внутри керогена. А эти реакции протекают более-менее однообразно в большом диапазоне температур и скоростей нагрева.

Задача восстановления кинетических характеристик может быть представлена как решение системы интегральных уравнений. Такая система не имеет однозначного решения, и восстановить начальные массы компонент керогена невозможно без дополнительных условий, поэтому было принято, что суммарная масса лабильной части керогена перед пиролитическим экспериментом соответствует начальной. Соответственно оценки потерь на предыдущих этапах преобразования керогена должны выполняться отдельно и другими методами.

Еще одно существенное упрощение – это переход к дискретной модели керогена, а именно распределению его лабильных компонентов в соответствии с целочисленным рядом энергий активации. Такое допущение однозначно упрощает решение задачи до оценки частотного фактора Аррениуса и конечного набора исходных масс компонент. Численное решение задачи выбирается путем минимизации суммы квадратов отклонений между фактическими и расчетными кривыми выхода углеводородов при пиролизе.

Особенность константы Аррениуса в том, что существует взаимная компенсация между изменением энергии активации и частотным фактором. Если кинетическая схема однокомпонентная, например, кинетическое распределение керогена Green River, то поверхность целевой функции в координатах энергия активации – частотный фактор представляет собой плоскость, пересеченную узким «оврагом» (рис. 47). При этом значения целевой функции вдоль

оси этого «оврага» меняются несущественно. Эти факты очень сильно затрудняют поиск абсолютного минимума суммы квадратов отклонений при использовании большинства существующих оптимизационных процедур, т.к. здесь повторяется картина с «оврагом». Такая проблема существует и при многокомпонентной кинетической схеме, но не в столь явном виде.

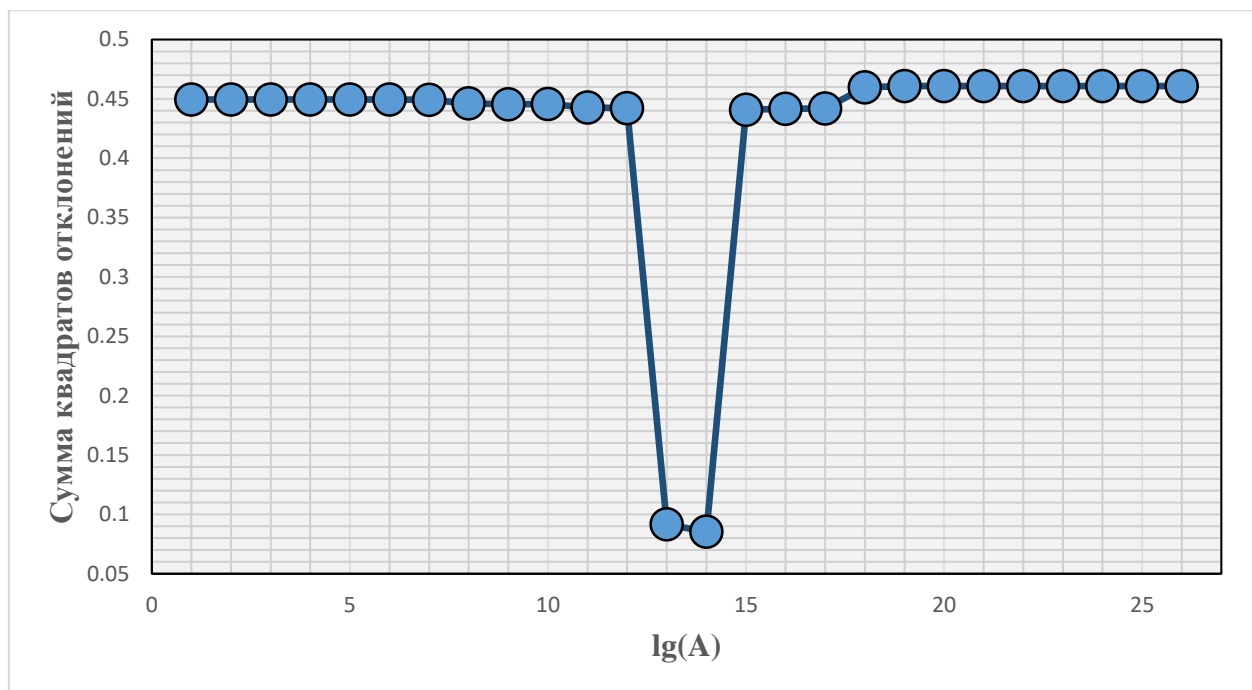


Рис. 47 - Зависимость суммы квадратов отклонений расчётных и фактических пирограмм от десятичного логарифма частотного фактора (кероген Green River shale № 99901)

Еще одна особенность константы Аррениуса — это проблематичность восстановления кинетических параметров по результатам единичного пиролизного эксперимента. Именно поэтому проводится несколько экспериментов с разными скоростями нагрева.

Для получения результатов расчета кинетических характеристик был использован программный комплекс, реализованный в ИНГГ СО РАН. В этой программной среде при условиях, оговоренных выше, были получены оптимальные результаты. Для проверки кинетики с рассчитанными кинетическими характеристиками использовалась математическая модель пиролизного эксперимента, если модельные и фактические кривые удовлетворительно совпадали, то такой результат считался корректным.

Проблемы появляются при использовании дискретной модели, например, в программном комплексе Temis Flow ряд энергий активации приводится с шагом в 2 ккал/моль. В таких случаях для керогенов с локальным или узким распределением лабильной массы по энергиям активации поверхность функции приобретает несколько локальных максимумов, а это делает поиск абсолютного максимума очень затруднительным. Сечение поверхности функции, существующей при подборе кинетических параметров стандартного образца для кинетического пиролиза (кероген Грин-Ривер), показывает несколько эквивалентных локальных минимумов с разными частотными факторами (для удобства используются их десятичные логарифмы). Разница в определении главной компоненты керогена для этих случаев составляет не менее 1 ккал/моль (рис. 48).

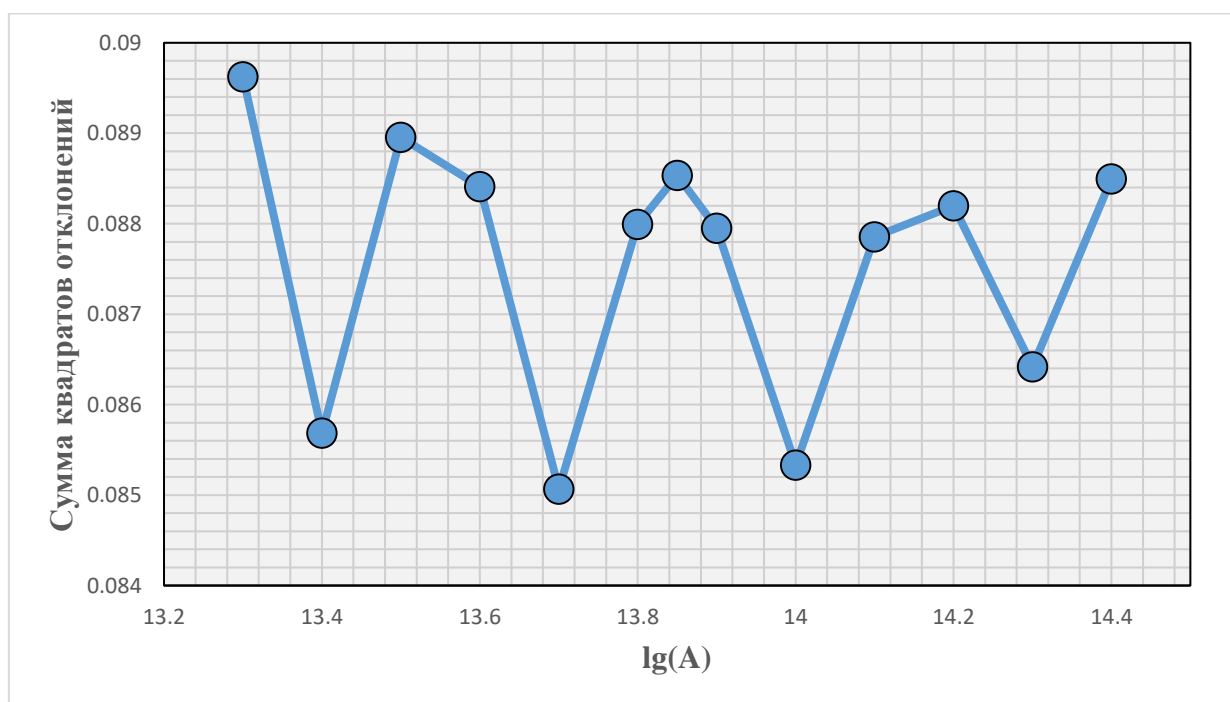


Рис. 48 - Зависимость суммы квадратов отклонений расчётных и фактических пирогармм от десятичного логарифма частотного фактора (кероген Green River shale № 99901)

Фактические данные – это образцы из разреза яновстановской и гольчихинской свит, полученные из скважин на Сузунской, Озерной, Ушаковской и Пеляткинской площадях (рис. 49).

Образцы отбирались из гольчихинской свиты на Ушаковской и Пелят-кинской площадях и яновстановской свиты на Сузунской и Озерной площадях (табл. 4).

Для всех образцов выполнялись серии пиролитических экспериментов с разными скоростями нагрева при 3, 10, 30, 50 °С в минуту (рис. 50). Образцы представляли собой дебитуминизированную породу, дробленую в порошок. Результаты пиролитических экспериментов были представлены ненормированными кривыми, содержащие информацию о времени, температурах и интенсивности сигнала пламенно-ионизационного детектора.

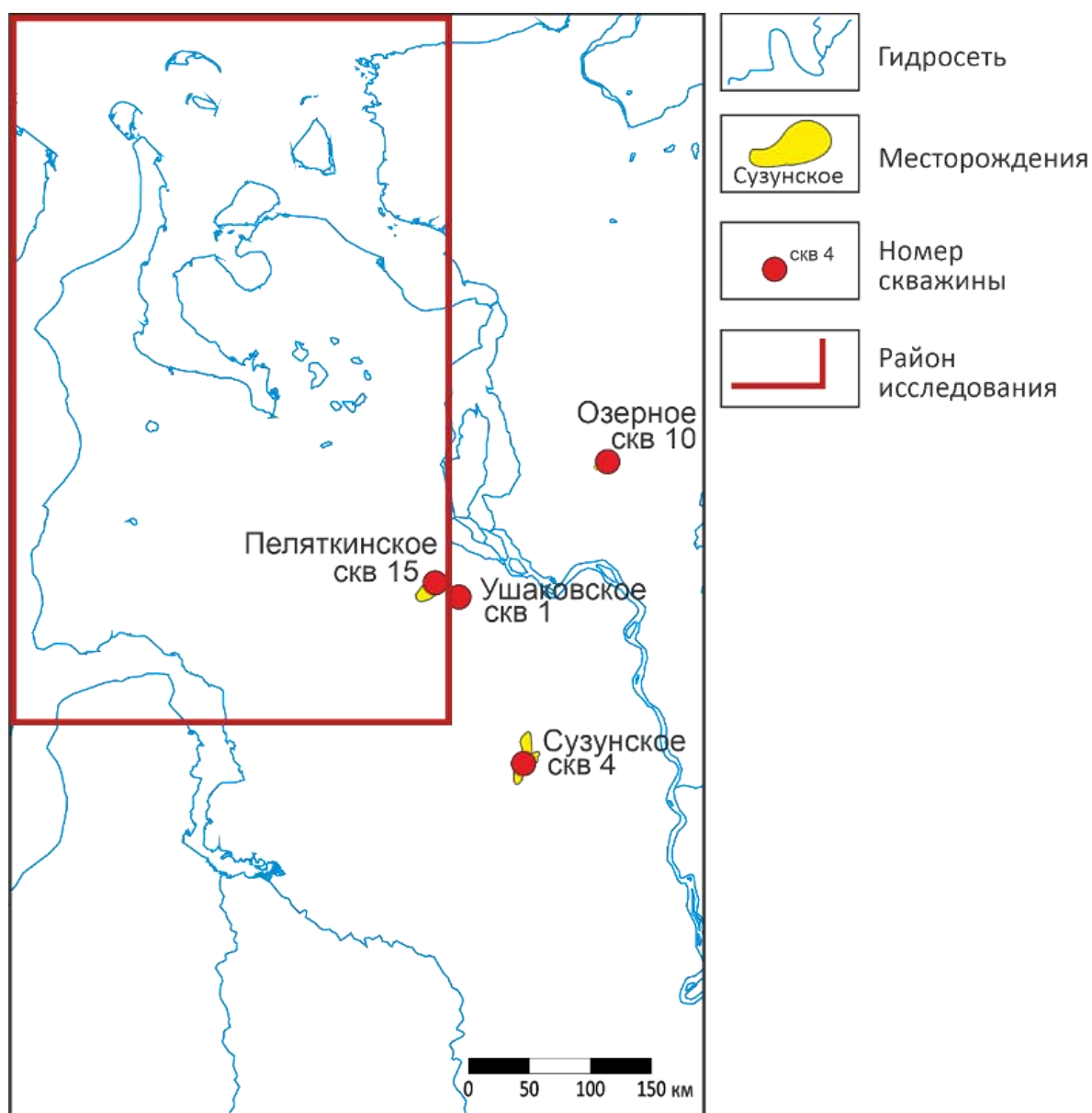


Рис. 49 - Обзорная схема исследуемой территории

Таблица 4 - Фактический материал

ПЛОЩАДЬ	ГЛУБИНА ОТБОРА КЕРНА, М	СВИТА	С _{ОРГ} , %	Т _{МАХ} , °С	S ₂ , МГ УВ/Г ПОРОДЫ	R ^о _{VT} , %
Сузунская 4	3220.25	яновстанская	2.63	430	130	0.62
Озерная 10	3109.45		1.77	431	145	
Ушаковская 1	3169.14	гольчихинская	4.1	430	125	0.64
Ушаковская 1	3078.72		2.1	433	195	0.62
Пеляткинская 15	3151.45		3.1	435	200	

Обработка данных для последующего использования включала: перевод температуры в шкалу Кельвина, хвостовые части диаграмм не учитывались, данные прореживались до 150 значений, выполнялась нормировка данных. По кривым температура – интенсивность выхода углеводородов рассчитывалась функция с минимальным отклонением наименьшей положительной суммы квадратов от фактических пирограмм, и по этим данным выполнялся многои-терационный подбор оптимальных кинетических параметров.

Кинетические параметры, полученные в результате, выбирались таким образом, чтобы оценка максимально соответствовала известным. В качестве эталона использовался кероген Грин-Ривер с известными кинетическими характеристиками и значениями температуры пиролитического максимума для всех скоростей нагрева. На основании известных и измеренных температур максимальной интенсивности выхода углеводородов эталона были введены поправки. Поскольку отклонения пиролитического максимума установлены только при скорости нагрева 3 °С, то и поправка была введена только для этой скорости нагрева и соответствует - 7.7 °С.

В результате проведенных исследований были получены кинетические характеристики керогенов яновстанской и гольчихинской свит в северной части Западно-Сибирского осадочного бассейна. Для удобства выражения частотного фактора будет приводиться его десятичный логарифм. Поскольку образцы в 2 скважинах принадлежат к яновстанской свите, а в трех других к гольчихинской (табл. 4), то и кинетические характеристики будут приведены для комплексов в целом. Пик генерационного потенциала для керогена яновстанской свиты приходится на 58 ккал/моль и достигает 30 % от общего потенциала при шаге в 1 ккал/моль (рис. 51). Значение частотного фактора для кинетического распределения яновстанской свиты составил $2.04 \cdot 10^{15} \text{ с}^{-1}$.

По характеру распределения и его пику кероген яновстанской свиты напоминает кероген Brent из пакета моделирования TemisFlow, но с немного другой картиной распределения лабильной части. Поскольку генерационный

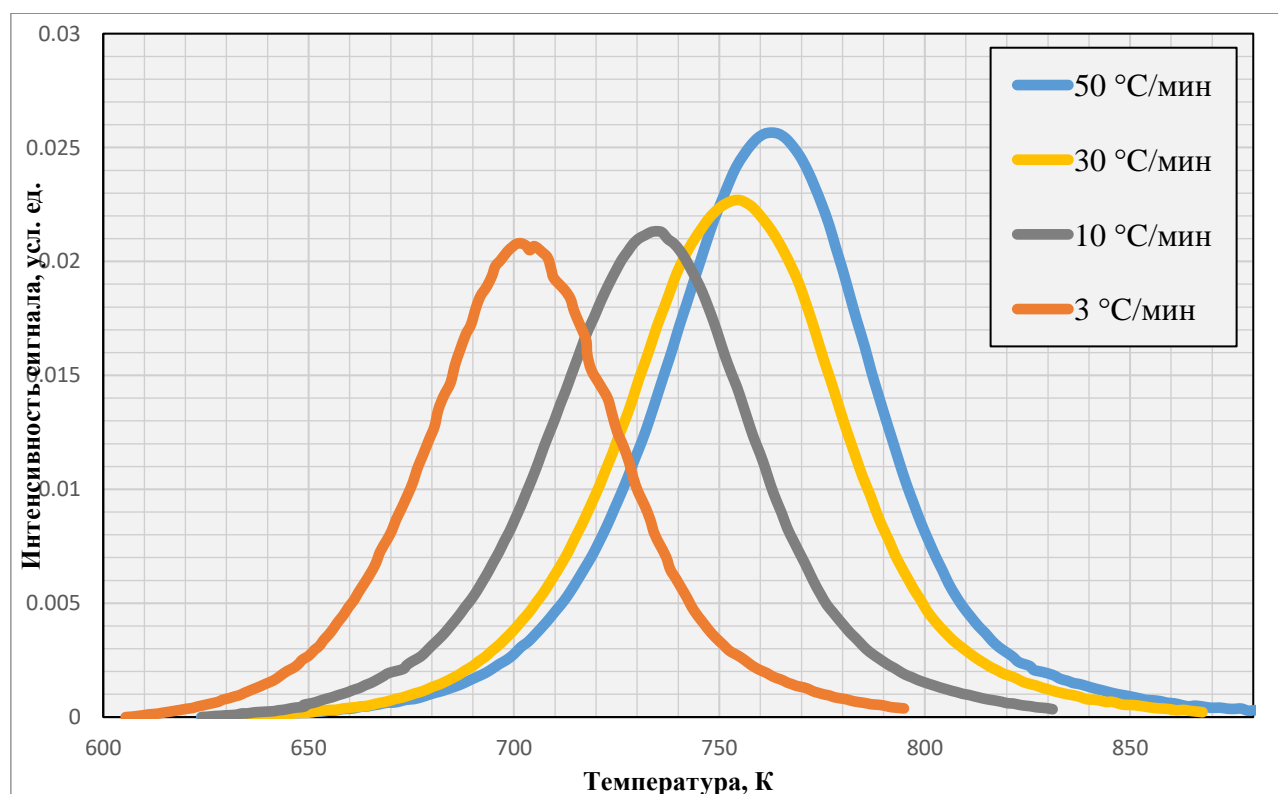


Рис. 50 - Нормировка интенсивности выхода углеводородов при разных скоростях нагрева в 50, 30, 10 и 3 °C/мин (скв. Ушаковская 1)

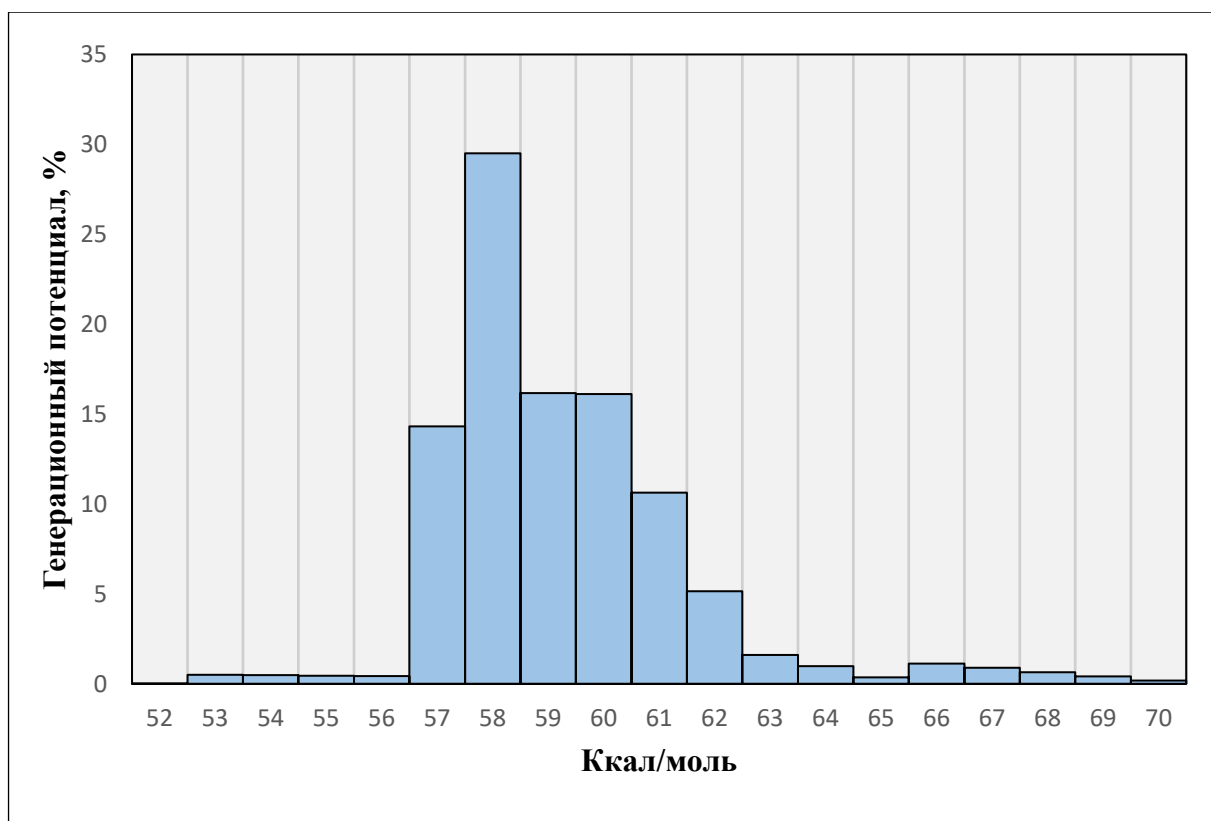


Рис. 51 - Распределение лабильной части керогена яновстанской свиты по энергиям активации

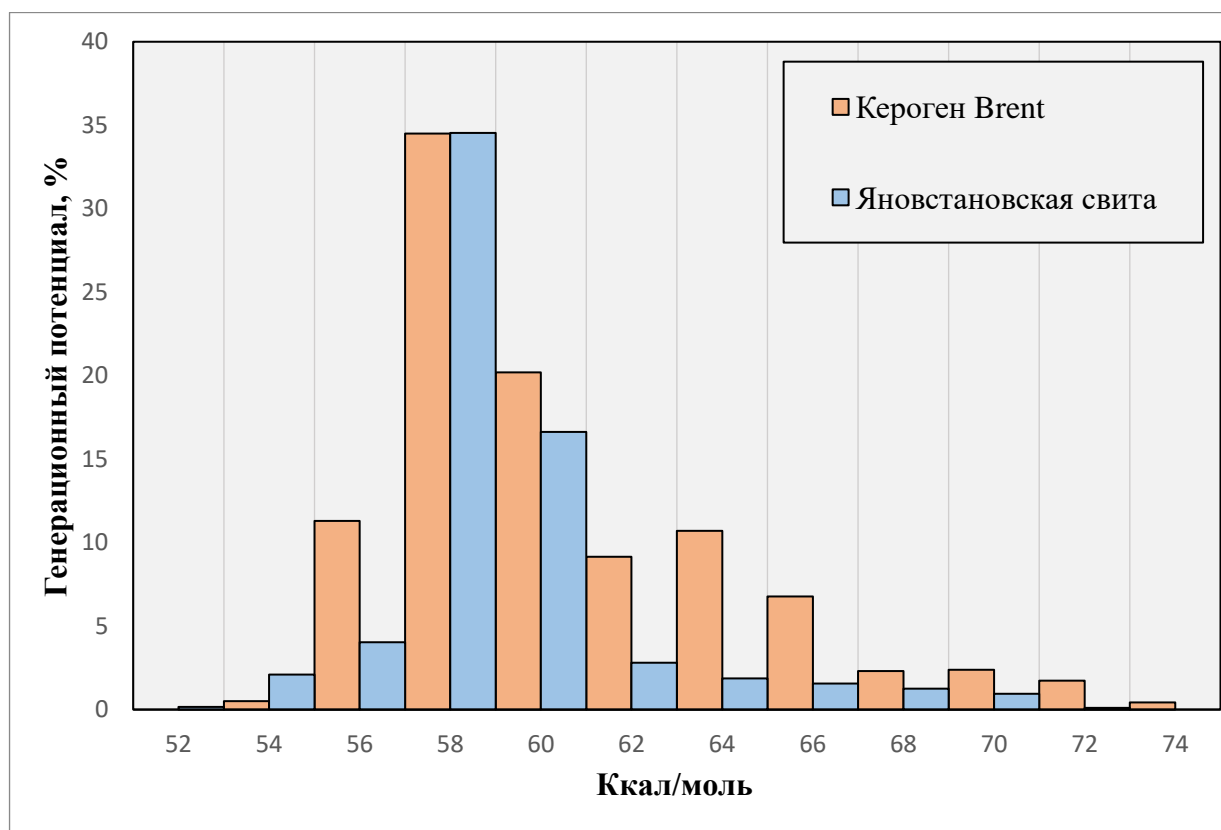


Рис. 52 - Сравнение распределения лабильной части керогена по энергиям активации с дискретизацией 2 Ккал/моль яновстанской свиты ($tr = 0.34$) и керогена Brent

потенциал левее 57 ккал/моль представлен только долями процентов, то это можно связать с катагенетической преобразованностью образца. Если распределение представить с частотой дискретизации в 2 ккал/моль, то схожесть с распределением керогена Brent становится более явной (рис. 52).

Схожесть с распределением кинетических параметров с керогеном Brent наблюдается и у керогена гольчихинской свиты. Пик распределения лабильной части керогена приходится также на 58 ккал/моль, однако в отличие от керогена яновстанской свиты достигает 45% от общей массы (рис. 53). Значение частотного фактора для кинетического распределения гольчихинской свиты составил $1.99 \cdot 10^{15} \text{ с}^{-1}$.

При этом распределение кинетических характеристик включает два пика, второй приходится на 60 ккал/моль. Однако такое распределение может быть связано с частотой дискретизации в 1 ккал/моль. Левая часть распределения также преобразована в процессе катагенеза.

При шаге в 2 ккал/моль (рис. 54) картина распределения становится практически идентичной, но при этом пик на 58 ккал/моль у гольчихинской свиты на 10% процентов больше чем у яновстанской. Здесь же, в сравнении с керогеном Brent, можно отметить не только отсутствие левой части распределения, но и существенно заниженные значения в хвостовой части (рис. 55).

Различия кинетического распределения керогенов в конечном итоге могут оказывать огромное влияние на объем и продукты генерации. Поэтому для выделения территорий с разными типами керогенов была построена соответствующая схема. При построении карты распределения кинетических типов керогенов за основу были взяты палеогеографические карты и схемы фациального районирования. Также было принято решение выделить 3 кинетических типа керогена: баженковский, яновстанский и гольчихинский (рис. 56). Кинетическое распределение керогена баженовской свиты в работе не освещалось, однако неоднократно определялась в других работах подобного характера [Кашапов и др., 2019].

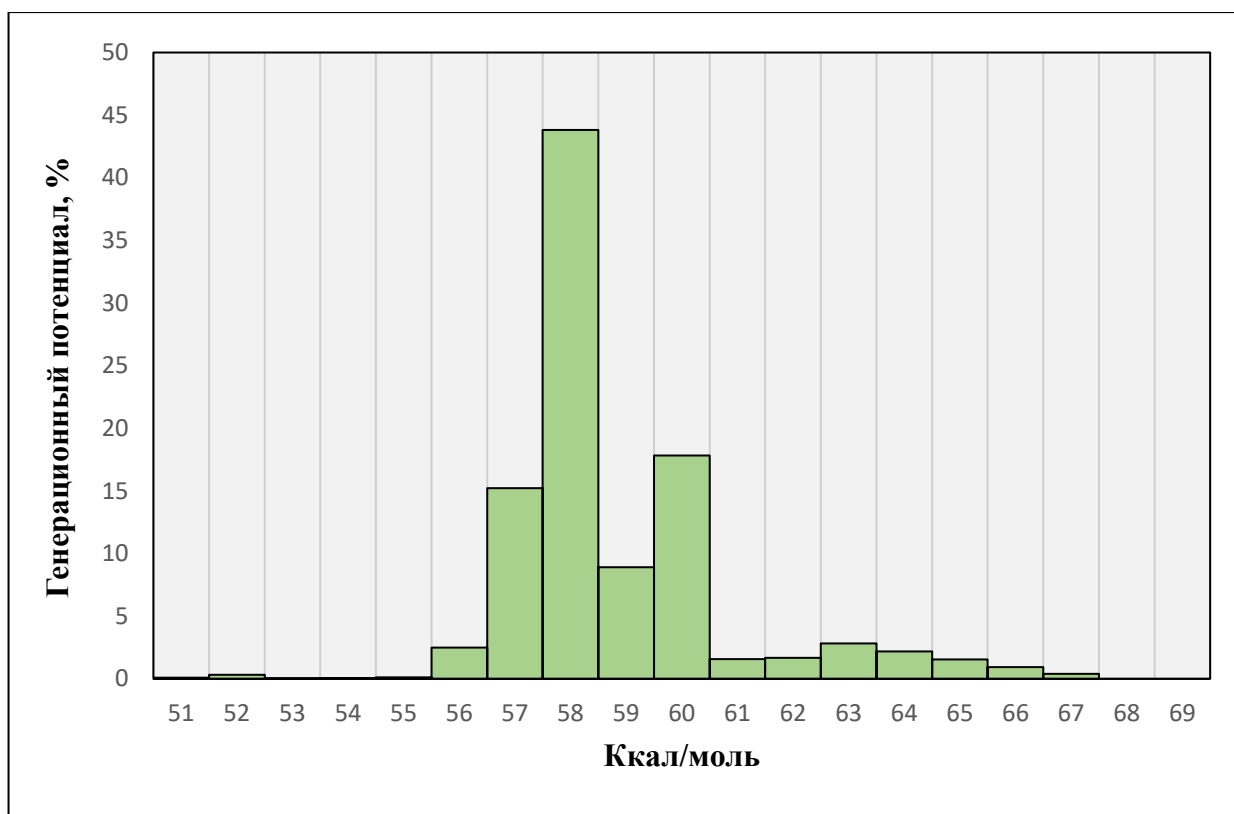


Рис. 53 - Распределение лабильной части керогена гольчихинской свиты по энергиям активации

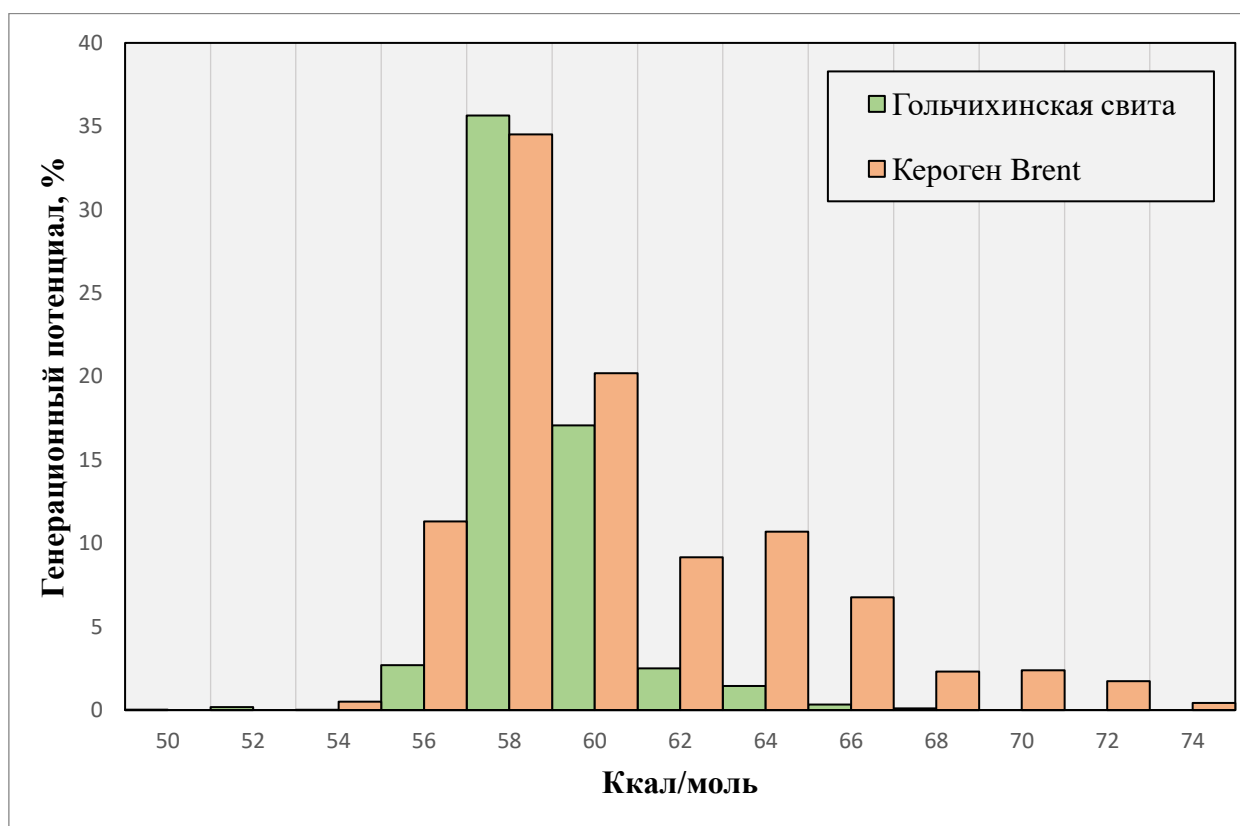


Рис. 54 - Сравнение распределения лабильной части керогена по энергиям активации с дискретизацией 2 Ккал/моль гольчихинской свиты ($tr = 0.4$) и керогена Brent

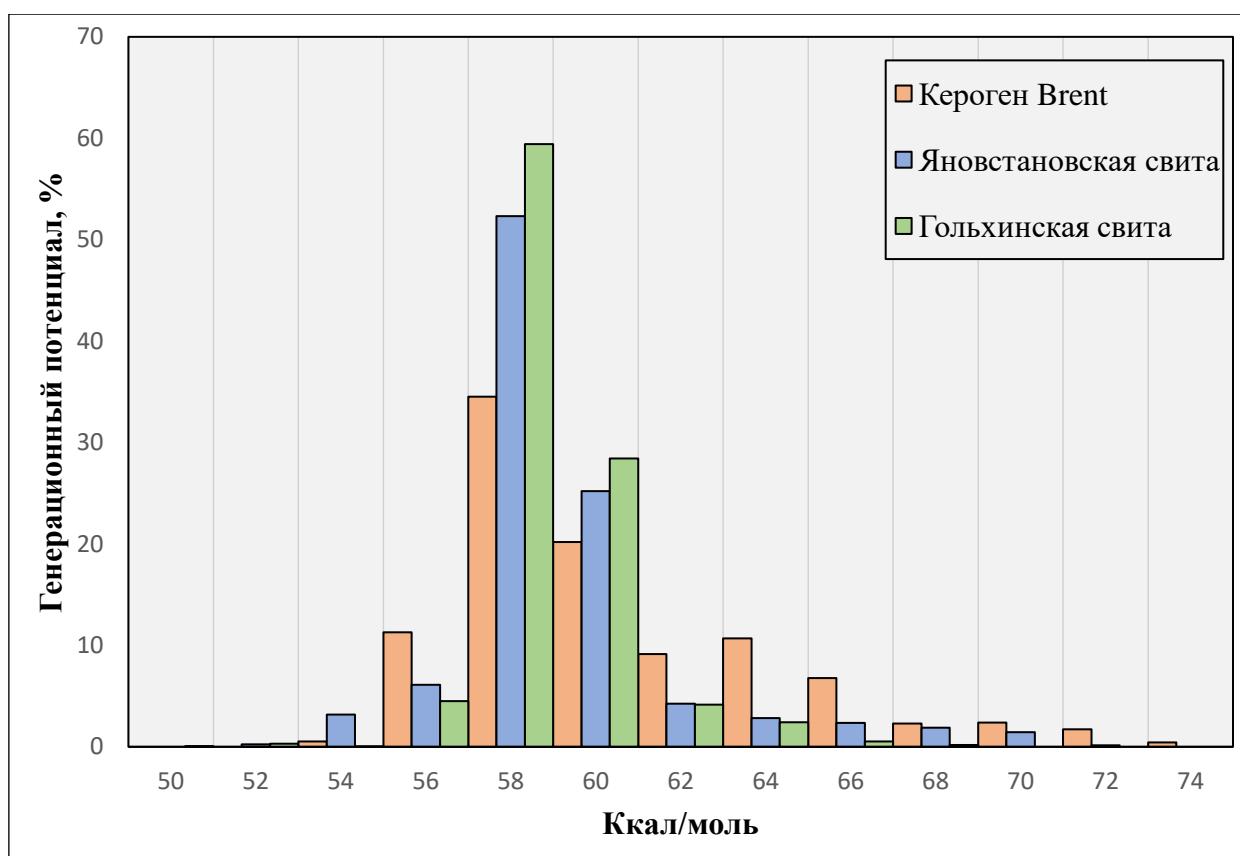


Рис. 55 - Сравнение распределения лабильной части керогена по энергиям активации с дискретизацией 2 Ккал/моль для гольчихинской, яновстановской свит и керогена Brent

Исследования кинетических характеристик методом пиролиза проводились только в баженовском горизонте. Для остальных горизонтов кинетические характеристики принимались на основании базовых типов керогенов из пакета моделирования Temis Flow. Естественно, что кинетические типы керогенов корректировались с учетом результатов геохимических исследований. На основании данных, полученных в результате пиролиза, биомаркерного анализа и анализа изотопного состава углерода [Ким, Родченко, 2013] было установлено, что тип всех керогенов нефтегазопроизводящих свит на исследуемой территории является смешанным, с преобладанием аквагенного либо террагенного органического вещества в своем составе (исследования проводились в западной части Енисей-Хатангского прогиба). Традиционно принято отождествлять керогены I типа с аквагенными рассеянным органическим веществом озерного генезиса, керогены II типа с аквагенными рассеянным орга-

ническим веществом морского генезиса, а керогены III и IV типа с террагенными рассеянным органическим веществом. В данной работе стандартные характеристики керогенов перечисленных типов потребовали определенных уточнений с учетом имеющихся фактических пиролитических данных (табл. 5) [Дешин и др., 2017; Deshin et al., 2018].

Таблица 5 - Тип органического вещества нефтегазопроизводящих горизонтов на территории исследования

НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩАЯ ТОЛЩА (ГОРИЗОНТ)	ТИП ОВ	КИНЕТИЧЕСКИЙ ТИП КЕРОГЕНА
Малышевский	II-III	Menil-2002 [Behar et al. 1997] Brent [Vandenbrouke et al., 1999]
Лайдинский	III-IV	Mahakam [Vandenbrouke et al., 1999]
Китербютский	III	Brent [Vandenbrouke et al., 1999]
Левинский	III-IV	Mahakam [Vandenbrouke et al., 1999]

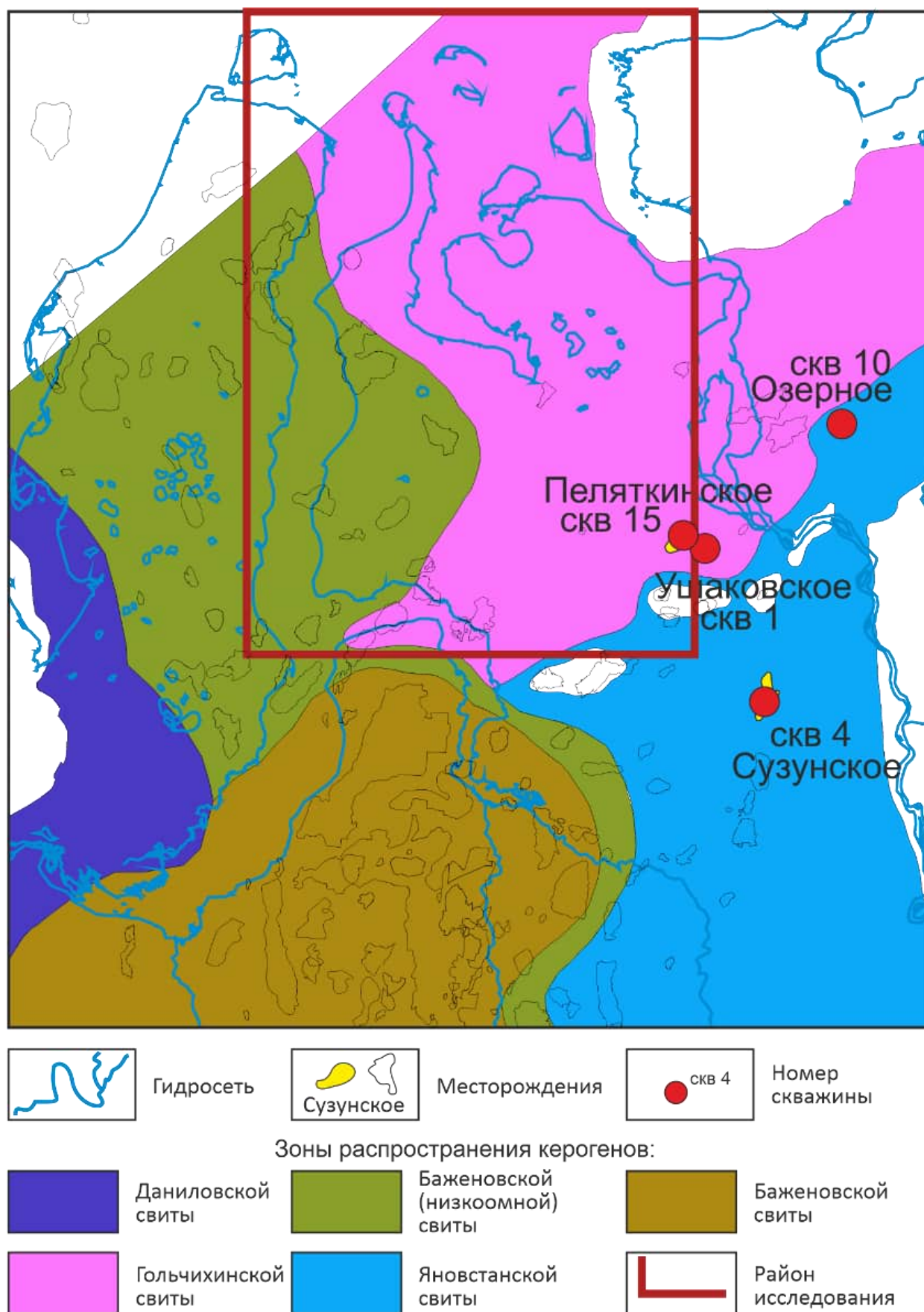


Рис. 56 - Схема распространения различных кинетических типов керогенов в баженовском горизонте на севере Западной Сибири [Рыжкова и др., 2018]

Глава 3

РЕЗУЛЬТАТЫ ОДНОМЕРНОГО И ТРЕХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Ниже последовательно приведены результаты одномерного и трехмерного моделирования.

При анализе и обсуждении результатов моделирования, необходимо учитывать, что при оценке времен реализации главной зоны нефтеобразования [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1974; Конторович и др., 1967; Конторович и др., 1972] ее границы выделялись на основе расчетных значений отражательной способности витринита и принимались равными 0.6 % для начала фазы и 1.0 % для ее окончания. Такие границы главной зоны нефтеобразования соответствуют органическому веществу аквагенного генезиса [Конторович, Трофимук, 1976]. Поэтому в качестве дополнительного критерия выделения главной зоны нефтеобразования использовались данные о максимальной интенсивности генерации нефти. Также в работе учитывалась степень преобразования керогена в нефтегазопроизводящих толщах. При одномерном моделировании генерация углеводородов рассчитывалась только в нефтегазопроизводящих толщах малышевского и баженовского горизонта, т.к. эти комплексы были вскрыты практически во всех исследуемых скважинах.

3.1. Результаты одномерного моделирования генерации углеводородов

Как уже обсуждалось выше (раздел 2.3) осадочный чехол в моделируемых скважинах стратифицировался на свиты и пачки определенного возраста в соответствии с региональными и местными стратиграфическими схемами. Литологический состав этих комплексов определялся на основании интерпретации результатов геофизических исследований скважин. Эти данные послужили основой для построения литологический профиль через исследуемые скважины (рис. 57, 58). Профиль отражает принципиальное строение и не учитывает локальные изменения литологического состава. Отметим, что литологический состав комплексов в одномерных моделях определялся не набором

из пяти фиксированных литотипов, как в трехмерной модели, а непрерывным соотношением содержаний глин, песчаников и алевролитов, выражаемом в процентах. В тех скважинах, где не была вскрыта подошва юрского мегакомплекса разрез достраивался до подошвы зимнего горизонта по данным сейсмогеологических построений [Конторович и др., 2001; Конторович, 2009].

Одна из задач, решаемых одномерным моделированием – это калибровка генерационных характеристик органического вещества. В качестве варьируемых параметров выступали начальные значения водородного индекса (HI) и динамика изменения максимальной температуры выхода углеводородов (T_{\max}). Тип, начальные генерационные характеристики и кинетическое распределение считались корректно подобранными тогда, когда модельные динамика изменения T_{\max} и значения HI удовлетворительно совпадали с фактическими (рис. 59, 60).

Скважина Южно-Носковская 318 расположена в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, осевой части Центрально-Таймырского желоба.

Скважина Южно-Носковская 318 является одной из самых глубоких на этой территории и вскрывает отложения малышевского горизонта. Наиболее интенсивная генерация нефти в нефтегазопроизводящей толще малышевского горизонта началась 136 млн лет назад, на рубеже валанжинского и готеривского веков. Пик генерации приходится на сеноман, 99 млн лет назад. К середине эоцена, 46 млн лет назад, генерация жидких углеводородов становится минимальной. Главная зона нефтеобразования по витриниту была пройдена отложениями горизонта в период 121 – 72 млн лет назад, апт – начало маастрихта. Преобразованность керогена малышевского горизонта достигает 90 %, значит генерационный потенциал органического вещества израсходован почти полностью. За всё время органическим веществом горизонта было образовано 6 276.9 тыс. т жидких и 2 048.7 млн м³ газообразных углеводородов на квадратный километр (рис. 61).

Баженовский горизонт, представленный отложениями гольчихинской свиты, находился в главной фазе нефтеобразования, в соответствии наибольшей интенсивностью генерации нефти, с середины берриаса, 142 млн лет назад, до начала эоцена 50 млн лет назад (рис. 62). Пик генерации жидких углеводородов приходится на середину альба, 106 млн лет назад. По витриниту в главной зоне нефтеобразования горизонт находился 104 – 50 млн лет назад, середина альба – начало эоцена. Такой сдвиг наиболее интенсивной генерации углеводородов обусловлен кинетическими характеристиками органического вещества баженовского горизонта.



Рис. 57 - Схема литолого-стратиграфического профиля (условные на рис.29)

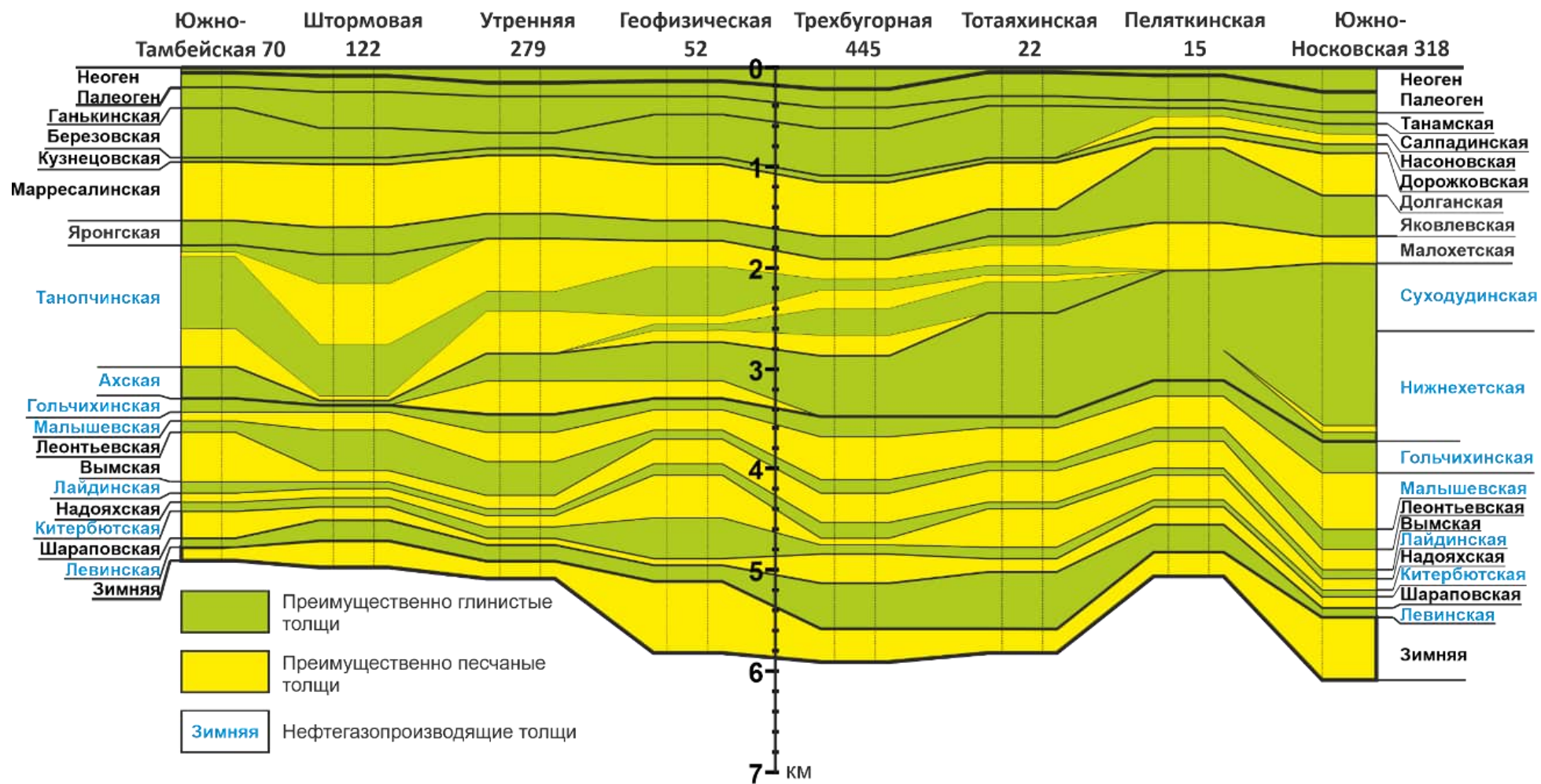


Рис. 58 - Литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла по моделируемым скважинам

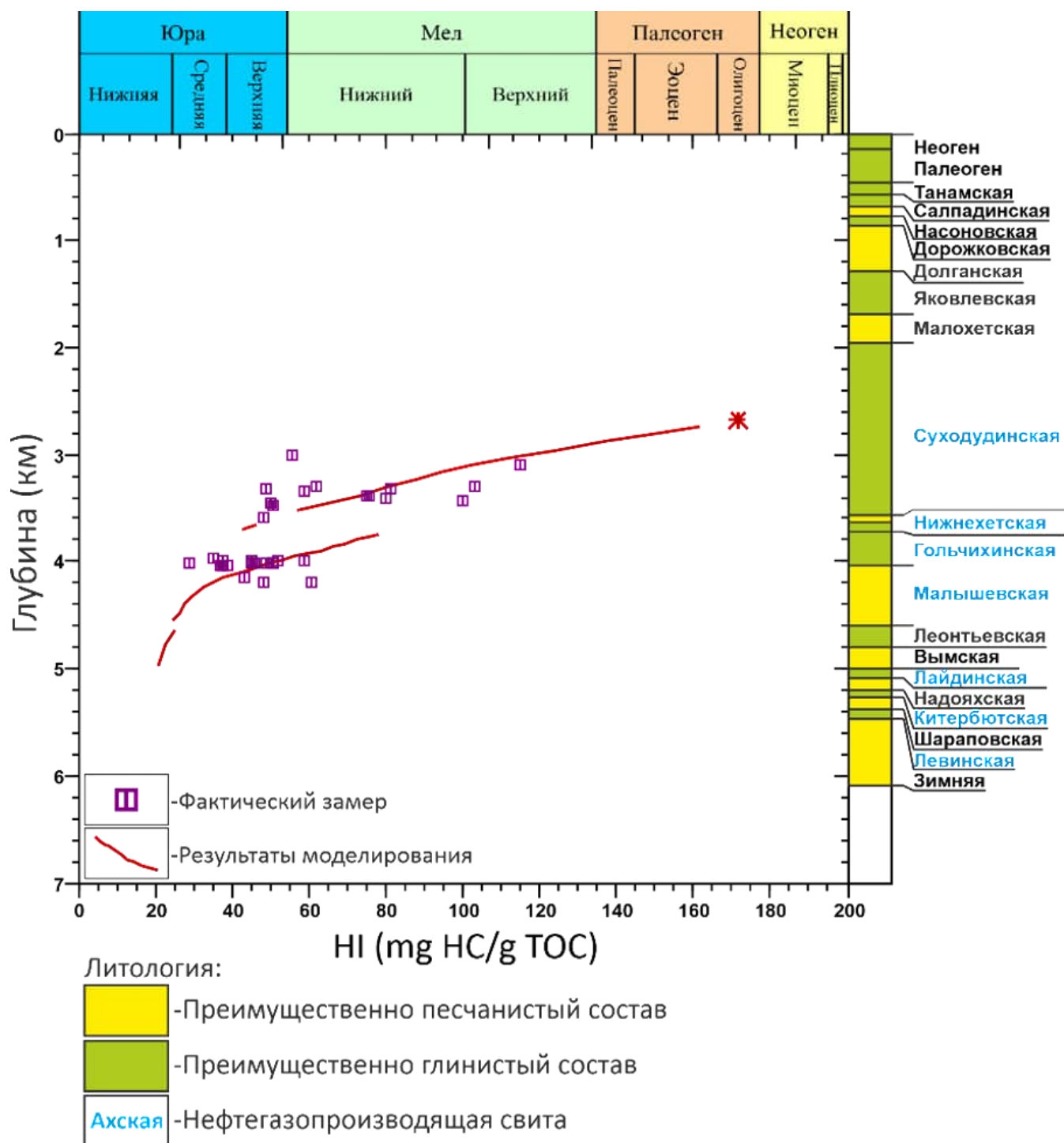


Рис. 59 - Пример калибровки генерационного потенциала в скважине на примере скважины Южно-Носковская 318

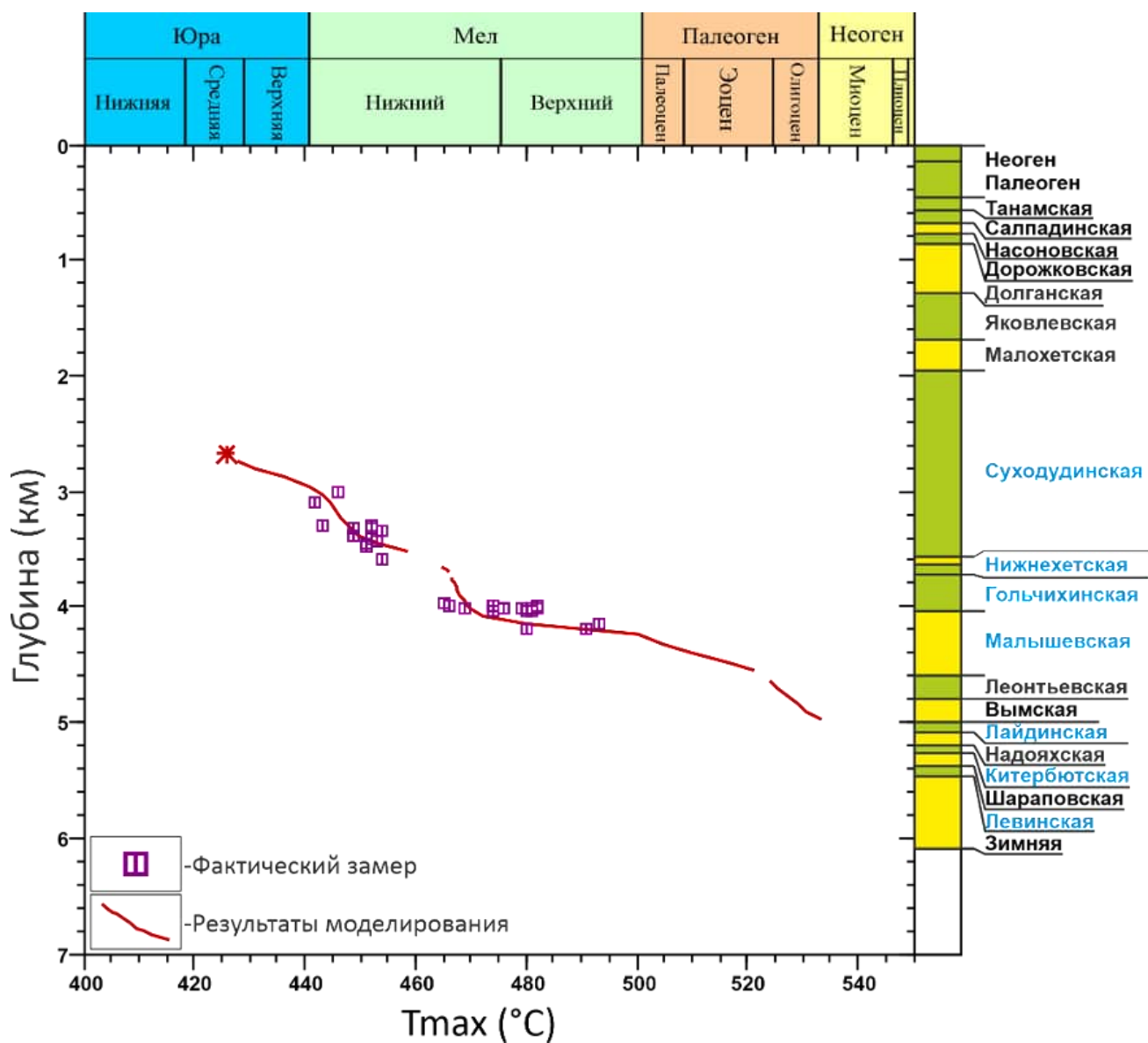


Рис. 60 - Пример калибровки максимальной температуры выхода углеводородов в скважине на примере скважины Южно-Носковская 318 (условные на рис. 57)

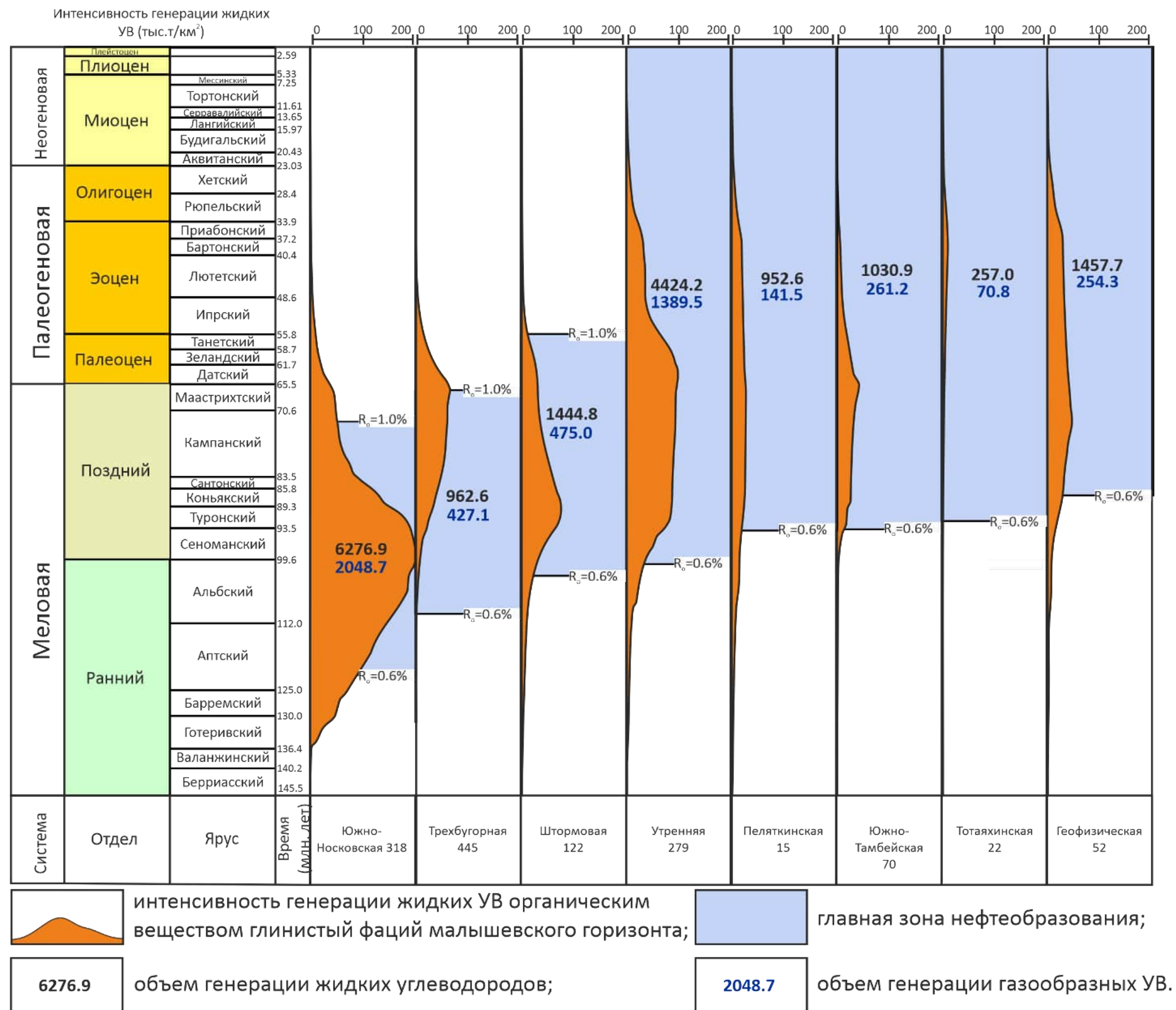


Рис. 61 - Интенсивность генерации жидких и газообразных УВ органическим веществом глинистых фаций малышевского горизонта.

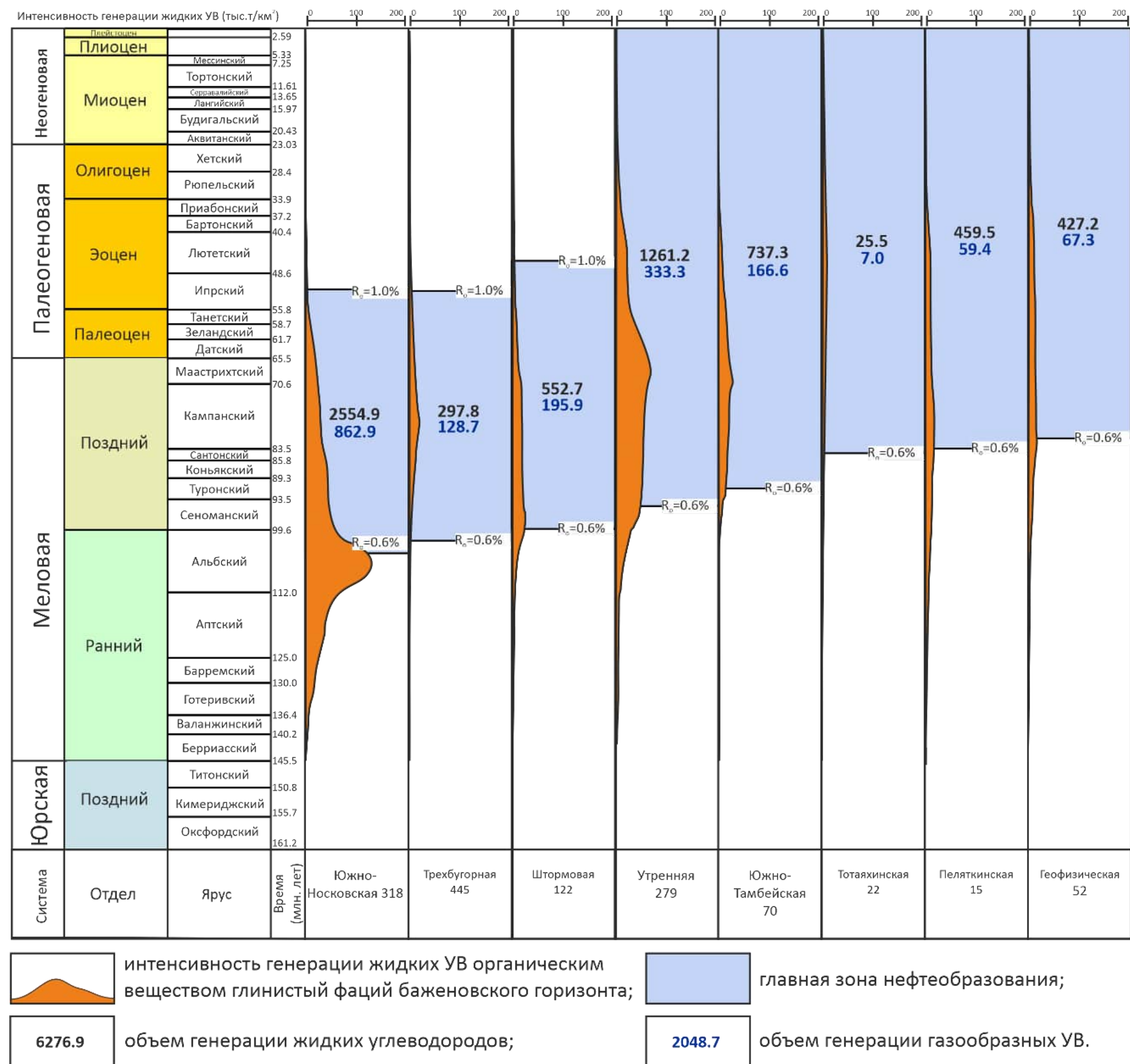


Рис. 62 - Интенсивность генерации жидких и газообразных УВ органическим веществом глинистых фаций баженовского горизонта.

Преобразованность керогена баженовского горизонта достигает 85 %, что говорит о существенном израсходовании генерационного потенциала. За все время генерации, её плотность составила 2 554.9 тыс. т/км² для жидких и 852.9 млн м³/км² для газообразных углеводородов (рис. 62).

Скважина Трехбугорная 445 расположена на одноименном куполовидном поднятии.

В окрестностях скважины Трёхбугорная 445 органическое вещество малышевского горизонта начало интенсивно генерировать жидкие углеводороды 110 млн лет назад, в альбе. Пик генерации приходится на конец маастрихта, 66 млн лет назад, после интенсивность генерации постепенно падает до минимальных значений уже к середине эоцена, 46 млн лет назад. По витриниту главная фаза нефтеобразования продолжается с 110 до 66 млн лет, с альба по маастрихт включительно. Такое смещение интенсивной генерации относительно главной фазы нефтеобразования по витриниту связано с более террагенным составом органического вещества, а значит более поздней генерацией жидких углеводородов относительно аквагенного органического вещества. Преобразованность органического вещества составила 62 %, что говорит о невысоком остаточном генерационном потенциале. За всё время плотность генерации углеводородов составила 962.6 тыс. т/км² для нефти и 427.1 млн м³/км² для газа. (рис. 61).

Отложения баженовского горизонта испытали главную фазу нефтеобразования в период 101 – 52 млн лет назад, конец раннего мела – начало эоцена. Интенсивность образования углеводородов совпадает с главной зоной нефтеобразования по витриниту. Преобразованность органического вещества составила 46 %, большая часть генерационного потенциала сохранилась. Плотность генерации жидких углеводородов органическим веществом баженовского горизонта составила 297.8 тыс. т/км², газообразных 128.7 млн м³/км² (рис. 62).

Скважина Штормовая 121 находится в пределах Западно-Зеленомысовского куполовидного поднятия.

Отложения малышевского горизонта начали погружаться в главную зону нефтеобразования 103 млн лет назад в альбе, и вышли из неё 56 млн лет назад в палеоцене. В целом, интенсивность генерации нефти совпадает с главной зоной нефтеобразования по витриниту. Пик генерации жидких углеводородов отложениями малышевского горизонта пришелся на коньякский век, 89 млн лет назад. Генерационный потенциал органического вещества малышевской свиты израсходован на 93 %. Плотность генерации жидких углеводородов в окрестности скважины составила 1 444.8 тыс. т/км², газообразных - 475.0 млн м³/км² (рис. 61).

Отложения баженовского горизонта, представленного на Штормовой площади гольчихинской свитой, начали погружаться в главную зону нефтеобразования 99 млн лет назад в сеномане и покинули ее 46 млн лет назад в эоцене. Интенсивная генерация нефти начинается раньше - в конце апта, 116 млн лет назад. Максимальных объёмов генерация жидких углеводородов достигла в сеномане, 97 млн лет назад. Сдвиг интенсивности генерации относительно границ главной зоны нефтеобразования по витриниту произошел из-за более реакционноспособного типа керогена. Генерационный потенциал органического вещества баженовского горизонта израсходован на 86 %. Кумулятивная генерация органическим веществом баженовского горизонта составила 552.7 тыс. т/км² жидких углеводородов и 195.9 млн м³/км² (рис. 62).

Скважина Утренняя 279 расположена в центральной части Пэкседского куполовидного поднятия.

Наиболее интенсивные процессы генерации нефти органическим веществом малышевского горизонта начались 116 млн лет назад, в конце апта. Пик генерации приходится на начало палеоцена, 62 млн лет назад. Генерация уменьшается до минимальных значений к концу олигоцена, 23 млн лет назад. В соответствии с преобразованностью витринита отложения малышевского горизонта начали погружаться в главную зону нефтеобразования 100 млн лет назад, в конце альба начале сеномана, и так из нее и не вышли. Такое расхождение между интенсивностью генерации углеводородов и границами главной

зоны нефтеобразования по витриниту объясняется недостаточной степенью прогрева отложений для большего преобразования отражательной способности витринита. Максимальная температура отложений за всю историю осадочного чехла достигала только 130 °С. При этом преобразованность органического вещества малышевского горизонта составила 80 %. Плотность генерации углеводородов составила 4 424.2 тыс. т/км² жидких и 1 389.5 млн м³/км² газообразных углеводородов (рис. 61).

Отложения баженовского горизонта представленные в скважине баженовской нефтегазопроизводящей толщей, находятся в зоне наибольшей интенсивности генерации нефти с начала апта по конец олигоцена, 123 – 25 млн лет назад. Интенсивность генерации достигает своего максимума в маастрихте, 68 млн лет назад. Границы главной зоны нефтеобразования по витриниту несколько другие, начало - 95.0 млн лет, с середины сеномана, но из главной зоны генерации нефти толща не вышла. Связано расхождение, как и в малышевской толще, со степенью прогрева, максимальные температуры за всё время достигали 128 °С. Степень преобразованности органического вещества составила 68 %, органическое вещество на сегодняшний день обладает несущественным генерационным потенциалом. Генерация нефти отложениями баженовской свиты составила 1 261.2 тыс. т/км². Генерация газа за это же время составила 333.3 млн м³/км² (рис. 62).

Скважина Пеляткинская 15 расположена на северном борту Мессояхской наклонной гряды.

Интенсивная генерация нефти органическим веществом малышевского горизонта начались 116 млн лет назад, а середине апта. Пик генерации широкий и приходится на кампанский век. Происходит постепенное снижение генерации до минимальных значений к концу олигоцена, 25 млн лет назад. В соответствие со значениями отражательной способности витринита отложения малышевского горизонта находятся в главной зоне нефтеобразования 94 млн лет, с сеномана, и по сегодняшний день. Расхождение границ зоны нефте-

образования связано с недостаточным прогревом толщи и кинетическими характеристиками органического вещества. Максимальные температуры достигли значений 113 °С. Из-за недостаточного прогрева реализация генерационного потенциала составила всего 32 %. Плотность генерации нефти близки скважины составляет 950.6 тыс. т/км², газа – 141.5 млн м³/км² (рис. 61).

Баженовский горизонт в скважине представлен верхней частью гольчихинской свиты. Интенсивная генерации жидких углеводородов органическим веществом баженовского горизонта началась 112 млн лет назад, в конце апта – начале альба. Пик генерации приходится на кампанский век. Генерация снижается до минимальных значений к началу олигоцена, 30 млн лет назад. В соответствии с границами главной зоны нефтеобразования отложения баженовского горизонта не вышли из главной зоны нефтеобразования и находятся в ней с конца сантона – начала кампана. Такое несоответствие интенсивности генерации и границ зоны нефтеобразования связано с недостаточностью прогрева толщи и высокореакционным типом керогена. Максимальные температуры в толще составили 108 °С, а преобразованность органического вещества составила всего 22 %. Плотность генерации углеводородов за всё время составила 950.6 тыс. т/км² для нефти и 141.5 млн м³/км² для газа (рис. 62).

Скважина Южно-Тамбейская 70 расположена на западном борту Южно-Тамбейского куполовидного мезоподнятия.

В окрестностях скважины Южно-Тамбейская 70 отложения малышевского горизонта находятся в главной зоне нефтеобразования, в соответствии со значениями витринита, с начала турона – 93 млн лет назад, и не вышли из неё до настоящего времени. Однако интенсивные процессы нефтеобразования начались раньше – в начале сеномана, 99 млн лет назад. Максимальная интенсивность генерации приходится на маастрихт-палеоцен, 65 млн лет назад. И уже к началу олигоцена генерация снижается до минимальных значений. В целом границы зоны нефтеобразования по витриниту совпадают с интенсивностью генерации жидких углеводородов. Преобразованность керогена малы-

шевского горизонта достигает 70 %. Плотность генерации жидких углеводородов на Южно-Тамбейской площади с момента начала главной фазы нефтеобразования составляет 1 030.9 тыс. т/км², газообразных – 261.2 млн м³/км² (рис. 61).

Отложения баженковского горизонта находятся в главной зоне нефтеобразования, в соответствии со значениями отражательной способности витринита, на протяжении 91 млн лет, с турона, и по сегодняшний день (рис. 62). Интенсивность генерации возрастает с начала сеномана, 99 млн лет назад, и заканчивается в конце эоцена, 35 млн лет назад. Максимальные значения генерация достигла в начале маастрихта, 70 млн лет назад. Границы главной зоны нефтеобразования по витриниту и интенсивности генерации совпадают. Однако, кероген баженовской толщи в составе имеет большую примесь аквагенного органического вещества чем кероген малышевского горизонта, об этом свидетельствует более ранняя генерация углеводородов. Преобразованность керогена составляет 66 %. За время протекания главной фазы, генерация углеводородов отложениями баженковского горизонта составила 737.3 тыс. т/км² жидких и 166.6 млн м³/км² газообразных углеводородов.

Скважина Тотаяхинская 22 расположена в восточной части Нижне-Мессояхского мезовала.

Интенсивное нефтеобразование в малышевском горизонте начинается только в начале палеоцена – конце мела, 65 млн лет назад. Пик генерации приходится на середину эоцена, 37 млн лет назад. А уже к миоцену, 23 млн лет, генерация снижается до минимальных значений. В соответствии со значениями отражательной способности витринита главная фаза нефтеобразования началась 92 млн лет, с турона, и продолжается на сегодняшний день. Максимальные температуры достигали только 120 °С, а преобразованность органического вещества составляет 7 %. Кероген малышевского горизонта сохранил свой генерационный потенциал из-за невысокой степени прогрева и типа ор-

ганического вещества с большой примесью террагенной составляющей. Органическим веществом горизонта было образовано 257.0 тыс. т/км² нефти и 70.8 млн м³/км² газа (рис. 61).

В отложениях баженовского горизонта главная фаза нефтеобразования, по витриниту, началась 84 млн лет назад, в сантоне и не закончилась на сегодняшний день. Начало интенсивной генерации жидких углеводородов совпадает с началом главной зоны нефтеобразования по витриниту. Пик генерации углеводородов был в раннем эоцене, 48 – 45 млн лет назад. К концу олигоцена, 24 млн лет назад, генерация жидких углеводородов снижается к минимальным значениям. Даже с учетом большей части аквагенной составляющей в органическом веществе, преобразованность керогена баженовского горизонта составила 4 %. Максимальные температуры в толще составляли 115 °С. Объемы генерации в окрестностях скважины составили 27.5 тыс. т/км² жидких и 7.0 млн м³/км² газообразных углеводородов (рис. 62).

Скважина Геофизическая 52 расположена в восточной части Геофизического мегавала.

Наиболее интенсивная генерации нефти в отложениях малышевского горизонта началась в начале альба, 111 млн лет назад. Максимальных значений интенсивность генерации достигает к концу кампана, 72 млн лет назад, и постепенно снижается до минимума к началу миоцена, 20 млн лет назад. Граница начала главной зоны нефтеобразования по витриниту соответствует 87 лет, коньякский век. Преобразованность органического вещества больше 50 %. Суммарная плотность генерации нефти близь скважины Геофизическая 52 составила 1 457.7 тыс. т/км², газа – 254.3 млн м³/км² (рис. 61).

Интенсивная генерация жидких углеводородов органическим веществом малышевского горизонта началась ближе к концу альба, 102 млн лет назад. Пик генерации приходится начало кампана, 83 млн лет, и снижается к минимуму в середине олигоцена, 29 млн лет назад. В соответствии с границами главной зоны нефтеобразования по витриниту, отложения баженовского

горизонта вошли в неё 81 млн лет назад, в начале кампана, и не вышли на сегодняшний день. Расхождение в границах наиболее интенсивной генерации углеводородов и главной зоны нефтеобразования по витриниту связано с кинетическими характеристиками керогенов. Степень преобразованности органического вещества составила 40 %. За всё время органическим веществом баженковского горизонта было образовано 427.2 тыс. т/км² нефти и 67.3 млн м³/км² газа (рис. 62).

В результате одномерного моделирования генерации углеводородов можно сделать вывод о том, что границы главной зоны нефтеобразования, определяемые по отражательной способности витринита, не всегда отвечают границам наибольшей интенсивности генерации углеводородов. Такое несоответствие обусловлено типом органического вещества, кинетическими характеристиками керогена, степенью и продолжительностью прогрева толщи. В зависимости от приуроченности к зонам разной плотности теплового потока или вариациям в характеристиках органического вещества, нефтегазопроизводящие толщи реализовали свой генерационный потенциал в разной степени. Так в окрестностях скважин Южно-Носковская 318, Штормовая 122 Утренняя 279, Южно-Тамбейская 70 преобразованность органического вещества составляет от 66 % в баженковском горизонте Южно-Тамбейской площади до 93 % в малышевском горизонте Штормовой площади. Этим же скважинам соответствует максимальная плотность генерации углеводородов. Следующая группа – это скважины со средней степенью преобразованности от 40 % в баженковском горизонте до 62 % в малышевском горизонте. Сюда входят Геофизическая и Трехбугорная площади. Последняя группа с наибольшим остаточным генерационным потенциалом включает Пеляткинскую и Тотаяхинскую площади. Степень преобразованности для органического вещества в баженковском горизонте от 4 % и до 32 % в малышевском горизонте.

Все нефтегазопроизводящие толщи вошли в главную зону нефтеобразования. В пределах Южно-Носковской, Трехбугорной и Штормовой скважин

все нефтегазопроизводящие толщи перешли в глубинную зону газообразования. На Утренней, Пелятчинской, Южно-Тамбейской, Тотаяхинской и Геофизической площадях главная зона нефтеобразования не закончилась в силу воздымания территории исследования и, как следствие, снижения интенсивности прогрева.

3.2. Результаты трехмерного моделирования генерации углеводородов

Ниже результаты моделирования генерации углеводородов будет описаны от более древних к молодым нефтегазовым системам: от левинского до баженовского горизонтов.

Левинский горизонт. Генерация углеводородов органическим веществом левинского горизонта началась 145-140 млн лет назад. Интенсивная генерация началась около 130 млн лет назад, в конце неокома. Генерация начинается в нескольких небольших очагах: на юге в пределах Южно-Мессояхской мезовпадины, в центральной части очаги приурочены к Восточно-Антипаютинской и Яптиксалинской мегавпадине (рис. 63). Также небольшие очаги генерации выделяются на востоке территории в пределах Агапско-Енисейского желоба и на севере территории в Северо-Гыданской мезовпадине.

В начале сеномана, 110 млн лет назад, интенсивное прогибание центральной части территории приводит к тому, что разобщенные очаги генерации объединяются в один общий очаг (рис. 64). Контуры очагов генерации газообразных и жидких углеводородов приобретают схожие границы.

Закономерный рост очагов генерации углеводородов замедляется к началу палеоцена, 60 млн лет назад. К этому моменту очаги уже занимали практически всю центральную, южную и восточные части территории исследования, что в тектоническом плане соответствует контурам Анитипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и Большехетской мегасинеклизы (рис. 65). Также на севере территории исследования появились два новых небольших очага генерации газообразных углеводородов.

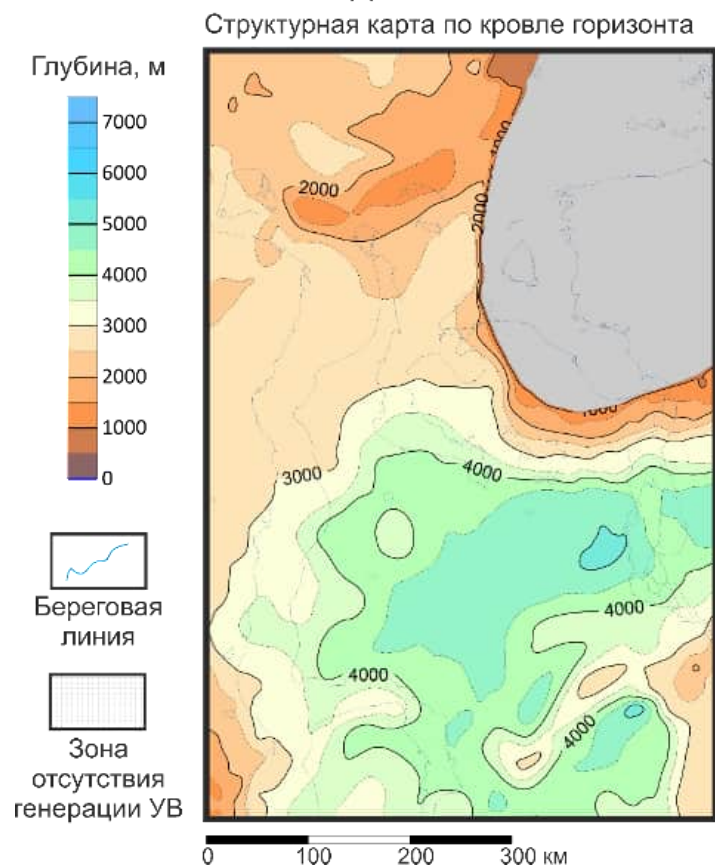
К настоящему времени контуры очагов генерации жидких и газообразных углеводородов практически не изменились. Средняя плотность генерации органическим веществом левинского горизонта жидких углеводородов составила 11 тыс. т/км², газообразных - 90 млн м³/км². Наибольшие плотности гене-

рации выделяются в пределах Внутренней мезовпадины и Южно-Мессояхской мезовпадины на юге территории исследования (рис. 66). Суммарная генерация УВ составила 4.4 млрд т - жидких и 33.6 трлн м³ - газообразных.

Генерация жидких углеводородов началась 140 млн лет назад в берриасе (рис 67) и представляет собой один пик с максимальным значением 0.8 млрд т/млн лет, приходящийся на 120 млн лет назад – середину апта. Заканчивается генерация жидких углеводородов 90 млн лет назад – в начале турона.

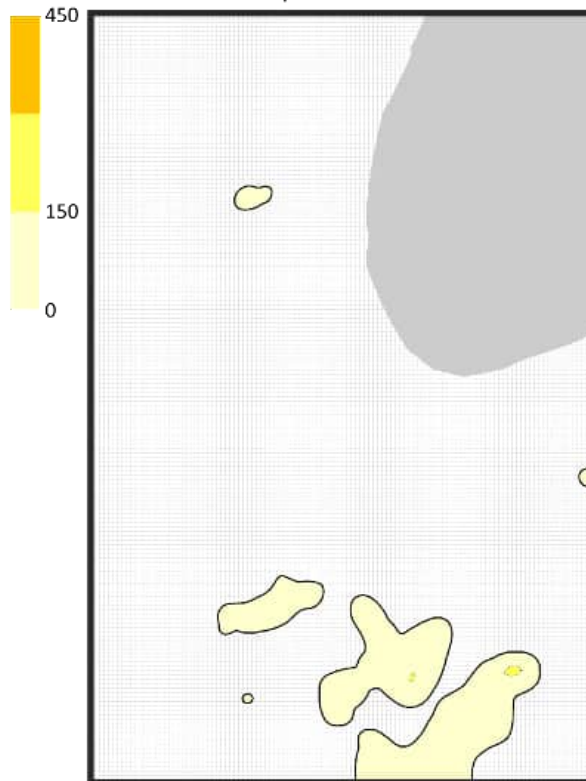
Динамика генерации газообразных углеводородов включает три пика генерации, это связано с неравномерным погружением территории. Начало генерации приходится на 145 млн. лет в конце волжского времени – начале берриаса (рис. 67). Первый пик достигает своего максимума 2.5 трлн м³/млн лет в середине альба – 110 млн лет назад, следующий пик и абсолютный максимум генерации приходится на начало сеномана – 100 млн лет назад и достигает 3 трлн м³/млн лет газообразных углеводородов. Динамика генерации плавно понижается и после седловины достигает третьего и последнего пика в середине палеогена – 40 млн лет назад, пик достигает 0.9 трлн м³/млн лет, генерация заканчивается в конце палеогена – 35 млн лет назад.

130 млн лет назад



Генерация жидких УВ

Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ

Плотность генерации млн м³/км²

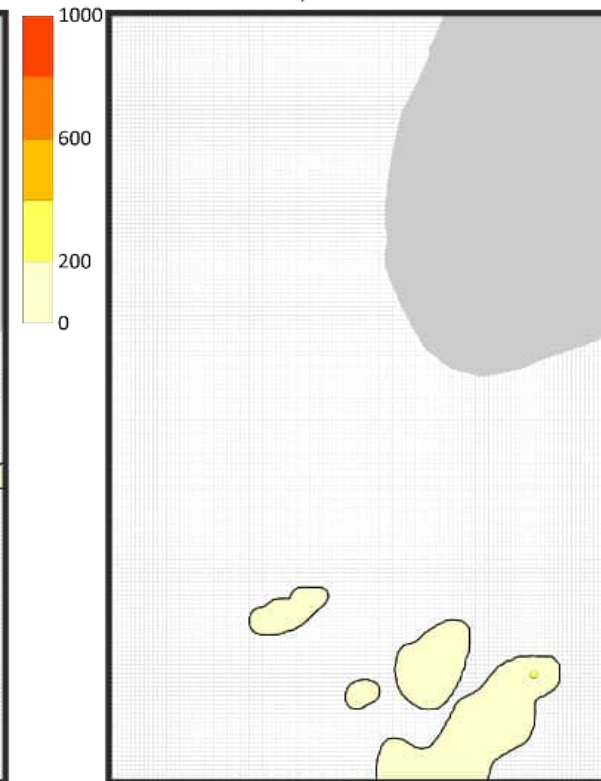


Рис. 63 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом левинского горизонта к концу готерива, 130 млн лет назад

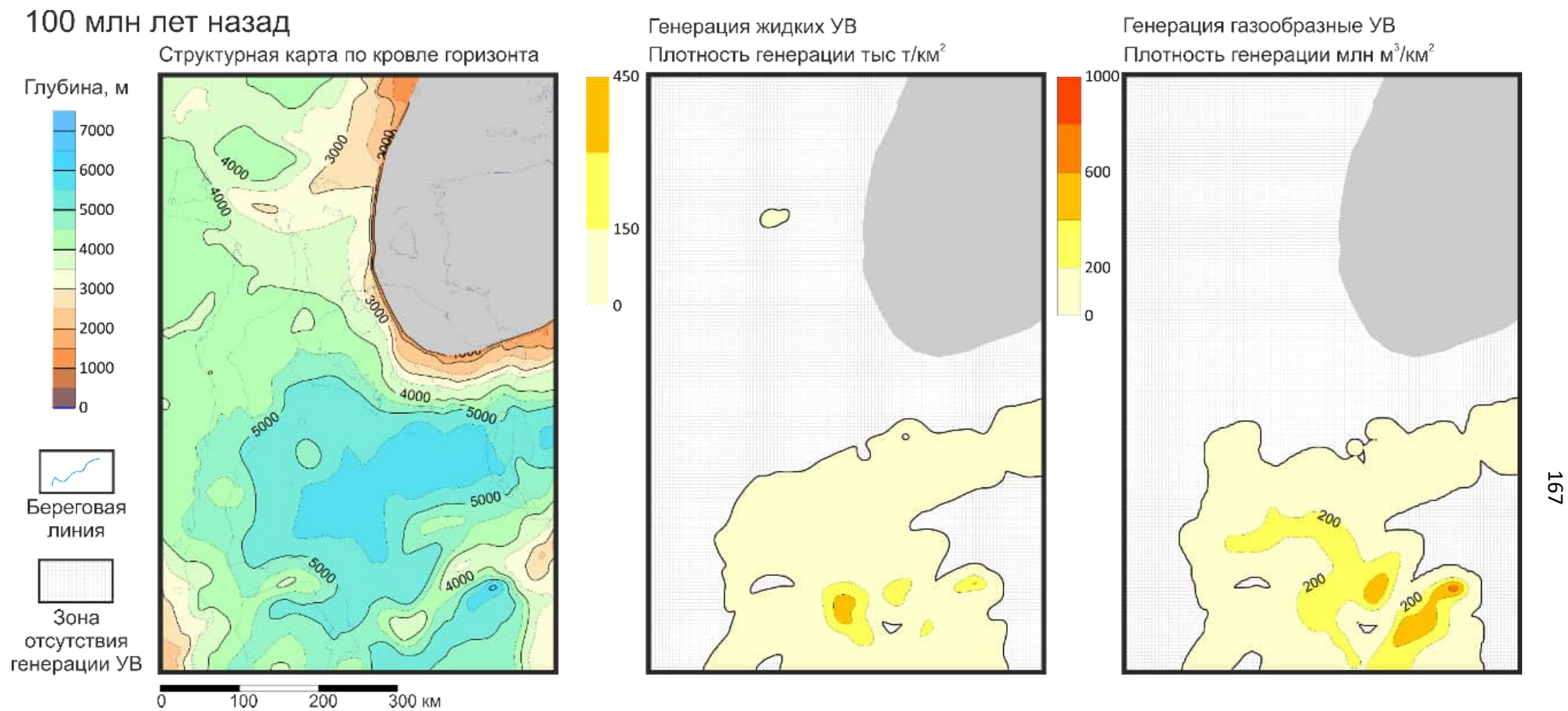
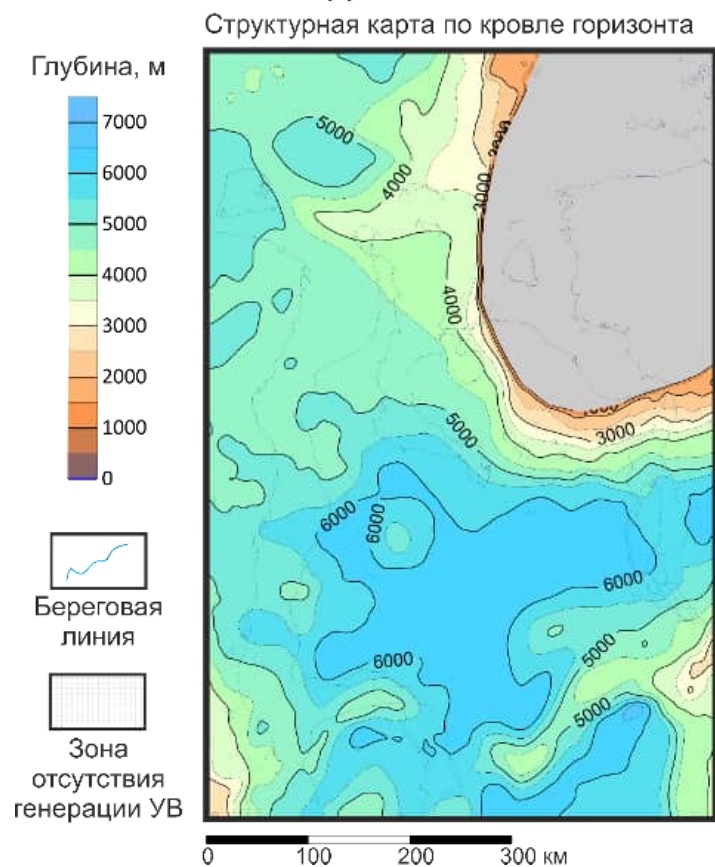
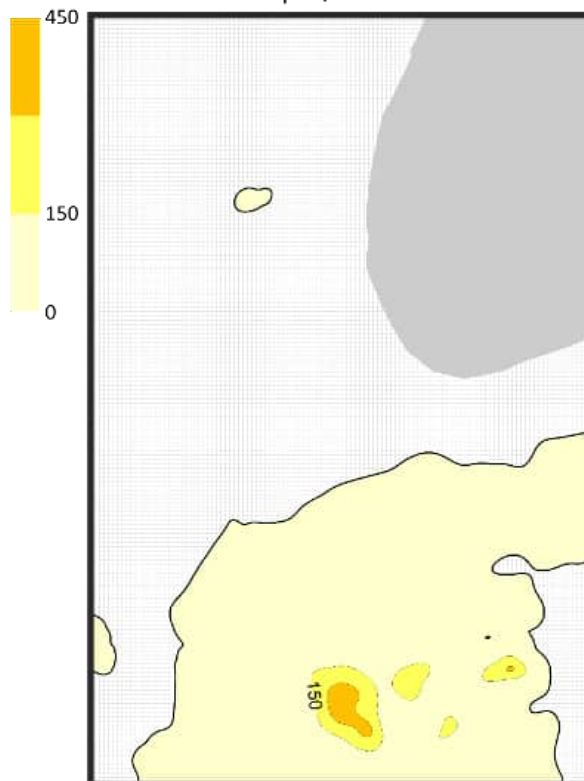


Рис. 64 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом левинского горизонта к началу сеномана, 100 млн лет назад

60 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

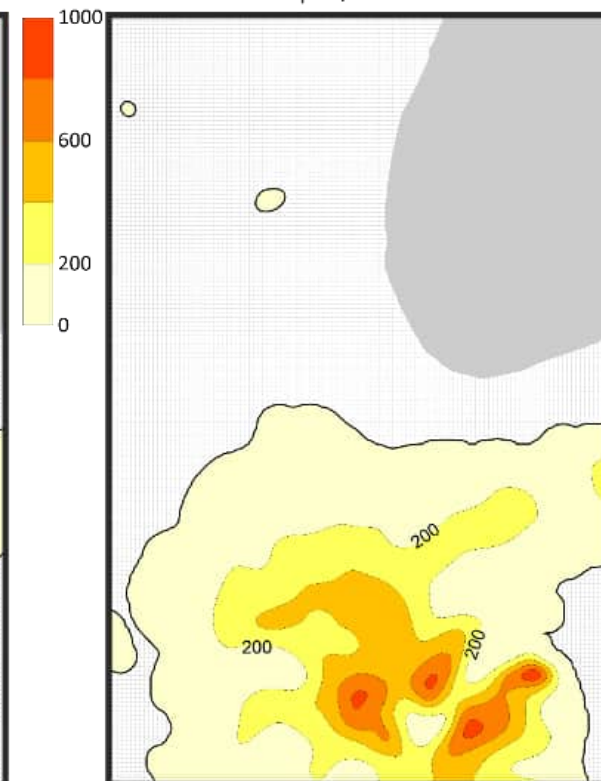
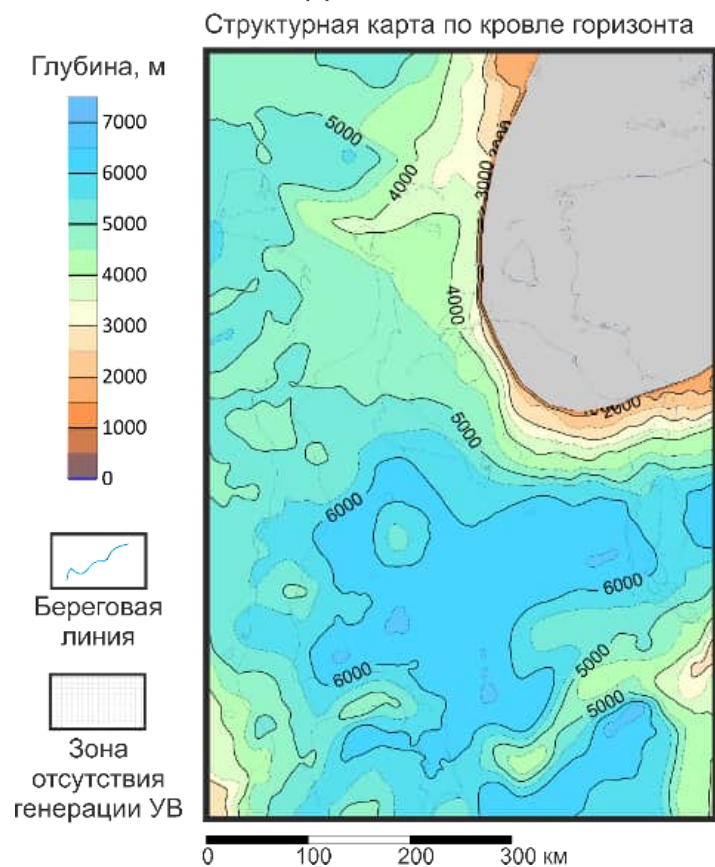
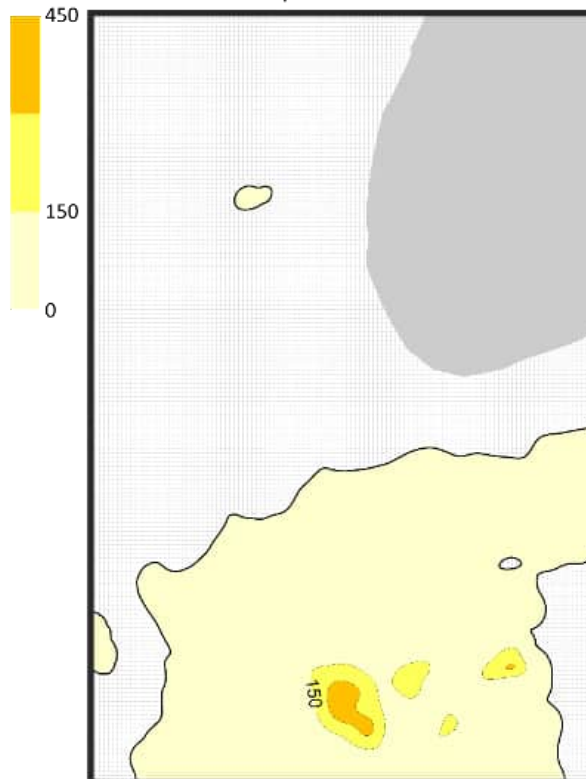


Рис. 65 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом левинского горизонта к началу палеоцена, 60 млн лет назад

0 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

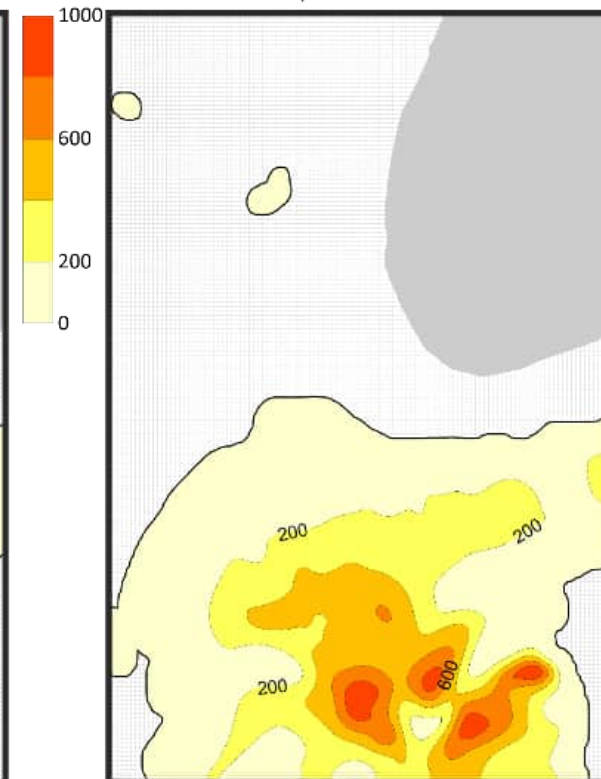


Рис. 66 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом левинского горизонта на сегодняшний день, 0 млн лет назад

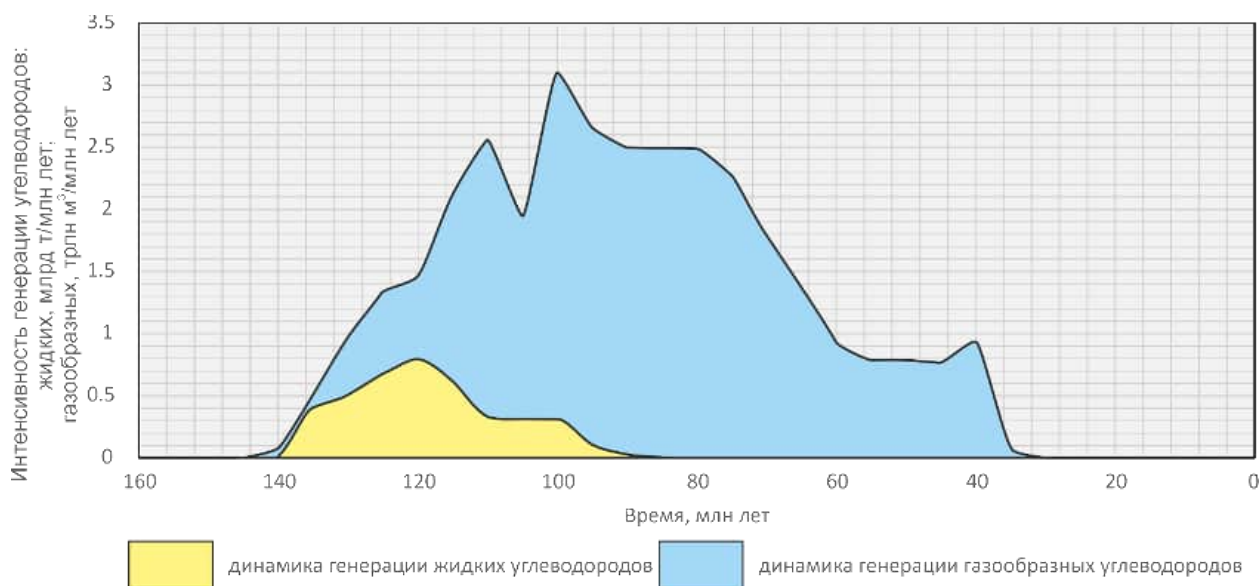


Рис. 67 - Динамика генерации углеводородов органическим веществом левинского горизонта

Китербютский горизонт. Генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта началась 135 млн лет назад, в середине валанжина. Очаги генерации формируются в восточной и южной части территории исследования, Агапско-Енисейском желобе и Большехетской мегасинеклизе соответственно (рис. 68).

К концу баррема и началу апта, 125 млн лет назад, депоцентры проградируют к центральной части территории. Очаги генерации увеличиваются в связи с ростом площадей депоцентров, также возникают новые очаги в центральной части территории, приуроченные к Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизе (рис. 69).

115 млн лет назад, к концу апта все очаги объединяются в один общий очаг генерации углеводородов. Увеличивается интенсивность генерации жидких углеводородов в центральной, южной и восточной части территории (рис. 70).

135 млн лет назад

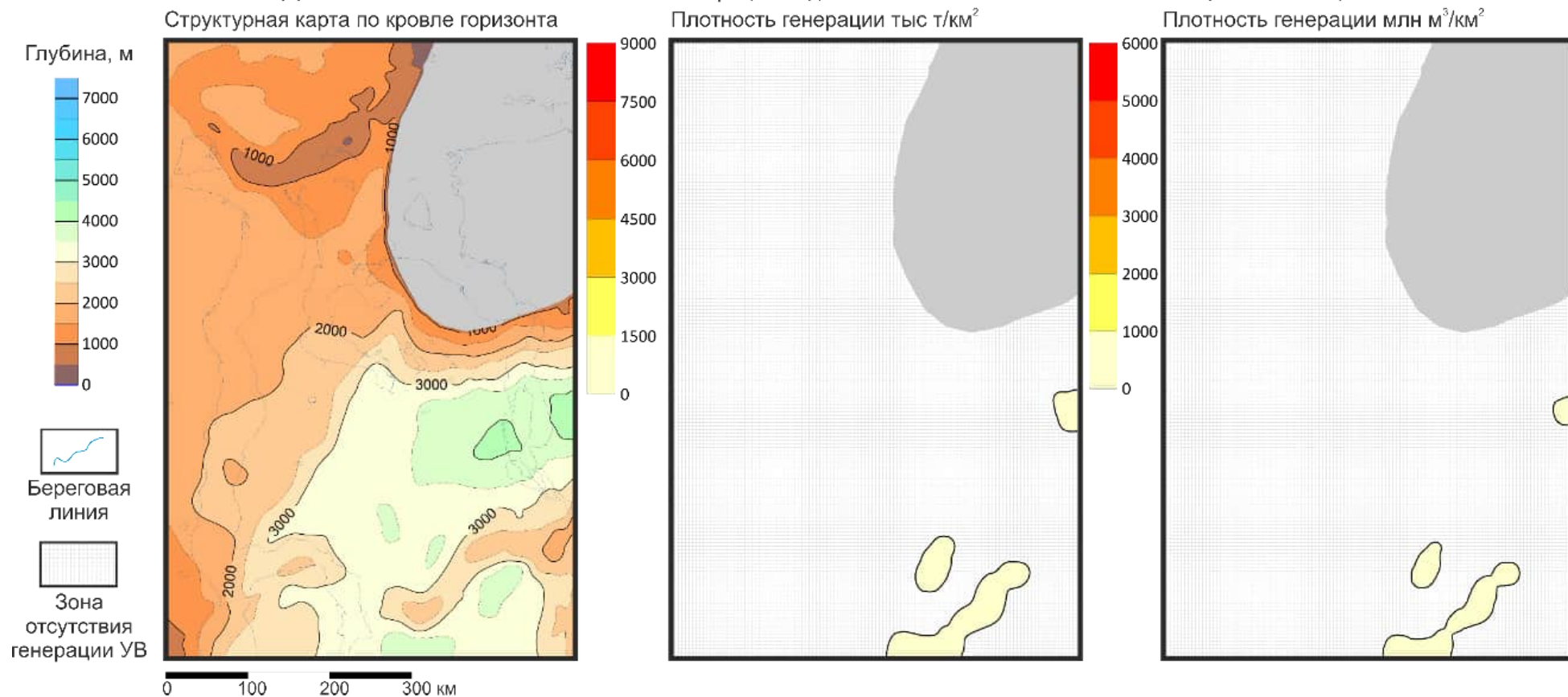


Рис. 68 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к середине валанжина, 135 млн лет назад

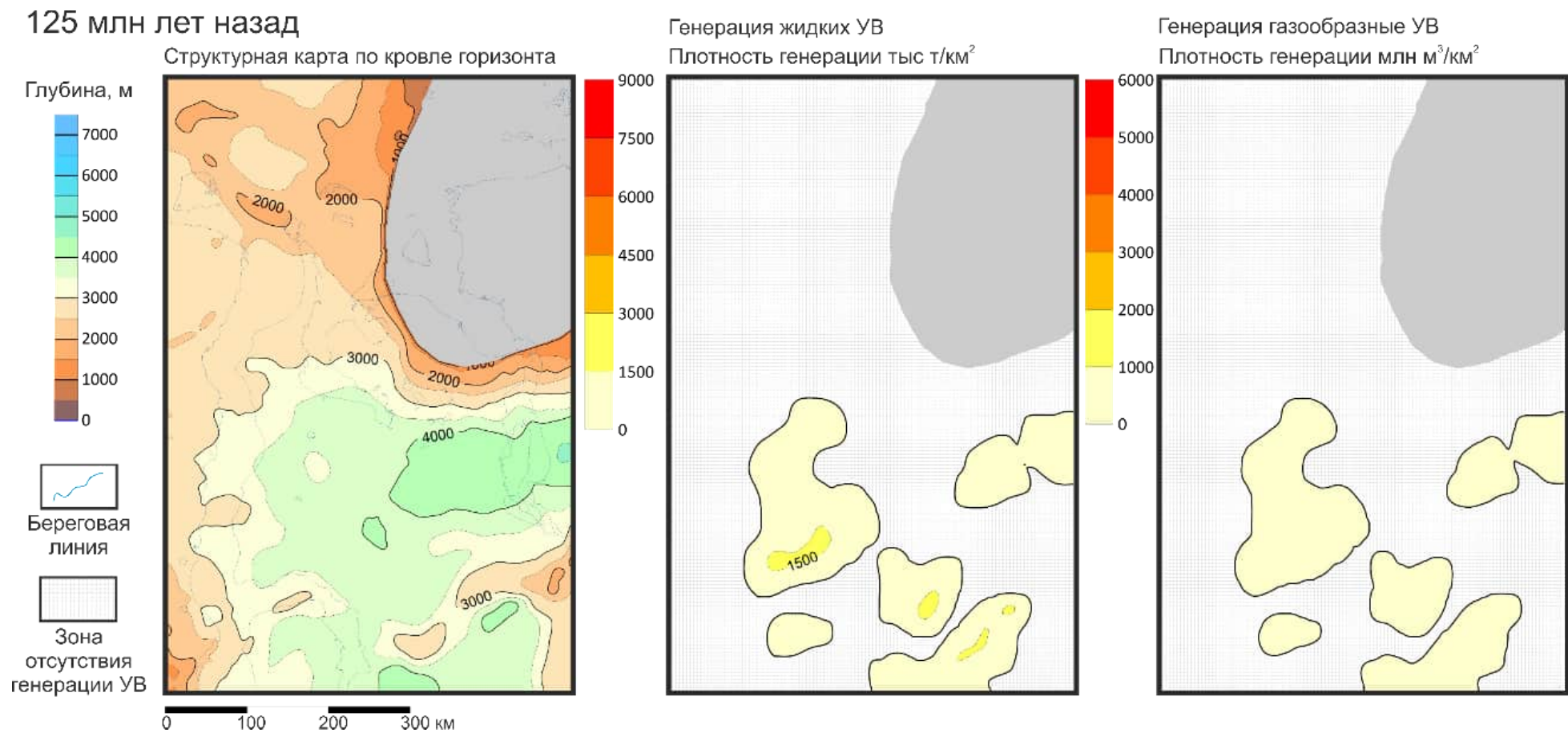


Рис. 69 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к концу бар-рема – начале апта, 125 млн лет назад

115 млн лет назад

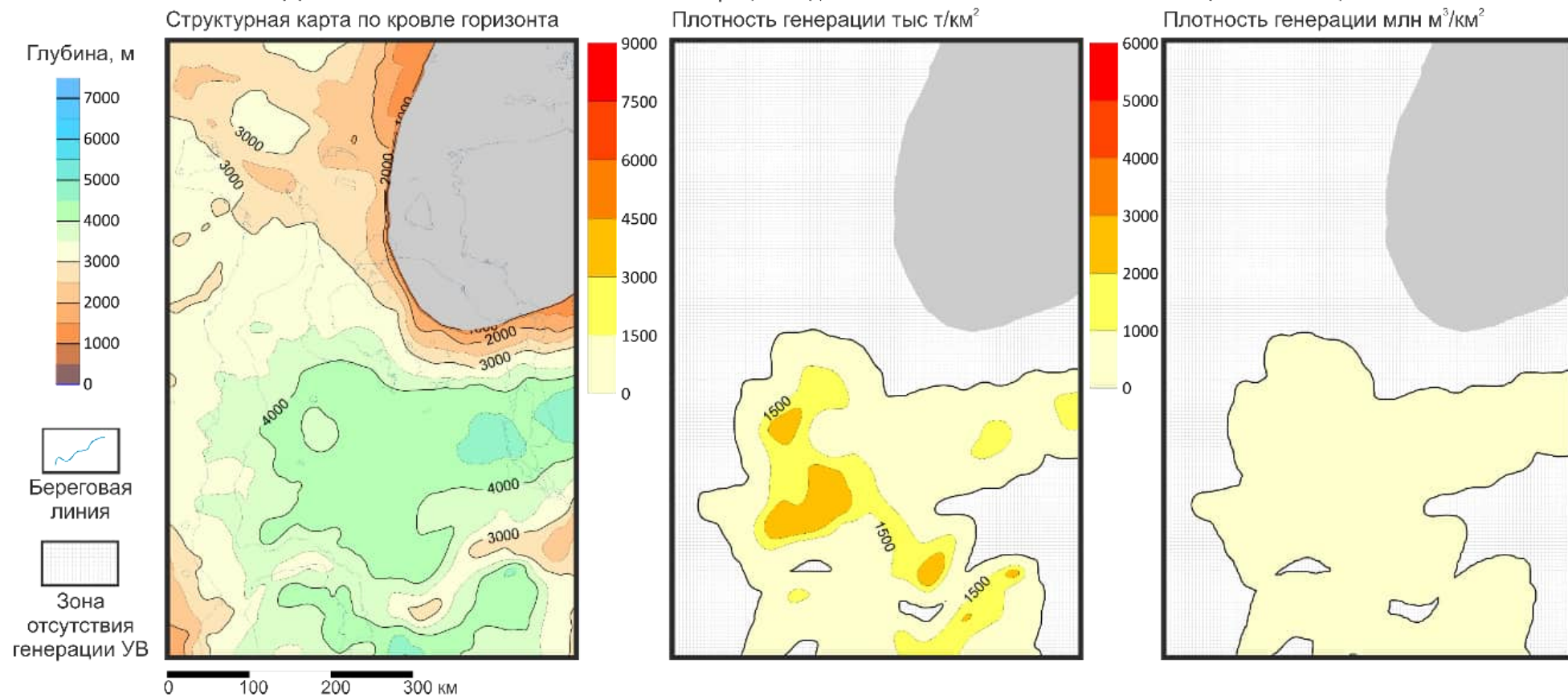


Рис. 70 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к концу апта, 115 млн лет назад

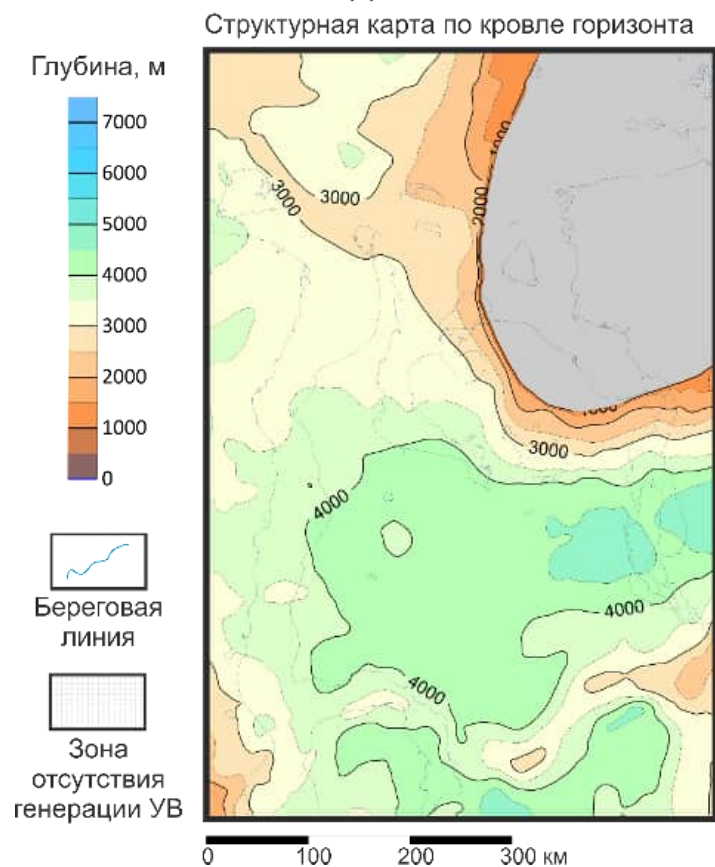
В начале альба, 110 млн лет назад, усиливается погружение на северо-западе территории исследования, что приводит к генерации углеводородов практически на всей территории. Очаг наиболее интенсивной генерации жидких углеводородов выделяется в пределах Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы (рис. 71).

В конце сеномана, 95 млн лет назад, очаги генерации приобретают окончательные контуры (рис. 72). Наиболее интенсивная генерация жидких и газообразных углеводородов обособляется в центральной части территории.

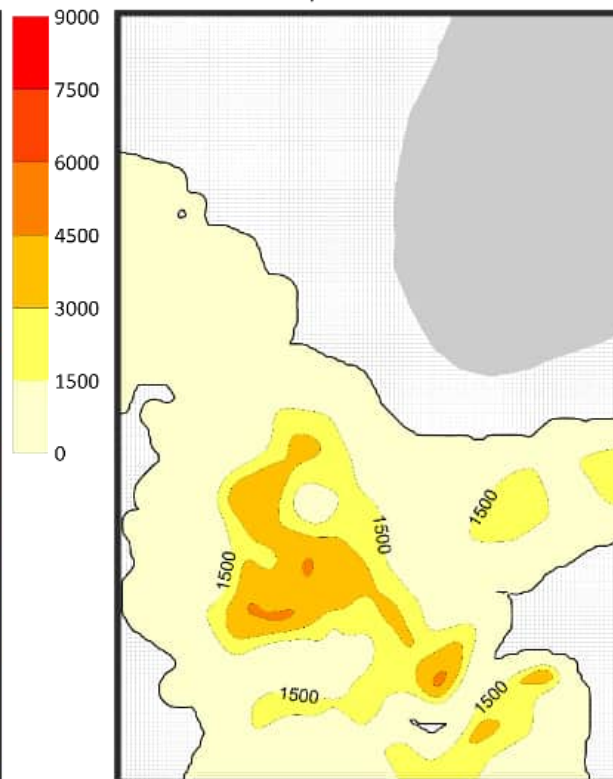
К началу палеоцена, 65 млн лет назад, генерация газообразных углеводородов значительно увеличивается в центральной части территории (рис. 73). Также небольшой очаг интенсивной генерации газообразных углеводородов формируется на северо-востоке. Очаги наиболее интенсивной генерации закрепляются за основными депоцентрами территории исследования. В последующем контуры изменялись не существенно.

Средняя плотность генерации органическим веществом китербютского горизонта составила 1260 тыс. т/км² жидких и 1100 млн. м³/км² газообразных УВ. Наибольшие плотности генерации УВ выделяются в пределах центральной и юго-восточной части территории исследования. Очаги приурочены к отрицательным структурам первого порядка Тадебеяхинскому мегапрогибу, Яп-тиксалинской мегавпадине, Восточно-Антипаютинской мегавпадине, Енисейской мегавпадине и Северо-Тазовской мегавпадине (рис. 74). Оценки суммарных объемов генерации УВ ОВ китербютского горизонта составили: 472 млрд т жидких и 415 трлн м³ газообразных УВ.

110 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

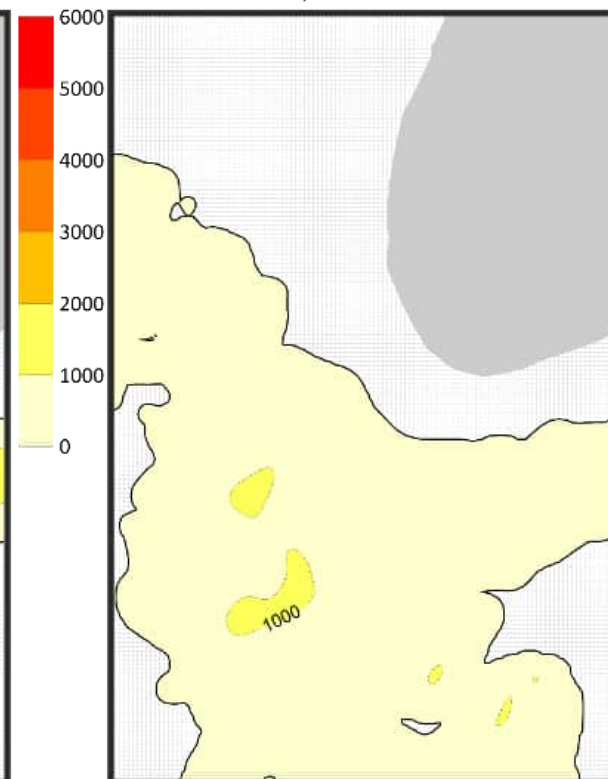
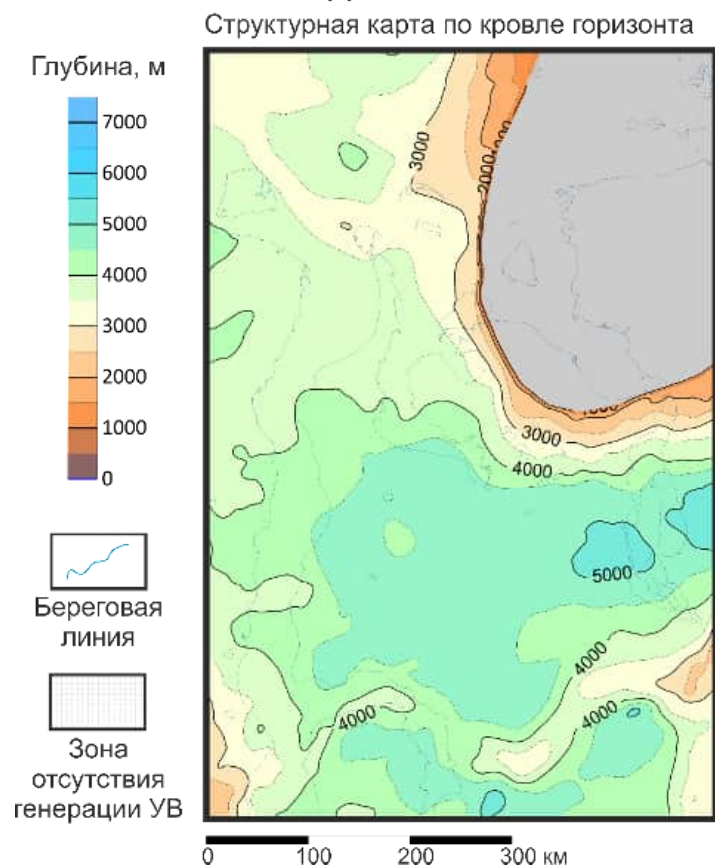
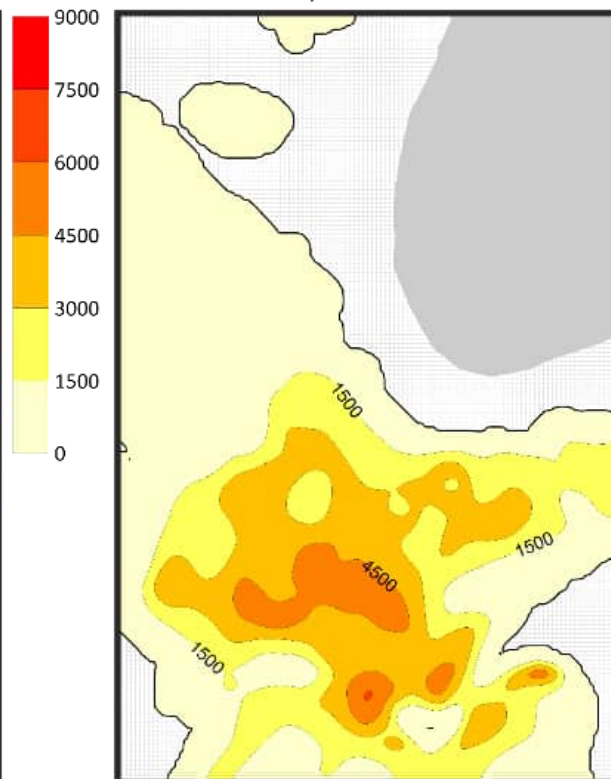


Рис. 71 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к началу альба, 110 млн лет назад

95 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

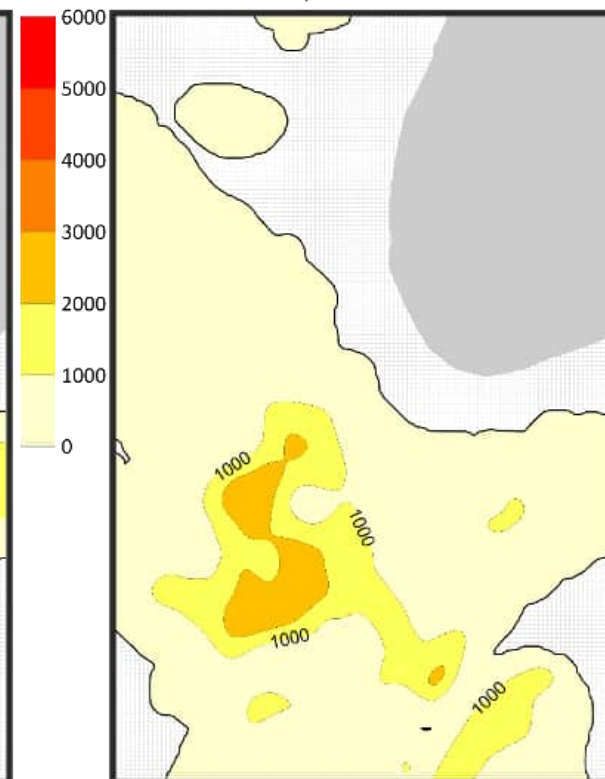
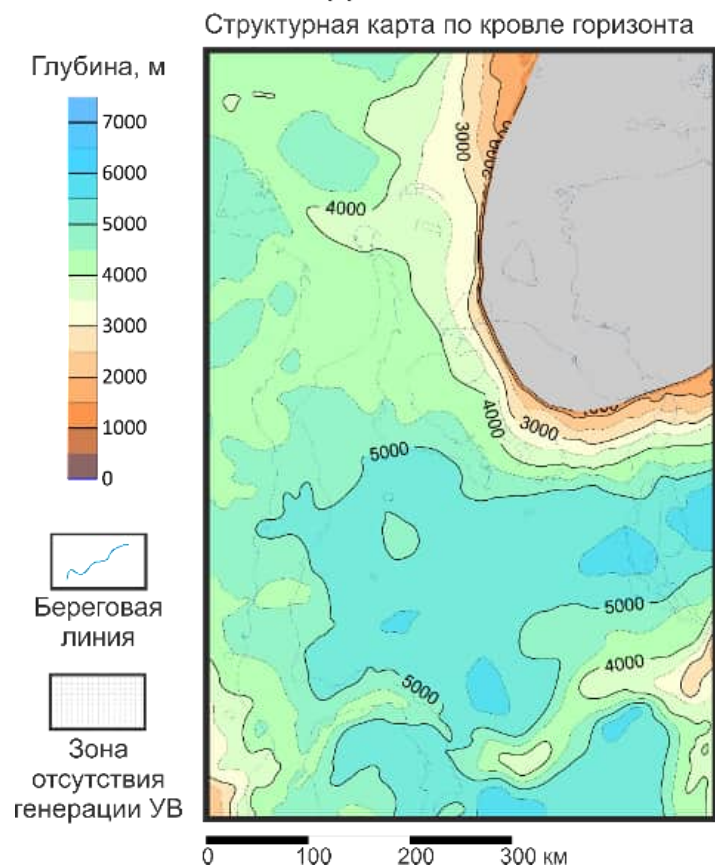
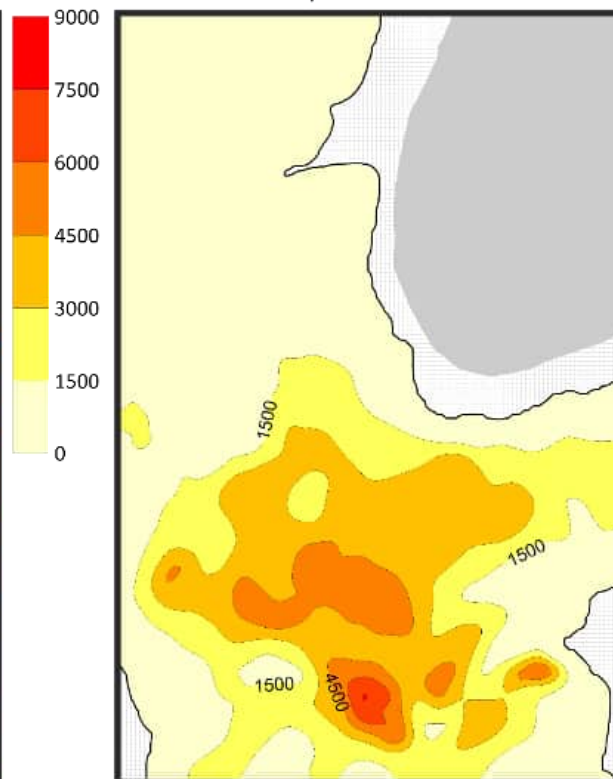


Рис. 72 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к концу сеномана, 95 млн лет назад

65 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

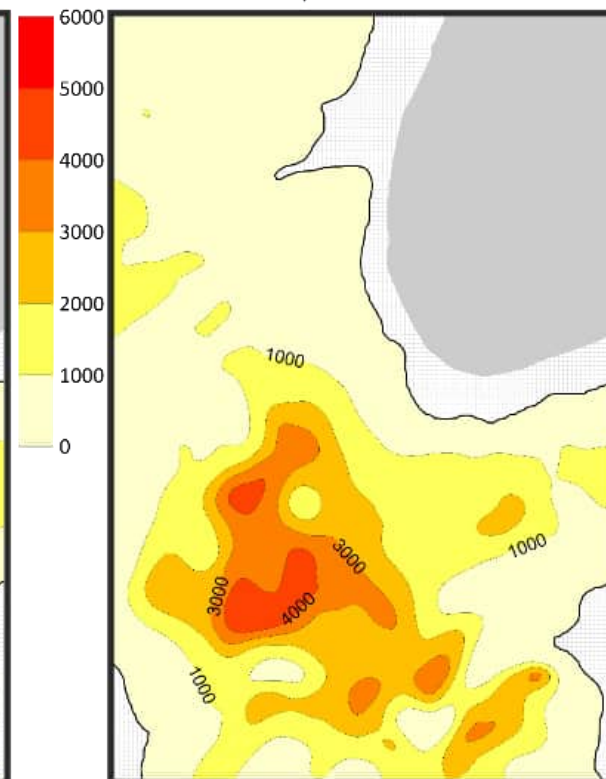
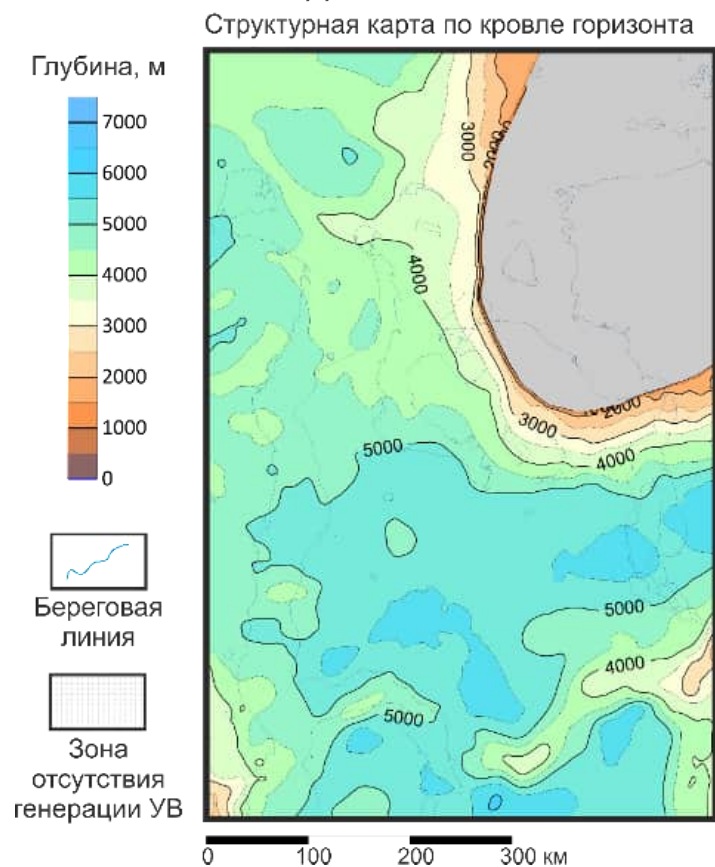
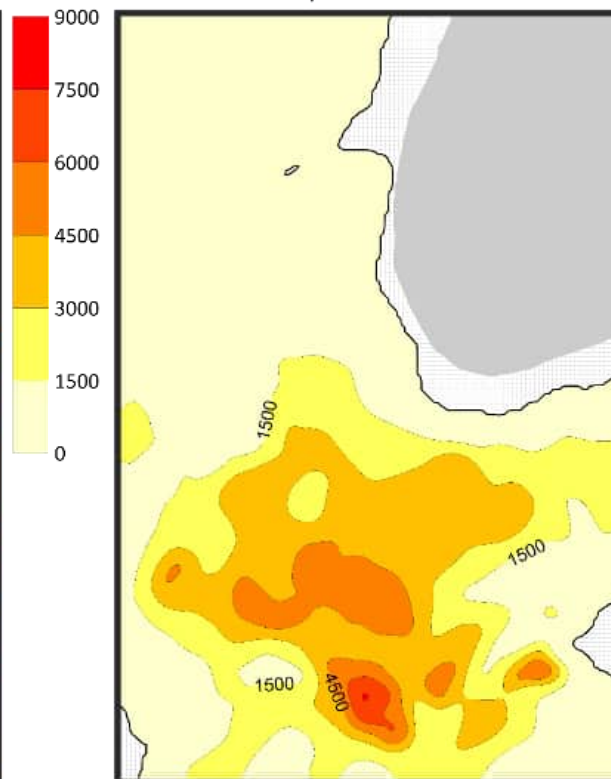


Рис. 73 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к началу палеоцена, 65 млн лет назад

0 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

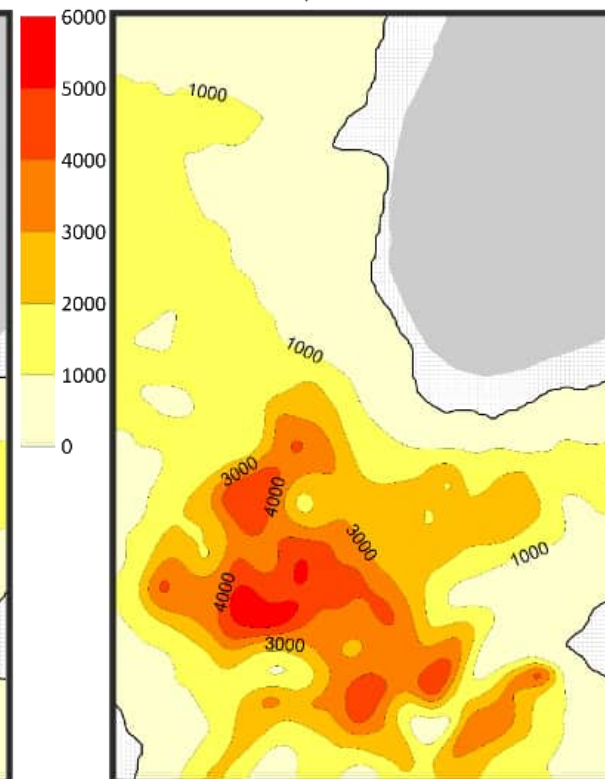


Рис. 74 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта на сегодняшний день, 0 млн лет назад

Динамика генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта характеризуется одним пиком в случае жидких углеводородов более узким, но интенсивным, и более пологим и широким для газообразных углеводородов (рис. 75). Генерация жидких углеводородов началась 135 млн лет назад – в середине валанжина. Пик генерации приходится на середину альба – 105 млн лет и достигает 74 млрд т/млн лет жидких углеводородов. Динамика генерации снижается до сантона – 85 млн лет назад и выходит в зону стагнации до конца кампана – 75 млн лет. Заканчивается генерация жидких углеводородов 30 млн лет назад в начале олигоцена.

Генерация газообразных углеводородов началась 135 млн лет назад – в валанжине (рис. 75), однако в отличие от резкого роста генерации жидких углеводородов, динамика генерации газообразных углеводородов более пологая, а пик выражен не так явно. Пик генерации приходится на 90 млн лет – конец турона и достигает 35 трлн м³/млн лет газообразных углеводородов. Динамика снижается до начала эоцена – 50 млн лет назад и выходит на полку до середины эоцена – 40 млн лет назад. Заканчивается генерация газообразных углеводородов 25 млн лет назад – в конце олигоцена.

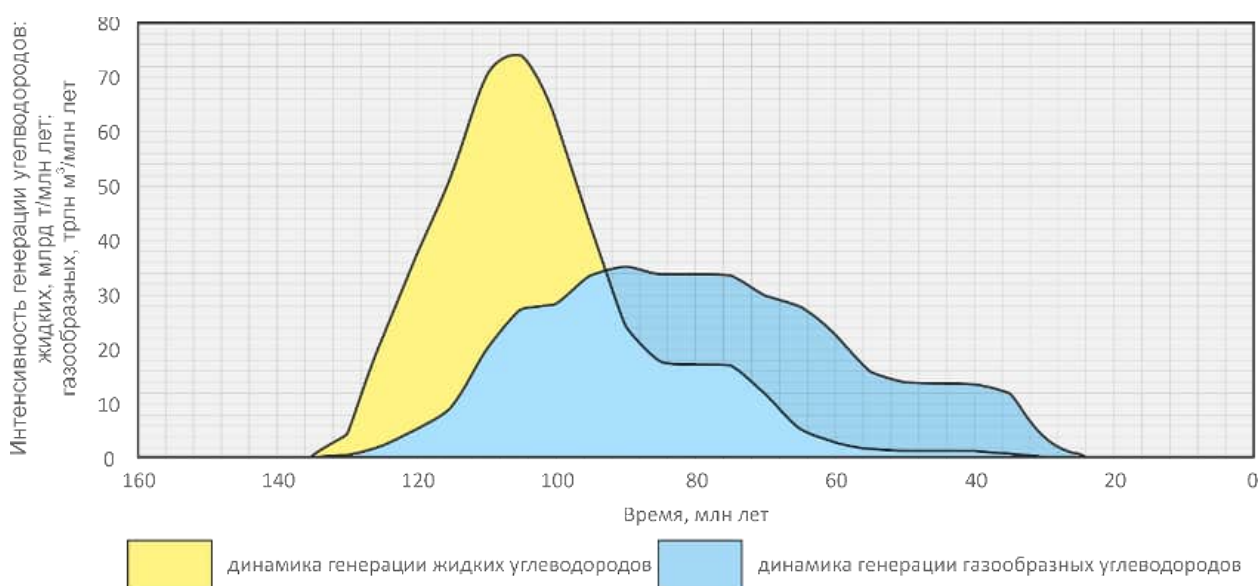


Рис. 75 - Динамика генерации углеводородов органическим веществом китербютского горизонта

Лайдинский горизонт. Интенсивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта началась 130 млн лет назад, в конце готерива. Очаг генерации приурочен к Северо-Тазовской мегавпадине на юге территории исследования (рис. 76).

К концу апта, 115 млн лет назад, на востоке территории исследования формируется еще один очаг генерации углеводородов, приуроченный к Агапскому мегапрогибу. Контуры южного очага продолжает расти в соответствии с прогибанием территории исследования (рис. 77).

Закономерное прогибание центральной части территории 110 млн лет назад, середине альба, приводит к формированию еще одного очага в центральной части территории исследования. Очаг приурочен к Антипаютинско-Тадебяхинской мегасинеклизе. На западе территории также формируется очаг генерации углеводородов, приуроченный к Карской мегасинеклизе. Восточный и южный очаги продолжают увеличиваться по площади (рис. 78).

К началу сеномана, 100 млн лет назад, центральный и южный очаги генерации формируют один общий очаг в пределах наиболее погруженной части территории (рис. 79). Значительно увеличивается интенсивность генерации жидких углеводородов в восточном очаге генерации. Также интенсивность генерации жидких и газообразных углеводородов увеличилась в центральном очаге генерации.

Продолжается закономерный рост депоцентров, и уже 90 млн лет назад, в конце турона, практически на всей территории распространения лайдинского горизонта происходит генерация жидких и газообразных углеводородов (рис. 80). Наиболее интенсивно генерация происходит в центральной, восточной и южной частях территории исследования.

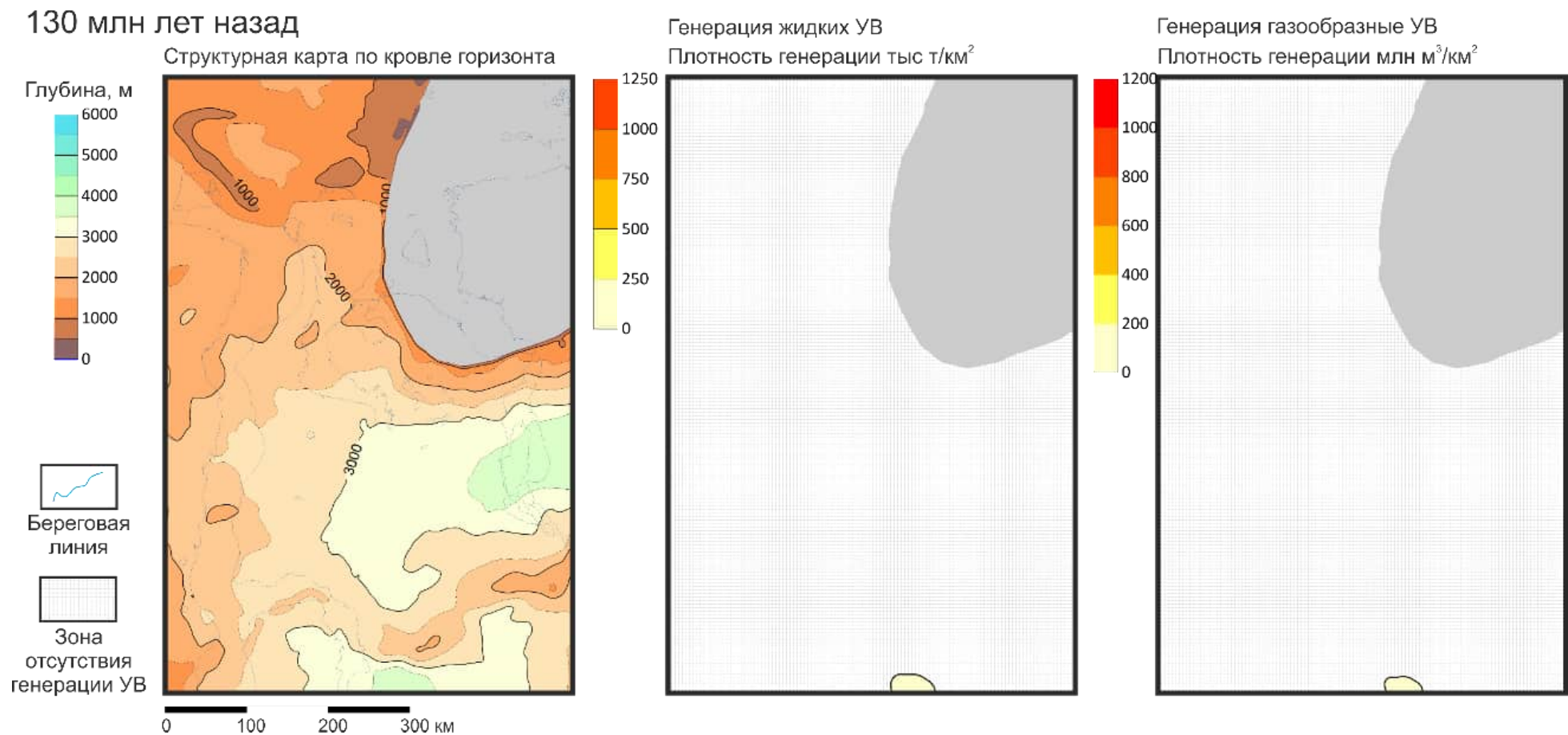
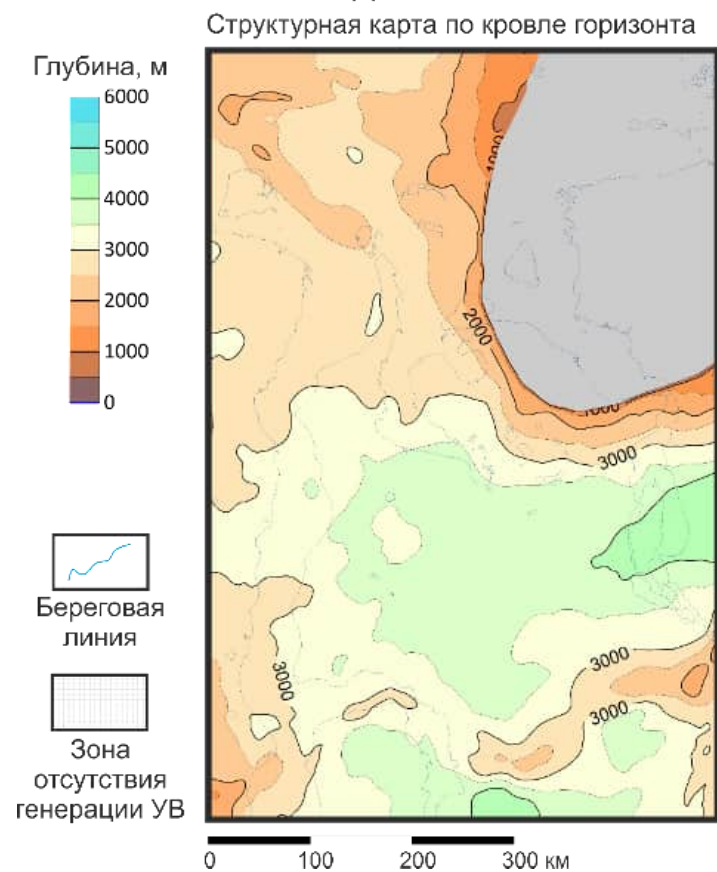
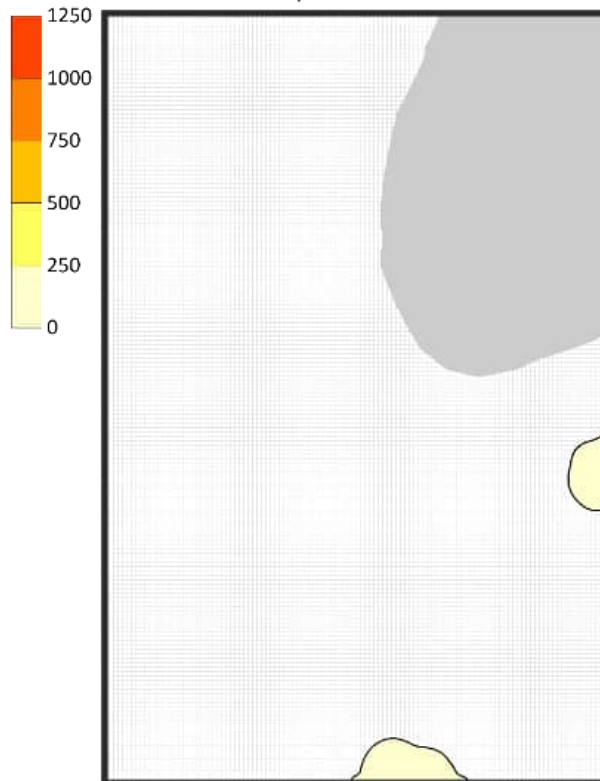


Рис. 76 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к концу готерива, 130 млн лет назад

115 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

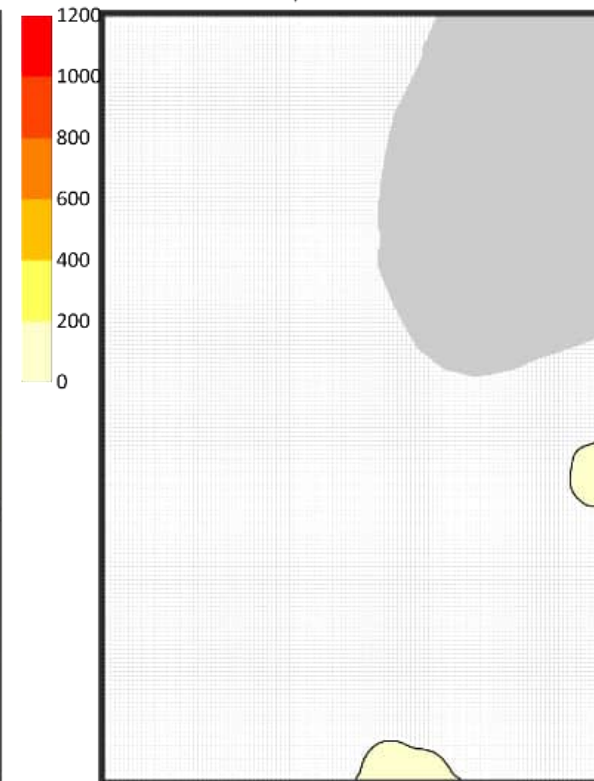
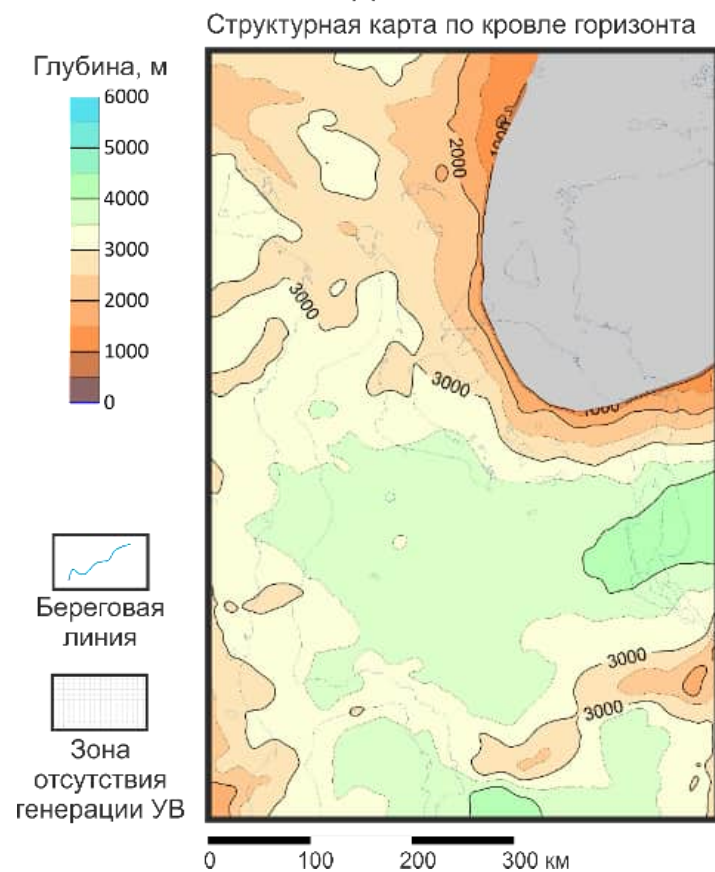
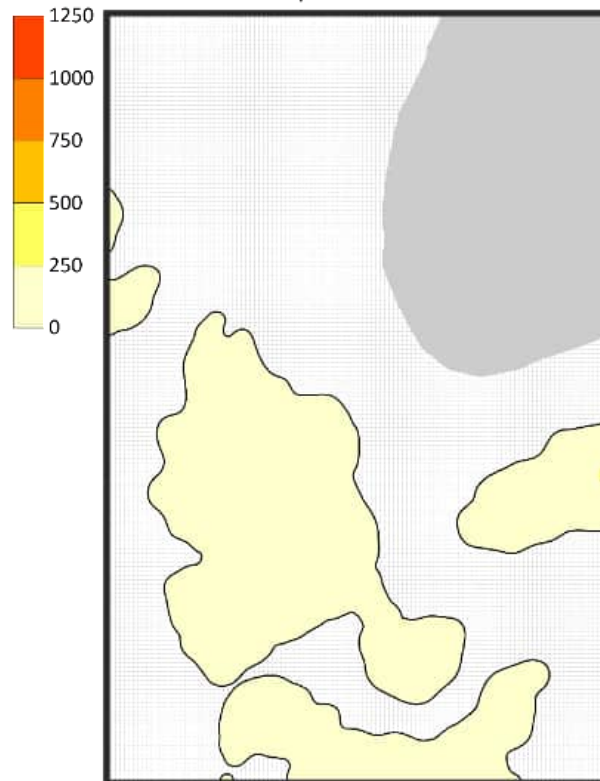


Рис. 77 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к концу апта, 115 млн лет наза

110 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

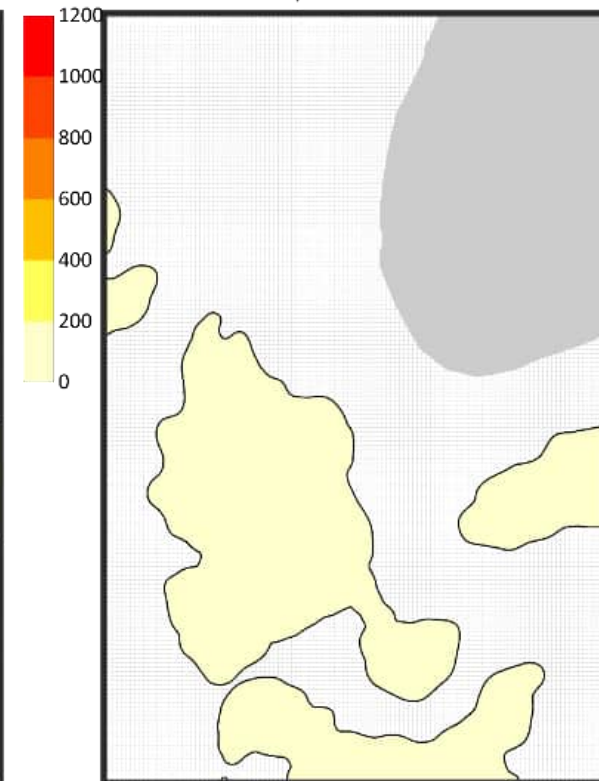


Рис. 78 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта в середине альба, 110 млн лет назад

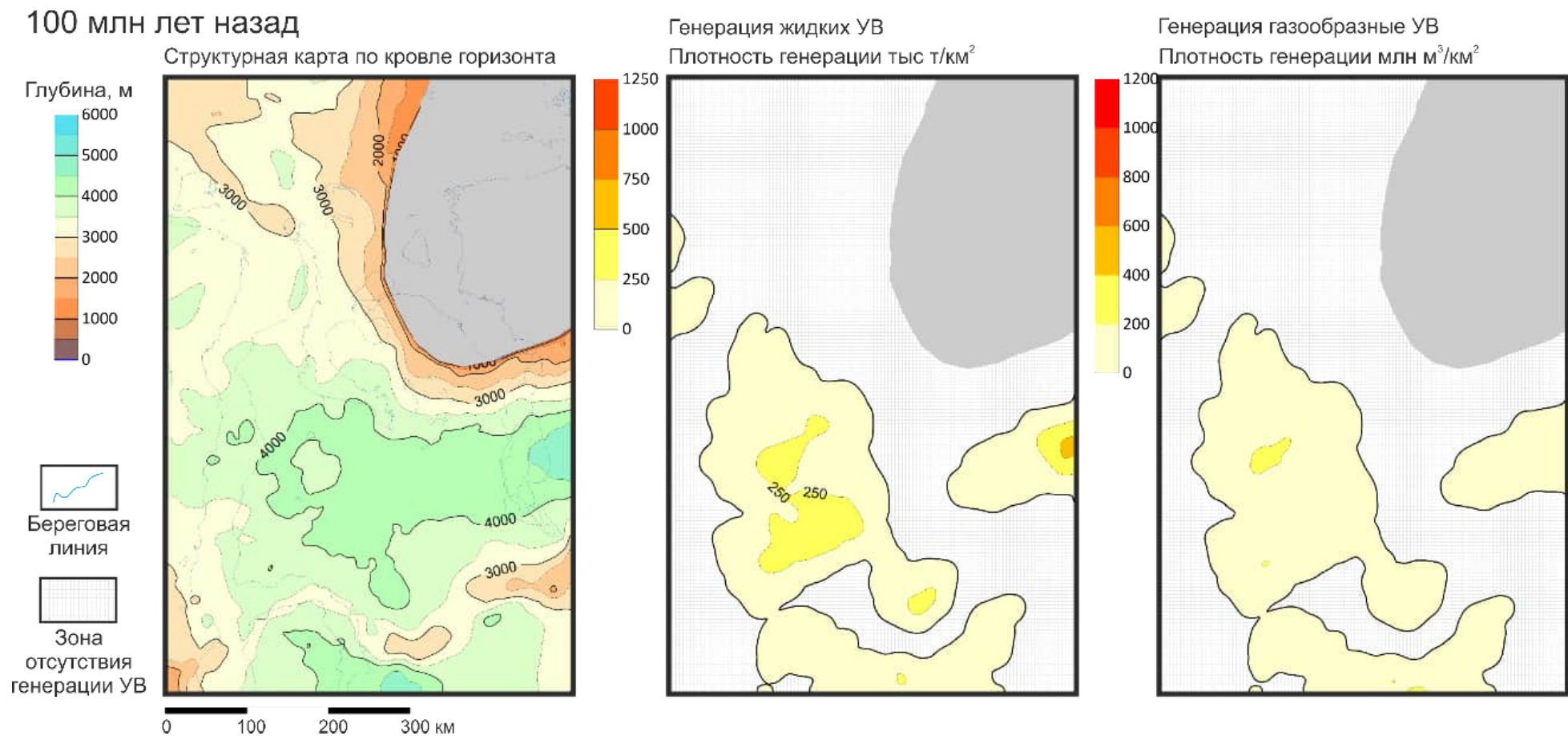
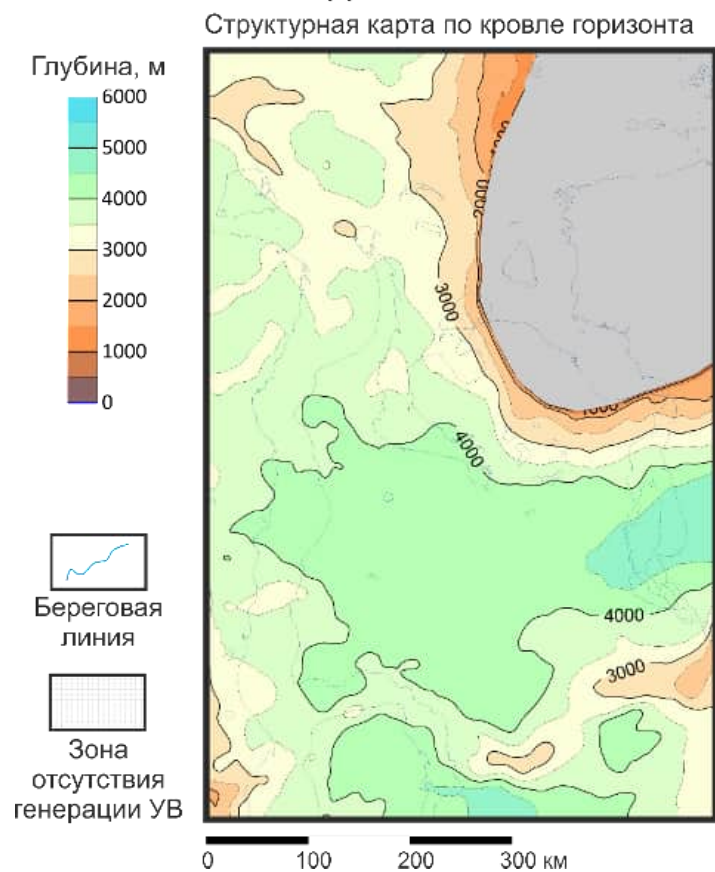
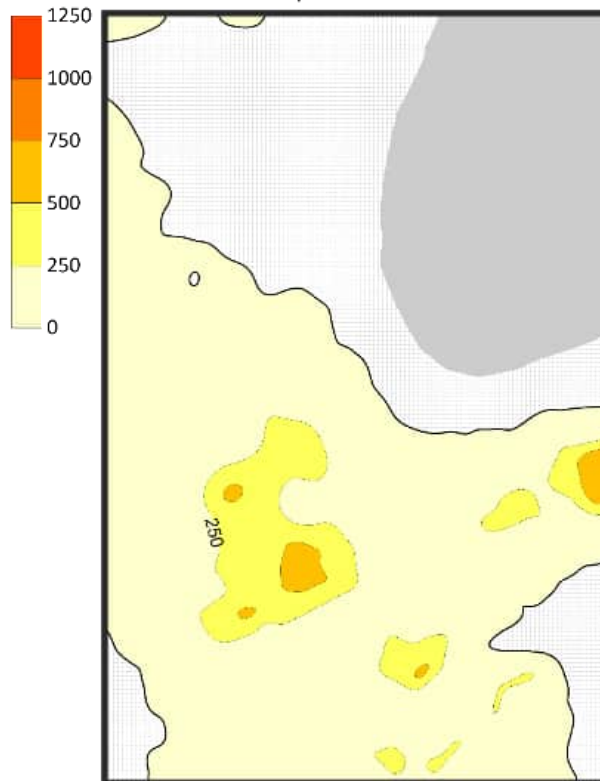


Рис. 79 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к началу сеномана, 100 млн лет назад

90 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

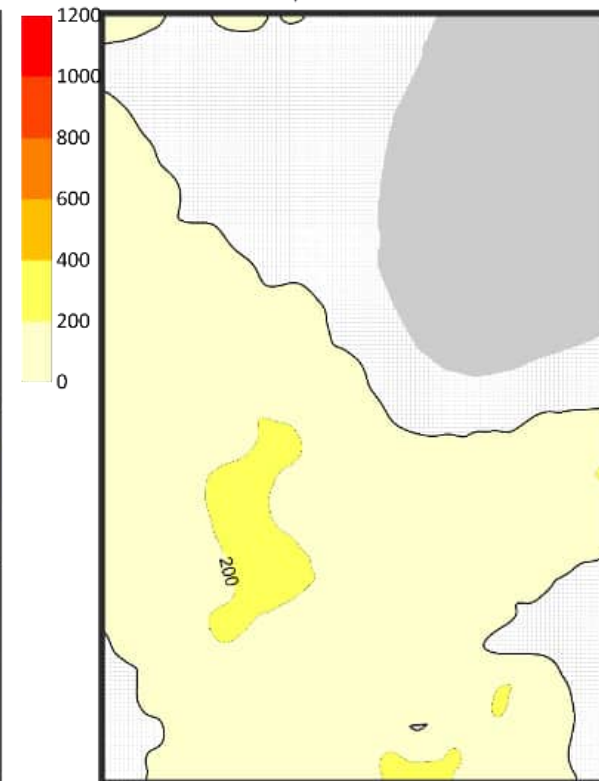


Рис. 80 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к концу турона, 90 млн лет назад

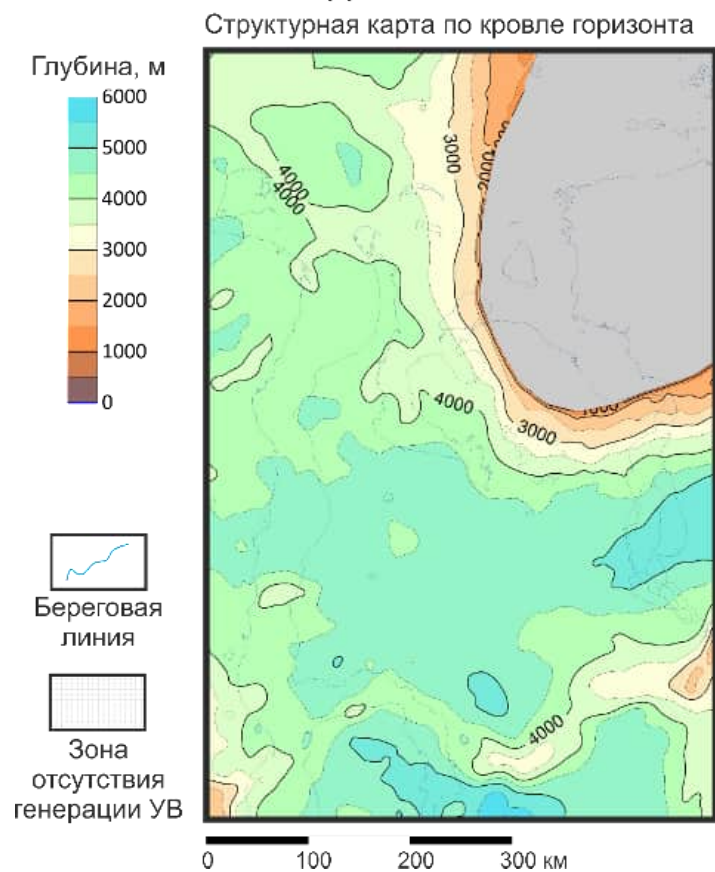
К середине эоцена, 50 млн лет назад, интенсивность генерации углеводородов в центральной части территории значительно увеличилась, здесь формируется обобщенный очаг генерации жидких и газообразных углеводородов (рис. 81). Если очаг генерации газообразных углеводородов продолжается на юг, то очаг генерации жидких углеводородов продолжается на восток.

Средняя плотность генерации УВ ОВ лайдинского горизонта составила 190 млн м³/км² газообразных и 156 тыс. т/км² жидких. Наибольшие объемы генерации УВ выделяются в очагах центральной и восточной частей территории исследования. Очаги генерации приурочены к Яптиксалинской мегавпадине, Тадебяхинской мегавпадине и Восточно-Антипаютинской впадине (рис. 82). Суммарная генерация жидких УВ ОВ лайдинского горизонта составила 58 млрд т, а газообразных – 71 трлн м³.

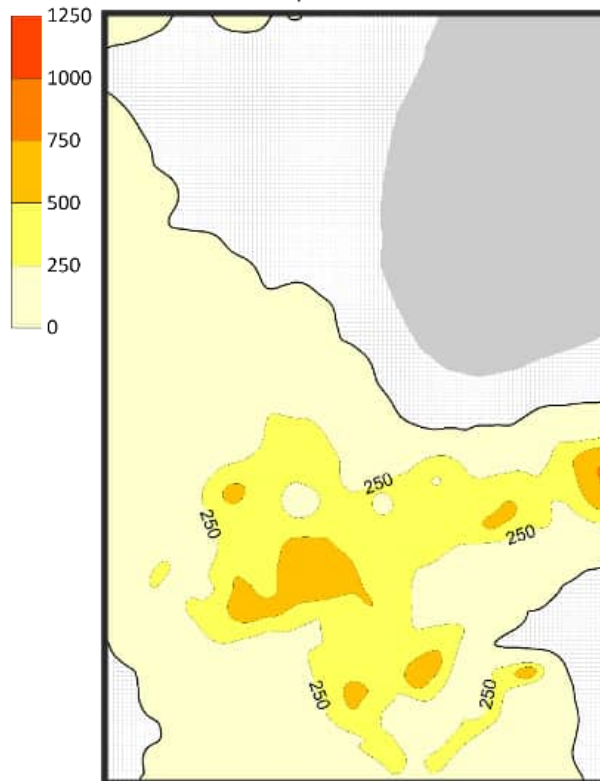
Генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта началась 130 млн лет назад – в готериве (рис. 83). В динамике генерации жидких углеводородов выделяется четкий максимум, однако пик очень широкий и продолжительный с середины альба до середины сеномана, 105 – 95 млн лет назад. Максимальные значения динамики жидких углеводородов 4.5 млрд т, начиная с сантона – 85 млн лет назад и по настоящее время динамика генерации жидких углеводородов постепенно уменьшается, достигая 1 млрд т/млн лет. Такая генерация долгая и плавная генерация связана с широким распределением лабильной части керогена по энергиям активации.

Пик динамики генерации газообразных углеводородов выделяется 80 млн лет назад, а график представляет собой несколько ступенек. Первая – с середины альба до середины сантона, 105 – 95 млн лет, и генерацией в 2 трлн м³/млн лет сменяется резким ростом и выходом на пик генерации в 3.4 трлн м³/млн лет, и затем интенсивность генерации газообразных углеводородов постепенно уменьшается до настоящего времени.

50 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

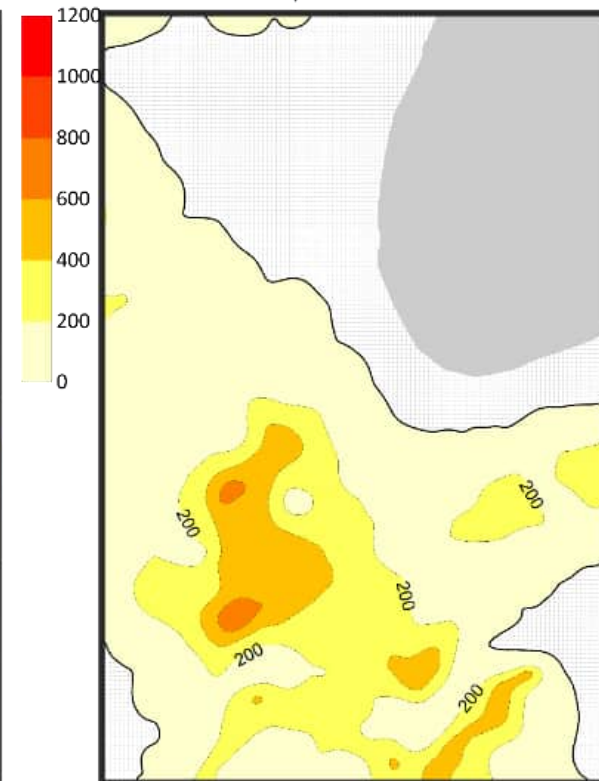
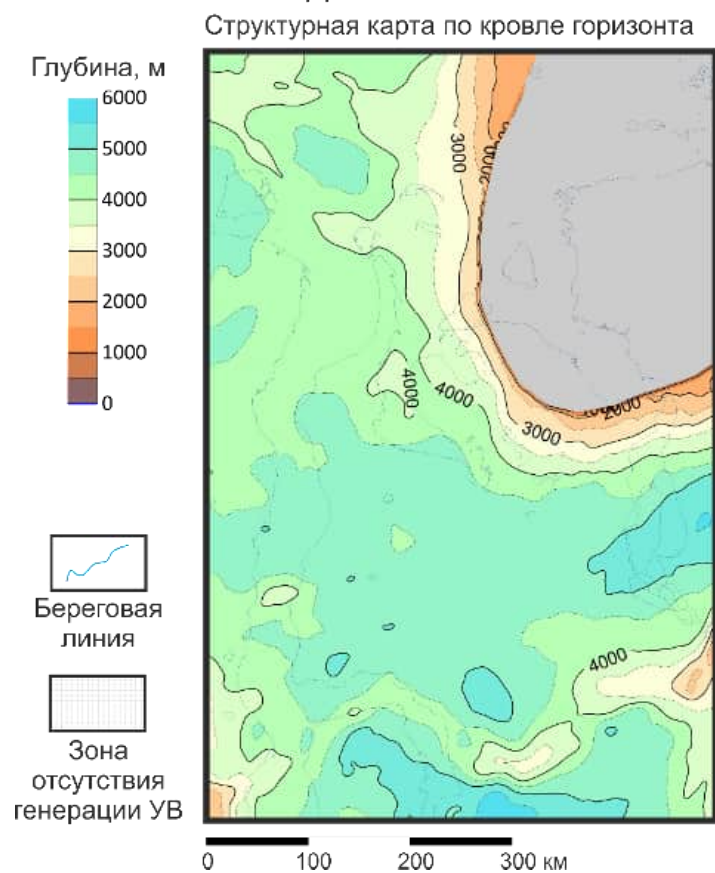
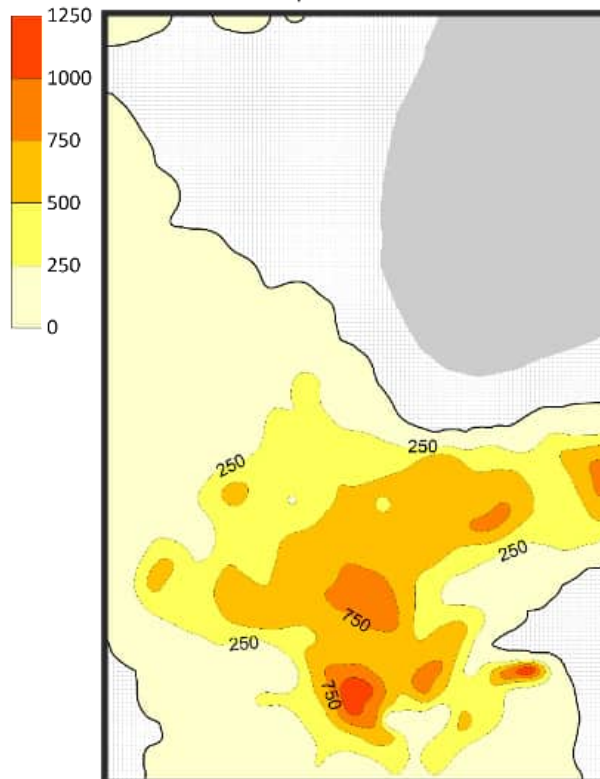


Рис. 81 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к середине эоцена, 50 млн лет назад

0 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

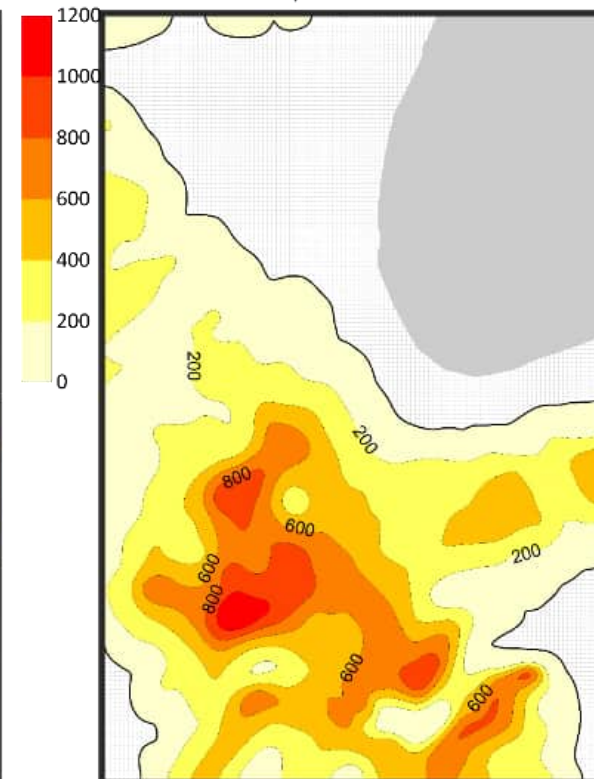


Рис. 82 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к настоящему времени, 0 млн лет назад

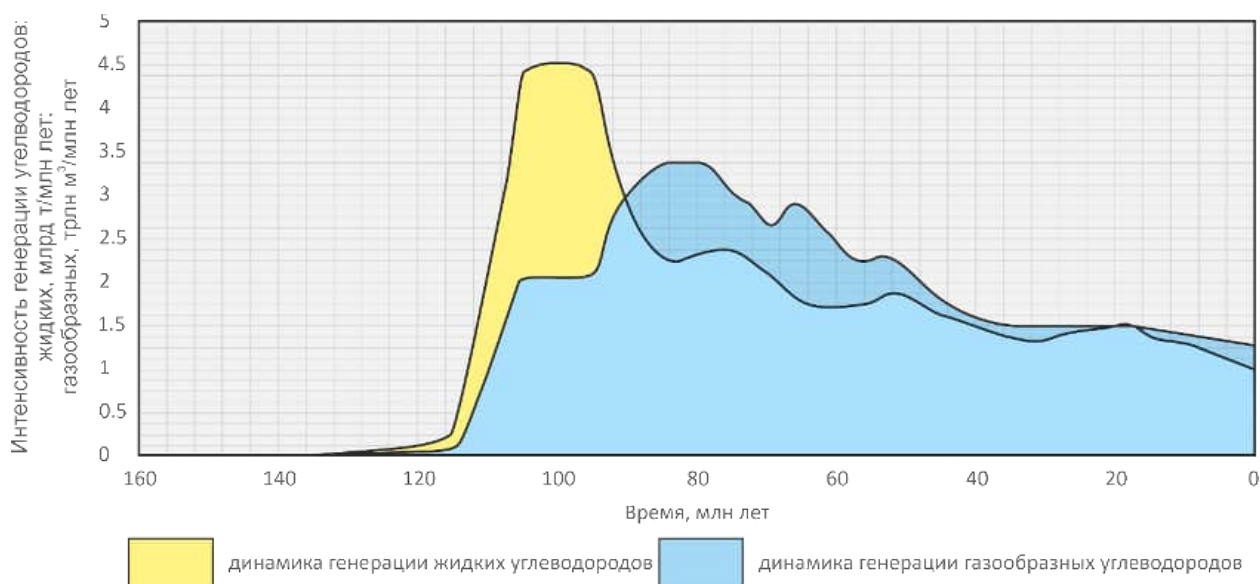


Рис. 83 - Динамика генерации углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта

Малышевский горизонт. 135 млн лет назад, в середине валанжина, наиболее погруженная часть кровли малышевского горизонта приурочена к Северо-Тазовской мегавпадине на юге территории исследования (рис. 84). Здесь формируется очаг генерации жидких и газообразных углеводородов.

В начале апта, 125 млн лет назад, формируется еще два очага генерации углеводородов в центральной и восточной части территории, приуроченных к Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизе и Агапско-Енисейскому желобу соответственно (рис 85). На юге увеличивается контуры Большехетского очага генерации.

К концу апта, 115 млн лет назад, очаги формируют один крупный очаг (рис 86). Также на западе территории исследования в пределах Карской мегасинеклизы формируется еще один очаг генерации углеводородов. Наиболее интенсивная генерация жидких углеводородов к этому времени происходит на юге территории исследования.

105 млн лет назад, в середине альба, очаг генерации углеводородов распространяется на всю территорию района исследования (рис 87). Очаг интенсивности генерации жидких углеводородов формируется в центральной части территории.

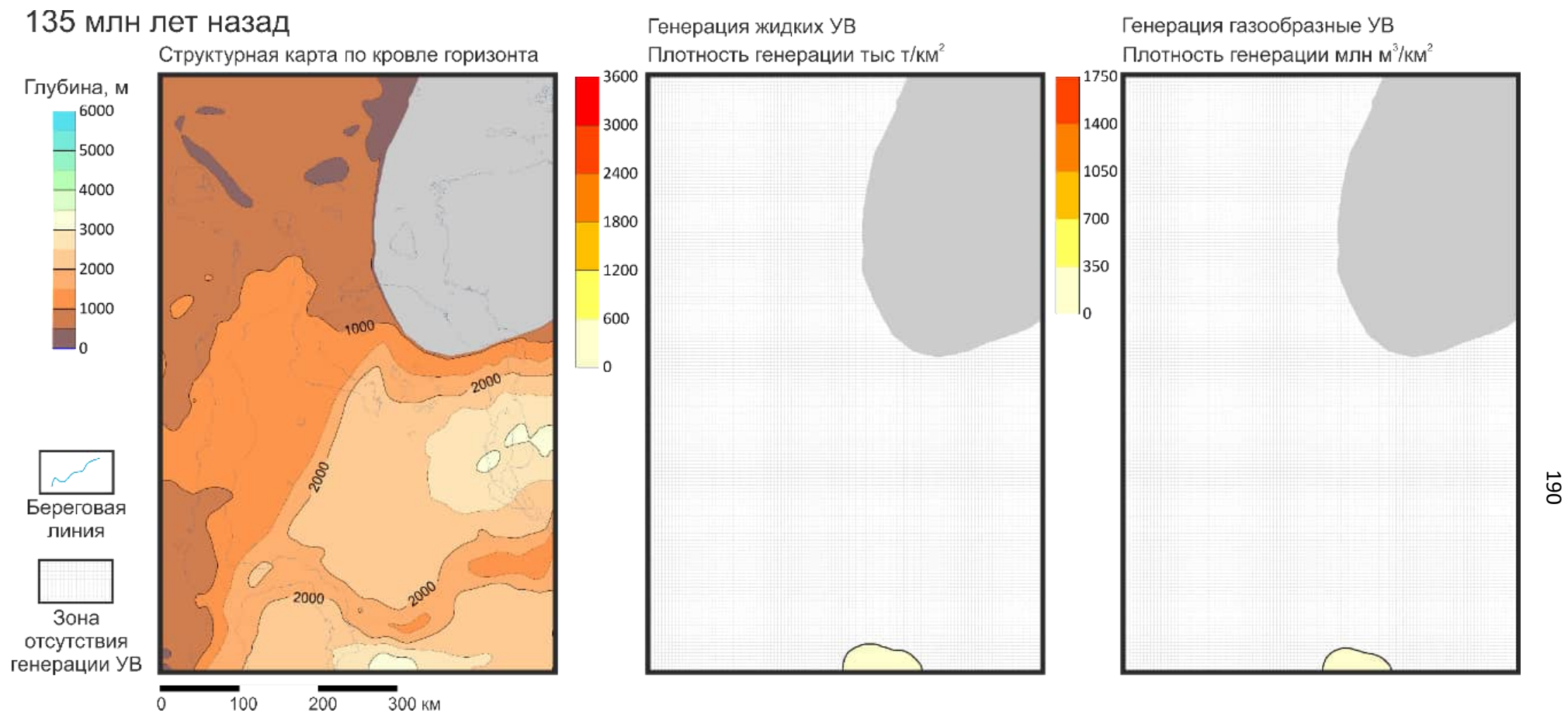
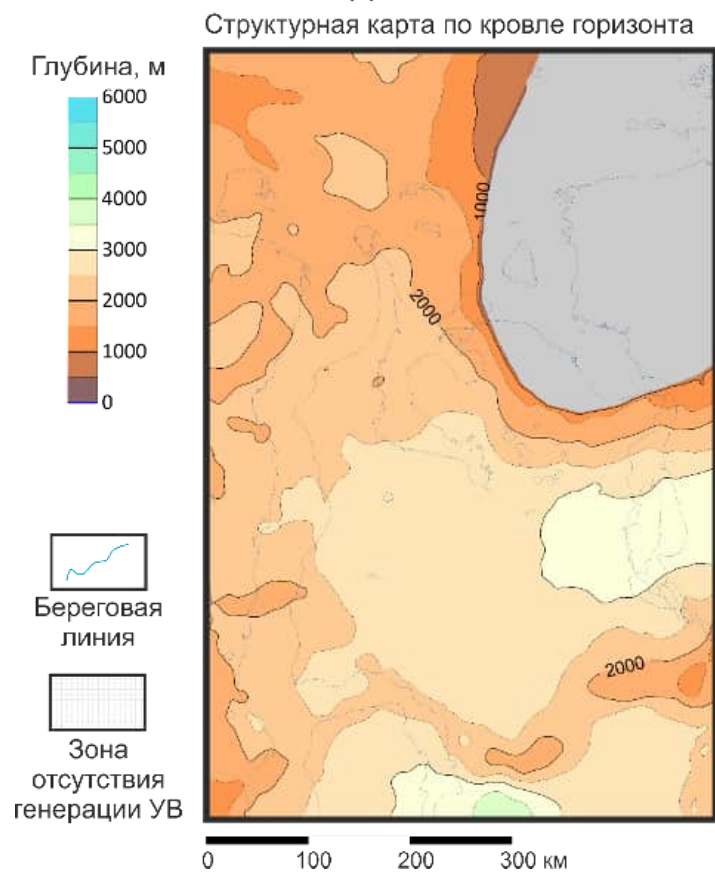
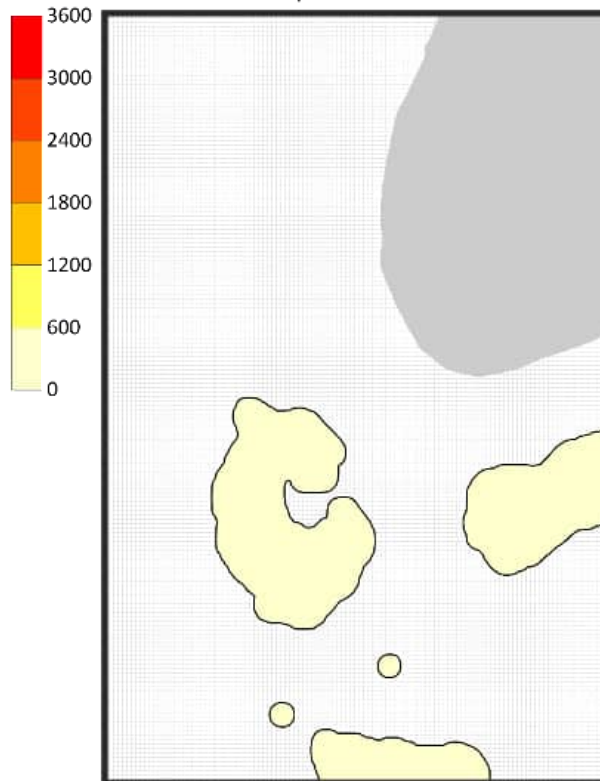


Рис. 84 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к середине валанжина, 135 млн лет назад

125 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

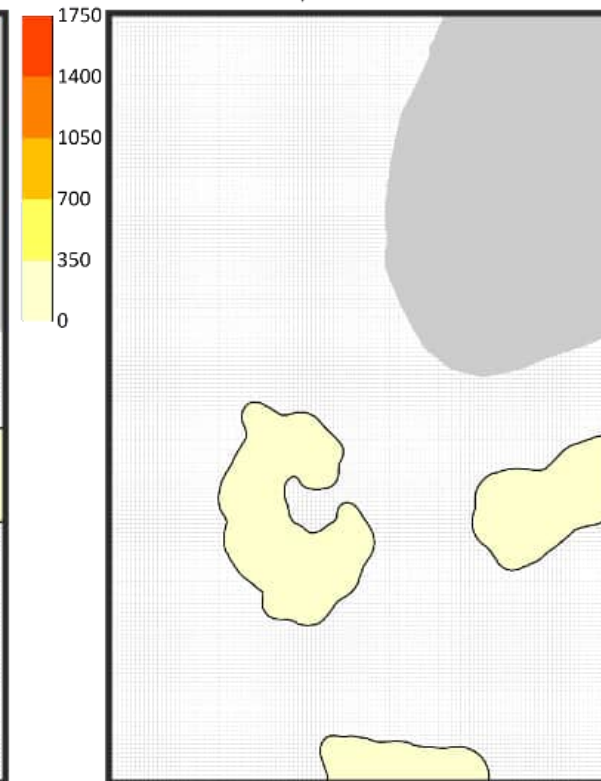
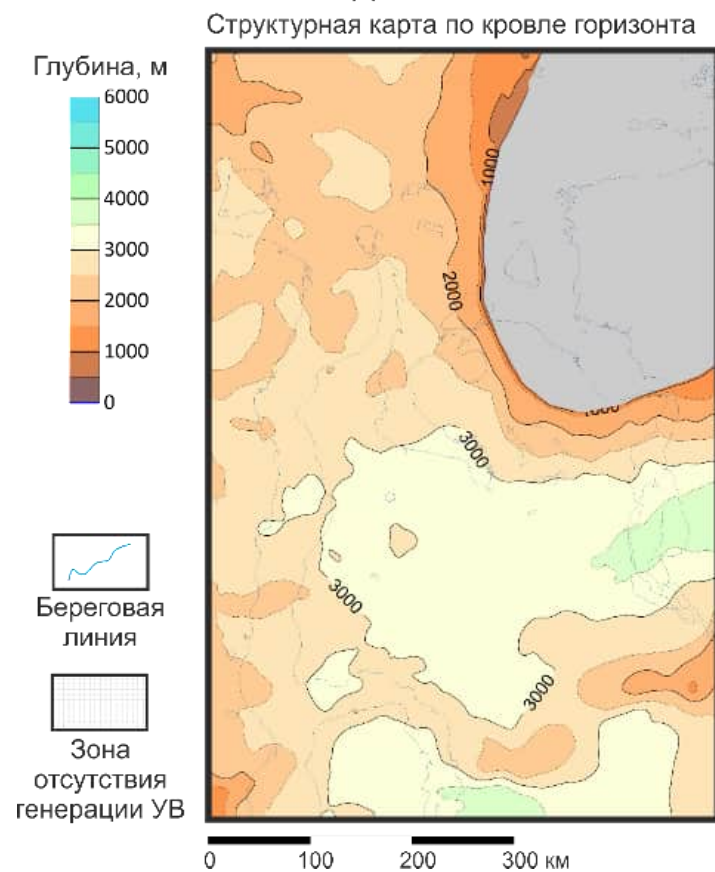
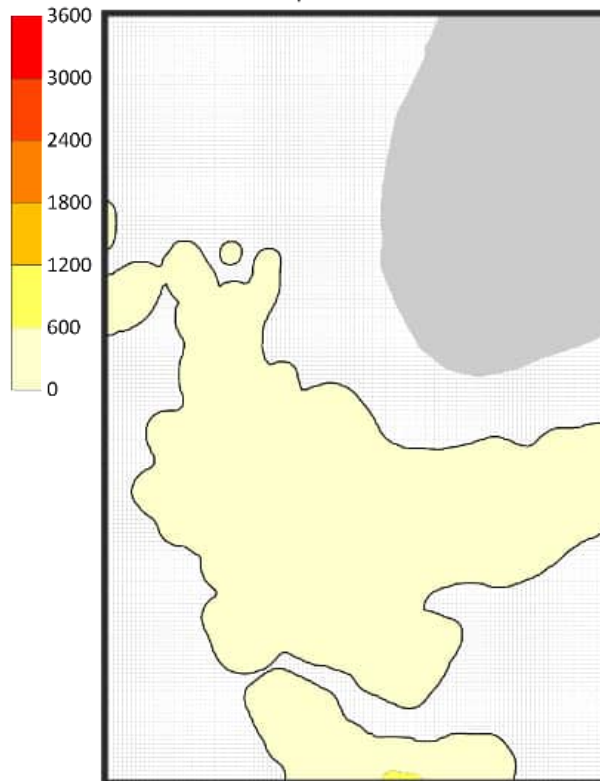


Рис. 85 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к началу апта, 125 млн лет назад

115 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

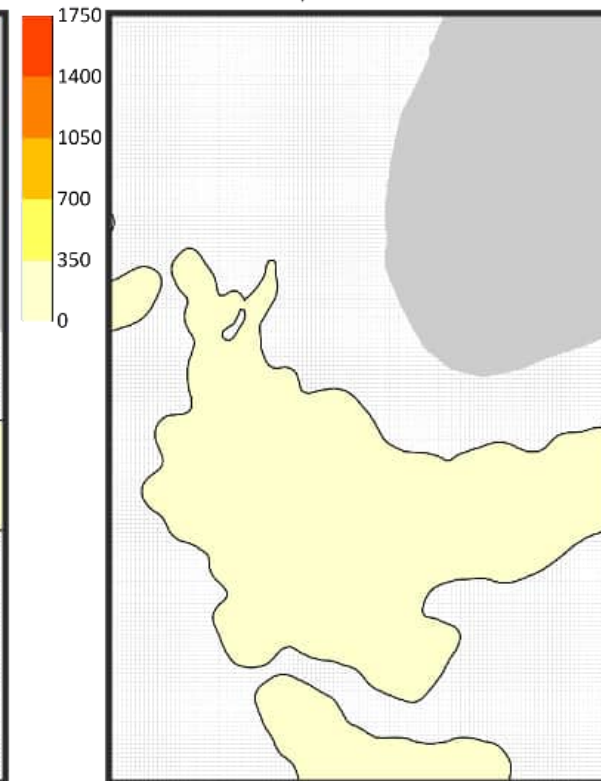
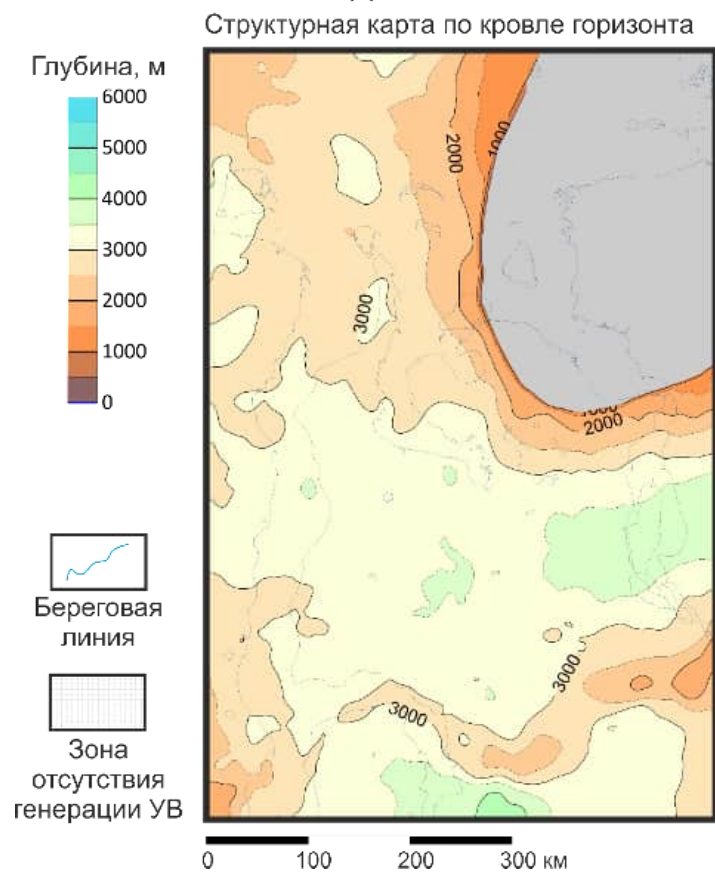
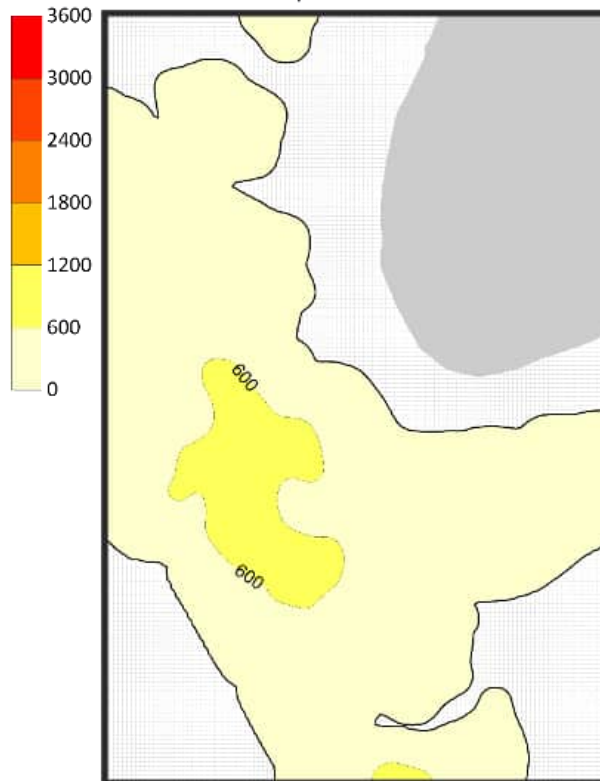


Рис. 86 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к концу апта, 115 млн лет назад

105 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

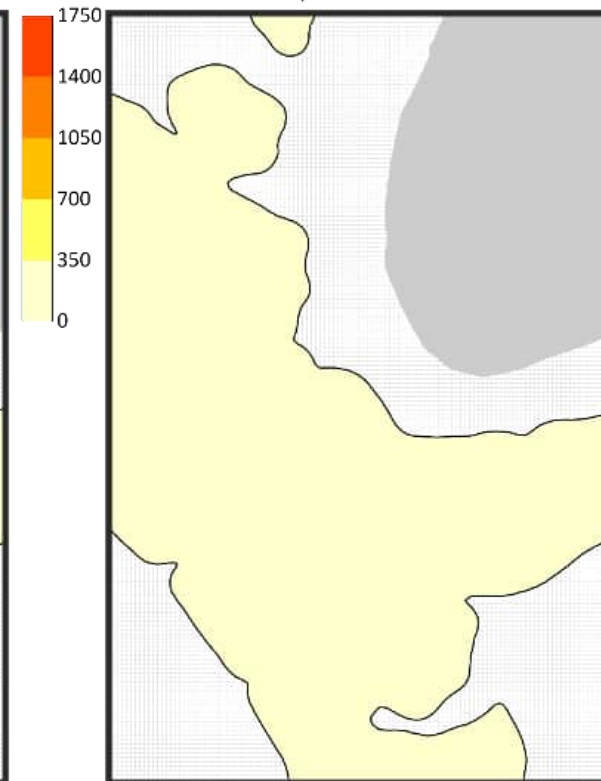


Рис. 87 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к середине альба, 105 млн лет назад

В начале коньяка, 90 млн лет назад, в центральной части территории исследования формируется очаг интенсивной генерации газообразных углеводородов, такой же небольшой очаг формируется и на юге территории (рис. 88). Площадь интенсивной генерации жидких углеводородов в центральной части начинает расти, формируются восточный и южный очаги.

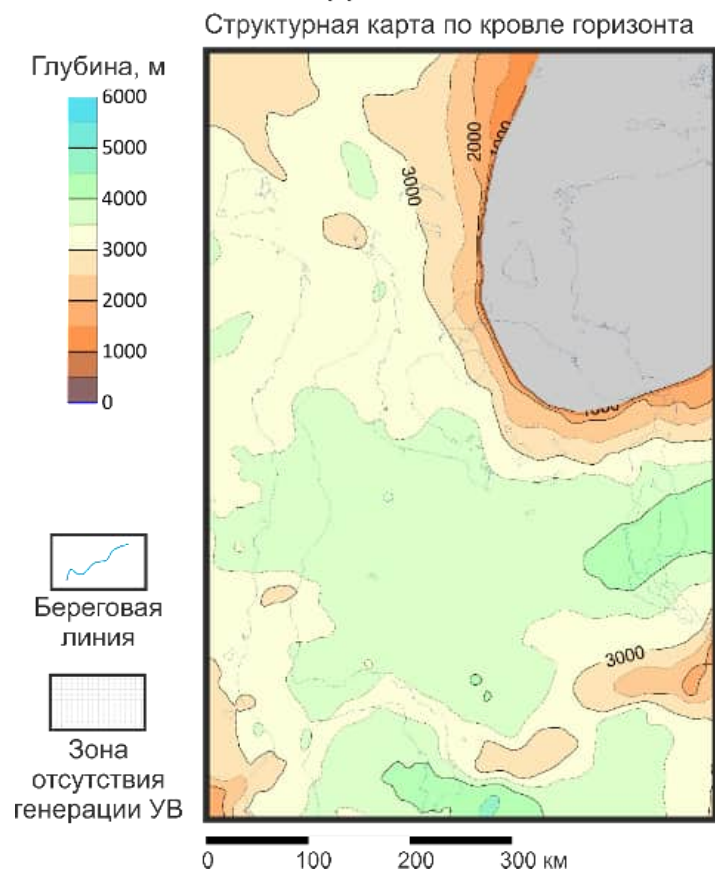
К началу палеоцена, 65 млн лет назад, контуры центрального очага интенсивной генерации углеводородов увеличивается во всех направлениях (рис. 89). Центральный и восточный очаг жидких углеводородов объединяются. Очаги генерации газообразных углеводородов также растут на юге, востоке и в центральной части территории исследования.

В конце эоцена, 35 млн лет назад, развитие площадей интенсивной генерации углеводородов приводит к формированию одного крупного очага генерации углеводородов (рис. 90). Контуры очагов приобрели окончательный вид и в последующем будут меняться несущественно.

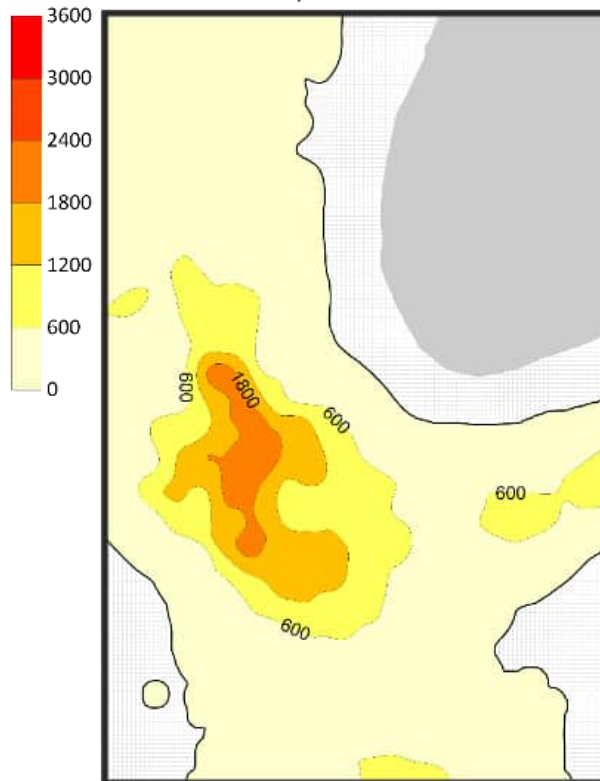
Средняя плотность генерации жидких УВ ОВ малышевского горизонта составила 617 тыс. т/км², а газообразных – в 300 млн м³/км². Очаги генерации УВ выделяются в центральной части территории, на ее востоке и в южной части, они приурочены к Тадебяхинскому мегапрогибу, Антипаютинско-Таддебяхинской мегавпадине и Агапском желобе (рис. 91). Суммарные масштабы генерации жидких УВ ОВ малышевского горизонта составили 230 млрд т, а газообразных - 112 трлн м³.

Генерация жидких углеводородов началась 135 млн лет назад в середине валанжина (рис. 92). Динамика генерации представляет собой широкий пик с максимумом генерации 95 млн лет назад – в середине сеномана, и достигает 19.3 млрд т/млн лет. Продолжительность пика составляет 40 млн лет, от 105 до 65 млн лет назад, от альба и до начала палеоцена. Генерация жидких углеводородов снижается до начала эоцена, 50 млн лет назад, и выходит на полку до середины эоцена, 40 млн лет назад, и составляла 6.1 млрд т/млн лет. До середины олигоцена, 30 млн лет назад, происходит падение до значений около 0.3 млрд т/млн лет, такая полка продолжается до настоящего времени.

90 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

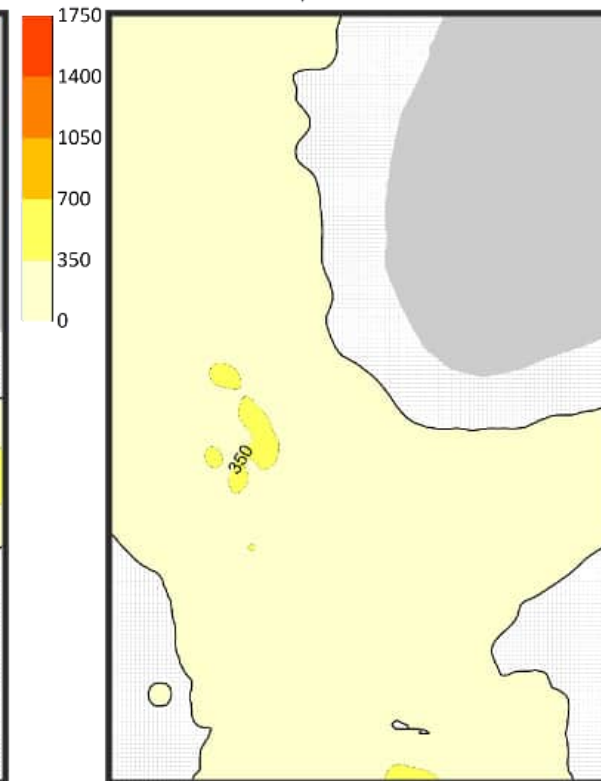
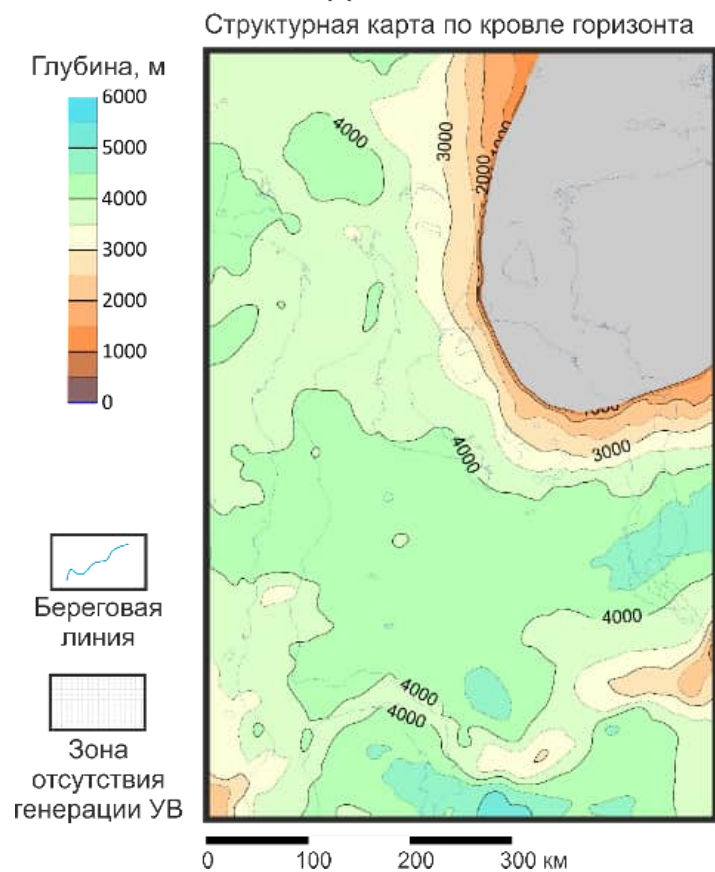
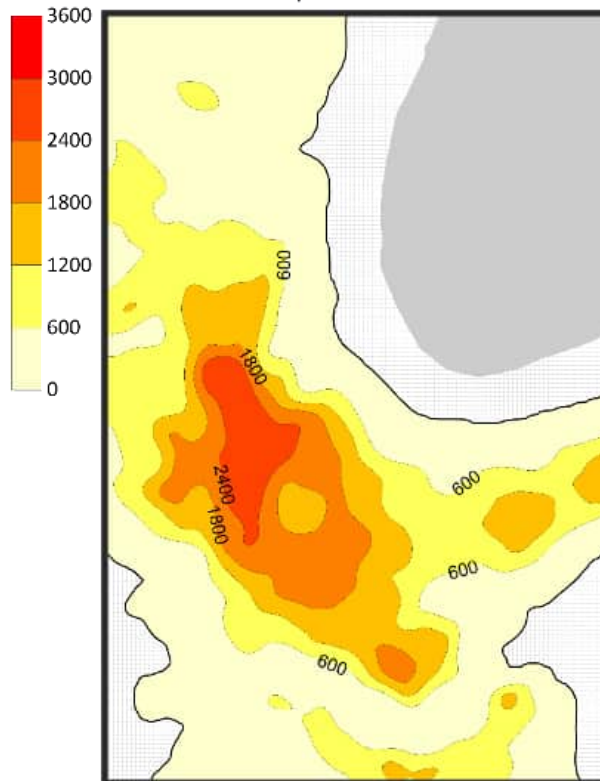


Рис. 88 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к началу коньяка, 90 млн лет назад

65 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

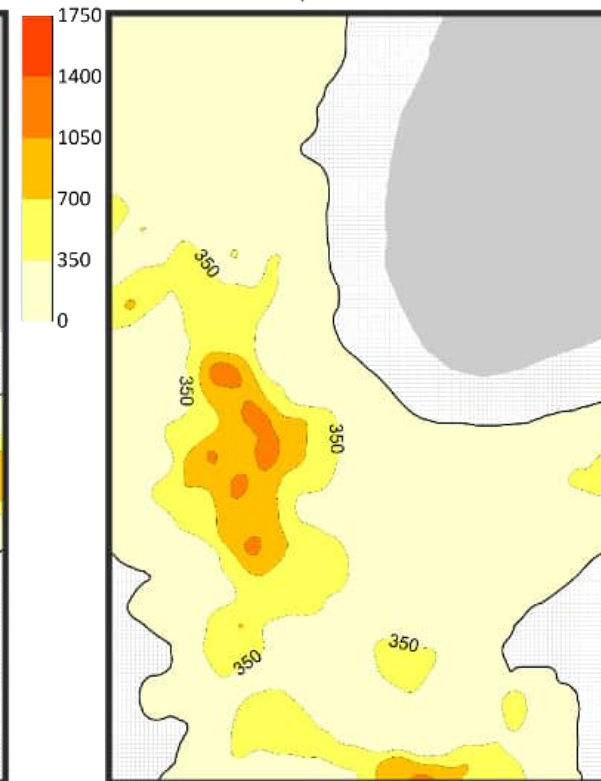
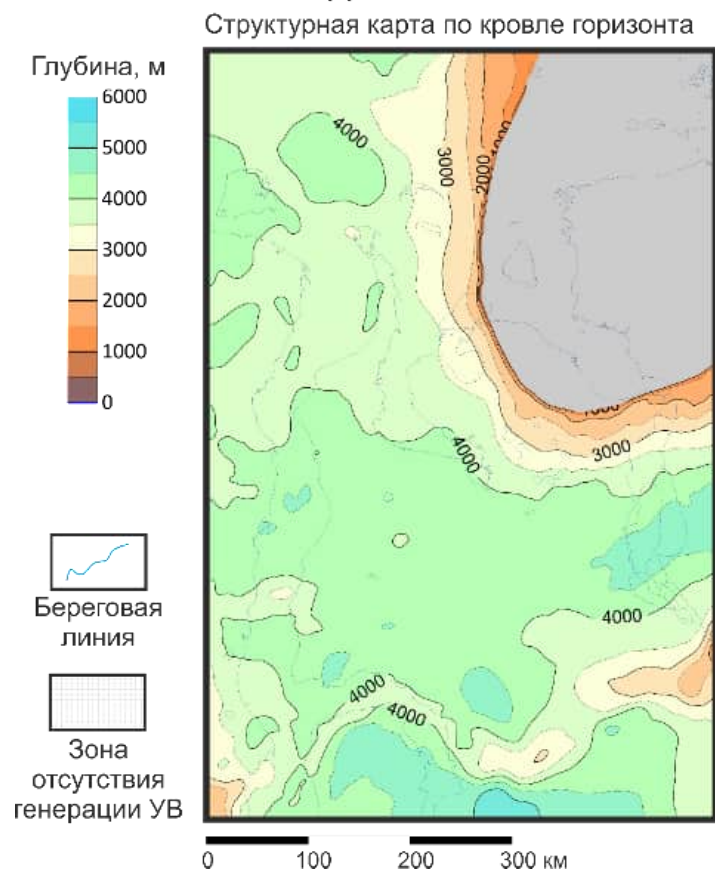
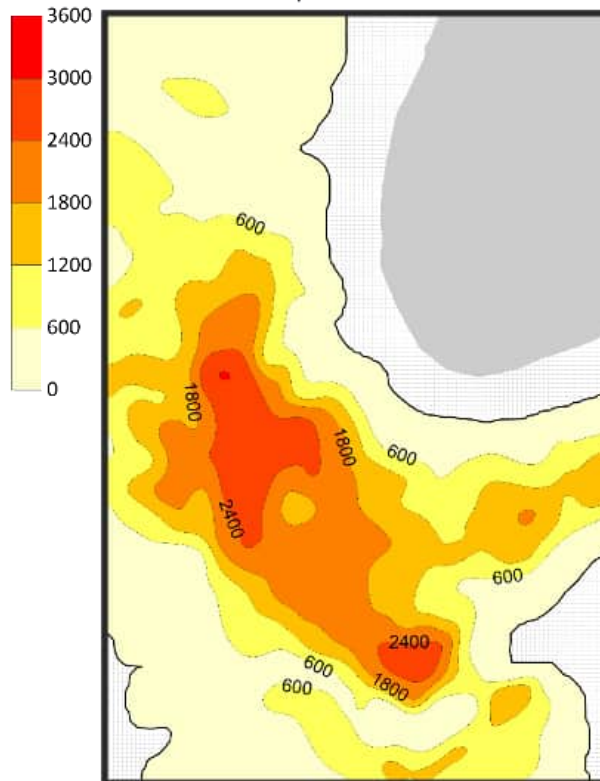


Рис. 89 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к началу палеоцена, 65 млн лет назад

35 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

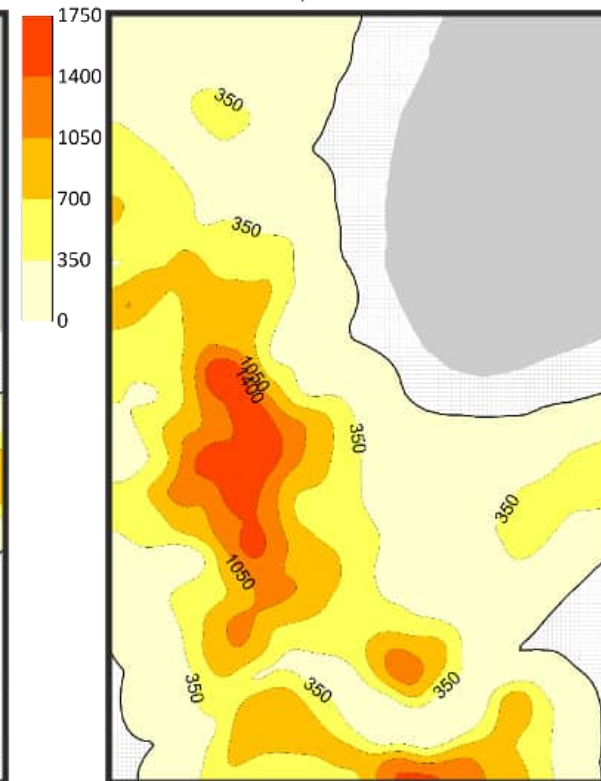
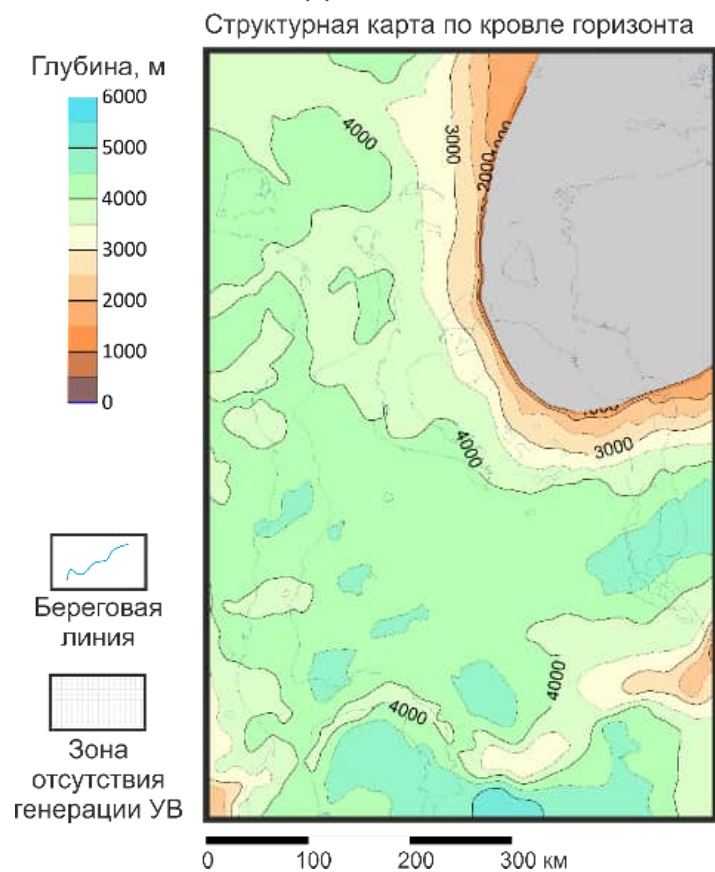
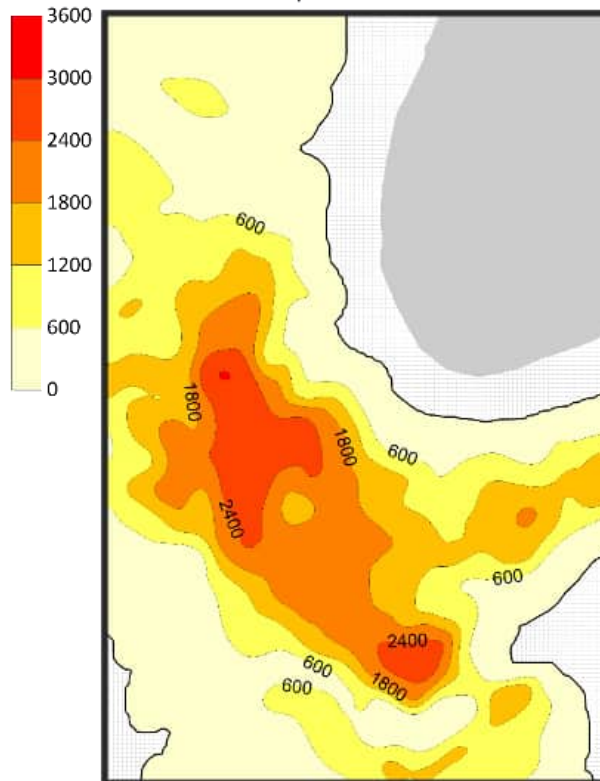


Рис. 90 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к концу эоцена, 35 млн лет назад

0 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

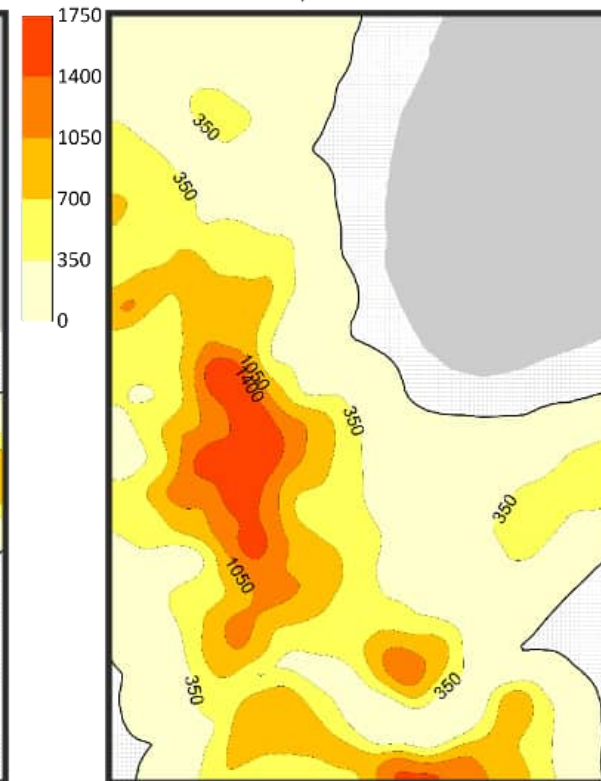


Рис. 91 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к настоящему времени, 0 млн лет назад

Генерация газообразных углеводородов началась также, как и жидких углеводородов, 135 млн лет назад в середине валанжина (рис. 92). График динамики генерации представляет собой один пик и несколько ступеней. Первая ступень с начала сантона до конца кампана, 85 – 75 млн лет назад, и соответствует интенсивности генерации 7 трлн м³/млн лет. Максимальных значений генерация газообразных углеводородов достигает 65 – 60 млн лет назад, в палеоцене, максимальные значения генерации 12.4 трлн м³/млн лет. Следующая ступень динамики генерации проходит в течение всего эоцена 50 – 35 млн лет назад. С начала олигоцена, 30 млн лет назад, и в настоящее время выходит на полку с максимумом генерации 0.5 трлн м³/млн лет. Такое резкое прекращение генерации углеводородов связано с воздыманием территории и уменьшением прогрева толщ.

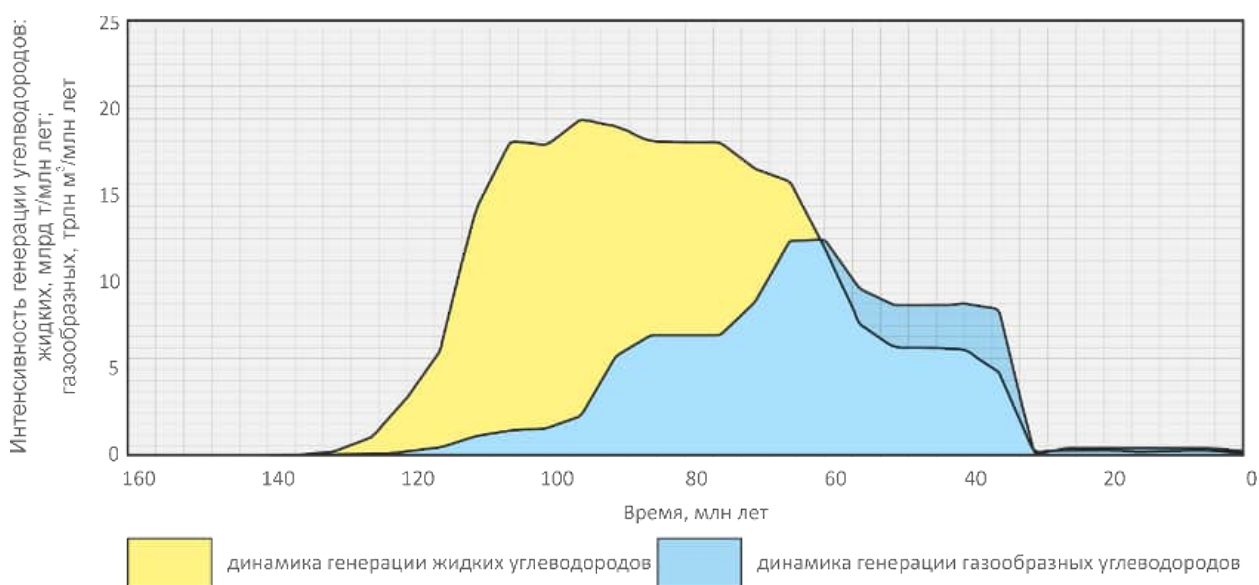


Рис. 92 - Динамика генерации углеводородов органическим веществом малышевского горизонта

Баженовский горизонт. Генерация углеводородов органическим веществом баженовского горизонта началась 135 млн лет назад, в середине валанжина. Очаг формируется на юге территории исследования в пределах Большехетской мегасинеклизы, где располагается наиболее погруженная часть кровли баженовского горизонта (рис. 93).

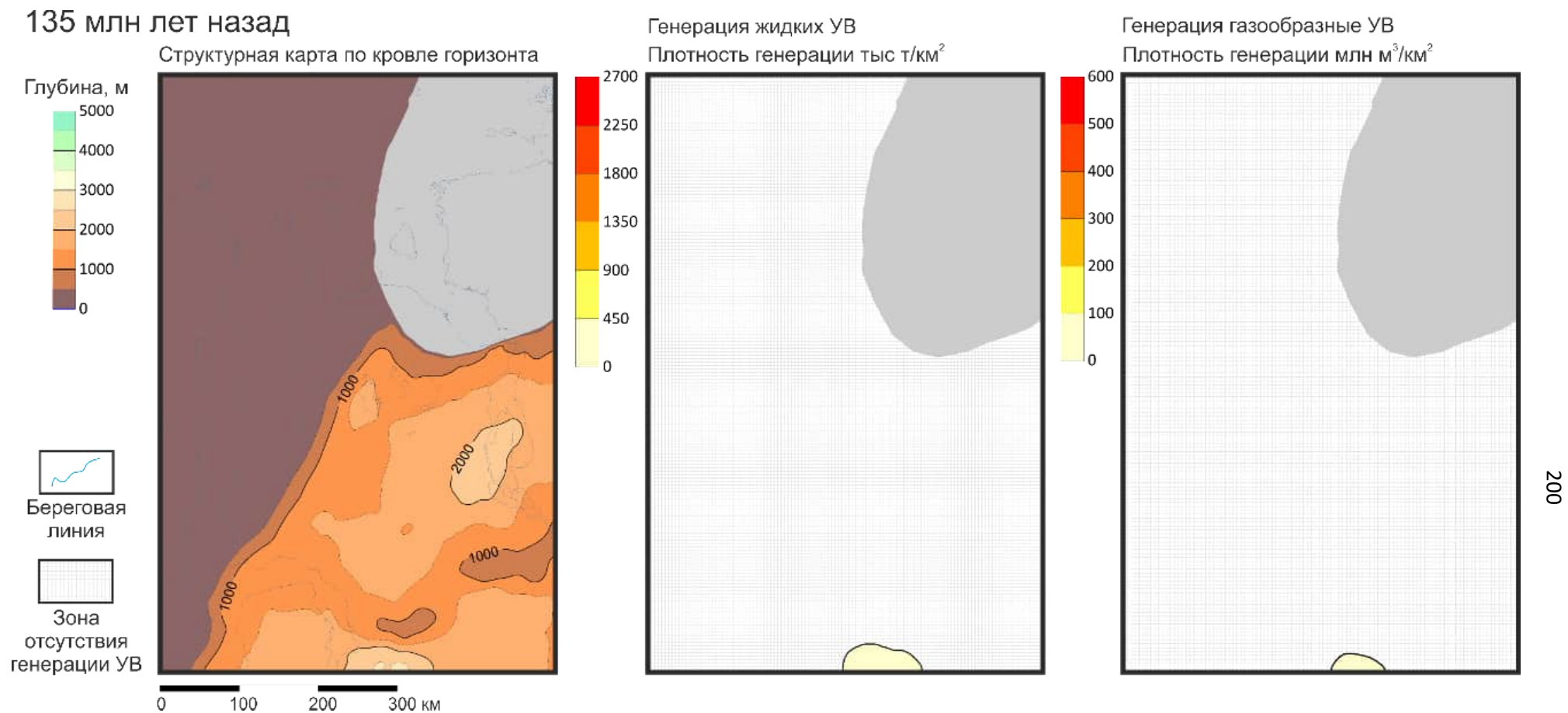


Рис. 93 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженковского горизонта к середине валанжина, 135 млн лет назад

К середине апта, 120 млн лет назад, очаг генерации углеводородов начал расширяться в северном направлении (рис 94). За это время прогибание территории было не значительным, поэтому новых очагов не сформировалось. Однако интенсивность генерации жидких углеводородов в очаге Большехетской мегасинеклизы значительно увеличилась.

110 млн лет назад, в начале альба, в связи с равномерным прогибанием территории исследования, формируется один крупный очаг генерации углеводородов. Его контуры соответствуют очертаниям Антипаютинско-Тадебехинской мегасинеклизы в центральной части и Карской мегасинеклизы на северо-западе территории исследования. В пределах Агапско-Енисейского жёлоба, на востоке района, также формируется очаг генерации углеводородов (рис. 95).

К концу сеномана, 95 млн лет назад, углеводороды генерируются практически на всей территории исследования. Очаг наиболее интенсивной генерации жидких и газообразных углеводородов выделяется на юге территории исследования в пределах Большехетской мегасинеклизы. В пределах Карской мегасинеклизы обособливается второй крупный очаг генерации жидких углеводородов (рис. 96).

В середине кампана, 80 млн лет назад, в центральной части территории выделяется протяженный, с юга на север, очаг генерации жидких и газообразных углеводородов. На востоке района также формируется очаг интенсивной генерации жидких углеводородов (рис. 97).

60 млн лет назад, в середине палеоцена, в связи с закономерным прогибанием центральной части территории исследования контуры очага генерации продолжает разрастаться. В южном и северо-восточном очагах интенсивность генерации жидких углеводородов значительно увеличивается (рис. 98). Очаги приобретают окончательные контуры, которые в последующем существенно не изменятся.

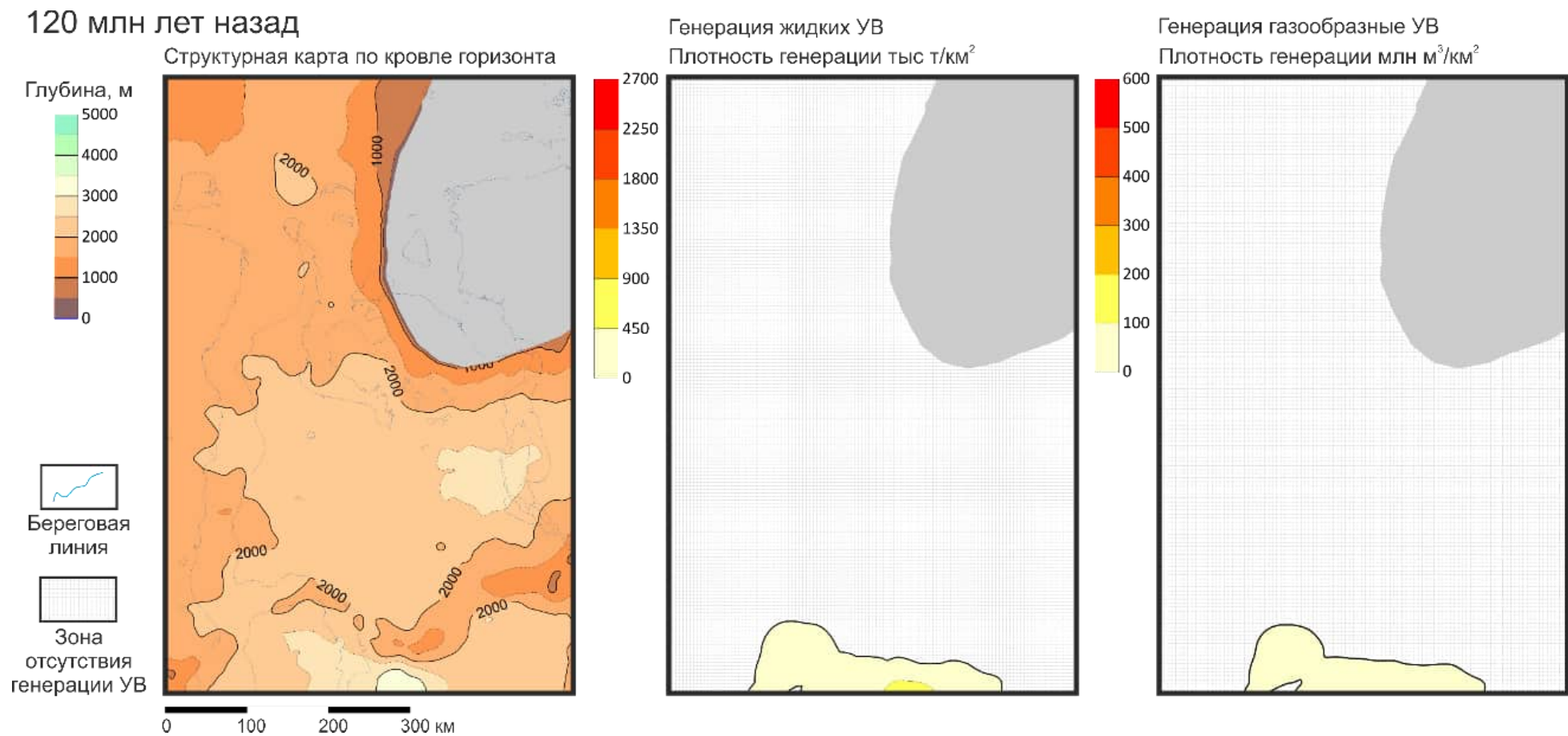
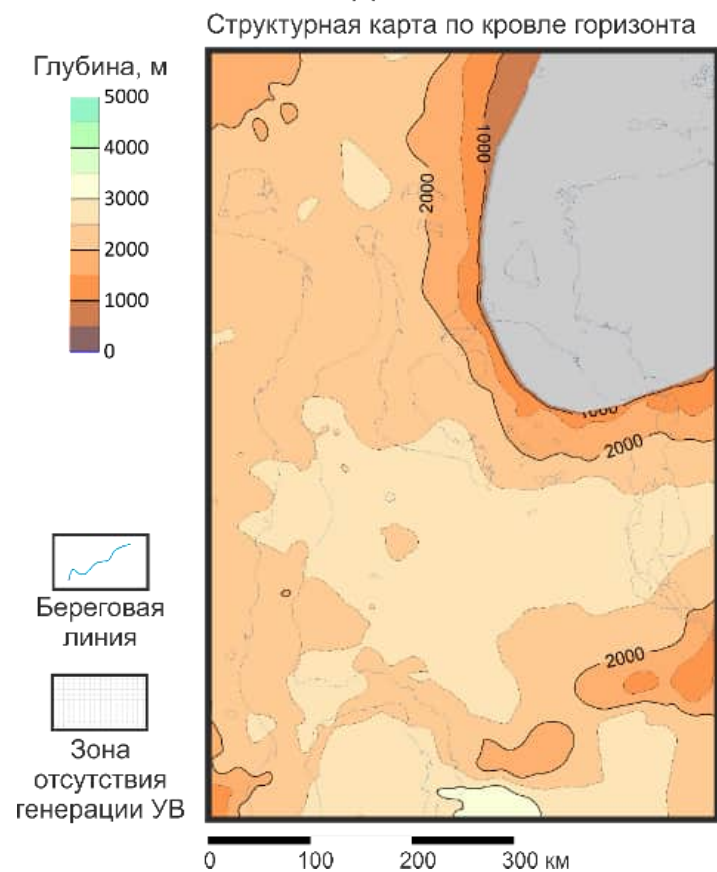
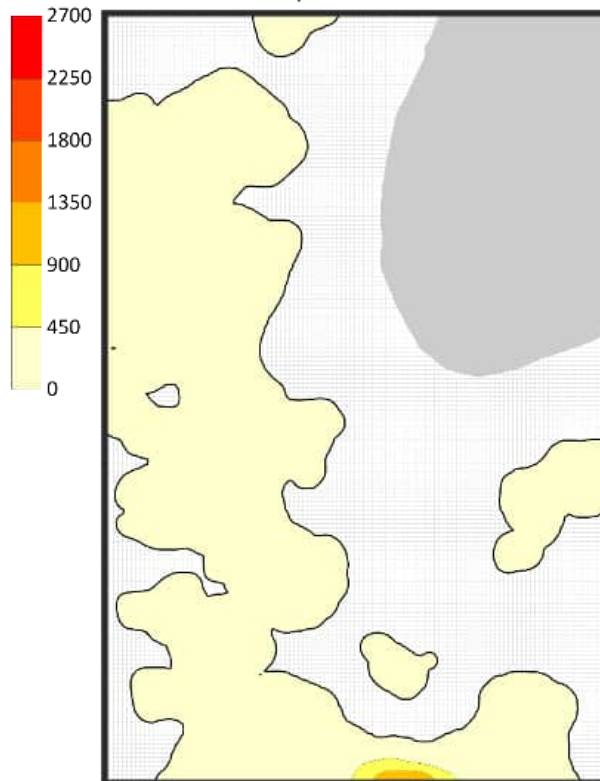


Рис. 94 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженковского горизонта к середине апта, 120 млн лет назад

110 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

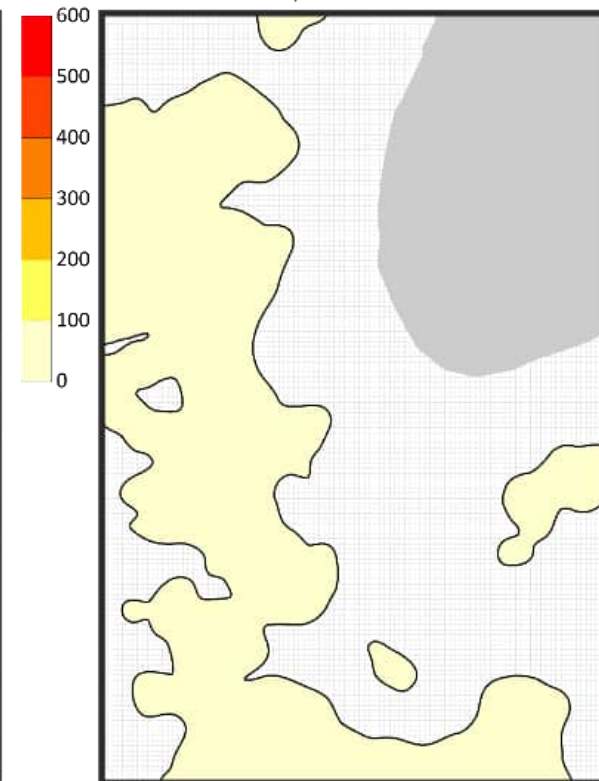
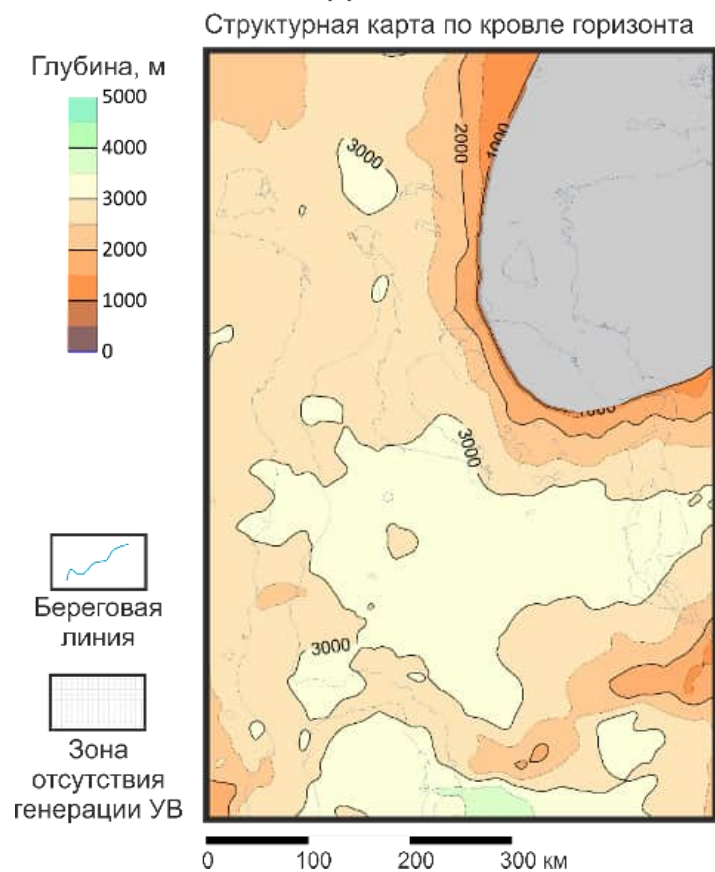
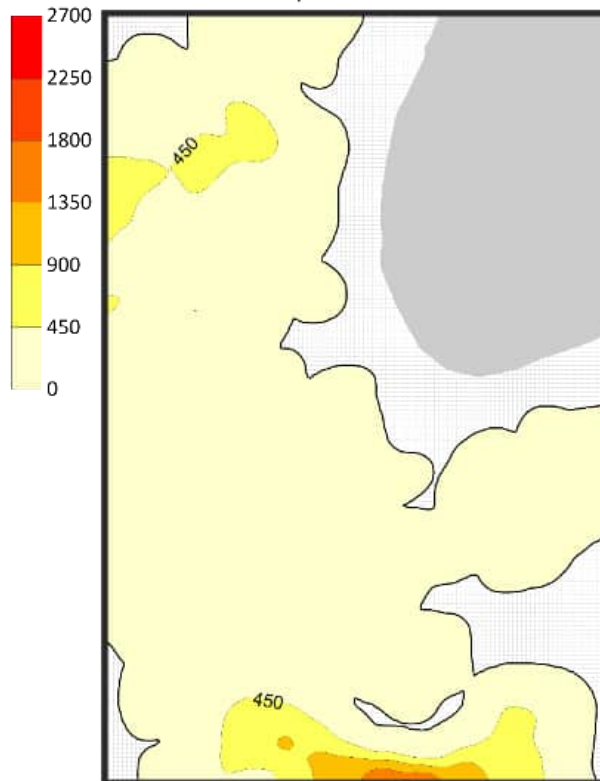


Рис. 95 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженковского горизонта к началу альба, 110 млн лет назад

95 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

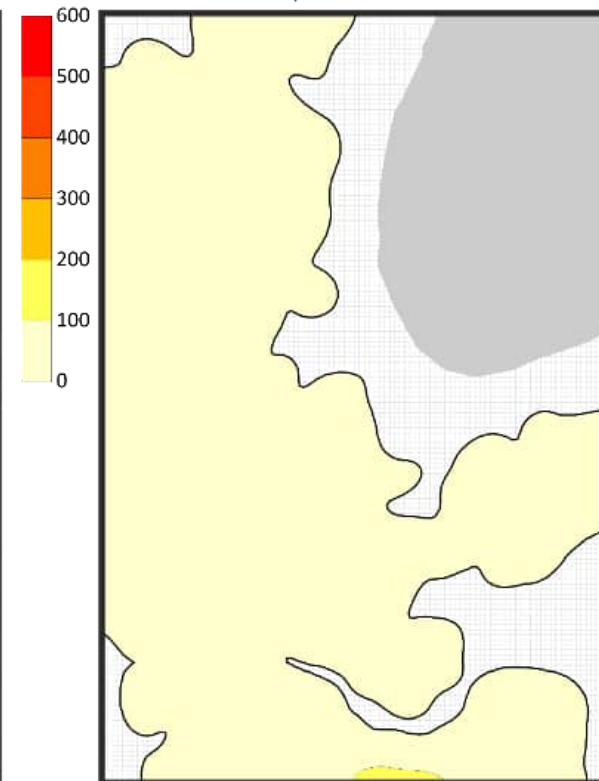
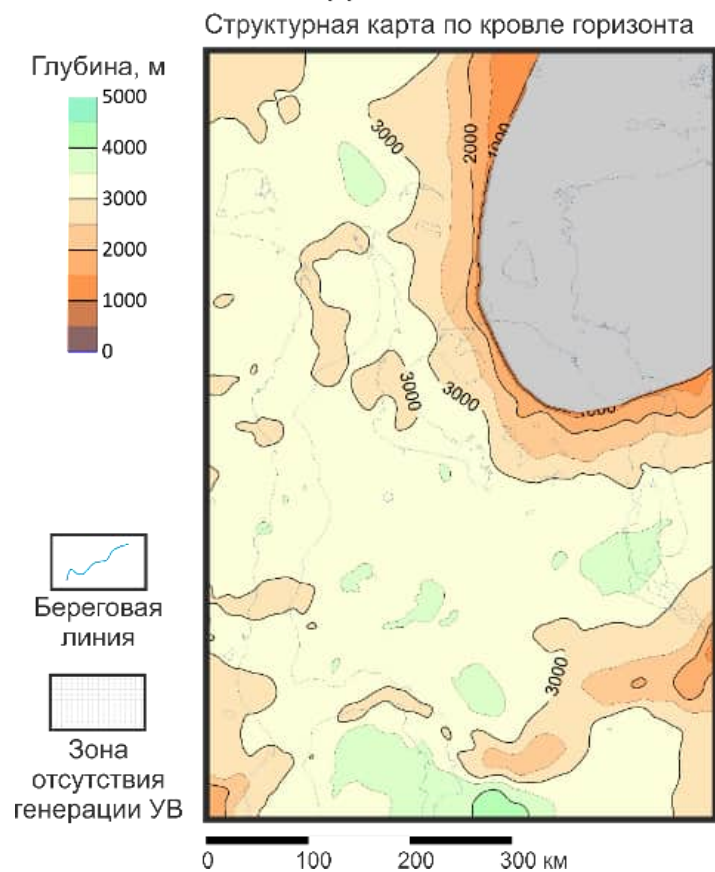
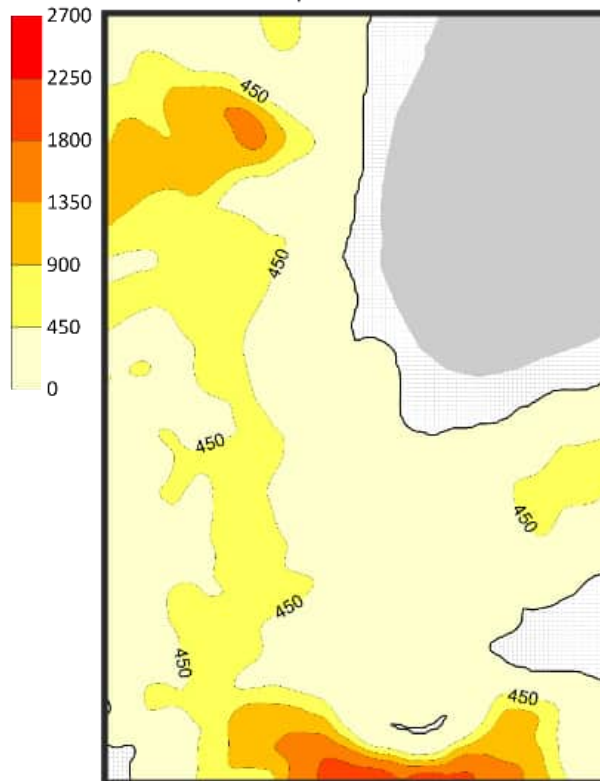


Рис. 96 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта к концу сеномана, 95 млн лет назад

80 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

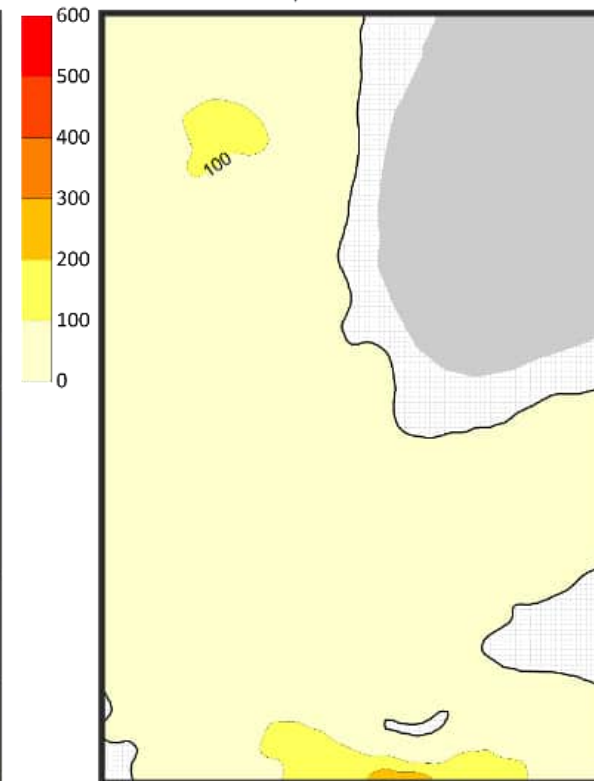
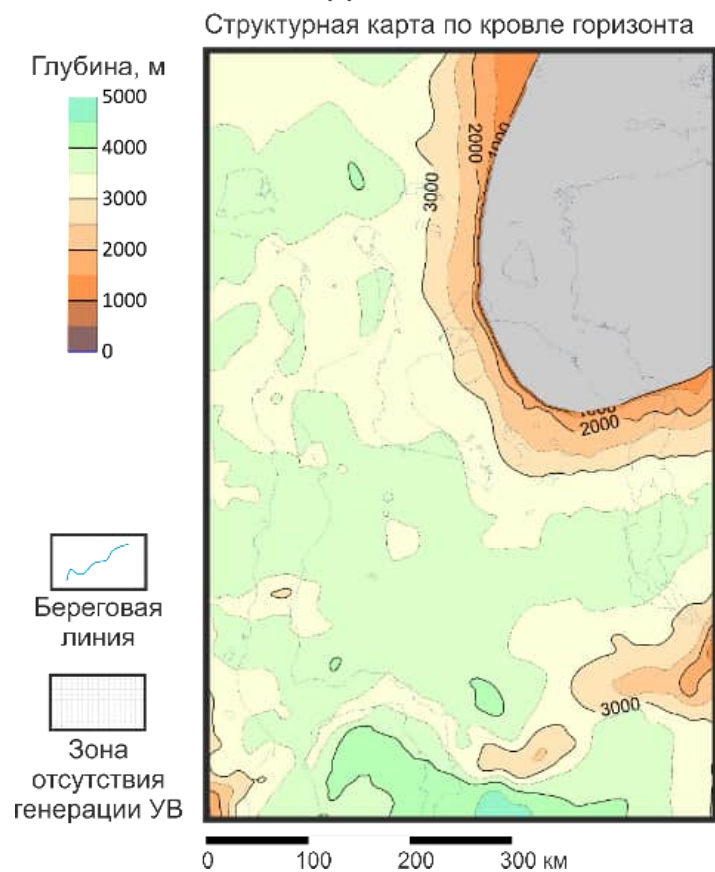
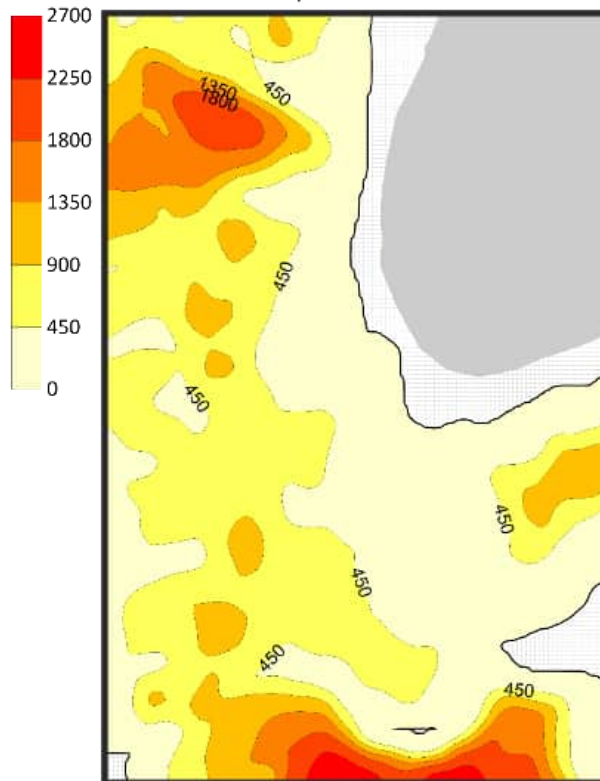


Рис. 97 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженковского горизонта к середине кампана, 80 млн лет назад

60 млн лет назад



Генерация жидких УВ
Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ
Плотность генерации млн м³/км²

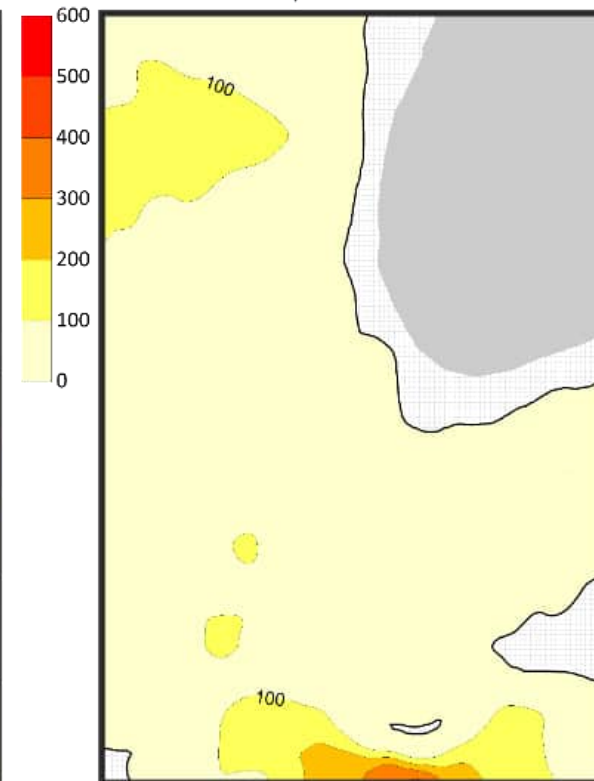


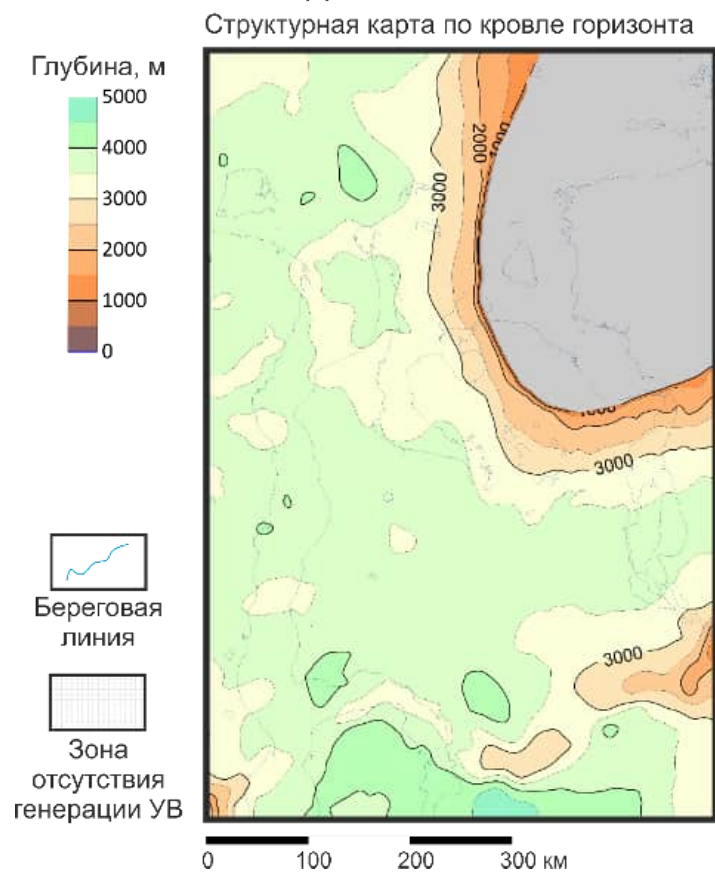
Рис. 98 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта к середине палеоцена, 60 млн лет назад

Средняя плотность генерации углеводородов органическим веществом баженовского горизонта - 70 млн $\text{м}^3/\text{км}^2$ газообразных и 680 тыс. $\text{т}/\text{км}^2$ жидких углеводородов. Очаги генерации сместились в соответствии со смещением депозитов на периферийные области территории исследования, на севере - Центрально-Карская мегавпадина, на востоке - Агапский желоб, а на юге - Северо-Тазовская мегавпадина (рис. 99). Суммарная генерация жидких и газообразных углеводородов баженовским горизонтом составила 186 млрд т жидких и 18 трлн м^3 газообразных углеводородов.

Генерация жидких углеводородов началась в середине валанжина - 135 млн лет назад (рис. 100) и представляет собой один широкий пик. До конца апта, 115 млн лет назад, интенсивность генерации достигала значений всего 0.9 млрд т/млн лет. К концу турона генерация выходит на пик, который продолжается 15 млн лет, с конца турона до конца кампана, 90 - 75 млн лет назад, максимальная интенсивность генерации жидких углеводородов составляет 21.2 млрд т/млн лет. После существенного падения динамики в начале эоцена, 50 млн лет назад, наблюдается полка, которая продолжается до конца эоцена, 35 млн лет назад. Интенсивность генерации жидких углеводородов в это время составляла 4.3 млрд т/млн лет. С начала олигоцена, 30 млн лет назад, и до настоящего времени жидкие углеводороды продолжают генерироваться в существенно меньших количествах.

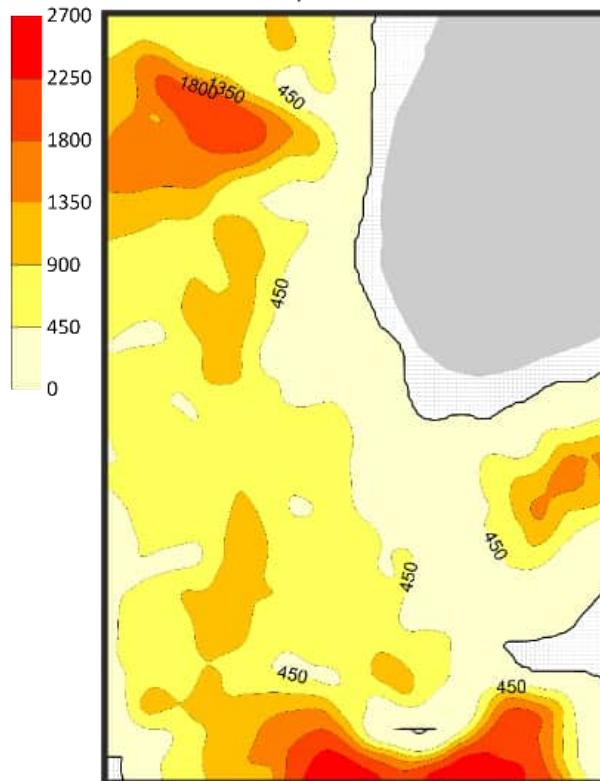
Динамика генерации газообразных углеводородов представляет собой аналогичную у жидких углеводородов (рис. 100). Началась 135 млн лет назад - в валанжине и несущественно росла до конца апта - 115 млн лет. До конца турона - 90 млн лет назад рост был стремительным, интенсивность генерации достигала 1.7 трлн $\text{м}^3/\text{млн лет}$. На этой максимальной интенсивности генерация газообразных углеводородов находилась до конца кампана - 75 млн лет назад, после чего начинает падать и включает две ступени. Первая: 70 - 65 млн лет назад, начало маастрихта - конец палеоцена, интенсивность генерации составила 1.5 трлн $\text{м}^3/\text{млн лет}$. Вторая ступень длилась 15 млн лет, 50 - 35 млн лет назад, в течение всего эоцена, и составила 0.9 трлн $\text{м}^3/\text{млн лет}$. С начала

0 млн лет назад



Генерация жидких УВ

Плотность генерации тыс т/км²



Генерация газообразные УВ

Плотность генерации млн м³/км²

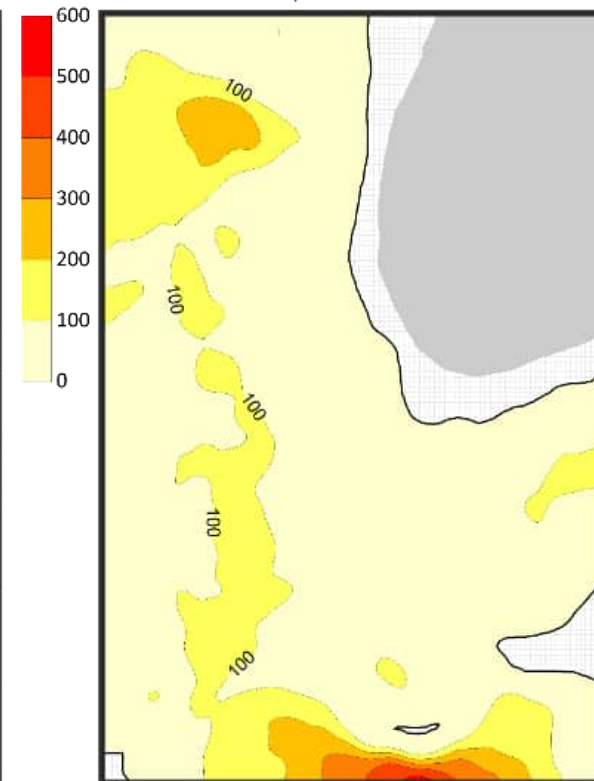


Рис. 99 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта на сегодняшний день, 0 млн лет назад

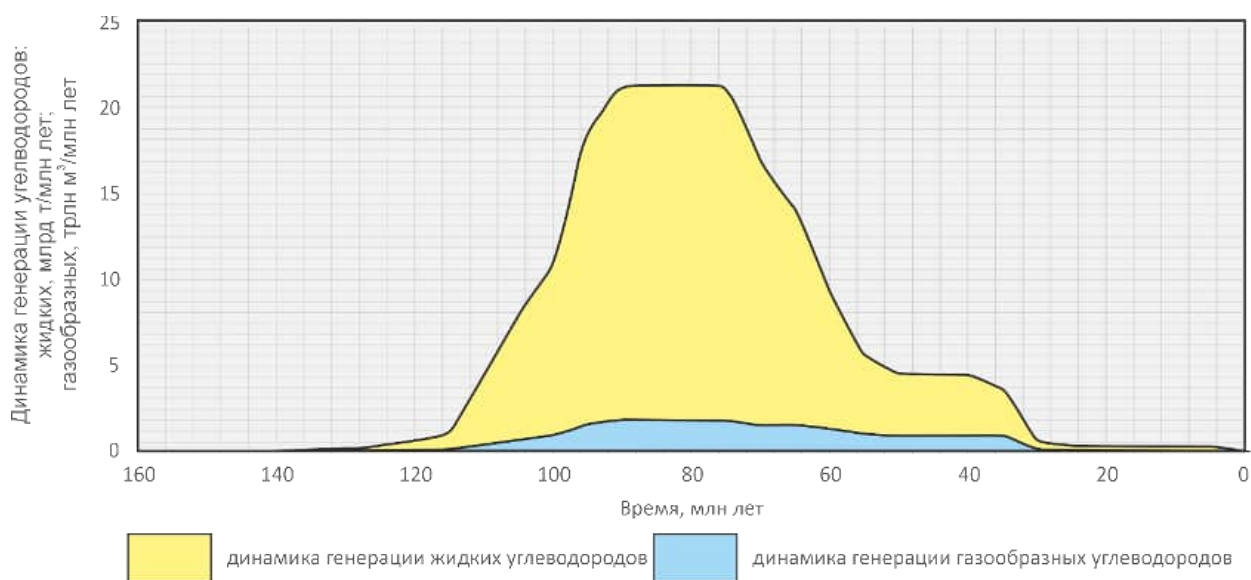


Рис. 100 - Динамика генерации углеводородов органическим веществом баженковского горизонта

олигоцена, 30 млн лет назад, и до сегодняшнего дня генерация газообразных углеводородов продолжается, но в несущественных количествах.

Оценка суммарных масштабов генерации юрскими нефтегазопроизводящими горизонтами территории исследования составила 950 млрд т жидких и 650 трлн м³ газообразных УВ (табл. 6). Более 50 % от общих объемов жидких УВ сгенерировано ОВ китербютского горизонта, около 24 % малышевским горизонтом и 20 % баженовским горизонтом. Вклад ОВ лайдинского горизонта в генерацию жидких УВ составил всего 6 %, тогда как ОВ левинского горизонта сгенерировало меньше 1 %.

Наиболее существенный вклад в суммарную генерацию газообразных УВ внесло ОВ китербютского горизонта – 64 % от общего количества газообразных УВ. Малышевский горизонт сгенерировал около 17 % газообразных УВ. ОВ лайдинского горизонта сгенерировало 11 % от общего количества газообразных УВ. Левинский и баженовский горизонт внесли несущественный вклад в суммарные объемы сгенерированных газообразных УВ, 5 и 3 % соответственно. При оценке генерации не учитывался вторичный крекинг нефтяной составляющей, с учетом этого фактора масштабы генерации газообразных УВ должны быть значительно больше.

Таблица 6 - Количество генерированных жидких и газообразных углеводородов

НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩИЙ ГОРИЗОНТ	НЕФТЬ (МЛН Т)	ГАЗ (МЛРД М ³)
Баженовский	186 000	18 000
Малышевский	230 000	112 000
Лайдинский	58 000	71 000
Китербютский	472 000	415 000
Левинский	4 400	33 600
Всего	950.4 млрд т	649.6 трлн м ³

По графикам динамики генерации (рис. 67, 75, 83, 92, 100) на всю территорию исследования видно, что динамика генерации углеводородов в малышевском и баженовском горизонте отличается от левинским, китербютским и лайдинским. И в баженовском и в малышевском горизонте генерация углеводородов становится минимальной к началу олигоцена, 30 млн лет. Это обусловлено воздыманием территории и уменьшением интенсивности теплового потока. Это подтверждает и степень преобразованности органического вещества, если в ниже-среднеюрских нефтегазопроизводящих толщах преобразованность керогена соответствует в среднем 70 - 85 %, то в баженовском и малышевском горизонте составляет всего 40-45 %, с максимальными значениями в очагах генерации до 75 %. Это означает, что органическое вещество малышевского и баженовского горизонтов сохранили существенные значения остаточного генерационного потенциала.

3.3. Литификация флюидупоров

Одно из важнейших условий аккумуляции углеводородов и сохранности залежей — наличие литифицировавшегося флюидупора, способного улавливать и удерживать углеводороды. Естественно, что слабоуплотненные глины, которые, еще не являются полноценным флюидупором. Возможны два принципиальных подхода к определению критической пористости, при достижении которой глинистая толща литифицируется до состояния флюидупора: теоретический и практический. В текущей работе использовался практический метод. В работе А.Э. Конторовича с соавторами [Конторович и др., 2013] подход реализован на примере туронского флюидупора. Необходимо найти такое расчетное граничное значение пористости, при котором флюидупор уплотнялся настолько, что мог удерживать залежи углеводородов и препятствовать их диссипации. Авторы работы определили расчетную пористость туронских глин на территории исследований. В зонах, где флюидупор контролирует выявленные скопления газа она составила не более 30%. Таким образом было обосновано пороговое значение пористости. Заметим, что в северных районах Западной Сибири даже при такой пористости геохимическая съемка показывает повсеместный газовый фон. Диссипация газовых залежей происходит крайне медленно, но в масштабах геологического времени может привести к разрушению даже крупных залежей.

При выполнении трехмерного моделирования в данной работе в качестве флюидупоров были приняты: киммеридж-волжский, валанжинский, нижнеаптский, альбский и туронский. Уплотнение глинистых возрастает от прибортовых частей бассейна в направлении наиболее погруженных. В случае северных районов Западной Сибири, уменьшение толщин осадочного чехла происходит в сторону Таймыра, на северо-восток территории исследования. Краевые части бассейна не представляют интерес с точки зрения нефтегазонасности, поэтому время литификации будет указано для центральной части территории исследования.

Киммеридж-волжский флюидоупор на территории исследования представлен глинистыми породами баженовской, гольчихинской и яновстанской свит. На территории исследования флюидоупор распространен повсеместно и его можно условно поделить на две части: центральную-юго-западную и северо-восточную. Центральная-юго-восточная часть литифицировалась с середины апта – 120 млн лет назад. Северо-восточная часть территории 115 млн лет назад – в конце апта (рис. 101). Следовательно, такой флюидоупор мог удерживать углеводороды, образованные в пост-аптское время. Наибольшая интенсивность генерации углеводородов органическим веществом левинского и китербютского горизонта происходила 120 – 115 млн лет назад, поэтому аккумуляция этой части углеводородов под киммеридж-волжским флюидоупором маловероятна.

Валанжинский флюидоупор распространен по всей площади исследуемой территории. Глинистые отложения этого горизонта перекрывают берриас-валанжинский резервуар и литифицировались аналогично нижележащему с юго-запада на северо-восток (рис. 101). Литификация в центральной и южной части закончилась 120 млн лет назад – в середине апта, на севере и западе 110 млн лет назад – в начале альба. На юго-востоке территории литификация проходила не так интенсивно и закончилась 100 лет назад в конце сеномана. Валанжинский флюидоупор мог удерживать углеводороды, генерируемые в постальбское время. Аналогично вышележащей толще, валанжинский флюидоупор слабо препятствовал диссипации углеводородов, образованных органическим веществом левинского и китербютского горизонтов.

Нижнеаптский флюидоупор распространен не на всей территории исследования, на юго-востоке и северо-востоке он отсутствует. Глинистые отложения литифицировались в конце апта - начале сеномана, 98 - 100 млн лет назад на всей территории исследования (рис. 102), такой равномерный процесс можно объяснить интенсивными процессами осадконакопления и погружения

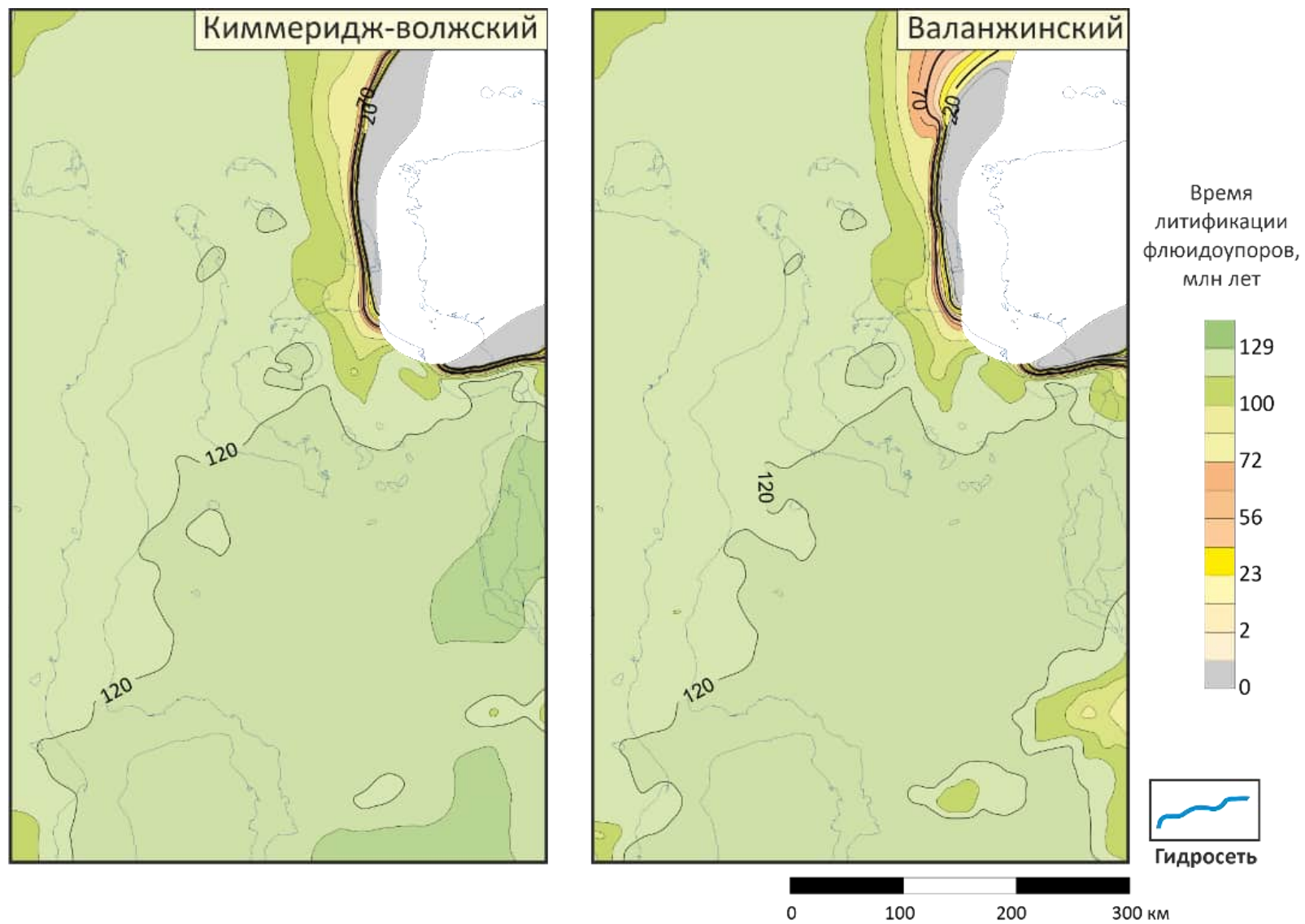


Рис. 101 - Время литификации киммеридж-волжского и валанжинского флюидопора

всей территории исследования. Нижнеаптский флюидоупор удерживал углеводороды, которые были сгенерированы в сеноманское и пост-сеноманское время. Флюидоупор мог удерживать жидкие углеводороды, генерируемые только нефтегазопроизводящими толщами баженовского горизонта. Примечательно, что литификация произошла после пика генерации нефти в лайдинском и малышевском горизонтах, т.е. из углеводородов, образованных органическим веществом лайдинской и малышевской нефтегазопроизводящими толщами под нижнеаптским флюидоупором могли аккумулироваться только газообразные углеводороды.

Альбский флюидоупор подобно нижележащему отсутствует на востоке территории исследования. Литифицировались глинистые отложения на большей части территории в коньякском веке, 87 млн. лет назад (рис. 102). Флюидоупор мог удерживать углеводороды, которые генерировались нефтегазопроизводящими толщами в пост-туронское время. Т.е. флюидоупор мог удерживать в существенных количествах жидкие и газообразные углеводороды нефтегазопроизводящих толщ баженовского горизонта, газообразные малышевского и лайдинского.

Туронский флюидоупор распространен не на всей территории исследования, так на юго-востоке и северо-востоке горизонт отсутствует. Литификация туронского флюидоупора на северо-западе и юго-западе территории происходила в эоцене и палеоцене 41 – 66 млн лет назад, а краевые части литифицировались в неогене – около 20 млн лет назад (рис. 103). А в центральной и восточной части территории флюидоупор так и не литифицировался. Углеводороды, сгенерированные в кайнозойское время, могли удерживаться туронским флюидоупором, но не на всей территории исследования. В кайнозое генерация во всех нефтегазопроизводящих толщах постепенно снижается, но тем не менее достаточна для образования крупных месторождений нефти и газа.

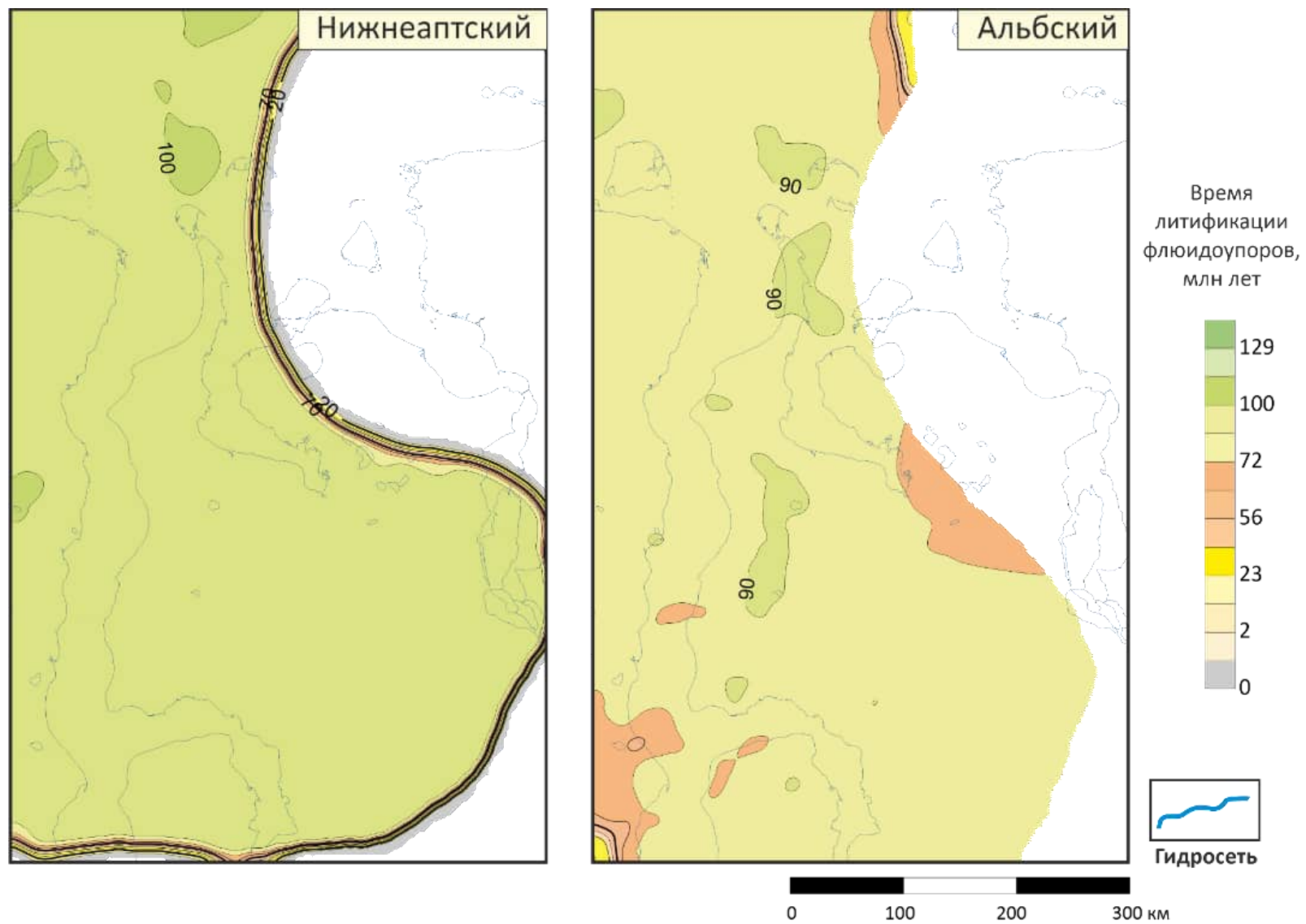


Рис. 102 - Время литификации нижнеаптского и альбского флюидоупора

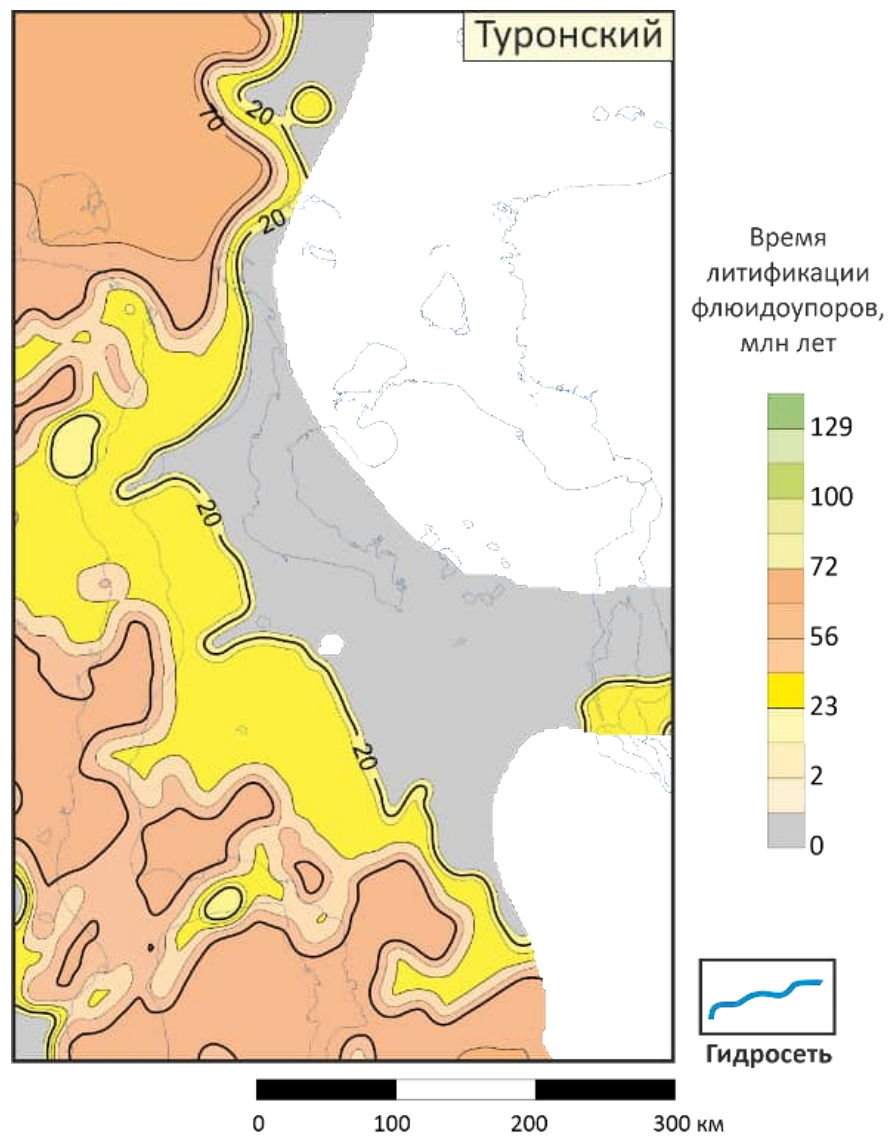


Рис. 103 - Время литификации туронского флюидоупора

Таким образом были оценены времена литификации всех меловых и верхнеюрских флюидоупоров на территории исследования. На основании этого были выделены потенциальные зоны накопления углеводородов. Для выделения зоны потенциального нефтегазонакопления должны выполняться несколько условий: существенные объемы генерации углеводородов, наличие коллектора и ловушки в нём, наличие литифицировавшегося флюидоупора, который препятствовал диссипации залежи. Только при выполнении этих трех условий возможно образование залежи углеводородов.

3.4. Модель аккумуляции углеводородов

Чтобы корректно смоделировать процессы миграции и аккумуляции углеводородов, а также фазовый состав углеводородов в залежах, необходимо откалибровать объемы модельных ловушек в соответствии с фактическими данными. В качестве эталонных объектов использовались выявленные скопления углеводородов. Их характеристики и характеристики вмещающих ловушек принимались по данным Государственного баланса по состоянию на 01.01.2019 г. Количество эталонных залежей в данном случае ограничено количеством месторождений, которые находятся в Государственном балансе.

Первым шагом было сопоставление расположения контуров модельных скоплений с контурами эталонных месторождений. Заметим, что контуры фактических месторождений – это объединенные контуры залежей во всех пластах на этих месторождениях. В свою очередь, контур модельных залежей соответствует структурному плану верхней поверхности коллектора определенного резервуара.

Следующим шагом являлось сопоставление геометрических характеристик (площадь и объем ловушки) фактических и модельных скоплений. Для того, чтобы модельные объемы ловушек соответствовали фактическим, локально корректировалась эффективная толщина коллектора в модели.

Откалибровав геометрические характеристики ловушек, необходимо было рассчитать их заполнение так, чтобы модельные скопления углеводородов по объемам и фазовому составу соответствовали фактическим, поставленным на учет в Государственном балансе. Изменяемым параметром при такой калибровке выступает так называемый коэффициент миграции.

Поскольку в юрских толщах месторождений, поставленных на учет в государственном балансе крайне мало, то оценивалась только меловые нефтегазоносные комплексы.

Резервуарами мелового возраста являются беррас-валанжинские, валанжин-нижнеаптские, апт-альбские и сеноманские отложения, которые перекрываются валанжинским, нижнеаптским, альбским и туронским флюидоупорами соответственно.

Берриас-валанжинский резервуар содержит 6 залежей углеводородов, стоящих на учете в Государственном балансе. По ним и выполнялась калибровка. На графике сравнения расчетных и фактических объемов ловушек видно хорошее совпадение модельных и фактических значений с коэффициентом детерминации 0.95 (рис. 104). Контуры фактических месторождений включают модельные ловушки. Сравнение объемов аккумулированных углеводородов также совпадает с модельными, что видно на соответствующем графике (рис. 104) с коэффициентом детерминации 0.99. Для упрощения оценки на данном этапе углеводороды приводятся в единицах условных углеводородов [Дешин, 2020].

В валанжин-нижнеаптском резервуаре 8 залежей углеводородов, состоящих на Государственном балансе [Дешин, 2020]. При сравнении объемов фактических и модельных ловушек, коэффициент детерминации составляет 0.88, немного меньше относительно предыдущего резервуара (рис. 105). Связано это со структурным планом в модели, а именно различием контуров ловушек на Восточно-Мессояхском и Северо-Парусовом месторождениях. Такое расхождение в объемах ловушек компенсируется их заполнением, коэффициент детерминации составляет 0.99, что показывает хорошее совпадение модельных и фактических объемов.

Апт-альбский резервуар включает 14 залежей углеводородов на государственном балансе. Совпадение объемов модельных и фактических ловушек достаточно хорошее с коэффициентом детерминации 0.86 (рис. 106). Связаны такие значения коэффициента со структурным планом и различиями между фактическими и модельными контурами ловушек на Северо-Парусовом, Восточно-Мессояхском и Штормовом месторождениях, что также отражено в

плане. Сравнение объемов аккумулированных углеводородов совпадает с фактическими очень хорошо, коэффициент детерминации составляет 0.99, что говорит о хорошей калибровке этого резервуара.

Сеноманский резервуар включает 11 залежей, состоящих на государственном балансе. Так на графике сравнения объемов ловушек видно хорошее совпадение модельных и фактических значений с коэффициентом детерминации 0.91 (рис. 107). Сравнение объемов, аккумулированных углеводородов также совпадает с модельными, что видно на соответствующем графике с коэффициентом детерминации 0.97.

Все коэффициенты детерминации, представленные выше, являются статистически значимыми, что подтверждается F – критерием Фишера. Во всех случаях значимость F значительно ниже 0.5, максимальные значения достигают 0.0001.

Таким образом, проведя калибровку модельных ловушек по объему, расположению в пространстве и заполнению на основании фактических месторождений, находящихся на государственном балансе, можно выделить наиболее перспективные скопления углеводородов. Все перспективные объекты не изучены или слабо изучены бурением, они выделяются в центральной, северной и северо-восточных частях территории исследования (рис. 108).

Для оценки углеводородного потенциала, был реконструирован процесс заполнения ловушек с учетом фазового состава углеводородов. В соответствии с моделью, жидких углеводородов было сгенерировано больше, однако из-за процессов вторичного крекинга и отсутствия литифицировавшихся флюидоупоров существенная часть жидких углеводородов была частично потеряна в процессе миграции, либо перешла в газовое фазовое состояние. Нефтегазовые системы содержат в основном газообразные углеводороды, хотя на юге на Мессояхском месторождении преобладают нефтяные залежи. Если в сеноманском и апт-альбском резервуарах газообразные углеводороды значительно преобладают над жидкими, то в баррем-нижнеаптском и берриас-валланжинском резервуарах возрастает количество жидких углеводородов.

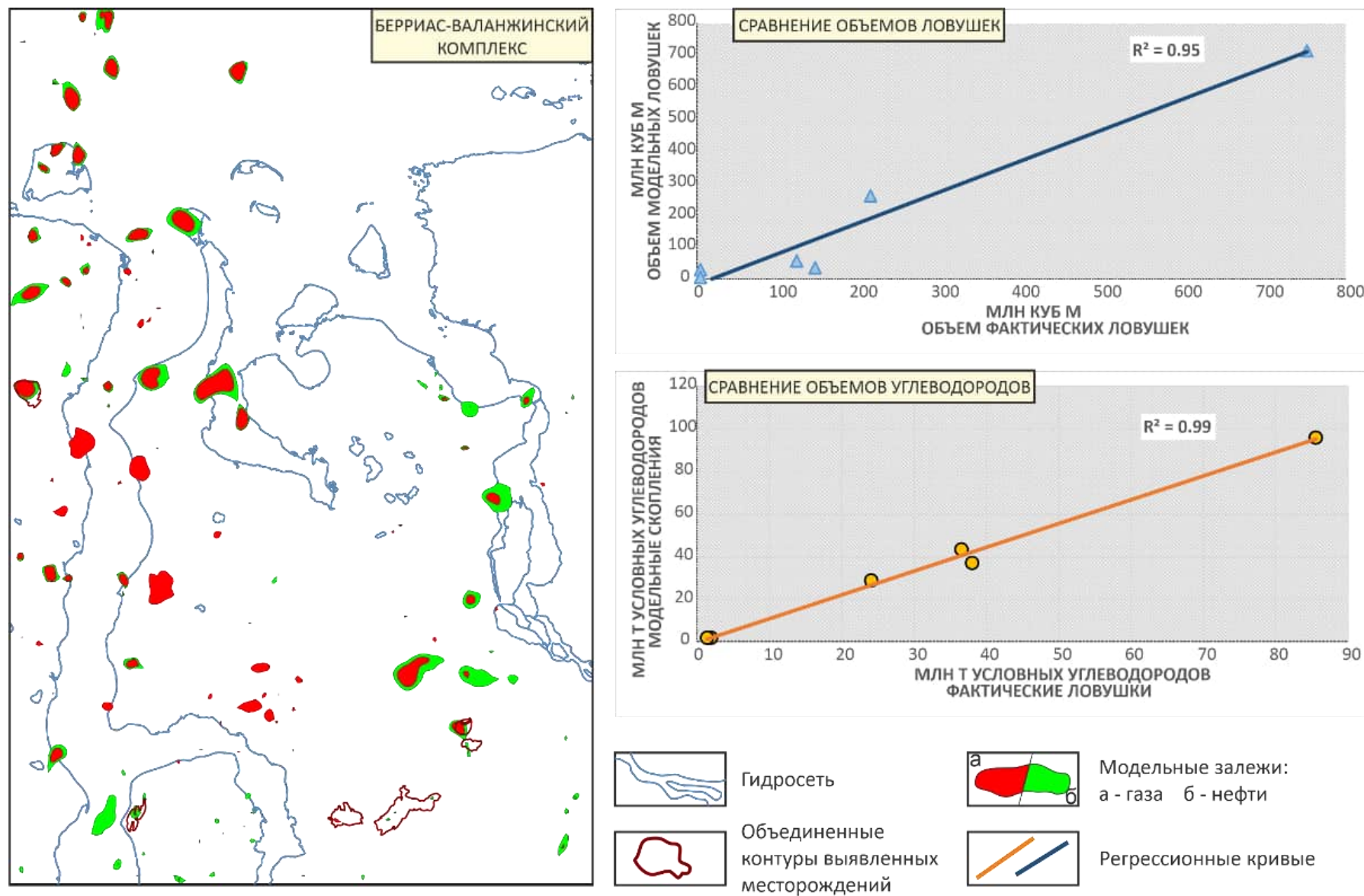


Рис. 104 - Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в берриас-валанжинском резервуаре

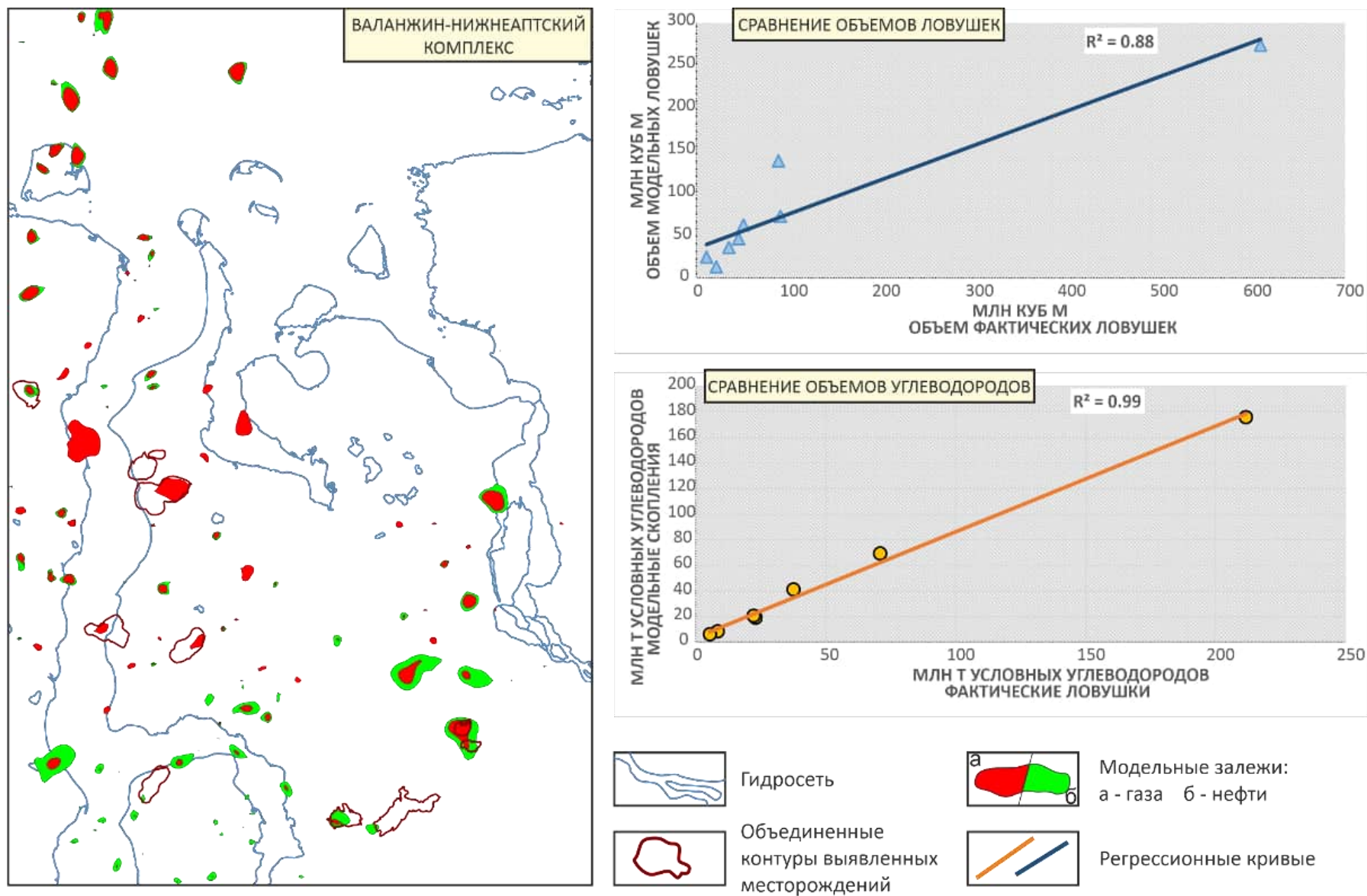


Рис. 105 - Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в валанжин-нижнеаптском резервуаре

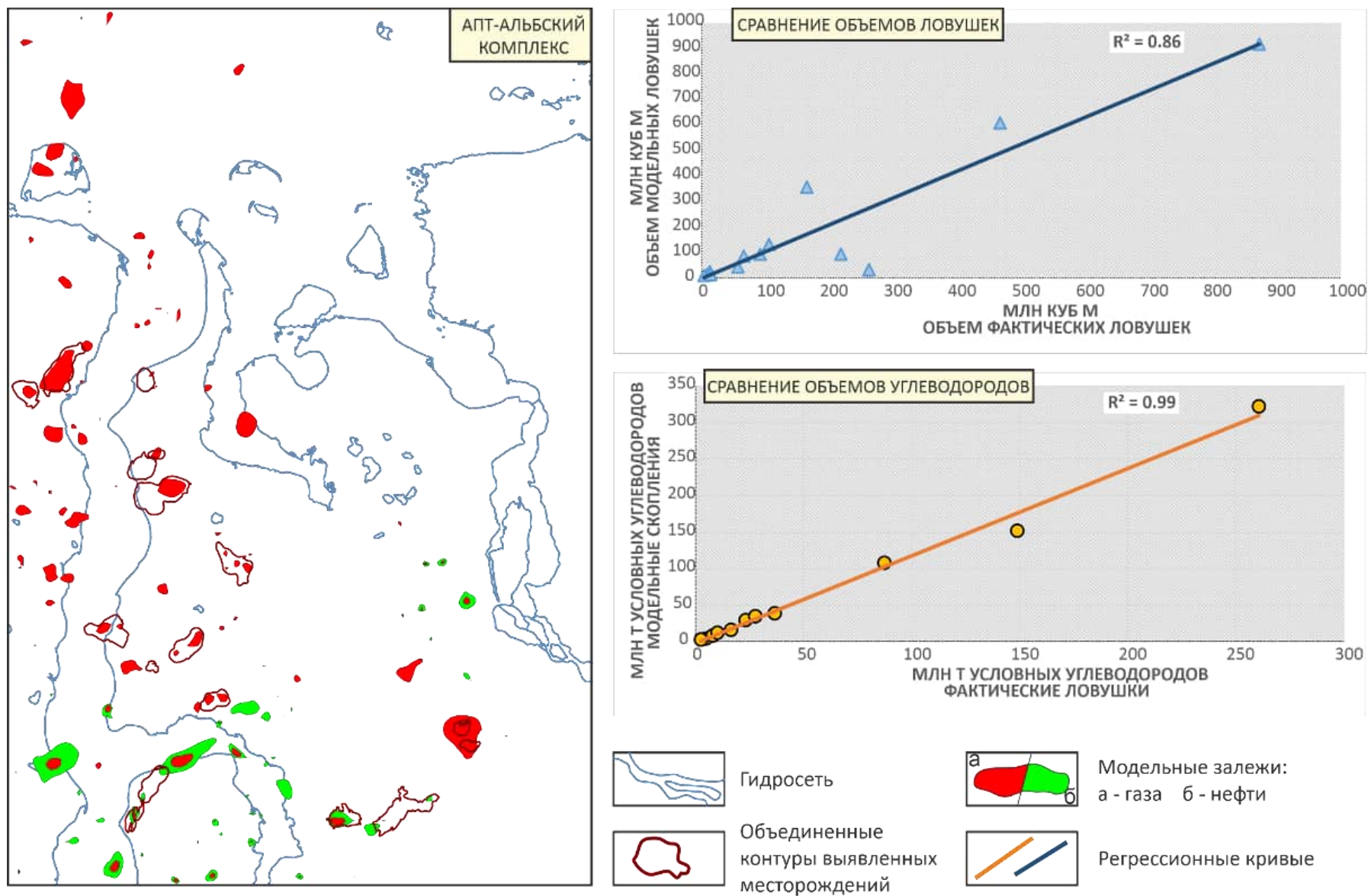


Рис. 106 - Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в апт-альбском резервуаре

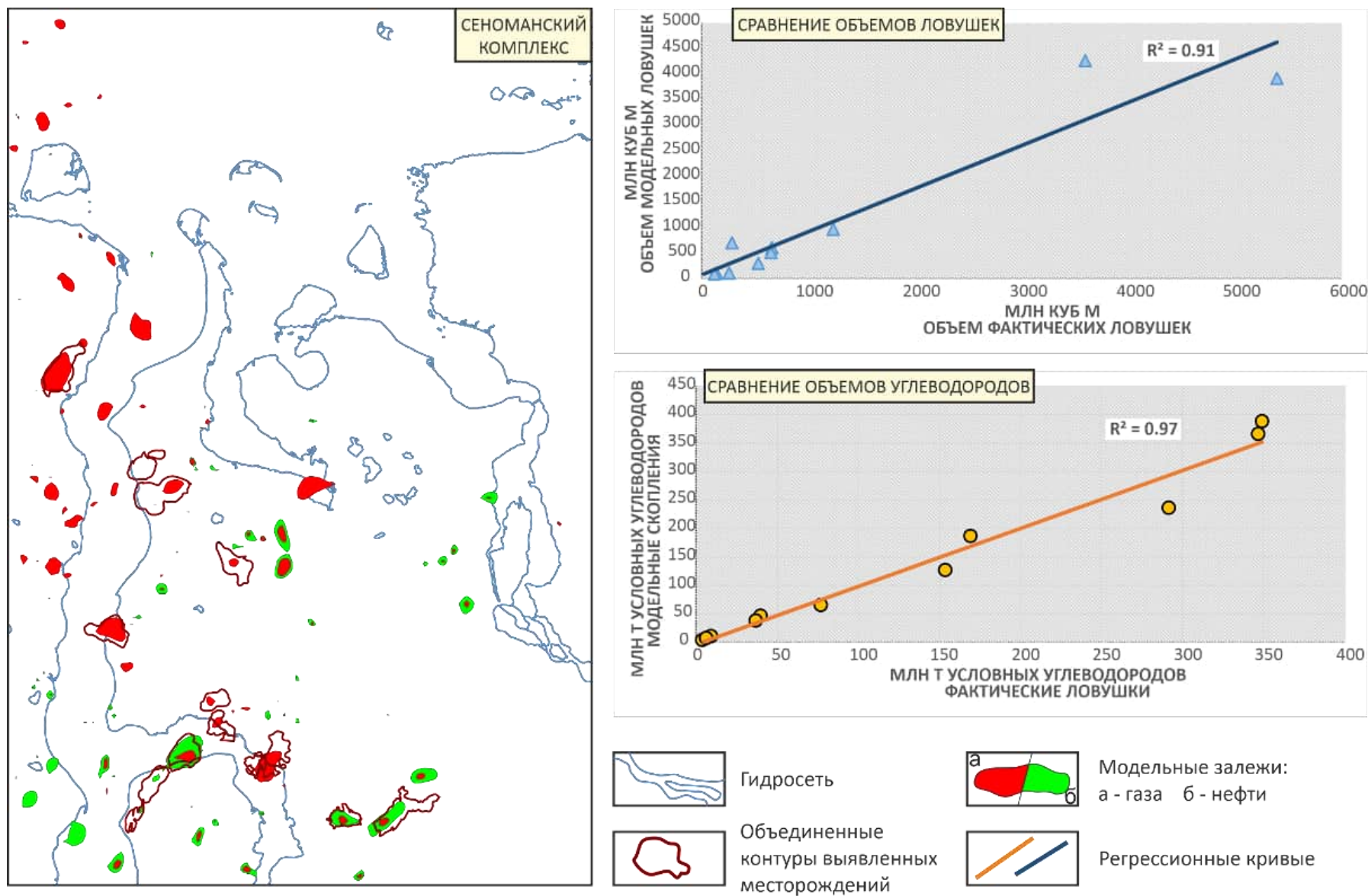


Рис. 107 - Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в сеноманском резервуаре

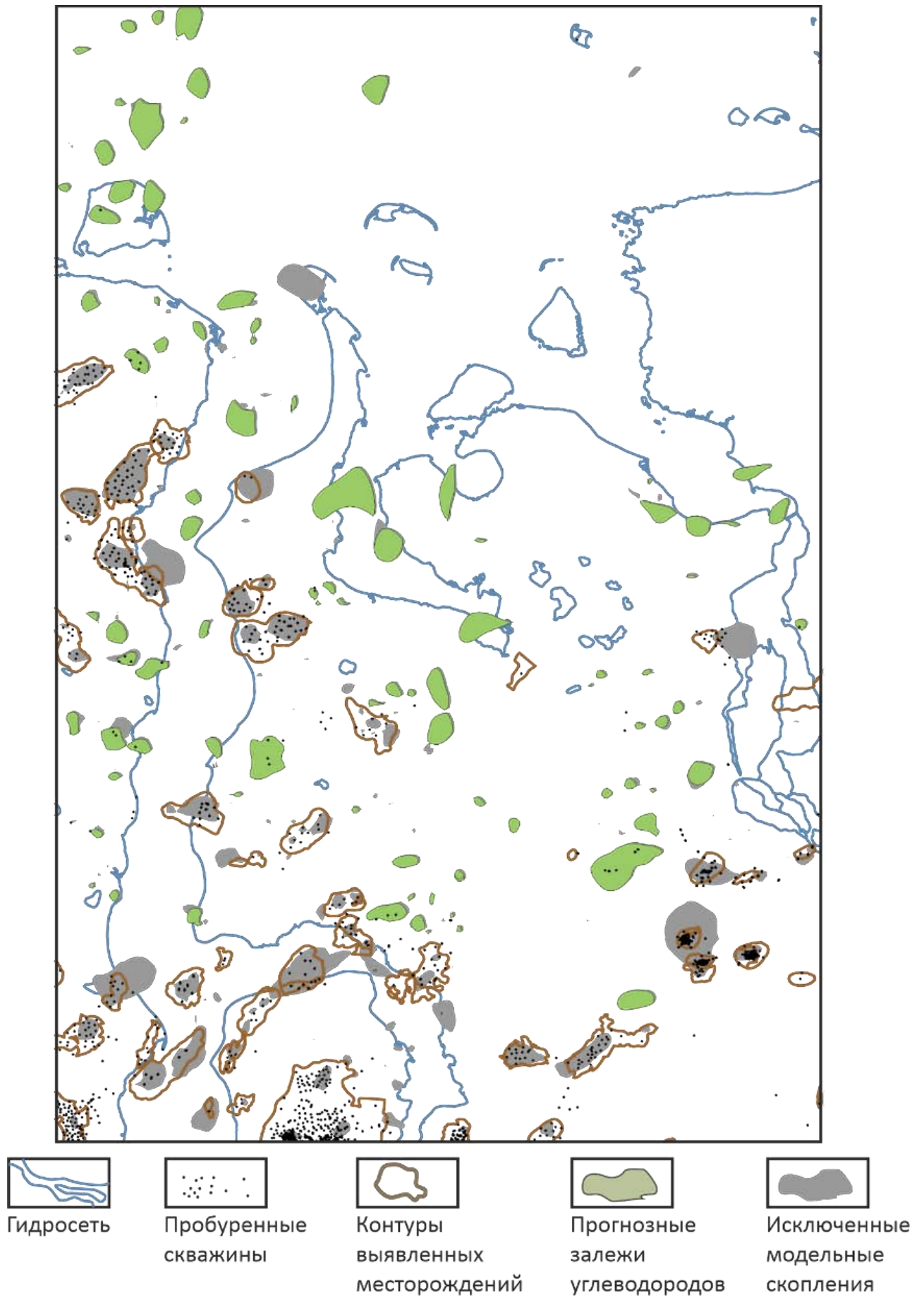


Рис. 108 - Схема перспективных скоплений жидких и газообразных углеводородов

При оценке начальных суммарных ресурсов следует принять, что в силу причин, не учитываемых в модели (например, неоднородность коллектора по площади, наличие проводящих и экранирующих дизъюнктивных нарушений и т.д.) не все модельные ловушки будут продуктивны. Поэтому в результаты необходимо внести поправку на успешность поискового бурения. Коэффициенты успешности поискового бурения принимались по данным работы [Скоробогатов, Соин, 2018] и для сеноманских пластов составляют 0.8, апт-альбских 0.5, валанжин-нижнеаптских 0.4 и беррас-валанжинских 0.3.

Таблица 7 - Коэффициенты успешности бурения [Скоробогатов, Соин, 2018]

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС	КОЭФФИЦИЕНТ УСПЕШНОСТИ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ
Берриас-Валанжинский	0.3
Валанжин-Нижнеаптский	0.4
Апт-Альбский	0.5
Сеноманский	0.8

В этих предположениях суммарные объемы аккумулированных газообразных УВ составили 17 трлн м³, жидких – 4.4 млрд т углеводородов. Коэффициент аккумуляции оставил 0.014 для всех углеводородов, 0.005 для жидких и 0.027 для газообразных. Что позволяет судить о гигантских потерях в процессе миграции.

Берриас-валанжинский резервуар содержит 0.6 трлн м³ газообразных и 0.5 млрд т жидких УВ, валанжин-нижнеаптский резервуар – 0.9 трлн м³ газообразных и 0.7 млрд т жидких УВ. Эти резервуары аккумулировали существенную часть жидких, тогда как в вышележащих преобладают газообразные УВ. Апт-альбский резервуар включает 3.8 трлн м³ газообразных и 0.7 млрд т жидких УВ, сеноманский резервуар содержит 12.1 трлн м³ газообразных и 2.3 млрд т жидких УВ.

Оценка начальных суммарных ресурсов УУВ составила 21.8 млрд т. Такая оценка включает уже выявленные запасы, стоящие на Государственном балансе. Без их учета оценка прогнозных ресурсов УУВ (рис. 105) составила 18.4 млрд т.

Таблица 8 Количество углеводородов, аккумулированных в залежах

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС	МАССЫ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (МЛН Т)	ОБЪЕМЫ ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ (МЛРД М³)
Берриас-Валанжинский	581.6	614.0
Валанжин-Нижнеаптский	769.2	901.8
Апт-Альбский	764.3	3821.6
Сеноманский	2307.0	12120.2
Всего	4.4 млрд т	17.4 трлн м ³

Полученная в результате исследований оценка начальных суммарных ресурсов меловых нефтегазоносных комплексов с известной долей условности можно сравнить с опубликованных другими исследователями ранее [Казаненков и др., 2019; Курчиков и др., 2012; Афанасенков, 2018; Агалаков, 2020]. При их сопоставлении необходимо учитывать, что объекты оценок не совпадают по площади и, иногда по разрезу. Так согласно официальной количественной оценке ресурсов нефти и газа Российской федерации по состоянию на 01.01.2003 года (приведенные по [Курчиков и др., 2012]). Начальные суммарные ресурсы в Гыданской НГО составили 9772 млн т УУВ. Из них 938 млн т жидких углеводородов и 8181 млрд м³ газообразных углеводородов. Эта оценка включает меловые, юрские и доюрские комплексы. Территория была ограничен с севера Штормовым месторождением.

Оценка, выполненная позже, по заказу Федерального агентства по недропользованию базируется на значительном по объему геологическом материале, и составила 31.8 млрд т УУВ [Афанасенков, 2018]. Из них нефти до 30 %. Объектом оценки являлись Гыданская и Енисей-Хатангская НГО. Оценивались меловой, юрский и палеозойский этажи нефтегазоносности. Оценка только мелового комплекса

в Гыданской НГО составила 22.4 млрд т УУВ, из них 6.4. млрд т УУВ содержится в верхнемеловом комплексе, а 16 млрд т УУВ в нижнемеловом. В Енисей-Хатангской НГО оценка мелового нефтегазоносного комплекса составила 6.1 млрд т УУВ, из них 2.4 млрд т УУВ в верхнемеловом комплексе, а 3.7 млрд т УУВ в нижнемеловом комплексе.

Наиболее современные оценки ресурсной базы приведены в работе С.Е. Агалакова [Агалаков, 2020]. Работа выполнена для территории Гыданской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, а в разрезе включает только надсеноманский верхнемеловой нефтегазоносный комплекс. С.Е. Агалаков оценил надсеноманские верхнемеловые отложения в 15 млрд т УУВ, из них около 6 трлн м³ в газогидратном состоянии.

Оценка, приведенная автором в настоящей работе, в целом, с учетом несовпадения объектов, сопоставима с ранее выполненными оценками. При том, что автор оценивает только меловую часть разреза без учета юрских и доюрских комплексов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С геологической точки зрения исследуемая территория представляет собой классический пример зон нефтегазообразования и зон аккумуляции углеводородов. Зона нефтегазообразования или очаг – это наиболее погруженная центральная часть территории, с хорошей степенью прогрева и высокими содержаниями органического вещества. Зоны аккумуляции – это периферийные части, в направлении которых происходила миграция, и которые способны накапливать и удерживать углеводороды.

В ходе подготовки работы на основе обширной базы данных и накопленных в ИНГГ СО РАН материалов автором была сформирована трехмерная численная модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и прилегающих территорий. Восстановлены кинетические характеристики керогенов баженовского горизонта по лабораторным данным. Проведено моделирование процессов генерации углеводородов в основных нефтегазопроизводящих толщах с учетом особенностей развития осадочного чехла на территории исследования.

Наибольшие объемы генерации как жидких, так и газообразных углеводородов наблюдаются в пределах территорий с повышенным тепловым потоком, повышенным качеством органического вещества и существенными толщинами нефтегазопроизводящих толщ. Оценка суммарных масштабов генерации юрскими нефтегазопроизводящими горизонтами территории исследования составила 950 млрд т жидких и 650 трлн м³ газообразных углеводородов. Более 50% от общих объемов жидких углеводородов образовано органическим веществом китербютского горизонта, около 24% малышевским горизонтом и 20% баженовским горизонтом. Вклад органического вещества лайдинского горизонта в генерацию жидких углеводородов составил всего 6%, тогда как органическое вещество левинского горизонта сгенерировало меньше 1%. Наиболее существенный вклад в суммарную

генерацию газообразных углеводородов внесло органическое вещество китербютского горизонта – 64% от общего количества газообразных углеводородов. Малышевский горизонт сгенерировал около 17% газообразных углеводородов. Органическое вещество лайдинского горизонта сгенерировало 11% от общего количества газообразных углеводородов. Левинский и баженовский горизонт внесли несущественный вклад в суммарные объемы сгенерированных газообразных углеводородов, 5 и 3% соответственно.

При оценке генерации не учитывался вторичный крекинг нефтяной составляющей, с учетом этого фактора газообразных углеводородов должно быть значительно больше.

Помимо оценки времени и масштабов генерации углеводородов были также оценены времена литификации флюидоупоров, что позволило оценить масштабы аккумуляции углеводородов. Для этого в модели были воссозданы процессы формирования ловушек, их геометрия, объемы и характер заполнения.

Оценка начальных суммарных ресурсов меловых нефтегазоносных комплексов, полученная в результате исследований, составила для берриас-валанжинского резервуара 0.6 трлн м³ газообразных и 0.5 млрд т жидких углеводородов, валанжин-нижнеаптского резервуара – 0.9 трлн м³ газообразных и 0.7 млрд т жидких углеводородов. Эти резервуары аккумулировали существенную часть жидких, тогда как в вышележащих преобладают газообразные углеводороды. Апт-альбский резервуар включает 3.8 трлн м³ газообразных и 0.7 млрд т жидких углеводородов, сенноманский резервуар содержит 12.1 трлн м³ газообразных и 2.3 млрд т жидких углеводородов.

Представленные результаты историко-геологического (бассейнового) моделирования в Арктической зоне Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются решением актуальной задачи. В рамках настоящего исследования впервые учитывались определенные по экспериментальным данным кинетические и генерационные характеристики керогенов, оценивалась динамика литификации флюидоупоров, динамика и масштабы аккумуляции углеводородов в меловых

нефтегазоносных комплексах. Слабая степень изученности не позволяет с приемлемой точностью оценить масштабы аккумуляции углеводородов в юрских нефтегазоносных комплексах. Для решения этой задачи **необходимо проведение дальнейших исследований** с целью получения дополнительных геологических, геохимических и геофизических материалов, освещающих юрскую и доюрскую части разреза.

Полученные результаты могут быть использованы при прогнозе перспектив нефтегазоносности, поисках месторождений на этой и смежных территориях со сходным геологическим строением.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агалаков С.Е. Геология и газоносность верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири: дис. д. г.-м. наук / Тюмень, 2020. – 221 с.
2. Аммосов, И.И. Литификация и нефтеносность / И.И. Аммосов // Петрология углей и парагенез горючих ископаемых. под ред. Аммосова И.И. – М.: Наука, 1967. – С 67-75.
3. Аммосов, И.И. Стадии изменения осадочных пород и парагенетические отношения горючих ископаемых / И.И. Аммосов // Сов. геология. – 1961а. – №4. – С. 7-24.
4. Аммосов, И.И. Стадии изменения углей и парагенетические отношения горючих ископаемых / И.И. Аммосов. – М.: Изд-во АН СССР, 1961б, – 119 с.
5. Аммосов, Н.И. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений / Н.И. Аммосов, В.Н. Горшков, Н.П. Гречишников – М., Наука, 1980. – 110 с.
6. Аргентовский, Л.Ю. Стратиграфия мезозойских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / Л.Ю. Аргентовский, В.С. Бочкарев, Ю.В. Брадучан, П.Я. Зининберг, В.Г. Елисеев, Н.Х. Кулахметов, И.И., Нестеров, Н.Н. Ростовцев, А.П. Соколовский, Г.С. Ясович // Проблемы геологии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Недра. – 1968. – С. 27-95.
7. Архангельский, А.Д. Условия образования нефти на Северном Кавказе / А.Д. Архангельский – М.; Л.: Издательство Нефтяное хозяйство, 1927. – 184 с.
8. Астахов, С.М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования / С.М. Астахов Ростов-на-Дону : Контики, 2015, – 256 с.
9. Астахов, С.М. Кинетические спектры реакций преобразования органического вещества нефтегазоматеринских отложений / С.М. Астахов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – №1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/5_2016.pdf
10. Афанасенков, А.П. Историко-генетические предпосылки нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области: дис. ... канд. геол.-минерал. наук / А.П. Афанасенков. – М.: МГУ, 1987. – 395 с.
11. Афанасенков, А.П. Оценка перспектив нефтегазоносности Гыданской и Западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей методом бассейнового моделирования углеводородных систем / А.П. Афанасенков, С.М. Френкель, О.И. Меркулов, М.А. Никишина, М.А. Шпильман, К.В. Ерошкин, И.А. Евстратова, А.Л. Петров, С.В. Можегова // Недропользование XXI век. – 2018. – №3. – С. 34-48
12. Баженова, Т.К. Закономерности генерации углеводородов различными типами ОВ (на основе расчетного моделирования) / Т.К. Баженова, Л.А. Гембицкая

// Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ. – 2000. – С. 23 – 27.

13. Баженова, Т.К. Расчетное геохимическое моделирование генерации, миграции и аккумуляции углеводородов и состояния углеводородных систем - основа раздельного прогноза нефте- и газоносности разноуровневных объектов [на примере Западной и Восточной Сибири и Европейского Севера] / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, С.Г. Неручев, Л.И. Климова // Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. Геология, экология, экономика : сб. материалов междунар. науч.-практ. конф. – СПб., 2006. – С. 219 – 238.

14. Байбародских, Н. И. Расчленение юрских и меловых отложений в разрезах скважин, пробуренных в Усть-Енисейской синеклизе в 1962-1967 гг. /Н. И. Байбародских, Е. Г. Бро, С. А. Гудкова, Г. Н. Карцева, В. Д. Накаряков, З. З. Ронкина, М. Х. Сапир, Д. С. Сороков //Уч. зап. НИИГА. Региональная геология. – 1968. – вып.12. – С 5-24.

15. Берлин, Т. С. Некоторые проблемы палеотемпературного анализа (по роствам белемнитов) / Т. С. Берлин, Е. Л. Киприкова, Д. П. Найдин, И. Д. Полякова, В. Н. Сакс, Р. В. Тейс, А. В. Хабаков // Геология и геофизика. – 1970. – №4. – С. 36 – 43.

16. Богданов, О.А. Анализ эволюции углеводородных систем Большехетской впадины на основе применения метода бассейнового моделирования / О.А. Богданов, В.Н. Колосков, А.О. Шуваев, К.В. Мусихин, С.Б. Истомин, М.А. Боброва, П.С. Маглеванная // Геология нефти и газа. – 2017. – №4. – С. 55 – 63.

17. Болдушевская, Л. Н. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты.: автореф. дис. ... к-та г.-м. наук: 25.00.09 / Л. Н. Болдушевская. – Красноярск, 2001. – 22 с.

18. Болдушевская, Л.Н. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты: Дис. ... канд. геол.-минералог. наук. – Красноярск, 2001. – 206 с.

19. Бондарев, А.В. Прогнозирование нефтегазоносности меловых и юрских отложений Большехетской впадины на основе моделирования геотермобарических условий формирования углеводородных систем.: автореф. дис. ... к-та г.-м. наук: 25.00.12 / А.В. Бондарев – М., 2013. – 26 с.

20. Бородин, В.Н. Литолого-фациальная и литолого-петрографическая характеристика сейсмофациальных комплексов неокма севера Западной Сибири / Бородин В.Н., Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Корнев В.А., Храмова А.В., Палкина А.С., Кочергин М.О.// Горные ведомости. – 2007. – № 10. – С. 36 – 52.

21. Бостриков, О.И. Геохимические аспекты изучения нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала

[Электронный ресурс] / О.И. Бостриков, А.И. Ларичев, А.С. Фомичев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – № 3. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf.

22. Бочкарев, А.В. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр / А.В. Бочкарев, В.А. Бочкарев. – М.: Недра, 2006. – 324 с.

23. Брадучан Ю.В., Булынникова С.П., Вячкилева Н.П., Гольберт А.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А., Климова И.Г., Козлова Г.Э., Лебедев А.И., Месежников М.С., Нальняева Т.И., Турбина А.С. Баженовский горизонт Западной Сибири. Стартирафия, палеогеография, экосистема, нефтеносность. Под ред. Вышемирского В.С. Новосибирск. Наука, 1986. 217 с.

24. Бурштейн Л.М. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности. Эмпирические и генетические подходы // Л.М. Бурштейн / История и современное состояние Уникальные литологические объекты через призму их разнообразия: Материалы 2-й Всероссийской школы студентов, аспирантов и молодых ученых по литологии – ИГГ УрО РАН – Екатеринбург – с.19-23 – 2016

25. Бурштейн, Л.М. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – № 6. – С. 1070-1078

26. Бурштейн, Л.М. Опыт геохимикокинетического моделирования генерации битумоидов в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Л.М. Бурштейн // Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. Тезисы докладов. – 1979. – С. 117-118

27. Вассоевич Н.Б. Современные достижения в развитии осадочно-миграционной теории образования и накопления нефти и газа / Н.Б. Вассоевич, Б.А. Соколов // -Изв. ВУЗов геол. и разв, № 5, 1976.

28. Вассоевич, Н.Б. Историко-геологогеохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере Среднерусского нефтегазоносного бассейна) / Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, Ю.И. Корчагина, Б.А. Соколов // Известия Академии Наук СССР. Серия геологическая. – 1971. – № 11 – С. 56 – 60.

29. Вассоевич, Н.Б. Образование нефти из терригенных отложений (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) / Н.Б. Вассоевич // Вопросы образования нефти. – Л. Гостоптехиздат. – 1958. – С. 9 – 220.

30. Вассоевич, Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) / Н.Б. Вассоевич // Изв. АН СССР, сер. геол. – 1967, – № 11. – С. 135 – 156.

31. Высоцкий, И.В. Вертикальная зональность в образовании и распределении скоплений углеводородов / И.В. Высоцкий // Генезис нефти и газа. – М.: Недра. – 1967. – С. 201-208.

32. Вышемирский, В. С. Миграция рассеянных битумоидов / В. С. Вышемирский, А. Э. Конторович, А. А. Трофимук // Труды института геологии и геофизики. – 1971. – Выпуск 143. – 168 с.
33. Вышемирский, В.С. Геологические условия метаморфизма углей и нефти / В.С. Вышемирский. – Саратов: Изд-во Саратов. Ун-та, 1963. – 378 с.
34. Галушкин, Ю.И. Катагенез органического вещества и реализация нефтегазогенерационного потенциала в истории погружения глубинных формаций бассейна северо-восточного шельфа Сахалина / Ю.И. Галушкин, К.А. Ситар, А.В. Куница // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2. – С. 61 – 66.
35. Галушкин, Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю.И. Галушкин – М: Научный мир, 2007. – 456 с.
36. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / под ред. В. С. Суркова. – Новосибирск : Наука, 2005, – 156 с.
37. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / под ред. Н. Н. Ростовцева. – М.: Гостехиздат, 1958. – 390 с.
38. Гулари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья / Ф.Г. Гулари. - Л. Гостоптехиздат, 1959, 174 с.
39. Гулари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокотских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений) / Ф.Г. Гулари. - Новосибирск, СНИИГГиМС, 2003, 140 с.
40. Гулари, Ф.Г. Литолого-геохимические факторы формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты /Ф.Г. Гулари, Т.Н. Гурова, В.П. Казаринов и др. // Материалы по литологии и геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. – Новосибирск: : СНИИГГиМС. –1968. – С. 5-10.
41. Гулари, Ф.Г. Стратиграфия и палеогеография ранней и средней юры Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гулари, И.В. Будников, В.П. Девятков, А.М. Еханов, В.И. Москвин // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск СНИИГГиМС. – 1988. – С. 60-75.
42. Девятков В.П. Палеогеография Сибири в юрском периоде на этапах основных перестроек / В.П. Девятков, Б.Л. Никитенко, Б.Н. Шурыгин // Новости палеонтологии и стратиграфии. Вып. 16-17: Приложение к журналу «Геология и геофизика». – 2011– Т. 52. – С. 87-101.
43. Дешин, А.А. Оценка времени реализации главной фазы нефтеобразования в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // А.А. Дешин, П.И. Сафронов, Л.М. Бурштейн // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 33 – 44

44. Дешин, А.А. Реконструкция истории формирования месторождений углеводородов в арктической части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Электронный ресурс] / А.А. Дешин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т.15. - №2. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/19_2020.html.
45. Дешин, А.А., Бурштейн Л.М. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири [Электронный ресурс] / А.А. Дешин, Л.М. Бурштейн // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - Т.13. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/11/30_2018.pdf
46. Добрянский А.Ф. Геохимия нефти / А.Ф. Добрянский — М.: Гостоптехиздат, 1948. — 476 с.
47. Дробот, Д.И. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазонасности вендских и нижнекембрийских отложений Иркутского нефтегазоносного бассейна : автореф. дис. ...к-та г.-м. наук 25.00.12 / Д.И. Дробот — Новосибирск. 1968. — 16 с.
48. Дучков, А.Д. Геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока (2009-2012) [Электронный ресурс] / А.Д. Дучков, М.Н. Железняк, Д.Е. Аюнов, О.В. Веселов, Л.С. Соколова, С.А. Казанцев, П.Ю. Горнов, Н.Н. Добрецов, И.И. Болдырев, Д.В. Пчельников, А.Н. Добрецов. Режим доступа: <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/>
49. Дучков, А.Д. Тепловое поле недр Сибири / А.Д. Дучков, С.В. Лысак, В.Т. Балобаев, В.А. Голубев, В.Н. Девяткин, Р.П. Дорофеева, Ю.А. Зорин С.А. Казанцев, А.Н. Калинин, А.Р. Курчиков, С.В. Лепина, В.И. Силифонкин, Л.С. Соколова, Б.П. Ставицкий, С.А. Ратников, В.Р. Цибульский // Наука. Сиб. отд-ние — Новосибирск — 1987. — Труды ИГиГ СО АН СССР. — 196 с.
50. Емельянцева, Т.М. Геологические исследования в районе Нордвика и острова Бегичева в 1939 г. / Т.М. Емельянцева // Геологические исследования Нордвик-Хатангского района и Таймырского полуострова. — Л.: Издательство Главсевморпути, 1939. — С. 5-40.
51. Ершов, С.В. Компьютерное моделирование геологического строения клиноформного комплекса неокома северных и арктических районов Западной Сибири / С.В. Ершов, Г.Ф. Букреева, В.О. Красавчиков // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50. — №9. — С. 1035 — 1048
52. Захаров В.А. Баженовское (волжско-берриасское) море Западной Сибири / В.А. Захаров, В.Н. Сакс // Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири. — М., Недра. — 1983. — С. 5-32.
53. Захаров, В.А. Альбский ярус Западной Сибири / В.А. Захаров, В.А. Маринов, С.Е. Агалаков // Геология и геофизика. - 2000, т. 41 (6). - с. 769—791.
54. Захаров, В. А. Биотические и абиотические события в позднем мелу Арктической биогеографической области / В.А. Захаров, Н.К. Лебедева, В.А. Маринов // Геология и геофизика. — 2003. — Т. 44 (11). — С. 1093 — 1103.

55. Захаров, В.А. Открытие морского сеномана на севере Сибири / В.А. Захаров, А.Л. Бейзель, В.П. Похиалайнен // Геология и геофизика. – 1989. – № 6. – С. 10 – 13.
56. Захаров, В.А. Свидетельства эвстатики Мирового океана в верхнем мелу на севере Сибири / В.А. Захаров, А.Л. Бейзель, Н.К. Лебедева, О.В. Хоментовский // Геология и геофизика. – 1991. – №8. – С. 8 – 14.
57. Зеличенко, И. А. Анализ балансовой стороны процесса метаморфизма рассеянного органического вещества для оценки объёма генерируемых газов / И.А. Зеличенко, Е.А. Рогозина, К.А. Черникова // Бюл. НТИ. Сер. Геология месторождений полезных ископаемых; регион. геол. Вып. 3. – М. ОНТИ ВИЭМС. – 1967. – С. 43-44.
58. Казаненков В.А. Главные направления и задачи поисков нефти и газа в Западной Сибири на ближайшие десятилетия / В.А. Казаненков, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Бурение и нефть. – 2019. – № 10. – С. 10-18
59. Казаненков, В.А. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов / В.А. Казаненков, С.В. Ершов, С.В. Рыжкова, Е.В. Борисов, Е.В. Пономарева, Н.И. Попова, М.Н. Шапорина // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 29-51.
60. Казаринов, В.П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири / В.В. Казаринов. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 324 С.
61. Карогодин, Ю.Н. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход / Ю. Н. Карогодин, в. А. Казаненков, С. А. Рыльков, С. В. Ершов. – Новосибирск : Издательство СО РАН, филиал «Гео», – 2000. – 200 с.
62. Карцева, Г.Н. Стратиграфия юрских и меловых отложений / Г.Н. Карцева, З.З. Ронкина, Е.П. Колокольцева // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Л.: Недра. – 1971. – С.7-18.
63. Кашапов, Р.С. Определение кинетических параметров пиролитической деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород [Электронный ресурс] / Р.С. Кашапов, Н.В. Обласов, И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, А.А. Гринько, П.В. Трушков, С.В. Фадеева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – №1. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html
64. Ким, Н.С. Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба / Н.С. Ким, А.П. Родченко // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1236-1252.
65. Ким, Н.С. Органическая геохимия нижнемеловых отложений Енисей-Хатангского прогиба / Н.С. Ким // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013. IX Междунар. науч. конгр. (Новосибирск, 15-26 апреля 2013 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и

разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов в 3 т. – 2013. – Т. 1. – С. 101-105.

66. Ким, Н.С. Органическая геохимия юры и мела западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / Н.С. Ким, А.Э. Конторович, Ю.А. Филиппов, А.Н. Фомин // Успехи органической геохимии: Материалы Всерос. науч. конф. (11–15 окт. 2010 г.). – Новосибирск: ИНГГ СО РАН. – 2010. – С. 169–173.

67. Киприянова, Ф.В. Батиметрия раннеготеривского морского бассейна Западной Сибири / Ф.В. Киприянова, Н.А. Белоусова, Е.Д. Богомякова, Г.Е. Рылькова // Проблемы нефти и газа Тюмени. Тюмень. – 1979. – с. 12 – 14 (Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 43).

68. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович – М.: Недра, 1976. – 250 с.

69. Конторович А.Э. Геохимические методы оценки перспектив крупных территорий в отношении нефтегазоносности / А.Э. Конторович // Геологическое строение и полезные ископаемые Сибири: Тр. СНИИГГиМС; Вып. 86. – М.: Недра, 1970а. – С. 55-64.

70. Конторович А.Э. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири / А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, П.А. Трушков, А.С. Фомичев, А.И. Данюшевская, В.В. Казаринов, Г.М. Парпарова, О.Ф. Стасова, Е.А. Рогозина, К.А. Шпильман // Труды СНИИГГиМС; Вып. 118 – Новосибирск 1971 – 86с.

71. Конторович А.Э. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью: автореф. дис. к-та г.-м. наук / А.Э. Конторович – Новосибирск, 1964. – 16 с.

72. Конторович А.Э. Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование / А.Э. Конторович, С.Г. Неручев // Проблемы нефтеносности Сибири. – Новосибирск: Наука, 1971. – С. 51–56.

73. Конторович А.Э. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская, Б.Г. Винокур, Ю.Г. Зимин, М.М. Колганова, Л.Ф. Липницкая, А.Д. Луговцов, В.М. Мельникова, Г.М. Парпарова, Е.А. Рогозина, О.Ф. Стасова, П.А. Трушков, А.С. Фомичев // Труды СНИИГГиМС; Сер. Нефтяная геология. – Вып. 50. – Л., Недра. – 1967. – 223 с.

74. Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа / А.Э. Конторович // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Труды СНИИГГиМС. – Вып. 95. – Новосибирск. – 1970. – С. 4 – 52.

75. Конторович А.Э. Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нафтидогенеза / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1988. – №1. – С. 3 – 13.

76. Конторович А.Э., Сурков В.С. Геология и полезные ископаемые России. Западная Сибирь / А.Э. Конторович, В.С. Сурков. – ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.

77. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 461-474.
78. Конторович, А. Э. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович, Е. Л. Берман, Л. И. Богородская, Б. Г. Винокур, М. М. Колганова, Л. Ф. Липницкая, В. М. Мельникова, О. Ф. Стасова, А. С. Фомичев. – М. : Недра, 1971, – 251 с. (Тр. СНИИГГиМСа. Сер. Нефтяная геология. Вып. 36).
79. Конторович, А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье // – М.: Недра, – 1975. – 680 с.
80. Конторович, А.Э. Геолого-математическое моделирование как основа современных методов прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович // Геофизические методы познания земной коры в Сибири. – Новосибирск. – 1977. – С. 57 – 69.
81. Конторович, А.Э. К методике изучения истории залежей нефти и газа / А.Э. Конторович, А.А. Трофимук // Геология нефти и газа. – 1973. – № 7. – С. 18-24
82. Конторович, А.Э. Классификация пород баженовской свиты / А.Э. Конторович, П.А. Ян, А.Г. Замирайлова, Е.А. Костырева, В.Г. Эдер // Геология и геофизика. – 2016. – Т.57. – №11. – С. 2034-2043.
83. Конторович, А.Э. Литогенез и нефтегазообразование / А.Э. Конторович, А.А. Трофимук // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. под ред. Н. Б. Вассоевича. – М.: Наука. – 1976. – С. 19-36.
84. Конторович, А.Э. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Е.А. Рогозина // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты. Тр. СНИИГГиМС. – Вып. 65. – 1967 – С. 13—25.
85. Конторович, А.Э. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) / А.Э. Конторович, Г.М. Парпарова, П.А. Трушков // Геология и геофизика. – 1967. – № 2. – С. 16-29
86. Конторович, А.Э. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская, Б.Г. Винокур, Ю.Г. Зимин, М.М. Колганова, Л.Ф. Липницкая, А.Д. Луговцов, В.М. Мельникова, Г.М. Парпарова, Е.А. Рогозина, О.Ф. Стасова, П.А. Трушков, А.С. Фомичев. – Л.: Недра, 1967, – 223 с. (Тр. СНИИГГиМСа. Сер. Нефтяная геология. Вып. 50).

87. Конторович, А.Э. Очерки теории нефтидогенеза. Избранные статьи. / А.Э. Конторович под. ред. С.Г. Неручева. – Новосибирск: Изд-во СО РАН: филиал «ГЕО», 2004. – 545 с.
88. Конторович, А.Э. Первичная миграция углеводородов и диагностика нефтепроизводящих толщ / А.Э. Конторович, Е.А. Рогозина, А.А. Трофимук – М.: Недра, 1972. – 180 с.
89. Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / В.А. Конторович // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027-1050
90. Конторович, В.А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42 (11—12). – С. 1832 – 1845.
91. Конторович, А.Э. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.О. Красавчиков, А.В. Истомин // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191 – 1200.
92. Конторович, А.Э. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири / А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, О.Ф. Стасова, П.А. Трушков, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская, В.П. Данилова, Т.В. Зуева, М.М. Колганова, Л.Ф. Липницкая, В.М. Мельникова, А.С. Фомичев. – М.: Недра, 1974, – 189 с. (Тр. СНИИГГиМСа. Сер. Нефтяная геология. Вып. 164).
93. Конторович, А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8, – С. 972 – 1012.
94. Конторович, А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А.Э. Конторович, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин, В.А. Конторович, Н.К. Лебедева, Б.Л. Никитенко, Н.И. Попова, Б.Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 745 – 776.
95. Конторович, А.Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронов, С.А. Гуськов, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.Р. Лившиц, А.А. Поляков, М.Б. Скворцов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179-1226.
96. Кудряшова, Н.М. Подсчет запасов нефти по новым площадям объёмно-генетическим методом / Н.М. Кудряшова, В.С. Старик-Блудов// Разведка недр. – 1940. – №10 – 11.

97. Кулишкин, Н.М. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Мессояхской гряды на севере Западной Сибири / Н.М. Кулишкин, В.В. Харахинов, С.И. Шленкин, О.И. Попова, Д.Н. Коняев, Ю.Б. Андрейчик, А.В. Пантелеев, А.В. Подойницын // Нефтегазовая геология. – 2012. – №1(9). – С. 39 – 48.
98. Курчиков, А.Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н.Бородкин. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 138 с.
99. Курчиков, А.Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий. –М.: Недра, 1987. – 134 с.
100. Курчиков, А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А.Р. Курчиков. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
101. Курчиков, А.Р. Стратиграфическая основа сейсмогеологического моделирования неокомских отложений Пур-Тазовской нефтегазоносной области / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, Ю.Л. Попов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 8. – С. 24 – 32.
102. Ларичев, А.И. Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большехетской впадины / А.И. Ларичев, Т.А. Рязанова, В.Н. Меленевский, В.И. Сухоручко, Т.Э. Чуйкова, С.В. Видик, Н.С. Соловьева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 11. С. 4 – 13.
103. Логвиненко, Н.В. Постдиагенетические изменения осадочных пород / Н.В. Логвиненко. – Л.: Наука, – 1968. – 94 с.
104. Лопатин, Н.В. Температура и время как факторы в углефикации /Н.В. Лопатин // Изв. АН СССР. – 1971. – № 3. – С. 95 – 106.
105. Магара, К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти / К. Магара. – М., Недра, 1982. – 296 с.
106. Малышева, С.В. Моделирование процессов формирования углеводородных систем Южно-Карского бассейна; принципы и результаты / С.В. Малышева, В.Е. Васильев, Н.Н. Косенкова, В.В. Ананьев, Д.К. Комиссаров, Р.Р. Мурзин, Ю.В. Рослов // Нефтяное хозяйство. – 2011. №12 – С. 13 – 17.
107. Малышева, С.В. Опыт моделирования баженовской свиты Западной Сибири как нетрадиционного источника углеводородов / С.В. Малышева, В.Е. Васильев, Д.К. Комиссаров, М.Л. Сан-Жермес, Ж. – М. Легль, М.В. Переслегин, С.Ф. Хафизов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12 – С. 14 – 47.
108. Меленевский, В.Н. Методические рекомендации по применению пиролитических методов моделирования в органической геохимии / В.Н. Меленевский – СНИИГГиМС, Новосибирск, 1991. – 48 с.
109. Мкртчян, О.М. Особенности строения и нефтегазоносности неокомского комплекса Западной Сибири / О.М. Мкртчян, В.Е. Орел, С.И. Ильина, Э.М. Пуркина // Геология нефти и газа. – 1986. – № 11. С. 1—7.

110. Москвин, В.И. Некоторые особенности генерации углеводородов в природных системах / В.И. Москвин // Геология и геофизика. – 1986 (9). – С. 43—48.
111. Мусихин, К.В. Бассейновое моделирование Большеехетской впадины / К.В. Мусихин, А.О. Шуваев // Вестник ЦКР Роснедра. – 2014. – №1. – С. 19 – 23.
112. Наумов, А.Л. Об особенностях формирования разреза неокотских отложений Среднего Приобья / А.Л. Наумов, Т.М. Онищук, М.М. Биншток // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. – Тюмень: ТИИ. – 1977. – С. 39 – 49.
113. Неручев, С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти / С.Г. Неручев – Л. – Гостоптехиздат, – 1962. – 240 с.
114. Неручев, С.Г. Главная фаза газообразования один из этапов катагенетической эволюции сапропелового РОВ / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Л.Н. Капченко // Геол. и геофизика. – 1973. – № 10.
115. Неручев, С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. 2-е издание. / С.Г. Неручев – Л. –Недра. – 1969. – 240 с.
116. Неручев, С.Г. О влиянии геологических условий на величину нефтеотдачи материнских пород / С.Г. Неручев, Й.С. Ковачева // Доклады АН СССР. – 1965. – Т. 162, – № 4. – С. 913 – 914.
117. Неручев, С.Г. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов, О.А. Андреева, Л.И. Климова. – СПб: Недра, 2006. – 364 с.
118. Неручев, С.Г. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и формирования месторождений нефти и газа / С.Г. Неручев, С. В. Смирнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. Т.2. – С. 1 –34.
119. Неручев, С.Г. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием / С.Г. Неручев, Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин // Горючие ископаемые. Проблемы геологии нефтидов и битуминозных пород. под ред. Н.Б. Вассоевича. – М.: Наука, 1976. – С. 47-62.
120. Нестеров, И.И. Теория нефтегазонакопления / И.И. Нестеров, В.И. Шпильман – М., Недра, 1987. – 232 с.
121. Нестеров, И.И. Уникальный разрез триаса Западной Сибири / И.И. Нестеров, В.С. Бочкарев, С.И. Пуртова // Докл. РАН. – 1995. – Т. 340. – № 5. – С. 659 – 663.
122. Нестерова, И.И. Геология и нефтегазоносность Ямало-Гыданской синеклизы Западно-Сибирской плиты / И.И. Нестерова, Н.Х. Кулахметов, В.С. Бочкарев, М.И. Мишульский, Ю.Н. Кулаков // 27-ой Международный геологический конгресс, Москва, 4-14 авг. – 1984. – Т.4. – С. 80 – 88.

123. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн / А.Э. Конторович, В.В. Гребенюк, Л.Л. Кузнецов, Д.П. Куликов, В.Б. Хмелевский, А.Н. Азарнов, В.Д. Накаряков, И.Д. Полякова, В.Г. Сибгатуллин, Е.И. Соболева, В.С. Старосельцев, Г.Ф. Степаненко, Г.С. Фрадкин; Под ред. А.Э. Конторович. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. – 71 с.

124. Никитенко, Б.Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды) / Б.Л. Никитенко; науч. ред. Б. Н. Шурыгин // – Новосибирск : Параллель, 2009. – 680 с.

125. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири / под ред. И.И. Нестерова. – Новосибирск: СО РАН, 2004. – 139 с.

126. Постановления межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – СПб: ВСЕГЕИ, 2006. – Выпуск 36. – 64 с.

127. Прищепа, О.М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазонакопления [электронный ресурс]/ О.М. Прищепа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – №4. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf.

128. Радченко, О.А. О соотношении в изменениях функциональных и летучих продуктах углефикации гумусовых углей / О.А. Радченко, Е.А. Рогозина // Химия твердого топлива. – 1975. – №3. – С. 3 – 15.

129. Решение 5 Межведомственного регионального стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Тюмень, 1990. ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с

130. Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири / под ред. Ф.Г. Гурари. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

131. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Ч.1. Тюмень, 1969. – 143 с.

132. Рогозина, Е.А. О месте и условиях проявления главной фазы газообразования в процессе погружения осадков / Е.А. Рогозина, С.Г. Неручев, В.А. Успенский //Изв. АН СССР. Сер. геолог. – 1974. – № 9. – С. 124-132.

133. Родченко А.П. Органическая геохимия, нефтегазогенерационный потенциал верхней юры северо-востока Западно-Сибирского осадочного бассейна: дис. к-та. г.-м. наук / Новосибирск, 2018. – 284 с.

134. Российская газовая энциклопедия / под ред. Р.И. Вяхирева, А.И. Гриценко, В.Г. Подюк, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: 2004. - 527 с.

135. Рыжкова С.В. Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины / С.В. Рыжкова, Л.М. Бурштейн, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, А.Ю. Нехаев, Б.Л. Никитенко, М.А. Фомин,

Б.Н. Шурыгин, А.Л. Бейзель, Е.В. Борисов, О.В. Золотова, Л.М. Калинина, Е.В. Пономарева // Геология и геофизика. – 2018. – том 59. – № 7. – С.1053-1074

136. Сакс, В.Н. Стратиграфия юрской и меловой систем СССР / В.Н. сакс, З.З. Ронкина, Н.И. Шульгина., В.А. Басов., Н.М. Бондаренко. – М. –Л: Изд-во АН СССР, 1963. – 227 с.

137. Сакс, В.Н. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины / В.Н. Сакс, З.З. Ронкина – М.: Госгеолиздат, 1957. – 229 с.

138. Сафронов, П.И. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна / П.И. Сафронов, С.В. Ершов, Н.С. Ким, А.Н. Фомин // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5 – С. 48 – 55.

139. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.

140. Скоробогатов В.А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов – М.: Недра, 2006. – 263 с.

141. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы углеводородов: методы и практика оценок величины и структуры, достоверность и подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – С. 166.

142. Соколов, В.А. Очерки генезиса нефти / В.А. Соколов. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 460 с.

143. Сороков, Д.С. Возможность нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в юрских и меловых отложениях Енисей-Хатангского прогиба / Д.С. Сороков // Енисей-Хатангская нефтегазоносная область: сб. ст. – Л.: НИИГА, 1974. – С. 5-8.

144. Сороков, Д.С. Органическое вещество юрско-меловых пород / Д.С. Сороков // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба: сб. ст. – Л., 1971. – С. 83-91.

145. Справочник по геохимии нефти и газа. / под. ред. С.Г. Неручева. – СПб.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 576 с.

146. Спутник полевого геолога нефтяника. / под ред. Н.Б. Вассоевича. – М.: Гостоптехиздат, 1954. – Том 2. – 564 с.

147. Стратиграфия юрской системы севера СССР / под ред. В.Н. Сакса. – М.: Наука, 1976. – 436 с.

148. Страхов, Н.М. Методы изучения осадочных пород / Н.М. Страхов. – М.:Гос. научно-техн. изд-во литературы по геологии о охране недр, 1957. – Том 1. – 612 с.

149. Страхов, Н.М. О стадиях осадочного породообразования и их наименовании / Н.М. Страхов, Н.В. Логвиненко // Докл. АН СССР. – 1959. – Том 125. – №2. – С. 389-392.

150. Ступакова, А.В. Моделирование процессов образования углеводородов на территории Южно-Карской впадины / А.В. Ступакова, Г.С. Казанин, Г.И. Иванов, Т.А. Кирюхина, И.А. Курасов, В.В. Мальцев, С.П. Павлов, Г.В. Ульянов // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 4. – С. 47-51.
151. Тиссо, Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте – М., Мир, 1981. – 502 с
152. Трофимук, А.А. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ / А.А. Трофимук, А.Э. Конторович // Геология и геофизика. – 1965. – № 12. – С. 3 – 4.
153. Трофимук, А.А. Современное представление о генезисе нефти и газа / А. А. Трофимук // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М. Недра. – 1968. – С. 206 – 210.
154. Трушкова, Л.Я. О методике корреляции продуктивных отложений юры и неокома Западной Сибири / Л.Я. Трушкова // Геология и геофизика. – 1970. – № 10. – С. 69-77.
155. Успенский, В.А. Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов / В.А. Успенский // Изв. АН СССР Сер. Геол. – 1954. – № 6. – С. 94 – 101.
156. Ферсман, А.Е. Геохимия России / А.Е. Ферсман. – Л.: Химтехиздат, 1922. – 214 с.
157. Филиппов, Ю.А. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества / Ю.А. Филиппов, И.В. Давыдова, Л.Н. Болдушевская, В.П. Данилова, Е.А. Костырева, А.Н. Фомин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5 – 6. – С. 52 – 57.
158. Филиппов, Ю.А., Применение пиролиза для изучения катагенеза органического вещества мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-восточной части Пур-Тазовской нефтегазоносной области / Ю.А. Филиппов, Л.Н. Болдушевская, В.А. Кринин, А.А. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, – № 12. – С. 1837 – 1842.
159. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества. Методы диагностики / А.Н. Фомин. – Lambert Academic Publishing. – 2012 – 226 с.
160. Фомин, А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
161. Фомин, А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков // Геология и геофизика. – 2001. – Том 42. – № 11-12. – С. 1875 – 1887.

162. Фотиади Э.Э., Прогноз месторождений нефти и газа / Э.Э. Фотиади, В.И. Демин, В.Б. Леонтович, А.А. Растегин, А.Э. Конторович. – Недра – М. – 350с. – 1981
163. Хант, Д. Геохимия и геология нефти и газа / Д. Хант. М.: Мир, 1982. – 704 с.
164. Хант, Дж.М. Распределение углеводородов в осадочных породах / Дж.М. Хант // Симпозиум по химическим подходам к опознаванию материнских пород нефти. – Л. – Гостоптехиздат. – 1962. – С. 49–65.
165. Шемин, Г.Г. Высокоразрешающая стратиграфия нефтегазоносных отложений нижней и средней юры северных районов Западной Сибири / Г.Г. Шемин, А.Ю. Нехаев, Л.В. Рябкова, Б.Н. Шурыгин, А.Л. Бейзель, М.А. Левчук, А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, Н.П. Дещеня // Геология и геофизика – 2001. – Т 42 – № 5 – С. 749 – 765.
166. Шемин, Г.Г. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств и закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания нефтегазоносных резервуаров юры севера Западно-Сибирской НПП / Г.Г. Шемин, А.Ю. Нехаев // Горные ведомости. – №12 (5). – 2005. – С. 16 – 23.
167. Шерихора, В.Я. О выделении васюганской свиты в составе юрских отложений / В.Я. Шерихора // Вестник ЗСГУ и НТГУ. – Новосибирск. – 1961. – №2. – С. 60-63.
168. Шурыгин, Б.Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система /Б.Н. Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятов, В.И. Ильина, С.В. Меледина, Е.А. Гайдебурова, О.С. Дзюба, А.М. Казаков, Н.К. Могучева. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. Фил. "Гео", 2000. – 480 с.
169. Ясаманов, Н.А. Климаты и ландшафты мезозоя и кайнозоя Западной и Средней Сибири (палеогеографические факторы бокситонакопления) / Н.А Ясаманов. – М.: Недра, 1976. – 142 с.
170. Applied petroleum geochemistry / ed. M.L. Bordenave. – Paris: Editions Technip, 1993. – 524 p.
171. Athy, L.F. Density, porosity and compaction of sedimentary rocks / L.F. Athy // American Association of Petroleum Geophysicists Bulletin. – (14) – 1930. Pp. 1–24.
172. Behar, F. Chemical modelling of kerogens / F. Behar, M. Vandenbroucke // Organic Geochemistry. – 1987. – № 11. – Pp. 15 – 24.
173. Behar, F. Experimental simulation in a confined system and kinetic modelling of kerogen and oil cracking / F. Behar, S. Kressmann, J.L. Rudkiewicz, M. Vandenbroucke // Organic Geochemistry. – 1992. – Vol. 19, № 1 – 3. – Pp. 173 – 179.
174. Behar, F. Rock-Eval 6 technology: performances and developments / F. Behar, V. Beaumont, H.L. De Barros-Penteado // Oil & Gas Science and Technology – Revue de l'Institut Français du Pétrole. – 2001 – № 56. – Pp. 111 – 134.

175. Behar, F. Role of NSO compounds during primary cracking of a Type II kerogen and a Type III lignite / F. Behar, F. Lorant, M. Lewan // *Organic geochemistry*. – 2008. – Vol. 39. – Pp. 1-22
176. Behar, F. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation / F. Behar, M. Vandenbroucke, Y. Tang, F. Marquis, J. Espitalie // *Organic Geochemistry*. – 1997. – Vol. 26. – № 5 – 6. – Pp. 321 – 339.
177. Braun, R.L. Kinetics2000 User Manual / R.L. Braun, A.K. Burnham. – Humble Instruments & Services, Inc., 2000 – 48 p.
178. Burnham, A. K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels / A.K. Burnham. – Springer International Publishing, 2017 – 315 p.
179. Burnham, A.K. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance / A.K. Burnham, J.J. Sweeney // *Geochimica Cosmochimica Acta*. – 1989. – Vol. 53. – Pp. 2649-2651.
180. Connan, J. Time-temperature relation in oil genesis, reply / J. Connan // *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* – 1974. – Vol. 58. – Pp. 886-887
181. Deshin, A.A. Reconstruction of hydrocarbon generation and accumulation on the Gydan Peninsula and adjacent offshore areas using basin modeling approach [Электронный ресурс] / A.A. Deshin, P.I. Safronov, L.M. Burshtein // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation "Polar Mechanics"* (Novosibirsk, Russian Federation, 9-11 October 2018). – 2018. – Vol. 193. – Режим доступа: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/193/1/012016/pdf>.
182. Espitalie, J. Critical Study of Kinetic Modeling Parameters / J. Espitalie, F. Marquis, S. Drouet // *Basin Modeling: Advances and Applications: Special Publication V.3* A.G. Dore, J.H. Augustson, C. Hermanrud, D.J. Steward and O. Sylta, eds. – Elsevier, Amsterdam, Norwegian Petroleum Society. – 1993. – Pp. 233-242.
183. Espitalie, J. Primary cracking of kerogens. Experimenting and modelling C1, C2–C5, C6–C15 and C15+ classes of hydrocarbons formed / J. Espitalie, P. Ungerer, I. Irwin, F. Marquis // *Organic Geochemistry*. – 1988. – Vol. 13. – № 4 – 6. – Pp. 893 – 899.
184. Espitalie, J. Rock Eval pyrolysis and its applications / J. Espitalie, G. Deroo, F. Marquis // *Revue de l'Institut Francais du Pe'trole*. – 1985. – Vol. 40. – № 5. – Pp. 563 – 579.
185. Espitalie, J. Role of the mineral matrix during kerogen pyrolysis / J. Espitalie, K. Senga Makadi, J. Trichet // *Organic Geochemistry*. – 1984. – № 6. – Pp. 365 – 382.
186. Forsman, J. P. Insoluble organic matter (kerogen) in sedimentary rocks / J. P. Forsman, J. M. Hunt // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1958. – Vol. 15. – Issue 3. – Pp. 170 – 182.

187. Hantschel, T. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling* / T. Hantschel, A. I. Kauerauf. – Dordrecht, Heidelberg, London, New York: Springer Science & Business Media, 2009 – 476 p.
188. Kontorovich A.E. Geochemical methods for the quantitative evaluation of the petroleum potential of sedimentary basins / A.E. Kontorovich // *AAPG Memoir*. – 1984. – Vol. 35. – P. 79-109.
189. Kontorovich, A.E. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin / A.E. Kontorovich, A.N. Fomin, V.O. Krasavchikov, A.V. Istomin // *Russian Geology and Geophysics*. – 2009. – Vol. 50. – № 11. – Pp. 917-929.
190. Littke, R. Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin / R. Littke, B. Cramer, P. Gerling, N.V. Lopatin, H. S. Poelchau, R.G. Schaefer, D.H. Welte // *AAPG Bulletin*. – 1999. – Vol. 83. – №. 10. – Pp. 1642-1665.
191. Maier, C.G. The chemical dynamics of the transformation of organic matter to bitumen in oil shale / C.G. Maier, S.R. Zimmerley // *University of Utah Bulletin*. – 1924. – № 14. – Pp. 62 – 81.
192. Makhous, M. Basin Analysis and Modeling of the Burial, Thermal and Maturation Histories in Sedimentary Basins / M. Makhous, Y.I. Galushkin. – Paris.: Technip, 2005. – 380 p.
193. Safronov, P.I. The history of hydrocarbon generation in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover in the northeast of the Bolshaya Kheta megasyncline [Электронный ресурс] / P.I. Safronov, A.A. Deshin, L.M. Burshtein // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation "Polar Mechanics"* (Novosibirsk, Russian Federation, 9-11 October 2018). – 2018. – Vol. 193. Режим доступа: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/193/1/012060>.
194. Schaefer, R. G. Reaction kinetics of gas generation in selected source rocks of the West Siberian Basin: implications for the mass balance of early-thermogenic methane / R. G. Schaefer, Y. I. Galushkin, A. Kolloff, R. Littke // *Chemical Geology*. – 1999. – Volume 156. Issues 1 – 4. – P. 41 – 65.
195. Schneider, F. Mechanical and chemical compaction model for sedimentary basin simulators / F. Schneider, J.L. Potdevin, S. Wolf, I. Faille // *Tectonophysics*. – 1996. Vol. 263 – Pp. 307–313.
196. Sweeney, J.J. Evolution of a sample model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics / J.J. Sweeney, A.K. Burnham // *AAPG*. – 1990. – Vol. 74. – № 10. – Pp. 1559 – 1570.
197. Teichmüller, M. Métamorphisme du charbon et prospection du pétrole / M. Teichmüller // *Revue de l'Industrie Minière*. – 1958. – Pp. 99-112.
198. Teln's, N. A geochemical investigation of samples from the Volgian Bazhenov Formation, Western Siberia, Russia / N. Teln's, G.H. Isaksen, A.G. Douglas // *Organic Geochemistry*, 1994. – Vol. 21. – № 5. – Pp. 545-558.

199. Terzaghi, K. Die Berechnung der Durchlässigkeit des Tonen im Verlauf der hydrodynamischen Spannungserscheinungen / K. Terzaghi // *Sitzber Akademie Wissenschaft Vienna, Math-naturwissenschaft Klasse Ila.* – 1923. – Vol (132). – Pp. 125–138.
200. Tissot, B. P., Espitalie J. L'évolution thermique de la matière organique des sédiments: Applications d'une simulation mathématique / B.P. Tissot, J. Espitalie // *Revue de l'institut Français du pétrole.* – 1975. – Vol. 24. – Pp. 743 – 777.
201. Tissot, B. P., Pellet R., Ungerer P. Thermal history of sedimentary basin, maturation indices, and kinetic of oil and gas generation / B.P. Tissot, R. Pellet, P. Ungerer // *AAPG.* – 1987. – Vol. 71, № 1-3. – Pp. 25 – 65.
202. Tissot, B.P. Petroleum formation and occurrence / B.P. Tissot, D.H. Welte – Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo. – 1984. – 699 p.
203. Tissot, B. Premières données sur les mécanismes et la cinétique de la formation du pétrole dans les sédiments; simulation d'un schéma réactionnel sur ordinateur / B. Tissot // *Rev. Inst. Franc. Pétrole.* – 1969. – № 24. – Pp. 470 – 501.
204. Trask, P.D. Proportion of organic matter converted into oil in Santa-Fe Springs field, California / P.D. Trask // *Bull. AAPG.* – 1936. – Vol. 20, – №3. – Pp. 245 – 257.
205. Vandenbroucke, M. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: Implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) / M Vandenbroucke, F. Behar, J. L. Rudkiewicz // *Organic Geochemistry.* – 1999. – Vol. 30(9). – Pp. 1105 – 1125.
206. Welte, D.H. Berlin Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling / D.H. Welte, B. Horsfield, D.R. Baker. – New York: Springer, 1997. – 535 p.
207. White, D. Metamorphism of organic sediments and derived oils / D. White // *Bull. AAPG.* – 1935. – Vol. 19. – Pp. 589-617.
208. White, D. Some relation between coal and petroleum / D. White // *Washington Acad. Sci. Jour.* – 1915. – Vol. 5. – Pp. 189-212.

СПИСОК РИСУНКОВ И ТАБЛИЦ

Таблица 1 - Продуктивные отложения в открытых месторождениях (На основании данных Государственных балансов).	18
Рис. 1 – Выкопировка из схемы структурно-фациального районирования нижней и средней юры (без келловей) Западной Сибири [Решение..., 2004 с изменениями].	21
Рис. 2 - Фрагмент региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры севера Западной Сибири [Решение..., 2004 с изменениями].	22
Рис. 3 – Выкопировка из схемы структурно-фациального районирования верхней юры и келловей Западной Сибири [Решение..., 2004 с изменениями].	25
Рис. 4 - Фрагмент региональной стратиграфической схемы верхней юры и келловей севера Западной Сибири [Решение..., 2004 с изменениями].	26
Рис. 5 – Выкопировка из схемы районирования по типам разрезов берриас-аптских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями]... ..	30
Рис. 6 - Фрагмент региональной стратиграфической схемы берриас-апта севера Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].	31
Рис. 7 – Выкопировка из схемы районирования по типам разрезов апт-альб-сеноманских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].	34
Рис. 8 - Региональная стратиграфическая схема апта - сеномана севера Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].	35
Рис. 9 – Выкопировка из схемы районирования по типам разрезов верхнемеловых (без сеномана) отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].	38
Рис. 10 - Региональная стратиграфическая схема верхнего мела (без сеномана) севера Западной Сибири [Постановления..., 2006 с изменениями].	39
Рис. 11 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Поздний плинсбах (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013]	46
Рис. 12 - Условные обозначения к фрагментам палеогеографических схем территории исследования [Конторович и др., 2013; 2014]	47
Рис. 13 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Ранний тоар (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013]	47
Рис. 14 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Аален (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013].....	48

Рис. 15 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Байос (усл. обозначения на рис.12) [Конторович и др., 2013].....	49
Рис. 16 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Бат (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013].....	49
Рис. 17 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Келловей (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013].....	50
Рис. 18 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Оксфорд (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013].....	52
Рис. 19 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Волга (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013].....	52
Рис. 20 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Берриас (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014].....	54
Рис. 21 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Ранний валанжин (усл. обозначения на рис.12) [Конторович и др., 2014].....	55
Рис. 22 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Готерив (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014].....	55
Рис. 23 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Баррем (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014].....	56
Рис. 24 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Ранний апт (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014]	57
Рис. 25 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Ранний-средний альб (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014].....	57
Рис. 26 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Сеноман (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2014].....	58
Рис. 27 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Турон (усл. обозначения на рис.12) [Конторович и др., 2013].....	59
Рис. 28 - Фрагмент палеогеографической карты Западной Сибири. Кампан, маастрихт (усл. обозначения на рис. 12) [Конторович и др., 2013].....	59
Рис. 29 - Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001]	61
Рис. 30 - Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович, Сурков, 2000]	72
Таблица 2 - Таблица нефтегазоносности юрско-меловых отложений Гыданской НГО.	73

Рис. 31 – Модель прогрева и стадийности катагенеза осадочного чехла Любимской площади [Вассоевич, Соколов, 1976]	93
Рис. 32 – Динамика развития процессов нефтеобразования в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты на конец неогена [Конторович, 1976].....	94
Рис. 33 - Принципиальная схема, отражающая процесс моделирования нефтегазовых систем.....	99
Таблица 3 - Стадии соотношение стадий катагенеза и палеотемператур [Конторович, 1976; Неручев и др., 1976; Аммосов и др., 1980; Фомин, 2011]	108
Рис. 34 - Интенсивность образования нефти и газа [Конторович, Трофимук, 1976].....	109
Рис. 35 - Общая схема преобразования керогена [Тиссо, Вельте, 1981].....	110
Рис. 36 - Принципиальная схема миграции гравитационного всплытия	114
Рис. 37 - Принципиальная схема аккумуляции в системах бассейнового моделирования.....	115
Рис. 38 – Принципиальная схема трехмерного моделирования генерации углеводородов нефтегапроизводящими толщами	117
Рис. 39 - Структурная модель осадочного чехла территории исследования	119
Рис. 40 – Литолого-стратиграфическая модель осадочного чехла территории исследования.....	120
Рис. 41 - Зависимость пористости глин и аргиллитов центральных и северных районов Западно-Сибирского бассейна от современной глубины	122
Рис. 42 - Зависимость пористости глин и аргиллитов северных районов Западно-Сибирского бассейна от современной глубины в скв. подвыборки 1 (Береговая №2, Елогуйская №1, Токачинская №1, Туруханская №1, Западно-Новогодняя №210, Пякупурская №23, Тазовская №1, Танопчинская №1 и №2).....	124
Рис. 43 - Зависимость пористости глин и аргиллитов северных районов Западно-Сибирского бассейна от современной глубины в разрезе скв. подвыборки 2 (Аномальная №51, Лодочная №5, Пеляткинская №15, Сидоровская №1, Сузунская №4, Тагульские №5,11,13, Южно-Носковская №318)	124
Рис. 44 - Модельные и фактические значения отражательной способности витринита в скважинах	127
Рис. 45 - Модельные и фактические значения температур в разрезе исследуемых скважин.....	128

Рис. 46 – Схема модельных значений отражательной способности витринита (А) и схема витринита построенная интерполяцией факического материала (Б) в кровле юрского комплекса.....	129
Рис. 47 - Зависимость суммы квадратов отклонений расчётных и фактических пирогазмм от десятичного логарифма частотного фактора (кероген Green River shale № 99901).....	137
Рис. 48 - Зависимость суммы квадратов отклонений расчётных и фактических пирогазмм от десятичного логарифма частотного фактора (кероген Green River shale № 99901).....	138
Рис. 49 - Обзорная схема исследуемой территории	139
Таблица 4 - Фактический материал.....	140
Рис. 50 - Нормировка интенсивности выхода углеводородов при разных скоростях нагрева в 50, 30, 10 и 3 °С/мин (скв. Ушаковская 1).....	141
Рис. 51 - Распределение лабильной части керогена яновстанской свиты по энергиям активации	142
Рис. 52 - Сравнение распределения лабильной части керогена по энергиям активации с дискретизацией 2 Ккал/моль яновстанской свиты ($tr = 0.34$) и керогена Brent	142
Рис. 53 - Распределение лабильной части керогена гольчихинской свиты по энергиям активации	144
Рис. 54 - Сравнение распределения лабильной части керогена по энергиям активации с дискретизацией 2 Ккал/моль гольчихинской свиты ($tr = 0.4$) и керогена Brent	144
Рис. 55 - Сравнение распределения лабильной части керогена по энергиям активации с дискретизацией 2 Ккал/моль для гольчихинской, яновстанской свит и керогена Brent	145
Таблица 5 - Тип органического вещества нефтегазопроизводящих горизонтов на территории исследования.....	146
Рис. 56 - Схема распространения различных кинетических типов керогенов в баженовском горизонте на севере Западной Сибири [Рыжкова и др., 2018].....	147
Рис. 57 - Схема литолого-стратиграфического профиля	150
Рис. 58 - Литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла по моделируемым скважинам	151

Рис. 59 - Пример калибровки генерационного потенциала в скважине на примере скважины Южно-Носковская 318.....	152
Рис. 60 - Пример калибровки максимальной температуры выхода углеводородов в скважине на примере скважины Южно-Носковская 318 (условные на рис. 57)..	153
Рис. 61 - Интенсивность генерации жидких и газообразных УВ органическим веществом глинистых фаций малышевского горизонта.....	154
Рис. 62 - Интенсивность генерации жидких и газообразных УВ органическим веществом глинистых фаций баженовского горизонта.....	155
Рис. 63 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом левинского горизонта к концу готерива, 130 млн лет назад.....	166
Рис. 64 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом левинского горизонта к началу сеномана, 100 млн лет назад.....	167
Рис. 65 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом левинского горизонта к началу палеоцена, 60 млн лет назад.....	168
Рис. 66 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом левинского горизонта на сегодняшний день, 0 млн лет назад.....	169
Рис. 67 - Динамика генерации углеводородов органическим веществом левинского горизонта.....	170
Рис. 68 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к середине валанжина, 135 млн лет назад.....	171
Рис. 69 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к концу баррема – начале апта, 125 млн лет назад.....	172
Рис. 70 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к концу апта, 115 млн лет назад.....	173
Рис. 71 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к началу альба, 110 млн лет назад.....	175

Рис. 72 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к концу сеномана, 95 млн лет назад.....	176
Рис. 73 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта к началу палеоцена, 65 млн лет назад	177
Рис. 74 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом китербютского горизонта на сегодняшний день, 0 млн лет назад	178
Рис. 75 - Динамика генерации углеводородов органическим веществом китербютского горизонта	179
Рис. 76 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к концу готерива, 130 млн лет назад.....	181
Рис. 77 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к концу апта, 115 млн лет наза.....	182
Рис. 78 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта в середине альба, 110 млн лет назад.....	183
Рис. 79 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к началу сеномана, 100 млн лет назад.....	184
Рис. 80 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к концу турона, 90 млн лет назад.....	185
Рис. 81 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к середине эоцена, 50 млн лет назад.....	187
Рис. 82 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта к настоящему времени, 0 млн лет назад	188
Рис. 83 - Динамика генерации углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта	189

Рис. 84 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к середине валанжина, 135 млн лет назад.....	190
Рис. 85 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к началу апта, 125 млн лет назад.....	191
Рис. 86 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к концу апта, 115 млн лет назад.....	192
Рис. 87 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к середине альба, 105 млн лет назад.....	193
Рис. 88 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к началу коньяка, 90 млн лет назад.....	195
Рис. 89 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к началу палеоцена, 65 млн лет назад	196
Рис. 90 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к концу эоцена, 35 млн лет назад.....	197
Рис. 91 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом малышевского горизонта к настоящему времени, 0 млн лет назад	198
Рис. 92 - Динамика генерации углеводородов органическим веществом малышевского горизонта.....	199
Рис. 93 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта к середине валанжина, 135 млн лет назад	200
Рис. 94 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта к середине апта, 120 млн лет назад.....	202
Рис. 95 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта к началу альба, 110 млн лет назад.....	203

Рис. 96 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта к концу сеномана, 95 млн лет назад.....	204
Рис. 97 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта к середине кампана, 80 млн лет назад.....	205
Рис. 98 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта к середине палеоцена, 60 млн лет назад	206
Рис. 99 - Кумулятивная генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта на сегодняшний день, 0 млн лет назад.....	208
Рис. 100 - Динамика генерации углеводородов органическим веществом баженовского горизонта	209
Таблица 6 - Количество генерированных жидких и газообразных углеводородов.....	210
Рис. 101 - Время литификации киммеридж-волжского и валанжинского флюидоупора	213
Рис. 102 - Время литификации нижеаптского и альбского флюидоупора	215
Рис. 103 - Время литификации туронского флюидоупора	216
Рис. 104 - Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в берриас-валанжинском резервуаре	220
Рис. 105 - Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в валанжин-нижеаптском резервуаре	221
Рис. 106 - Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в апт-альбском резервуаре	222
Рис. 107 - Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в сеноманском резервуаре.....	223
Рис. 108 - Схема перспективных скоплений жидких и газообразных углеводородов.....	224
Таблица 7 - Коэффициенты успешности бурения [Скоробогатов, Соин, 2018]...	225
Таблица 8 Количество углеводородов, аккумулированных в залежах	226