

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

На правах рукописи

ЛОКТИОНОВА ОЛЬГА АНАТОЛЬЕВНА

**ГЕОЛОГИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ГЕТТАНГ-
ААЛЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ**

25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель

Калинина Л.М.

кандидат геол.-минерал. наук,

доцент

Новосибирск – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. ГЕОЛОГО–ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	14
1.1 Геолого-геофизическая изученность	14
1.2 Стратиграфия и палеогеография ниже-среднеюрских отложений	18
1.3 Тектоническое строение	33
1.4 Нефтегазоносность.....	42
ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ	57
2.1 Структурно-тектонический анализ	57
2.2 Интерпретация материалов ГИС	68
2.3 Бассейновое моделирование.....	83
ГЛАВА 3. ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ТЕРРИТОРИИ.....	89
3.1 Структурная характеристика	89
3.2 История тектонического развития	95
ГЛАВА 4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	111
4.1 Геттанг-нижнетоарский подкомплекс	114
4.2 Тоар-нижнеааленский подкомплекс	119
4.3 Верхнеааленский подкомплекс	122
ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЕТТАНГ-ААЛЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	126
5.1 Модель Усть-Тымского очага нефтегазообразования	127
5.2 Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины	138
5.3 Модели перспективных объектов геттанг-ааленского нефтегазоносного комплекса	144
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	170
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	174
СПИСОК РИСУНКОВ.....	197
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	201
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	202

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования в диссертационной работе являются слабо изученные отложения нижней и средней (аален) юры и Усть-Тымской мегавпадины и прилегающих территорий Александровского свода, Средневасюганского, Парабельского и Пыль-Караминского мегавалов (юго-восток Западной Сибири, Томская область). В плане нефтегазогеологического районирования территория исследования включает Усть-Тымский, Пыль-Караминский и Парабельский нефтегазоносные районы (НГР) Пайдугинской нефтегазоносной области (НГО) и сопредельные районы Александровского и Средневасюганского НГР Васюганской НГО, а также восточные районы Предъенисейской субпровинции.

Цель диссертационной работы - оценить перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих ниже-среднеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины и сопредельных положительных структур.

Актуальность темы исследования:

Нефтегазодобывающая промышленность Томской области развивается с 1964 года. Большинство крупных и средних по запасам месторождений углеводородов Томской области было открыто в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях в 60-80-х гг. прошлого века, тогда же началась их активная разработка. За последнее десятилетие было открыто более 15 преимущественно мелких месторождений, а также проведена доразведка, благодаря которой состоялось открытие залежей в новых интервалах на многих открытых ранее месторождениях.

В настоящее время для социально-экономического развития Томской области необходимым является сохранение объемов добычи нефти и увеличение ресурсной базы региона. Для решения этой задачи важное значение имеет открытие новых залежей углеводородов в слабоизученных, в частности, глубокозалегающих осадочных комплексах. Результаты геологоразведочных работ и многочисленные исследования геологов-нефтяников показали, что высокая степень изученности

традиционных для западных и центральных районов Томской области верхнеюрских отложений (горизонт Ю₁) не позволяет рассчитывать на открытие новых крупных и средних залежей УВ в этом комплексе пород. Изучение геологического строения, выделение нефтегазоперспективных объектов и выявление залежей УВ в слабоизученных глубокозалегающих отложениях нижней-средней юры является актуальной задачей для восполнения минерально-сырьевой базы региона. Наличие в разрезе геттанг-ааленских отложений флюидоупоров, коллекторов и нефтепроизводящих пород тогурской свиты позволяет рассматривать этот комплекс в качестве одного из перспективных слабоизученных комплексов на юго-востоке Западной Сибири.

Современные методы исследования и комплексный подход с использованием материалов керна скважин, геофизических исследований скважин (ГИС), сейсморазведки, петрофизических и геохимических данных, сейсмофациального и структурно-тектонического анализов и бассейнового моделирования дают возможность картировать разные по строению и размерам нефтегазоперспективные объекты (ловушки), детализировать модели их геологического строения, выполнить оценку перспектив нефтегазоносности.

Степень разработанности темы исследования:

О перспективах открытия в Западной Сибири (ЗС) нефтяных и газовых месторождений впервые было сказано И.М. Губкиным в интервью корреспонденту газеты «Правда» в 1932 г. Академик говорил о необходимости постановки поисково-разведочных работ на восточном склоне Урала. Систематические исследования Западной Сибири начались в конце 40-х – начале 50-х годов. На северо-востоке Томской области были пробурены две первые опорные скважины: Колпашевская №10 и Тымская №1.

Вопросами стратиграфии юрских отложений юго-востока Западно-Сибирского осадочного бассейна начиная с 50-х гг. XX в. в разное время занимались Н.Н. Ростовцев, Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеров, В.Б. Белозеров, Н.А. Брылина, С.П. Булынникова, Е.Е. Даненберг, В.П. Девятов, Л.И. Егорова, В.И. Ильина, А.Е. Еханин, А.М. Казаков, И.Г. Климова, Л.Г. Маркова,

Г.И. Тищенко, В.М. Тищенко, В.Я. Шерихора, Б.Н. Шурыгин и др. Согласно «Решениям 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири» на территории Томской области в разрезе нижней - средней юры выделяются урманская, тогурская, салатская (изохронный аналог – пешковская) и тюменская свиты.

Вопросам тектонического строения и классификации тектонических элементов Западно-Сибирской плиты, в частности Томской области, посвящены работы многих ученых, таких как Н.Н. Ростовцев, Ф.Г. Гурари, В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, В.С. Сурков, В.В. Гребенюк, В.П. Девятков, О.Г. Жеро, Н.П. Запивалов, И.А. Иванов, В.А. Кондрашов, В.А. Конторович, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев и др. В настоящей работе автор руководствовался представлениями о тектоническом строении фундамента и осадочного чехла, рассмотренных в работах Ф.Г. Гурари, В.В. Гребенюка, О.Г. Жеро, В.А. Конторовича, В.Д. Наливкина, К.И. Микуленко, Н.Н. Ростовцева, В.С. Старосельцева, В.С. Суркова.

Исследования нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) начались в 60-е гг. XX века. Следует отметить, что первый приток нефти в Западной Сибири был получен на территории Томской области именно из нижеюрских отложений на Колпашевской площади. Наиболее активное изучение этого комплекса пород началось после открытия в 1972 г. в ниже-среднеюрских отложениях гигантской Талинской зоны нефтегазонакопления.

Весомый вклад в изучение геологического строения и оценку перспектив нефтегазоносности нижней юры юго-востока Западной Сибири внесли такие исследователи, как Ф.Г. Гурари, Е.Е. Даненберг, Н.П. Запивалов, И.А. Иванов, В.П. Казаринов, Ю.Н. Карогодин, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, В.С. Сурков, В.Б. Белозеров, Н.А. Брылина, В.В. Гребенюк, Т.И. Гурова, В.П. Девятков, Л.И. Егорова, А.Е. Еханин, В.И. Исаев, А.М. Казаков, В.А. Кондрашов, Е.А. Костырева, Г.А. Лобова, В.Д. Наливкин,

Д.В. Напреев, В.И. Москвин, Л.В. Смирнов, О.Ф. Стасова, С.Г. Саркисян, Г.И. Тищенко, В.М. Тищенко, А.С. Фомичев, Г.П. Худорожков, К.А. Черников и др. Большинство ученых прогнозировали перспективность ниже-среднеюрских отложений для поиска залежей нефти и газа, обосновывая это наличием коллекторов, флюидоупоров, источников генерации и уровнем преобразованности органического вещества.

За последние три десятилетия учеными ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМСа и ТПУ были реализованы крупные проекты по геологии, стратиграфии, тектонике, литологии, геохимии и нефтегазоносности юрских отложений Западной Сибири, которые носят преимущественно региональный характер и дают общие представления о строении и перспективах нефтегазоносности Усть-Тымской мегавпадины.

Несмотря на многолетнее изучение, геттанг-ааленские отложения Усть-Тымского осадочного суббассейна по-прежнему относятся к слабоизученным. Лишь в немногих публикациях являются самостоятельным объектом, в большинстве работ акценты с них смещены. До сих пор остается ряд вопросов, требующих доработки и более детального исследования, их решение стало возможным с появлением новых данных сейсморазведки и глубокого бурения, современных методик и программных пакетов.

Научная задача исследования: на базе комплексной интерпретации материалов глубокого бурения, ГИС, сейсморазведки и результатов аналитических исследований керна построить детальные модели геологического строения, установить масштабы генерации углеводородов органическим веществом тогурской свиты и выполнить оценку перспектив нефтегазоносности геттанг-ааленских отложений Усть-Тымской мегавпадины и прилегающих территорий.

Основные этапы исследования:

1. Анализ опубликованных материалов по геологии и нефтегазоносности территории исследования.
2. Структурная характеристика района исследования, восстановление истории формирования мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Усть-Тымского

осадочного суббассейна и антиклинальных структур геттанг-ааленского сейсмогеологического комплекса; выделение разрывных нарушений и определение времени их формирования.

3. Детальная геологическая характеристика для каждого стратиграфического уровня.
4. Оценка нефтегенерационного потенциала тогурской свиты на основании бассейнового моделирования в Усть-Тымском очаге нефтегазообразования.
5. Оценка перспектив нефтегазоносности геттанг-ааленских отложений Усть-Тымской мегавпадины и прилегающих территорий.

В диссертационной работе защищаются **следующие положения и результаты:**

1. Усть-Тымская мегавпадина и сопредельные положительные структуры I порядка наиболее активно формировались в юре, но только в коньяк-кайнозойское время в результате разнонаправленных региональных тектонических движений приобрели современные очертания. В рельефах геттанг-ааленских стратиграфических уровней поднятия III-IV порядков как потенциальные нефтегазоперспективные объекты наиболее интенсивно формировались в юре и раннем мелу.

2. В разрезе геттанг-ааленских отложений выделено три нефтегазоносных подкомплекса: геттанг-нижнетоарский, тоар-нижнеааленский и верхнеааленский, которые характеризуются переслаивающимися песчаными и глинистыми пачками — потенциальными коллекторами и покрышками. Наличие коллекторов, флюидоупоров и нефтематеринских пород, а также прямые признаки нефтеносности позволяют рассматривать эти отложения в качестве перспективных для поисков месторождений нефти и газа.

3. По результатам бассейнового моделирования подтверждено, что на юго-востоке Западной Сибири раннетоарская тогурская свита является основной нефтепроизводящей формацией в континентальных отложениях юры, с уровнем зрелости органического вещества от начала градации $МК_1^2$ до $МК_2$. Генерация жидких УВ керогеном II типа началась около 110 млн лет, керогеном III типа - 90

млн лет назад и эти процессы не вышли на максимальный уровень. За время нахождения в ГЗН аквагенным и смешанным ОВ сгенерировано, соответственно, 795 млн т и 173 млн т жидких УВ, что позволяет рассчитывать на формирование нефтяных залежей.

4. В геттанг-ааленских отложениях исследуемого региона выделено две нефтяные залежи и 33 перспективных объекта структурного, структурно-литологического и структурно-тектонического типов. Наиболее перспективные в отношении нефтегазоносности ловушки находятся по периферии и в области основного очага генерации, который расположен в западной и центральной частях Усть-Тымской мегавпадины.

Фактический материал включает данные по сейсмическим временным профилям МОГТ (метод общей глубинной точки) 2D протяженностью 7350 км, данные по глубокому бурению 104 скважин, данные сейсмического каротажа (СК) и петрофизические исследования керн по пяти скважинам, результаты испытаний по 19 скважинам, карты распределения отражательной способности витринита базального горизонта и кровли юрского комплекса, данные пиролиза по семи скважинам и значения современных содержаний органического углерода ($C_{орг}$) в аргиллитах тогурской свиты. Все используемые материалы предоставлены ИНГГ СО РАН.

Теоретические основы и методы исследований.

В основе интерпретации геолого-геофизических материалов лежало комплексирование данных, полученных посредством сейсморазведки, ГИС, глубокого бурения и аналитических исследований.

Структурно-тектонические построения выполнялись по сейсморазведочным данным и материалам глубокого бурения, позволяющим определять глубину залегания, форму поверхностей и свойства геологических тел; для решения задач прогнозирования геологического разреза и построения сейсмогеологических моделей геттанг-ааленских отложений использовались основные принципы сейсмостратиграфии, включающие структурно-тектонический и палеоструктурный анализы. Реконструкция истории тектонического развития

территории исследования осуществлялась с использованием «метода мощностей», который позволяет восстанавливать происходившие на разных этапах развития тектонические процессы. Становление, развитие, основные положения и успешное применение этих методов отражены в работах В.В. Белоусова, Р.Г. Гарецкого, В.Д. Наливкина, Н.Н. Ростовцева, В.Е. Хаина, А.Л. Яншина, В.С. Суркова, В.И. Бондарева, П. Вейла, Л.Ш. Гиршгорна, Г.Н. Гогоненкова, В.В. Гребенюка, Ф.Г. Гурари, В.А. Кондрашова, В.А. Конторовича, В.М. Краснополова, Н.Я. Кунина, К.А. Машковича, К.И. Микуленко, М. Митчема, Ю.А. Михайлова, В.М. Мухина, Ч. Пейнтон, В.С. Старосельцева, Г.И. Тищенко, В.М. Тищенко и др.

Интерпретация различных методов каротажа осуществлялась на основании методик и подходов, изложенных в работах Т.Д. Дахкильтова, В.Н. Дахнова, С.С. Итенберга, В.Н. Глинских, И.Н. Ельцова, М.Н. Никитенко, М.И. Эпова и др.

Для выполнения бассейнового моделирования применялись подходы, основанные на моделировании кинетики преобразования нерастворимой части рассеянного органического вещества (РОВ). Теоретические основы моделирования процессов нефтегазообразования разрабатывались начиная со второй четверти XX века в СССР (России), Северной Америке, Западной Европе и других регионах, базисом для которых являлись осадочно-миграционная теория и учение о зональности нафтидогенеза, развитые в работах Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемирского, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, А.А. Трофимука, Б. Тиссо, Д. Вельте, Б.А. Соколова, Л.М. Бурштейна, В.Ф. Лившица и др.

Научная новизна исследования.

Комплексное обобщение геолого-геофизических материалов позволило получить ряд новых важных результатов:

- впервые восстановлена история формирования ниже-среднеюрских ловушек;
- в результате детального анализа материалов ГИС, в отличие от ранее опубликованных представлений, удалось выделить в составе геттанг-ааленского комплекса Усть-Тымской мегавпадины три самостоятельных нефтегазоносных подкомплекса: геттанг-нижнетоарский, тоар-нижнеааленский и верхнеааленский;

- по пиролитическим характеристикам и содержанию органического углерода (материалы лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН) автором оценен генерационный потенциал тогурской свиты в Усть-Тымском очаге нефтегазообразования, рассчитаны объемы генерации УВ;
- впервые для каждого подкомплекса выполнен прогноз нефтегазоносности, который подтверждает перспективность геттанг-ааленских отложений для поисков залежей УВ;
- впервые определены и закартированы первоочередные нефтегазоперспективные объекты.

Личный вклад. Автором самостоятельно выполнены все этапы исследования, направленные на решение поставленной задачи: обработка всех имеющихся данных, получение основных результатов с их последующей интерпретацией и определение их научной и практической значимости.

На основании опубликованных и фондовых материалов подготовлен очерк по истории изучения, стратиграфии, тектонике и нефтегазоносности территории исследования. Проведена комплексная интерпретация сейсморазведочных материалов и данных глубокого бурения, построены структурные карты по отражающим горизонтам (Φ_2 , I^{tg} , I^a , II^a , III, IV), карты толщин сейсмогеологических комплексов (геттанг-ааленского, юрского, берриас-нижнеаптского, апт-туронского, коньяк-кайнозойского), построена серия палеоразрезов.

Проведено литологическое расчленение ниже-среднеюрских отложений по материалам ГИС, построены корреляционные схемы, структурные карты стратиграфических единиц геттанг-ааленских отложений, карты толщин свит, карты эффективных толщин песчаных пластов Ю₁₁₋₁₇. Выделены замкнутые положительные структуры как потенциальные ловушки углеводородов в геттанг-ааленском комплексе. Восстановлена история формирования выделенных ловушек.

Построена структурно-литологическая модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. По современным данным катагенетической преобразованности ОВ, полученных в ИНГГ СО РАН, подобрана адекватная модель эффективного

теплового потока на границе земной коры и верхней мантии. Определено время нахождения тогурской свиты в главной зоне нефтеобразования, восстановлена история генерации жидких и газообразных УВ, подсчитаны объемы генерации.

Построены карты распределения перспективных объектов, для которых дана количественная оценка нефтегазоносности. Закартированы Толпаровская, Западно-Тымская и Вертолетная ловушки, определен тип насыщения коллекторов.

Теоретическая и практическая значимость.

Основные результаты работы дают научно-обоснованное представление о нефтегазоносном потенциале геттанг-ааленских отложений Усть-Тымской мегавпадины. При использовании комплексной интерпретации сейсморазведочных, геологических, геофизических и геохимических материалов, новейших методик и программного обеспечения на современном уровне получены сейсмогеологические модели и модели генерации УВ, позволяющие более детально рассматривать глубокозалегающие отложения Усть-Тымского осадочного суббассейна.

Результаты выполненных исследований могут быть использованы федеральными органами и нефтедобывающими компаниями - как основа для разработки стратегии по постановке поисково-разведочных работ.

Степень достоверности научных результатов основывается на:

- комплексности исследований всех накопленных геолого-геофизических материалов, включающих материалы сейсморазведки, данные геофизических исследований скважин, полученные при бурении и в ходе испытания скважин, а также данные петрофизики и геохимии ОВ;
- компетентном владении методическими приемами и подходами, применяемыми при интерпретации геолого-геофизических материалов и анализе полученных результатов;
- согласованности представленных моделей с имеющимися геолого-геофизическими данными;
- использовании современного программного обеспечения для решения сложных задач (Golden Software Surfer, Corel Draw, Microsoft Office, Adobe Acrobat,

Temis Flow), в том числе разработанного в ИНГГ СО РАН (W-Seis, GridBuilder, GridMaster, EMFpro).

При решении задачи исследования учитывались все опубликованные научные данные исследователей по Усть-Тымской мегавпадине, включающие геологическое строение, литологию, палеогеографию, гидрогеологию, геохимию и прогноз нефтегазоносности.

Апробация результатов. Основные научные результаты и положения, применяемые методики диссертационной работы опубликованы автором в трех научных статьях в рецензируемых журналах, входящих в перечень Высшей Аттестационной Комиссии (ВАК), «Геология нефти и газа» (2) и «Геология и геофизика».

По результатам диссертационной работы были сделаны доклады на одной зарубежной (Azerbaijan, 2018), на четырех международных (г. Новосибирск, 2016, 2017, 2018, г. Томск, 2018) и на двух всероссийских (г. Шира, 2018; г. Новосибирск, 2019) конференциях и симпозиумах.

Объем и структура работы. Диссертационная работа включает введение, пять глав, заключение, список литературы, содержащий 187 источников. Полный объем диссертации составляет 203 страницы, в том числе 75 рисунков и 6 таблиц.

Благодарности. Соискатель выражает благодарность научному руководителю, к.г.-м.н., доценту Л.М. Калининой, заведующему лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, д.г.-м.н., члену-корреспонденту РАН В.А. Конторовичу, научному советнику РАН, д.г.-м.н., академику РАН А.Э. Конторовичу, д.г.-м.н. Л.М. Бурштейну, д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН В.Н. Глинских за научные консультации. Кроме того, соискатель выражает благодарность заведующим кафедрой геологии месторождений нефти и газа д.г.-м.н., профессору, академику РАН А.Э. Конторовичу и д.г.-м.н. А.Н. Фомину, а также преподавательскому составу геолого-геофизического факультета НГУ за полученные в процессе обучения знания. А также к.г.-м.н. И.А. Губину, к.г.-м.н. А.Ю. Калинину, к.т.н. И.В. Михайлову, д.г.-м.н. В.И. Москвину, к.г.-м.н. Т.М. Парфеновой, к.г.-м.н. С.В. Рыжковой, к.г.-м.н. П.И. Сафронову, к.г.-м.н.

М.В. Соловьеву, к.г.-м.н. Е.С. Суриковой, д.г.-м.н. Ю.Ф. Филиппову, к.г.-м.н. М.А. Фомину, Д.В. Аюновой, С.М. Гусевой, К.И. Канаковой, М.С. Канакову, А.Г. Кузнецовой, Н.Б. Сараевой за содействие в проведении исследований и ценные советы.

ГЛАВА 1. ГЕОЛОГО–ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Геолого-геофизическая изученность

Район исследования расположен на юго-востоке Западной Сибири в северной части Томской области (Рисунок 1.1). Томская область граничит на севере и западе с Ханты-Мансийским автономным округом, на юго-западе с Омской областью, на востоке с Красноярским краем, на юге с Новосибирской и Кемеровской областями и относится к крупным нефтедобывающим регионам с развитой инфраструктурой. На ее территории открыто более 100 месторождений нефти и газа, работает 25 нефтегазодобывающих компаний, лицензирование проведено для западных и центральных районов области. Незначительная часть исследуемой территории относится к распределенному фонду. Инфраструктура для нужд добычи и



Рисунок 1.1 - Географическое расположение района исследования.

Условные обозначения: 1 - административные границы; 2 - район исследования.

транспортировки углеводородов, включающая линии электропередач, ветки нефте- и газопровода, находится только на юго-западе района.

В тектоническом плане район исследования охватывает Усть-Тымскую мегавпадину, восточную часть Обь-Васюганской и западную часть Куржинской гряд, Парабельский наклонный мегавал. В нефтегазоносном плане занимает восточную часть Васюганской нефтегазоносной области (НГО) и большую часть Пайдугинской НГО. Площадь исследуемой территории составляет 53000 км².

Проведение геофизических работ на территории юго-востока Западной Сибири началось в конце 50-х годов прошлого века преимущественно Новосибирским территориальным геологическим управлением, из которого позднее выделилось Томское геологическое управление и Сибирский геофизический трест, работы проводились на региональном уровне. Первые геофизические работы включали сейсморазведочные, электроразведочные, гравиразведочные и магниторазведочные исследования, результатом которых стало определение восточных районов Томской области как малоперспективных для поисков залежей углеводородов. В дальнейшем сейсморазведочные исследования стали основным методом при решении структурных задач.

Далее в 50-х и 60-х годах прошлого века в Институте геологии и геофизики СО АН СССР и Сибирском научно-исследовательском институте геологии и минерального сырья была создана методика, позволяющая быстро и эффективно понять региональный структурный план, покрывать большие площади сейсморазведочными исследованиями методом отраженных волн (МОВ), в результате практически вся западная и центральная часть территории Томской области была исследована, с 1954 г. началось детальное площадное изучение Усть-Тымской мегавпадины методом МОВ. По итогам комплексных геолого-геофизических исследований было проведено структурно-тектоническое районирование осадочного чехла и складчатого фундамента, спрогнозирован геологический разрез, выделены структуры I, II и III порядка. После установления нефтегазоносности верхнеюрского и мелового горизонтов Томской области и открытия в них месторождений углеводородов в последующие годы геолого-

геофизические исследования были направлены на картирование и подготовку к бурению антиклинальных структур в том числе небольших по размерам.

Сейсморазведка методом МОВ не позволяла с большой степенью надежности выявлять небольшие структуры и проводить детальное картирование крупных поднятий, с 1973 года происходила замена зондирования МОВ на метод общей глубинной точки, объемы сейсморазведочных исследований МОГТ активно увеличивались с 1973 по 1991 годы и были направлены на подготовку антиклинальных структур к бурению. В 70-е гг. было проведено региональное обобщение геолого-геофизических материалов и отражено в монографии [Геология нефти и газа Западной Сибири..., 1975].

С середины 80-х годов направленность геофизических работ начала меняться на исследования неантиклинальных ловушек, в связи со значительной исчерпаемостью фонда крупных и средних положительных структур. На территории Томской области работы по подготовке нетрадиционных сложно построенных объектов к бурению были начаты в ходе реализации «Комплексной программы научно-методических и производственных работ по поискам нефти и газа в ловушках не антиклинального типа» с 1986 по 1990 гг. Базой для разработки методики поисков не антиклинальных ловушек и прогноза геологического строения в Томской области послужили работы И.А. Иванова, В.Б. Белозерова, Е.Е. Даненберга, В.А. Кондрашова, В.А. Конторовича, З.Я. Сердюка, В.С. Суркова и др.

После проведения на территории Томской области сейсморазведочных работ МОВ, сейсмозондирования, гравиметрической и аэромагнитной съемок, глубокого бурения и до начала активного использования метода МОГТ восточная часть области была определена как низкоперспективная, поэтому изученность района современными методами является невысокой и неравномерной, средняя плотность сети профилей МОГТ на территории исследования составляет от 0,5 до 1 км/км². Начиная с конца 80-х годов были возобновлены площадные и региональные сейсморазведочные работы, в 90-е годы произошло сокращение объема работ

[Карапузов и др., 1994], на сегодняшний день северо-восточная часть Томской области все еще является недоизученной.

Усть-Тымская мегавпадина была отнесена к объектам для изучения на федеральном уровне и с 1999 г. началась постановка региональных сейсморазведочных работ и научная интерпретация полученных материалов [Иванов и др., 1995; Брылина, 2001; Тищенко, 2004], однако этих работ все еще недостаточно для достижения уровня изученности запада Томской области.

Постановка опорного, параметрического, поискового и разведочного бурения в Томской области началась в 1950-е годы. Основной объем бурения выполнялся Томским геологическим управлением, к началу XXI века число пробуренных скважин превысило 1400, только в 117 скважинах были вскрыты нижнеюрские отложения [Конторович В.А. и др., 2001]. Усть-Тымская мегавпадина относится к одному из наименее изученных районов области. Большинство скважин пробурено на сводах крупных положительных структур, лишь немногие скважины вскрывают базальную часть осадочного чехла.

Глубоким бурением исследованы зоны сочленения Усть-Тымской мегавпадины с Александровским сводом, Средневасюганским мегавалом, Парабельским наклонным мегавалом. В наиболее глубоких частях Усть-Тымской мегавпадины пробурены единичные скважины (на Толпаровской, Западно-Тымской, Вертолетной и Тунгольской площадях), слабо изучены Куржинская гряда и восточная часть исследуемой территории. В целом можно охарактеризовать степень изученности геттанг-ааленских отложений как невысокую, особенно в центральной и восточной части территории исследования.

В диссертационной работе использовались материалы ИНГГ СО РАН, включающие сейсмические временные профили МОГТ протяженностью 7426 км и данные по глубокому бурению в 104 скважинах, результаты испытаний в 19 скважинах (Рисунок 1.2).

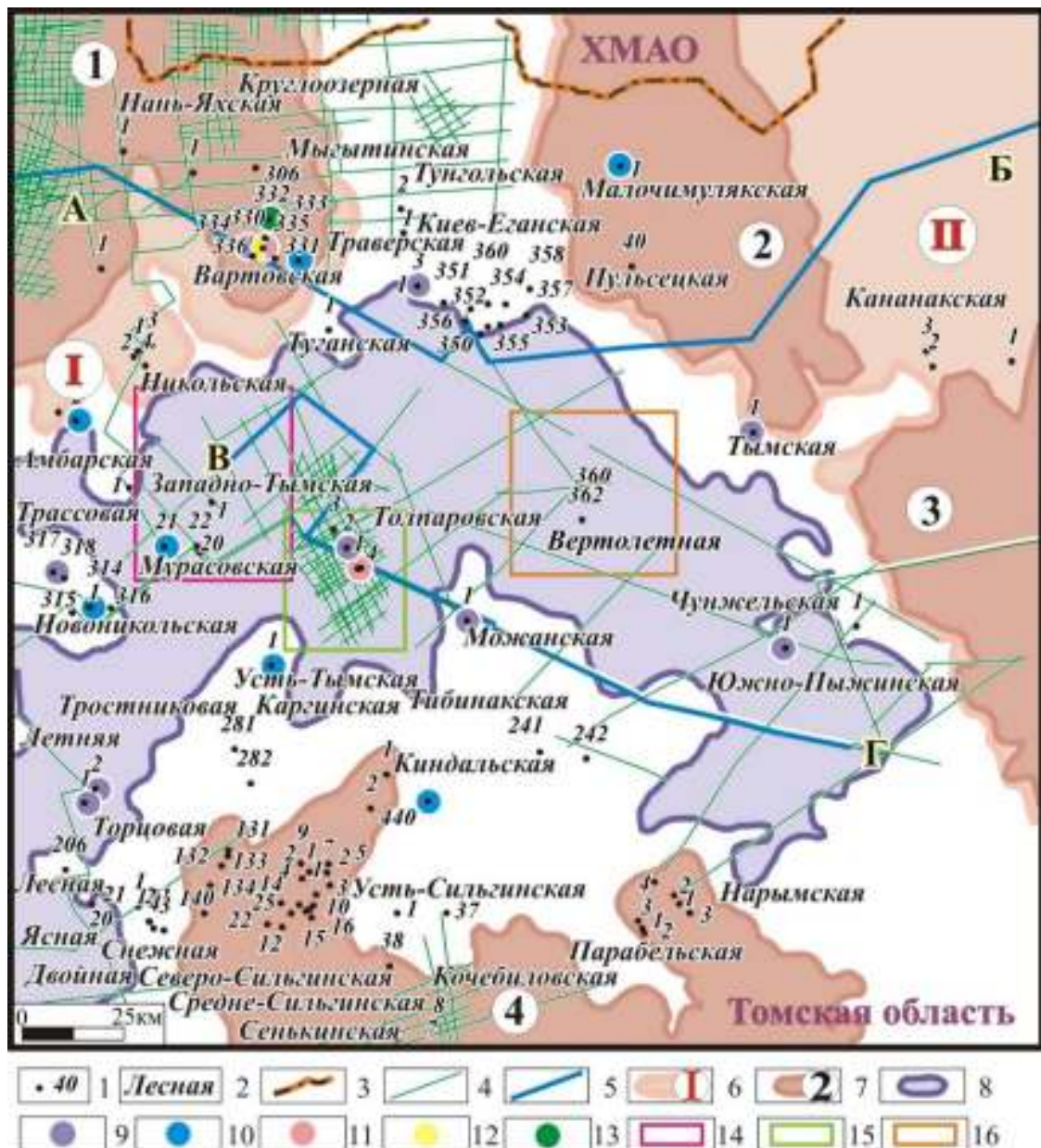
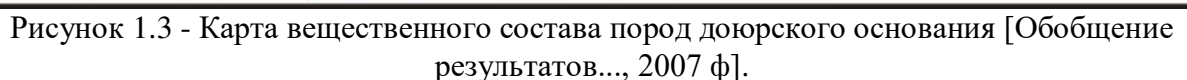


Рисунок 1.2 - Схема изученности территории исследования.

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 - название площади; 3 – административные границы; 4 - сейсмические профили МОГТ; 5 – композитные профили для построения палеоразрезов; 6 - 8 – контуры структур по тектонической схеме по горизонту П^а: 6 - положительные структуры 0 порядка (I – Обь-Васюганская гряда, II – Куржинская гряда), 7 - положительные структуры I порядка (1 – Александровский свод, 2 – Пыль-Караминский мегавал, 3 – Пайдугинский мегавал, 4 – Парабельский наклонный мегавал), 8 - отрицательная структура I порядка (Усть-Тымская мегавпадина); 9 – 13 – результаты испытаний: 9 – сухо, 10 – вода, 11 – нефть, 12 – газ, 13 – газоконденсат; 14 - 16 – районы для построения детальных моделей нефтегазоперспективных объектов: 14 – район № 1, 15 – район № 2; 16 – район № 3.

1.2 Стратиграфия и палеогеография ниже-среднеюрских отложений

Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол Западно-Сибирской плиты несогласно перекрывает доюрский фундамент [Геологическое строение..., 2005],



Условные обозначения: 1-разломы: главные (А), второстепенные (Б); 2-геологические границы; 3-триасовая система; 4-палеозой (верхнепалеозойская подэратема); 5-каменноугольная система (нижний-средний отделы); 6-каменноугольная система (нижний отдел); 7-девонская система (верхний отдел) – каменноугольная система (нижний отдел); 8-девонская система (нижний-средний отделы); 9-палеозой (среднепалеозойская подэратема); 10-известняки; 11-глинистые известняки; 12-глинистые сланцы с известняками; 13-глинисто-кремнистые породы с прослоями карбонатных пород; 14-глинисто-кремнистые породы; 15-песчаники, алевролиты, прослои

эффузивов и туфов различного состава; 16-алевролиты с прослоями песчаников и аргиллитов; 17- аргиллиты с прослоями алевролитов; 18-переслаивание пород разного состава (вулканогенно-осадочная толща); 19-андезиты, андезито-базальты и их туфы; 20-эффузивы основного состава; 21-кислые эффузивы и их туфы; 22-глинистые сланцы; 23-интрузивные породы преимущественно кислого состава (граниты, сиениты, гранодиориты, граносиениты); 24 – район исследования; 25 – название площади; 26 – скважина; 27 – населенный пункт.

относится к Нюрольскому, Никольскому и Колпашевскому структурно-фациальным районам (СФР) [Елкин, Краснов, 2001].

1.2.1 Подстилающие отложения

Девонская система представлена переслаиванием темно-коричневых и черных тонкослоистых известняков, мергелей и аргиллитов *лесной свиты* (D₁), темно-серыми и черными глинистыми, глинисто-кремнистыми известняками *мирной толщи* (D₁), аргиллитами и глинистыми известняками нижней и верхней подсвит *чузикской свиты* (D₂), углисто-глинистыми и глинисто-карбонатными породами *инской серии* (D₃-C₁) [Решения ..., 1999].

Каменноугольная система представлена известковистыми черными аргиллитами, темно-серыми алевролитами, биокластическими известняками *кехорегской свиты* (Cm₁₋₃), темно-серыми до черных аргиллитами, алевролитами, песчаниками *среднеvasюганской свиты* (Cm₃-Cr₁), темно-серыми известковыми аргиллитами, алевролитами и мергелями *елизаровской свиты* (Cr₁).

Триасовая система представлена раннетриасовыми отложениями, которые рассматриваются в составе доюрского фундамента [Геологическое строение..., 2005]. Они слагают эффузивно-осадочную *туринскую серию* базальтового состава, получившую распространение в центральной и южной частях Западно-Сибирского бассейна. Триасовые отложения заполняли грабены в рельефе фундамента [Казаков и др., 2002]. Отложения туринской серии вскрыты в скважинах Можанская 1, Круглоозерная 1, Летняя 2, Лесная 206 [Обобщение результатов..., 2007_ф].

1.2.2 Геттанг-ааленские отложения

Стратиграфии нижней и средней юры Западной Сибири посвящены многочисленные исследования последних десятилетий, начатые еще в середине

XX в. Во второй половине XX в. большое влияние на современное состояние стратиграфии мезозоя оказали следующие работы: «Стратиграфия мезозойских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты» [1968], «Проект региональной унифицированной стратиграфической и корреляционных схем триас-юрских, меловых и морских палеогеновых отложений Западно-Сибирской низменности» [1961], «Решение и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности» [1961], «Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система», «Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири» [2004] и др. В последние пару десятилетий шло активное накопление материала, которое позволило изменить и уточнить данные по стратиграфии и биостратиграфии юрской системы [Казаков, Девятов, 1990, 1994; Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004; Егорова, 1992; Ровнина 1997; Геологическое строение..., 2005 и др.].

Согласно схеме структурно-фациального районирования нижней и средней (без келловей) юры Западной Сибири [Шурыгин и др., 2000], территория исследования относится к Обь-Тазовской и Обь-Иртышской структурно-фациальным областям (СФО), Тымскому, Колпашевскому и Ажарминскому структурно-фациальным районам (Рисунки 1.4, 1.5).

Для Обь-Тазовской СФО характерна седиментационная обстановка, переходная от морской до континентальной, для Обь-Иртышской – континентальное осадконакопление. В результате смены трансгрессивных и регрессивных обстановок для осадочных толщ нижней и средней юры характерно чередование глинистых и песчано-алевритовых толщ.

Эти толщи составляют региональные горизонты: зимний, шараповский, надояхский и вымский, сложенные преимущественно песчаниками и алевролитами, их перекрывают преимущественно глинистые горизонты – левинский, китербютский и лайдинский. Горизонты содержат урманскую, тогурскую (изохронный аналог – иланская), салатскую (изохронный аналог –

пешковская) и нижнюю подсвиту тюменской свиты (Рисунки 1.6) [Геологическое строение..., 2005; Решение..., 2004].

Территория Западной Сибири в юрское время располагалась в умеренном поясе с теплым равномерно влажным климатом с незначительными сезонными колебаниями температуры и периодами юризации. Широтная ориентировка в юре несколько отличалась от современной, так как Северный географический полюс располагался в районе Северо-Восточной Азии. Условия осадконакопления на суше были преимущественно окислительными. Главной питающей провинцией для сибирских палеобассейнов являлись приподнятые территории Сибирской платформы. Другие (основные и второстепенные) источники обломочного материала располагались по периферии и, отчасти, внутри осадочных бассейнов [Девятков и др., 2011].

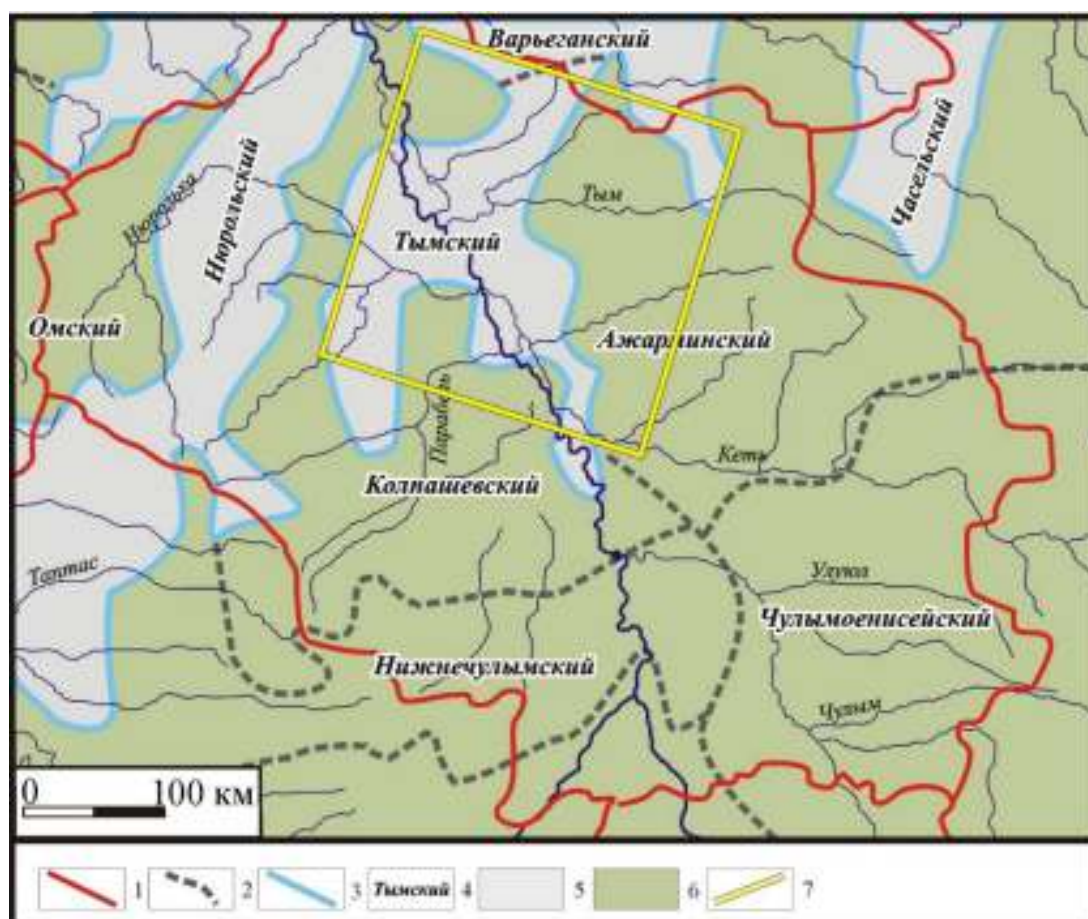


Рисунок 1.4 – Фрагмент схемы структурно-фациального районирования нижней и средней (без келловеев) юры Западной Сибири [Решение..., 2004].

Условные обозначения: 1 – административные границы; 2 - границы СФР; 3 – границы СФО; 4 - названия СФР; 5 – Обь-Тазовская СФО; 6 – Обь – Иртышская СФО; 7 - граница района исследования.

Общая шкала					Корреляция местных стратиграфических подразделений				
					Обь-Тазовская фациальная область		Обь-Иртышская фациальная область		
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Тымский СФР		Колпашевский СФР	Ажарминский СФР	
Ю р с к а я	Средний	Ааленский	Верхний	Вымский	Тюменская свита. Нижняя подсвита (Топольская). В верхней части переслаивание глины и алевролитов, в нижней песчанники, пропластки углей. П-8,9. ЮВ ₁₄ (Ю _{14,14}), У _{14,14} . До 140 м		Тюменская свита. Нижняя подсвита. Переслаивание серых алевролитов, песчанников и редких прослоев аргиллитов. Пласти угля. Отмечается древесина, растительный дегрит. П-8, 9. Ю _{14,14} , У _{14,14} . 60-140 м		
					Лайдунский	Верхняя подсвита (Радвинская). Глины уплотненные, темно-серые, иногда битуминозные, углистые с прослоями песчанников и алевролитов. П-7-82, 8. (У ₁₄ в кровле) 5-30 м		Пешковская свита	Чередование песчанников, алевролитов, аргиллитов углистых, редкие пласти угля близ кровли. У ₁₄ в кровле. П-7, 7а, 8. Ю ₁₄ 25-130 м
		Нижний	Надояхский	Нижняя подсвита. Переслаивание алевролитов углистых, с песчанниками серыми от грубозернистых до глинистых с остатками фауны. П-7,8. ЮВ ₁₄ (Ю ₁₄) 35-110 м					
				Тюменский	Верхний	Китербютский	Тюменская свита. Аргиллиты темно-серые, зеленоватые с прослоями алевролитов. П-5б, 6. 10-40 м		Тюменская свита. Аргиллиты и алевролиты темно-серые, серые с прослоями песчанников, алевролитов и остатками фауны. П-5б, 6. 20-40 м
		Нижний	Шараловский				Верхняя подсвита. Песчанник серый с прослоями алевролитов с редкими флюидоносными. П-4,5а. Ю ₁₄ 10-40 м		
				Нижний	Пинежский	Верхний	Левинский	Средняя подсвита. Аргиллиты темно-серые с пропластками алевролитов, песчанников, углей. П-2,37, 4. 5-100 м	
	Зимний	Нижняя подсвита. Разнозернистые полиминеральные песчанники, алевролиты с пропластками аргиллитов, угля, известняков, фундамента - гравелиты. П-2,3. Ю ₁₄ 10-100 м						Средняя подсвита. Аргиллиты темно-серые иногда зеленоватые с прослоями алевролитов, песчанников. П-4, 10-20	
		Синемурский	Верхний		Нижний				
						Геттингский	Верхний	Нижний	

Рисунок 1.5 - Фрагмент стратиграфической схемы нижней и средней юры Западной Сибири [Решение..., 2004].

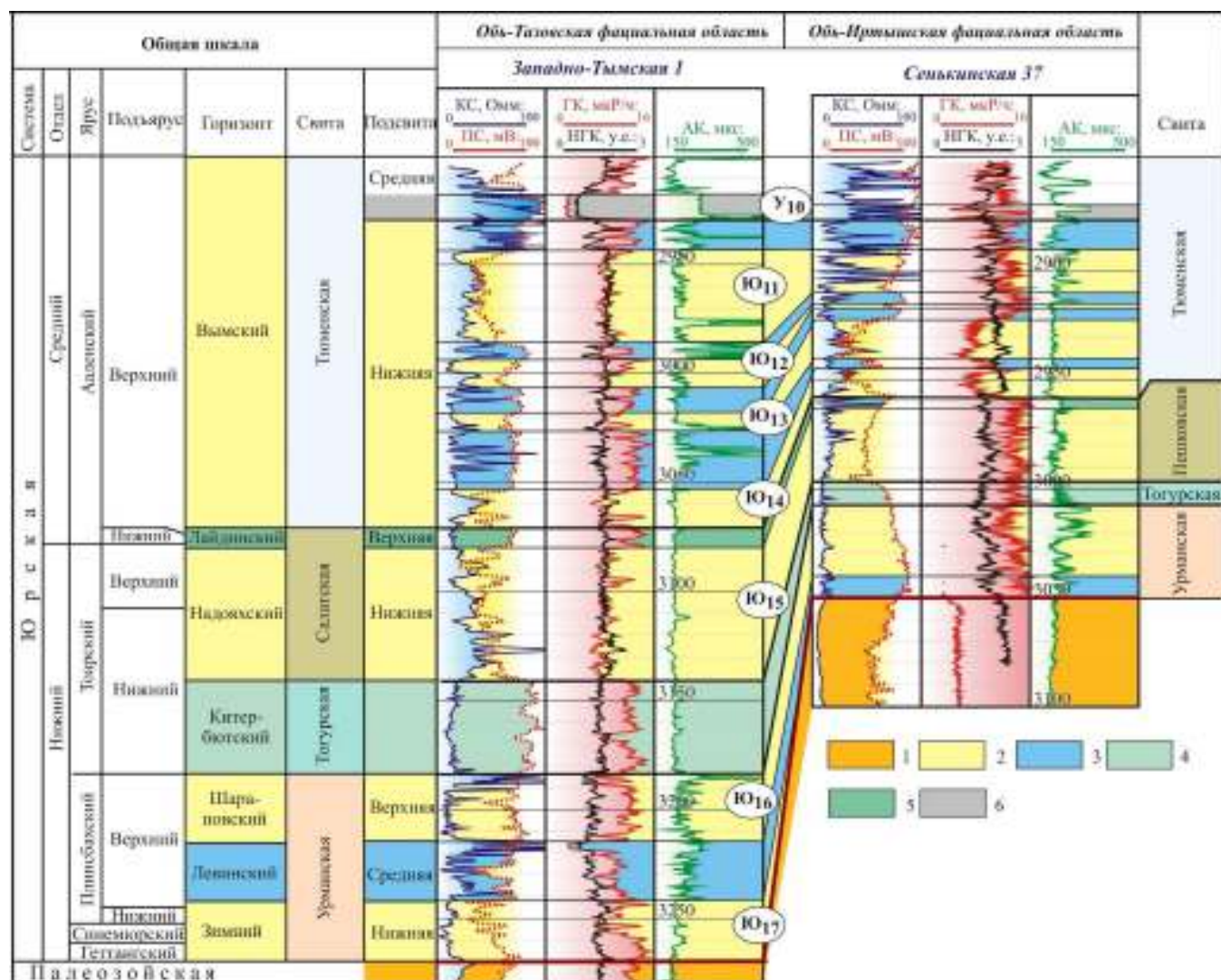


Рисунок 1.6 – Стратиграфия и сопоставление геологического разреза геттанг-ааленских отложений Обь-Тазовской и Обь-Иртышской СФО.

Условные обозначения: 1 – палеозойские отложения; 2 – песчаные пачки; 3 – глинисто-углистые пачки; 4 – тогурская свита; 5 – радомская пачка; 6 – угольный пласт.

Урманская свита выделена Л.И. Егоровой на юго-востоке Западной Сибири [Егорова, 1992], охватывает зимний, левинский и шараповский горизонты, делится на три подсвиты: нижнюю (соответствует группе песчаных пластов Ю₁₇), среднюю (средней глинистой пачке), верхнюю (группе песчаных пластов Ю₁₆) [Решение..., 2004]. Общая мощность свиты достигает 150 - 180 м, датируется синемюрмом-поздним плинсбахом.

Нижнеурманская подсвита соответствует зимнему горизонту, получила фрагментарное распространение в наиболее погруженных участках рельефа, представлена разнотекстурными песчаниками, гравелитами, алевролитами с включением растительных остатков, периодически встречаются прослои углей, мощность достигает 85 м, подсвита содержит споро-пыльцевой комплекс (СПК) 2-3, возраст определен в скв. Пономаревской-2 предположительно, как геттанг(?) - раннеплинсбахский [Геологическое строение..., 2005; Егорова, 1992; Решение..., 2004; Шурыгин и др., 2000]. Формирование нижнеурманской подсвиты происходило в надрифтовых долинах и прогнутых изолированных участках в условиях смены русловых, озерных и пойменно-болотных фаций. В Обь-Тазовской СФО крупная речная система была приурочена к Колтогорско-Уренгойской надрифтовой долине, а один из ее притоков к Тымскому надрифтовому желобу. Флора позднего плинсбаха не отличалась разнообразием, в ее составе преобладали голосеменные растения.

Среднеурманская подсвита соответствует левинскому горизонту, в Обь-Тазовской СФО подсвита представлена серыми и темно-серыми аргиллитами с буроватым или зеленоватым оттенком, черными с остатками растительного детрита, местами углистыми, с линзами и прослоями углей, слюдистыми, реже опесчаненными и комковатыми с прослоями алевролитов, заглинизированных песчаников, структура пород слоистая, линзовидная, с мелкой косой слоистостью [Аксенова, 2013]. В Обь-Иртышской СФО подсвита сложена аргиллитами темно-серыми, иногда зеленоватыми с прослоями алевролитов, песчаников. Подсвита содержит СПК характерный для палинозоны 4, обычной для верхней части левинского горизонта, мощность подсвиты достигает 100 м, возраст – поздний

плинсбах [Шурыгин и др., 2000]. Отложения подсвиты формировались в условиях заболачиваемых водоемов, озер и лагун, болот. В составе флоры и в климатических условиях не было существенных изменений.

Верхнеурманская подсвита соответствует шараповскому горизонту, представлена серыми, темно-серыми мелко-, средне-, реже крупнозернистыми песчаниками с маломощными прослоями аргиллитов и алевролитов, редкими прослоями углей. Мощность подсвиты изменяется от 8 до 40 м, возраст определяется как позднеплинсбахский по содержанию СПК палинозон 4 и 5а. Верхнеурманская подсвита формировалась в условиях переходной зоны между морскими и континентальными обстановками осадконакопления, в мелководном бассейне с нестабильной соленостью. В шараповское время изменился состав флоры, на территории Тымской зоны преобладали хвощи, плауны и папоротники, указывающие на потепление климата [Девятков и др., 2011].

На протяжении геттанга, синемюра и плинсбаха климат был теплый равномерно-влажный с незначительными сезонными колебаниями температуры. Значения среднегодовых температур были положительными, не ниже 10 - 12⁰С. Среднегодовые температуры в позднем плинсбахе составляли 14.4 - 19.8⁰С. Территория Усть-Тымской мегавпадины в это время представляла собой низменную аккумулятивную равнину (Рисунок 1.7), происходил процесс денудации внутренних источников сноса и расширение областей аккумуляции, что постепенно приводило к трансформации ландшафта. Во время развития осадочного бассейна в нем увеличивалась роль озерных и пойменно-болотных осадков. Сложная палеогеографическая обстановка палеобассейна послужила причиной многообразия и резкой смены фаций по латерали, так осадки русловых фаций в разрезе на коротких расстояниях сменялись озерными и пойменно-болотными.

Тогурская свита соответствует китербютскому горизонту, распространена в Обь-Тазовской СФО и Колпашевском СФР Обь-Иртышской СФО, на юго-востоке переходит в иланскую свиту, была выделена Ф.Г. Гурами в 1960 году как



Рисунок 1.7 - Фрагмент палеогеографической схемы Западной Сибири, поздний плейстоцен [Конторович и др., 2013].

Условные обозначения: 1 - 3 — палеогеографические области: области континентального осадконакопления: 1 - равнина низменная, аккумулятивная, 2 - равнина денудационно-аккумулятивная, 3 - равнина возвышенная.

тогурская пачка в разрезе скв. Колпашевская-2 [Стратиграфический словарь..., 1978], в 1976 г. тогурская пачка была переведена в ранг свиты [Решение..., 1978], является основной нефтематеринской толщей для нижне-среднеюрских отложений [Конторовичи др., 1964]. Свита представлена черными тонкослоистыми аргиллитами, обогащенными органическим веществом, с редкими прослоями алевролитов и мелких песчаников, текстуры переслаивания волнистые, линзовидно-волнистые, неправильные, нарушенные, присутствуют участки с градиционной слоистостью, текстурно-структурные особенности указывают на озерные условия осадконакопления [Ян и др., 2006]. Мощность свиты изменяется от 10 до 40 м, возраст определяется как раннетюрский по установленному в интервале свиты СПК палинозон 5б и 6, с тогурской свитой связан отчетливо идентифицируемый сейсмогоризонт I^г [Решение..., 2004; Шурыгин и др., 2000].

Формирование тогурских аргиллитов происходило в крупных озерах, временами соединявшихся с морем [Конторович и др., 1999; 2013].

Иланская свита соответствует китербютскому горизонту, в Ажарминском СФР Обь-Иртышской СФО, представлена зеленовато-серыми, темно-серыми аргиллитами и алевролитами с прослоями зеленоватых песчаников и пропластками углей. Мощность свиты 30 - 45 м, возраст определяется как раннетоарский по содержанию СПК палинозон 5б и 6. Формирование свиты происходило в условиях смены полуморских условий осадконакопления на континентальные [Шурыгин и др., 2000].

В раннем тоаре произошло повышение уровня моря и крупная трансгрессия. Климат был теплым и влажным, среднегодовые температуры воды в море составляли 16.9 - 24.5⁰С. В областях морской седиментации в начале тоара накапливались тонкодисперсные глинистые илы. Сформировавшиеся в этот период глинистые отложения слагают зонально выдержанный флюидоупор тогурской свиты. Территорию Усть-Тымской мегавпадины в это время занимала изолированная низменная аккумулятивная равнина (Рисунок 1.8). Состав флоры китербютского времени указывает на значительное потепление климата [Девятов и др., 2011; Конторович и др., 2013].

Салатская свита охватывает надояхский и лайдинский горизонты, делится на две подсвиты: нижнюю (Ю₁₅ по томской классификации) и верхнюю (радомская пачка) [Решение..., 2004]. Свита сложена песчаниками, алевролитами и аргиллитами, возраст отложений определен как верхи раннего тоара – низы позднего аалена.

Нижняя подсвита соответствует надояхскому горизонту, представлена пластами средне- и крупнозернистых песчаников, разделенных аргиллитами, песчаники серые до темно-серых, с прослоями гравелитов, конгломератов, имеют полимиктовый состав, небольшое количество цемента, среднемелкозернистую текстуру, низкую проницаемость, межзерновую и внутризерновую пористость, встречаются линзы углей. Мощность подсвиты 35 - 110 м, встречаются СПК

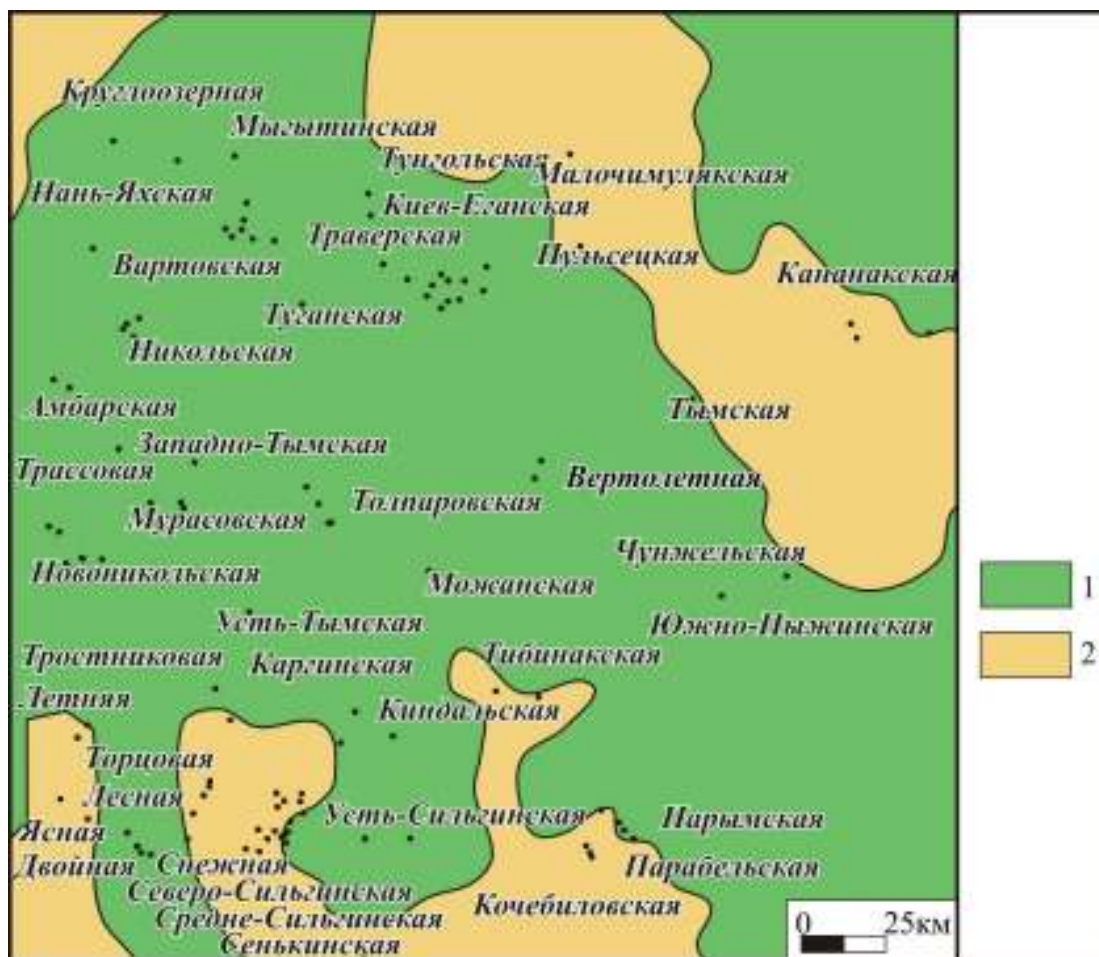


Рисунок 1.8 - Фрагмент палеогеографической схемы Западной Сибири, ранний тоар [Конторович и др., 2013].

Условные обозначения: 1 - 2 — палеогеографические области: области переходного осадконакопления: 1 - равнина низменная, аккумулятивная с распространением озер, временами соединявшихся с морем, 2 - равнина возвышенная.

палинозон - 7, 8, возраст определяется как верхи раннего тоара – низы раннего аалена. Толща была сформирована на фоне регрессивного цикла в условиях мелководного морского бассейна с периодическим опреснением [Осипова и др., 2007].

Верхняя подсвита (радомская пачка) соответствует надояхскому и лайдинскому горизонтам, представлена преимущественно глинисто-углистыми отложениями и имеет сложное строение из-за выклинивания или расщепления углей, появления линзовидных прослоек аргиллитов, алевролитов и песчаников, в кровле содержит угольный пласт У₁₄. В подсвите обнаружены СПК, характерные для палинозон - 7 и 8, датируется верхами позднего тоара - ранним ааленом, мощность изменяется от 5 до 30 м. Органическое вещество, содержащееся в глинах

радомской пачки, могло быть источником УВ [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Конторович и др., 1995]. Отложения формировались в условиях периодически заливаемых прибрежных равнин и озерно-болотных равнин. В мелководных и прибрежно-морских условиях формировалась песчано-алевритово-глинистая толща [Шурыгин и др., 1995; Гурари, 1992; Решение..., 2004; Шурыгин и др., 2000].

Пешковская свита соответствует надояхскому и лайдинскому горизонтам, является фациальным аналогом салатской свиты [Решение..., 2004], представлена переслаиванием песчаников и алевритов с прослоями глин и угольным пластом $У_{14}$ в кровле, ниже верхней глинистой части пешковской свиты залегает песчано-алевритовая толща, которая соответствует песчаному горизонту $Ю_{15}$. Для свиты характерны СПК палинозон 7а, 7, 8, соответствующие надояхскому и лайдинскому горизонтам, стратиграфический интервал свиты – нижний тоар – низы верхнего аалена, мощность изменяется от 25 до 150 м [Шурыгин и др., 1995]. Нижняя часть свиты формировались в условиях периодически заливаемых прибрежных равнин и озерно-болотных равнин [Шурыгин и др., 2000]. Салатская и пешковская свиты в работе рассматриваются совместно.

Для позднего тоара - раннего аалена были характерны изменчивые условия осадконакопления. В конце раннего - начале позднего тоара началась регрессия, приведшая к обмелению и опреснению морского бассейна, сокращению площади озерной седиментации, особенно на юго-востоке Западной Сибири (Рисунок 1.9), среднегодовые температуры понизились. Во второй половине тоара и начале аалена произошло падение уровня моря и регионального базиса эрозии.

Тюменская свита выделена Ростовцевым Н.Н. в 1954 г [Стратиграфический словарь..., 1978], охватывает вымский, леонтьевский и малышевский горизонты в разрезах Обь-Иртышской и Обь-Тазовской СФО, делится на три подсвиты: нижнюю (содержит группу песчаных пластов $Ю_{11-14}$), среднюю (песчаные пласты $Ю_{7-10}$), верхнюю (песчаные пласты $Ю_{6-2}$) [Решение..., 2004]. Общая мощность свиты достигает 510 м, датируется поздним ааленом – поздним батом.

Нижнетюменская подсвита соответствует вымскому горизонту, расчленяется на серию песчаных коллекторов (горизонты $Ю_{11} - Ю_{14}$), разделенных

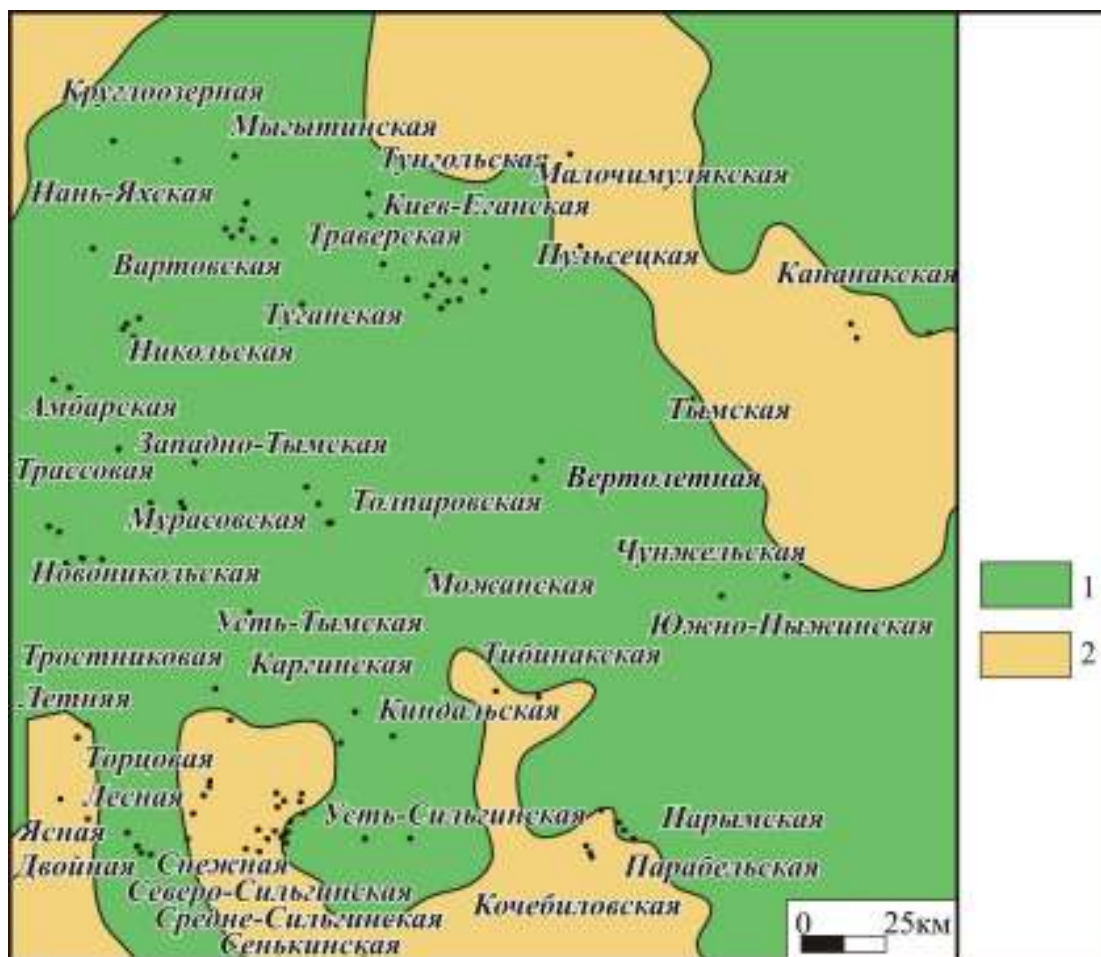


Рисунок 1.9 – Фрагмент палеогеографической схемы Западной Сибири, поздний тоар - ранний аален, аален [Палеогеография Западно-Сибирского..., 2013].

Условные обозначения: см. на рисунке 1.8.

глинисто-углистыми пачками U_{10-13} . В Обь-Иртышской СФО подсвета представлена переслаиванием серых алевролитов, песчаников, аргиллитов, с прослоями гравелитов, с пластами углистых аргиллитов и углей, отмечается древесина и растительный детрит, в Обь-Тазовской СФО выражена как существенно угленосная толща песчаников с угольными пластами. В верхней части подсветы залегает угольный пласт U_{10} , который является одним из реперов при корреляции отложений, к нему приурочен отражающий сейсмический горизонт I^a . В пределах Нюрольской впадины определены СПК, соответствующие палинозонам 8 и 9, возраст подсветы – аален-байос, мощность от 60 до 140 м. Отложения формировались в условиях опресненных морских заливов и эстуариев [Шурыгин и др., 1995; Решение..., 2004; Геологическое строение..., 2005].

В конце позднего аалена – начале байоса происходили структурные перестройки сибирских палеобассейнов. На юго-востоке Западной Сибири была развита обширная аллювиальноозерная равнина с большим разнообразием низменных ландшафтов, что наряду с гумидным климатом способствовало широкому распространению торфяных болот [Девятов и др., 2011].

1.2.3 Перекрывающие отложения

На территории исследования отложения нижней юры и аалена перекрываются вышележащей *среднетюменской подсвитой*. Подсвита входит в леонтьевский горизонт, сложена аргиллитами, глинистыми алевролитами, содержит прослои песчаников и пласты углей ($У_6$, $У_8$, $У_9$), выделяются песчаные пласты Ю₇₋₉. СПК соответствует палинозоне 9, датируется верхами нижнего - низами верхнего байоса, мощность подсвиты изменяются от 20 - 80 до 120 - 170 м [Шурыгин и др., 2000]. Отложения формировались в лагунных, озерных, болотных, озерно-аллювиальных и дельтовых условиях.

Верхнетюменская подсвита входит в малышевский горизонт, представлена переслаиванием песчаников сероцветных, алевролитов, аргиллитов, зачастую углистых. В состав подсвиты входят маломощные углистые пачки $У_{6-2}$ и песчаные пласты Ю₆₋₂. Подсвита содержит СПК палинозон 9 и 10, датируется поздним байосом - поздним батом, мощность достигает 180 - 200 м. Подсвита формировалась в аллювиальных, озерных и болотных условиях осадконакопления.

Юрский разрез заканчивается отложениями келловей-верхней юры, включает васюганский (васюганская и наунакская свиты), георгиевский (георгиевская свита) и баженовский (баженовская и марьяновская свиты) горизонты. Верхнеюрские отложения перекрыты породами меловой системой, представленной на территории исследования куломзинской, тарской, вартовской, киялинской, алымской, покурской и кузнецовской свит [Решение..., 1991]. Выше залегают кайнозойские отложения, включающие ипатовскую, славгородскую, ганькинскую, талицкую, люлинворскую, чеганскую, журавскую, алтымскую, новомихайловскую, некрасовскую и атлымскую свиты [Волкова и др., 2002].

1.3 Тектоническое строение

В тектоническом плане Западно-Сибирская плита (ЗСП) входит в состав Урало-Сибирской молодой платформы, которая перекрыта мезозойско-кайнозойскими отложениями платформенного чехла. Процессы рифтогенеза, имевшие место в раннем триасе, послужили причиной общего прогибания центральных и северных районов Западной Сибири и как результат – формированию Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Сочетание сформированных в результате рифтогенеза грабенов и горстовых поднятий, которые их разделяют, представляет глыбово-блоковый рельеф [Сурков и др., 1981, 1987, 1984].

Западно-Сибирский бассейн (ЗСБ) был сформирован в 2 этапа: раннеплитный и собственно плитный. Раннеплитный этап занял около 70 млн лет, начался в лайдинском веке среднего триаса и закончился в средней юре. Таким образом, рассматриваемые в работе геттанг-ааленские отложения образовались на раннеплитной стадии формирования ЗСБ. Для этого времени была характерна повышенная тектоническая активность и заполнение депрессионных зон осадками преимущественно за счет местных источников сноса. Климат был гумидным, активно происходили процессы эрозии и денудации раннетриасовых форм рельефа. На протяжении раннеплитного этапа отмечались эвстатические колебания уровня мирового океана на фоне общего погружения ЗСП, выделялось 4 трансгрессивных и 5 регрессивных циклов, которые отразились на строении и составе осадочного разреза. Раннеплитный этап завершился крупной трансгрессией в келловее, после этого события начался собственно плитный этап [Девятов, 1991; Геология и нефтегазоносность..., 1975].

На раннеюрское время пришелся этап тектонической активности, который совпал по времени с киммерийской складчатостью. В это время происходило погружение надрифтовых зон, относительный рост испытывали макроблоки доюрского основания, происходило формирование Колтогорско-Уренгойского мегажелоба. Положительные структуры, расположенные по его бортам, которые в плане отвечают современным структурам I порядка, на территории исследования

это Александровский свод, Средневасюганский мегавал и др., были разделены разломами на эрозионно-тектонические выступы. В ранней юре и аалене происходил наиболее интенсивный относительный рост этих выступов [Конторович В.А., 2009].

В кайнозойский этап происходила перестройка блоков, образование новых и активизация старых разломов. Для юга ЗС характерен блоково-ступенчатый характер тектонических движений [Запивалов, Полканова, 1979].

Вопросами тектонического строения доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты исследователи занимались с начала XX в. Первый принцип районирования доюрского основания «районирование по возрасту главной складчатости» был предложен А.Д. Архангельским, Н.С. Шатским и др., позднее Н.П. Херасковым и А.Л. Яншиным был заложен принцип районирования, основанный на времени наступления орогенного режима. Второй принцип, учитывающий типы тектонического развития, был предложен еще в 1924 г. Л. Кобером и в дальнейшем развивался В.В. Белоусовым, В.Е. Хаиным, А.Л. Яншиным и др. В.С. Сурков, О.Г. Жеро и др. дополнили принцип, применяя геофизические данные, что позволило разработать геофизические, морфологические и глубинные признаки для каждого типа структурных зон [Сурков и др., 1997]. Третий принцип базируется на типе современной структуры земной коры. Применяя все принципы районирования В.С. Сурковым и О.Г. Жеро были выделены структурные элементы доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты.

Согласно структурно-тектонической карте домезозойского основания на территории исследования представлены структурные элементы северо-западного простирания (Рисунок 1.10), на юго-западе выделяется Айгольский прогиб, на востоке от него расположена Назино-Сенькинская моноклираль, восточнее выделяется Нарымско-Колпашевская впадина и Пыль-Караминская антиклиналь. Центральную часть территории исследования занимает Усть-Тымский рифт раннетриасового возраста северо-восточной ориентировки, на северо-западе расположен Усть-Тымский массив [Сурков, Жеро, 1981].

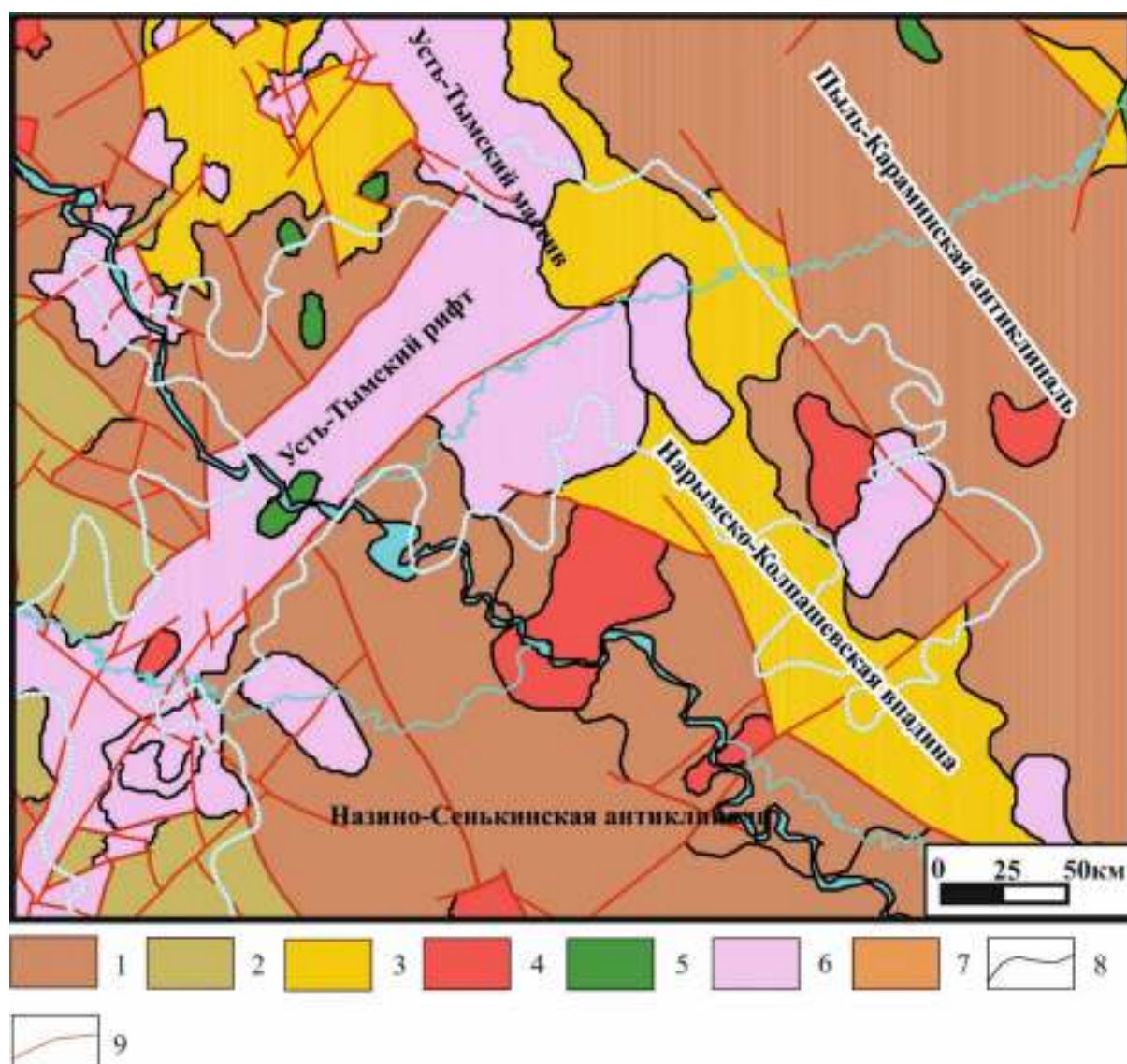


Рисунок 1.10 - Фрагмент структурно-тектонической карты домезозойского основания Западно-Сибирской плиты [Сурков и др., 2006ф].

Условные обозначения: 1-3 — области герцинской складчатости: 1 — антиклинали, 2 — синклинали, 3 — впадины; 4 — гранитоиды; 5 — базиты; 6 — рифтогенный комплекс; 7 — покровы эффузивов разного состава; 8 — геологические границы; 9 — разрывные нарушения.

С точки зрения тектонического строения вплоть до середины XX века Западно-Сибирский осадочный бассейн описывался как неделимая и ничем не осложненная депрессия, в работах Н.П. Туаева, А.А. Борисова и В.А. Николаева приводятся первые схемы строения чехла платформы. В конце 40-х — начале 50-х гг. происходит перестройка в изучении строения Западной Сибири, новый этап начинается с работ «Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири, 1948», в 1954 г. во ВСЕГЕИ проведены структурные построения для чехла южных районов Западной Сибири, на базе которых в 1956 г. выделены структуры I порядка под редакцией Н.Н. Ростовцева [Ростовцев, 1956], под руководством которого в 1958 г

[Ростовцев, 1958] была реализована схема строения складчатого фундамента, примерно в то же время выходят работы В.П. Казаринова [Казаринов и др., 1958], В.Д. Наливкина [Наливкин, 1962], В.С. Старосельцев [Старосельцев, 1969] и др., в которых выделены структуры I и II порядков.

Классификацией тектонических элементов занимались Ф.Г. Гулари, В.В. Гребенюк, В.П. Казаринов, И.И. Нестеров, В.Д. Наливкин, Н.Н. Ростовцев, В.С. Старосельцев и др. В период с 1958 по 1964 гг. были построены тектонические схемы, которые учитывали данные геоморфологии, структурных карт и карт магнитных и гравитационных аномалий, в этот период выпускаются тектонические карты как результат работы коллективов СНИИГГиМСа, ВНИГРИ, НИИГА, по которым проводились исследования на нефть и газ.

В период 60 - 70-х гг. XX века выходят в свет работы Г.К. Боярских, В.В. Гребенюка, Ф.Г. Гулари, О.Г. Жеро, А.Э. Конторовича, В.Д. Наливкина, И.И. Нестерова, Н.Н. Ростовцева, В.С. Старосельцева, А.А. Трофимука и др., которые были посвящены вопросам тектоники осадочного чехла Западной Сибири. Была построена тектоническая схема Западной Сибири, на которой были выделены структуры I и II порядка, надпорядковые структуры [Тектоническая схема..., 1968]. В 70-е годы на тектонических схемах по Западной Сибири [Тектоника..., 1971] были представлены, наряду со структурами I и II порядков, надпорядковые элементы, а для их составления использовались данные по пликативным и дизъюнктивным структурам [Объемное тектоническое..., 1977].

Для классификации и описания тектонических элементов использовались данные из работы Конторовича В.А. «Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири», 2002 г., которые актуальны для тектонической карты юрского структурного яруса на территории Томской области. Среди тектонических элементов исследуемого региона присутствуют структуры внутренней области плиты (ВОП) и структуры «переходной зоны» (ПЗ), выделяются структуры разных порядков (Таблица 1.1). Данные по площади, амплитуде и оконтуривающей изогипсе приведены по

отражающему горизонту Π^a (подошва баженовской свиты), параметры, приведенные по другим горизонтам, отмечены дополнительно.

В тектоническом плане объект исследования приурочен к Усть-Тымской мегавпадине, которая граничит с положительными структурами 0 и I порядков: на западе с Обь-Васюганской грядой, на востоке с Куржинской грядой, на юге с Парабельским наклонным мегавалом, которые осложнены структурами более высоких порядков (Рисунок 1.11).

Усть-Тымская мегавпадина (ВОП) – отрицательная структура I порядка подковообразной формы, выделена в пределах центральной части Томской области, площадь структуры составляет 19400 км², амплитуда 240 м, оконтурена на отметке -2560 м. Мегавпадина граничит со всех сторон с положительными структурными формами – Александровским сводом, Средневасюганским, Пудинским, Парабельским, Пайдугинским и Пыль-Караминским мегавалами. Депрессия осложнена Сампатским, Пыжинским и Неготским мезопрогибами, самостоятельными структурами III порядка - Южно-Соболиной впадиной и Северо-Чкаловским врезом.

Осложняющие структуры:

Пыжинский мезопрогиб (ВОП) – отрицательная структура II порядка, площадь 2450 км², амплитуда 100 м. Структура незамкнутая, вытянута в северо-западном направлении. В качестве осложняющих структур выступают: Северо-Пыжинская впадина и Южно-Пыжинский прогиб.

Неготский мезопрогиб (ВОП) – отрицательная структура II порядка, площадь 5300 км², амплитуда 200 м. Линейно вытянутая на северо-восток структура. Мезопрогиб осложнен структурами III порядка: Неготской и Южно-Неготской впадинами.

Сампатский мезопрогиб (ВОП) – отрицательная структура II порядка, вытянутая в северо-западном направлении. Площадь структуры 2200 км², амплитуда 160 м. Мезопрогиб осложняют структуры III порядка: Центральный и Салатский прогибы и Северо-Мыльджинская впадина.

Условные обозначения: тектонические элементы (1 - 8): промежуточные (1, 2): 1 – мегамоноклираль, 2 - мезоседловина; положительные структуры (3 - 5): 3 - 0 порядка, 4 - I порядка, 5 - II порядка; отрицательные структуры (6 - 8): 6 - 0 порядка, 7 - I порядка, 8 - II порядка; 9 - границы надпорядковых структур.

Промежуточные тектонические элементы - Северо-Парабельская мегамоноклираль.

Положительные тектонические элементы. Структуры I порядка: I - Пыль-Караминский мегавал, II - Александровский свод, III - Пайдугинский мегавал, IV - Средневасюганский мегавал. Структуры II порядка: 1 - Трайгородский мегавал, 2 - Пайдугинско-Береговое куполовидное поднятие, 3 - Васюганский мезовал, 4 - Колпашевский мезовал.

Отрицательные тектонические элементы. Структура 0 порядка- Колтогорско-Нюрольский желоб. Структуры II порядка: 1 - Косецкий мезопрогиб, 2 - Неготский мезопрогиб, 3 - Пыжинский мезопрогиб, 4 - Сампатский мезопрогиб.

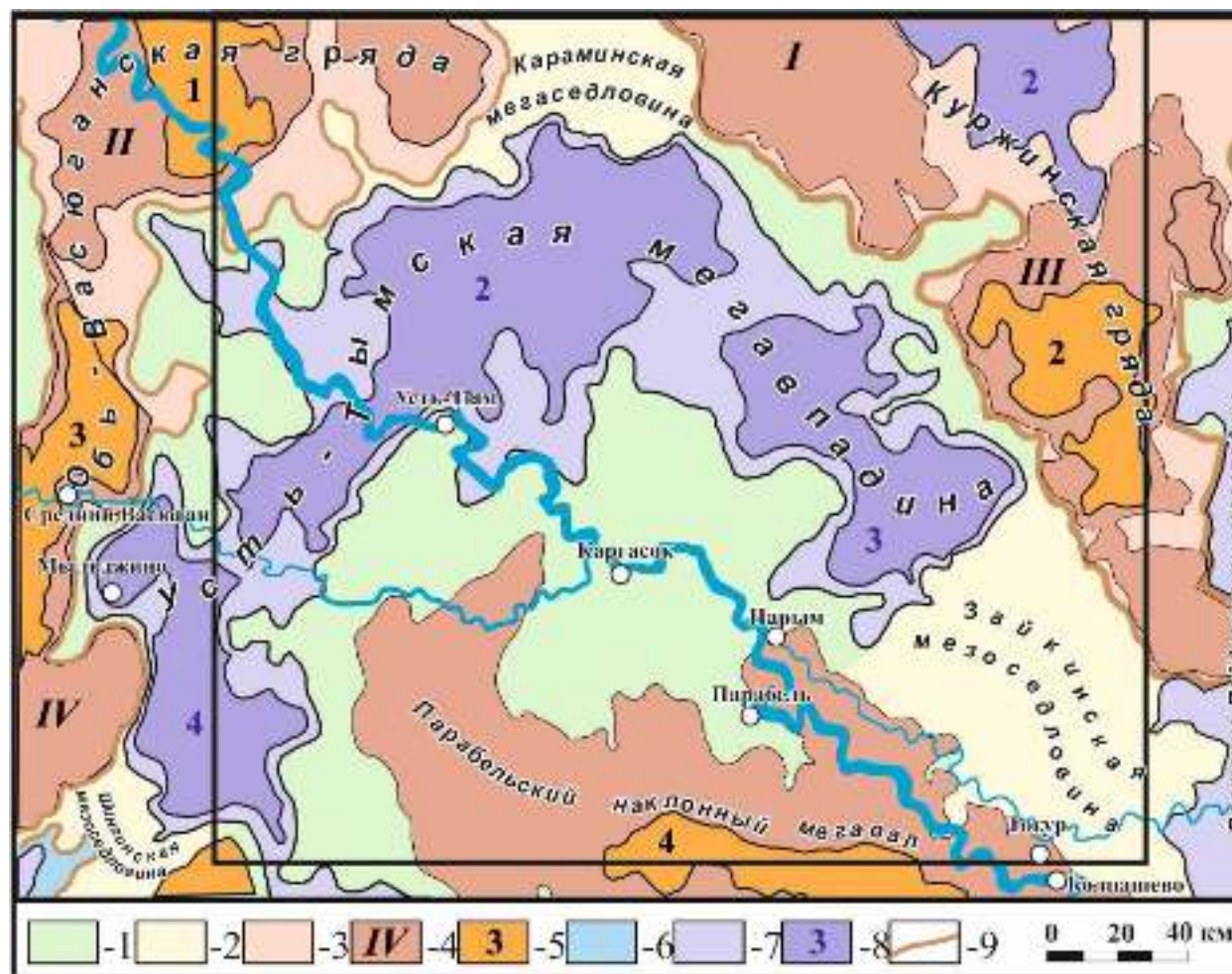


Рисунок 1.11 - Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса [Конторович В.А., 2002].

Таблица 1.1 - Классификация тектонических элементов мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Западно-Сибирской геосинеклизы по В.Д. Наливкину (1962) с уточнениями и дополнениями В.А. Конторовича (2002).

Порядок структур	ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ											
	Положительные						Отрицательные					Промежуточные
	Замкнутые		Полузамкнутые		Незамкнутые	Замкнутые		Полузамкнутые		Незамкнутые	Незамкнутые	
	Изометричные	Линейные	Изометричные	Линейные	Линейные	Изометричные	Линейные	Изометричные	Линейные	Линейные	Изометричные	Линейные
Над-порядковые $S > 60000-200000 \text{ км}^2$	Мега-антеклиза	Мега-гряда	Мега-геми-антеклиза	Наклонная мегагряда Мегагемигряда		Мега-синеклиза	Мега-желоб	Мега-геми-синеклиза	Наклонный мегажелоб Мегагемижелоб		-	Мега-моноклиза
0 порядка $S > 20000-60000 \text{ км}^2$	Антеклиза	Гряда	Геми-антеклиза	Наклонная гряда Гемигряда		Синеклиза	Желоб	Геми-синеклиза	Наклонный желоб Гемижелоб		-	Моноклиза
I порядка ($S > 6000 - 20000 \text{ км}^2$)	Свод Куполо-видное мегапод- нятие	Мегавал	Структурный мегамыс	Наклонный мегавал	Мега-выступ	Мега-впадина	Мега-прогиб	Структурный мегазалив	Наклонный мега-прогиб	Мегаврез	Мега-седловина	Мега-моноклираль
II порядка ($S = > 2000 - 6000 \text{ км}^2$)	Куполо-видное мезо-под- нятие	Мезовал	Структурный мезомыс	Наклонный мезовал	Мезо-выступ	Мезо-впадина	Мезо-прогиб	Структурный мезозалив	Наклонный мезо-прогиб	Мезоврез	Мезо-седловина	Мезо-моноклираль
III порядка ($S = > 200 - 2000 \text{ км}^2$)	Куполо-видное поднятие	Вал	Структурный мыс	Наклонный вал	Выступ	Впадина	Прогиб	Структурный залив	Наклонный прогиб	Врез	Седловина	Моноклираль
IV порядка ($S < 200 \text{ км}^2$)	Локальное поднятие		-	-	-	Локальная впадина		-	-	-	-	-

Чкаловский врез (ВОП) – отрицательная структура III порядка, которая начинается в области сочленения Александровского свода и Средневасюганского мегавала.

Южно-Соболиная впадина (ВОП) – самостоятельная тектоническая структура III порядка, выступает как продолжение Сампатского мезопргиба.

Пограничные структуры:

На севере:

Караминская мезоседловина (ВОП) – промежуточный тектонический элемент, ограничивает Усть-Тымскую мегавпадину и выступает зоной сочленения Александровского и Пыль-Караминского мегавалов. Структура осложнена Сангилькской впадиной и многочисленными структурами IV порядка.

Пыль-Караминский мегавал (ВОП) – положительная структура I порядка. Площадь 10900 км², амплитуда 240 м. Осложнен структурой III порядка – Колонковым валом.

Александровский свод (ВОП) – положительная структура I порядка, площадь составляет 23800 км². В составе Александровского свода находится Трайгородский мезовал, который осложнен Криволуцким и Окуневским валами, Западно-Александровским и Полуденным структурными мысами.

На северо-востоке:

Куржинская гряда (ВОП) – надпорядковая положительная структура, вытянута вдоль северо-северо-западного направления, площадь составляет 25200 км², амплитуда 260 м, оконтурена на глубине 2420 м. Гряде осложняют структуры I порядка: Пыль-Караминский и Пайдугинский мегавалы. На территории нахождения структур не было работ МОГТ, низкая степень изученности геолого-геофизическими методами.

Пайдугинский мегавал (ВОП) – положительная структура I порядка, площадью 5450 км². Мегавал осложнен структурами III порядка: Западно-Пайдугинским, Куржинским, Береговым куполовидными поднятиями (КП) и Граничным валом и одной структурой II порядка - Пайдугинско-Береговое КП.

На юго-востоке:

Зайкинская мезоседловина (ВОП) – площадь структуры 5380 км², служит зоной сочленения Усть-Тымской и Восточно-Пайдугинской мегавпадин, местом сочленения Парабельского наклонного мегавала и Пайдугинского мегавала. Мезоседловина осложнена положительной структурой III порядка – Минасовским КП.

Парабельский наклонный мегавал (ПЗ) – положительная замкнутая (в рельефе подошвы осадочного чехла) структура I порядка, вытянутая в северо-западном направлении, площадью 9400 км², амплитуда 520 м, ограничена на глубине 2760 м. Мегавал осложнен структурами более высоких порядков: Колпашевским мезовалом (II), Сильгинским и Сенькинским КП (III).

На юге:

Северо-Парабельская мегамоноклираль (ВОП) – промежуточная структура, зона сочленения Усть-Тымской мегавпадины и Парабельского мегавала, площадь 10380 км². Мегамоноклираль осложняют пять структур III порядка: Двойной и Тростниковый мысы (СМ), Соболиный вал, Тибинакское КП и Балкинская впадина.

На юго-западе:

Шингинская мезоседловина – незамкнутая промежуточная структура III порядка, площадью 980 км², осложнена структурами IV порядка.

На западе:

Обь-Васюганская гряда (супервал) (ВОП) – надпорядковая структура, площадью 24000 км², замкнутая на глубине 2480 м. Структура имеет «грушеобразную» форму и удлинение в северном направлении, осложнена двумя положительными структурами I порядка – Александровским сводом и Средневасюганским мегавалом. В структуры I порядка входят структуры II и III порядков.

Средневасюганский мегавал (ВОП) – положительная структура I порядка, площадь 5200 км², амплитуда 300 м, с юга, запада и востока структура замкнута на глубине 2460 м, приурочен к южной части Обь-Васюганской гряды. Осложняющие структуры - Васюганский мезовал, который в свою очередь осложнен

Новотевризским и Северо-Васюганским валами, Мыльджинским КП [Конторович В.А., 2002].

Пудинский мегавал (ВОП) – положительный тектонический элемент I порядка, который объединяет Лугинецкое, Юбилейное и Горелоярское КП, нет единой оконтуривающей изогипсы.

Большинство исследователей отмечают эрозионно-тектонический характер рельефа отложений фундамента на начало формирования осадочного чехла, а также конседиментационный рост положительных структур, который связывается с разнонаправленными дифференцированными тектоническими движениями. Большинство локальных структур носят унаследованный характер от доюрских структур. О связи структур осадочного чехла со структурами фундамента одним из первых говорил А.Д. Архангельский [Архангельский, 1941].

1.4 Нефтегазоносность

Изучение нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири началось в 40 - 60-е гг. XX века сибирскими учеными И.А. Ивановым, Ф.Г. Гурари, Н.П. Запиваловым, В.П. Казариновым, В.А. Кондрашовым, А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым, Н.Н. Ростовцевым, А.С. Фомичевым, Г.П. Худорожковым и др., которыми был отмечен высокий потенциал нефтегазоносности. Н.Н. Ростовцевым было обращено внимание на возможные перспективы нефтегазоносности пролювиальных отложений, приуроченных к склонам гранитных выступов.

В работах Т.И. Гуровой, Ю.Н. Карогодина, С.Г. Саркисяна конца 60-х – начала 70-х гг. предлагалось начать поиски сложнопостроенных перспективных объектов в пролювиально-аллювиальных ниже-среднеюрских отложениях. Наиболее активное изучение нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений началось после открытия в 1972 г. гигантского Талинского месторождения, которое повысило интерес к континентальным отложениям юры Западной Сибири. С 80-х гг. начались масштабные исследования ниже- и среднеюрских отложений учеными СНИИГГиМС. Основные результаты исследований отражены в ряде

работ [Гурари, Еханин, 1987; Гурари и др., 1992; Девятов и др., 1987, 1991; Еханин 1990, 2002; Рудкевича и др., 1988; Сурков и др., 1995, 1999; Геологическое строение..., 2005].

В 90-е годы вопросы по поиску перспективных объектов в ниже-среднеюрских отложениях активно рассматривались В.Б. Белозеровым, Н.А. Брылиной, Ф.Г. Гурари, Е.Е. Даненбергом, В.П. Девятовым, Л.И. Егоровой, А.М. Казариновым, А.Э. Конторовичем, В.И. Москвиным, В.С. Сурковым, О.С. Стасовой, А.С. Фомичевым и др. Учеными было отмечено, что для геттанг-ааленских отложений характерно чередование песчаных пластов и глинистых толщ, а также наличие нефтематеринской тогурской свиты. Традиционно в составе ниже-среднеюрских отложений выделяется 2 комплекса: геттанг-раннетоарский и тоар-ааленский [Геологическое строение..., 2005; Лобова и др., 2013].

В последние десятилетия проблемам нефтегазоперспективности континентальных юрских отложений и поиску нефтегазоперспективных объектов посвящены работы В.Б. Белозерова, Ф.Г. Гурари [Геологическое строение..., 2005], Е.Е. Даненберга [Даненберг, Тищенко, 1991], В.П. Девятова [Девятов, Казаков, 1991], В.И. Исаева [Исаев и др., 2015; 2016], А.М. Казакова, Ю.Н. Карогодина [Нефтегазоносные комплексы..., 2014], А.Э. Конторовича [Конторович и др., 2009, 2009а, 2013], В.А. Конторовича [Конторович В.А., 2002, 2006], Г.А. Лобовой [Лобова и др., 2011, 2013, 2014, 2015, 2016], И.А. Мельника [Мельник и др., 2015], В.И. Москвина [Москвин, 1999], Д.В. Напреева [Напреев, Оленсенко, 2010], В.С. Суркова [Сурков, Смирнов, 1994; Сурков и др., 1987, 1999], О.С. Стасовой [Стасова и др., 1998] и других исследователей.

Томская область является одним из нефтедобывающих регионов с большими объемами добычи нефти. На ее территории открыто более 100 месторождений нефти и газа, на конец 2018 г. в разработке находятся более 60 из них. Высокие темпы открытия месторождений пришлись на 60-е и 80-е гг. прошлого века (Рисунок 1.12), минимальное наращивание ресурсов было в 90-е гг.

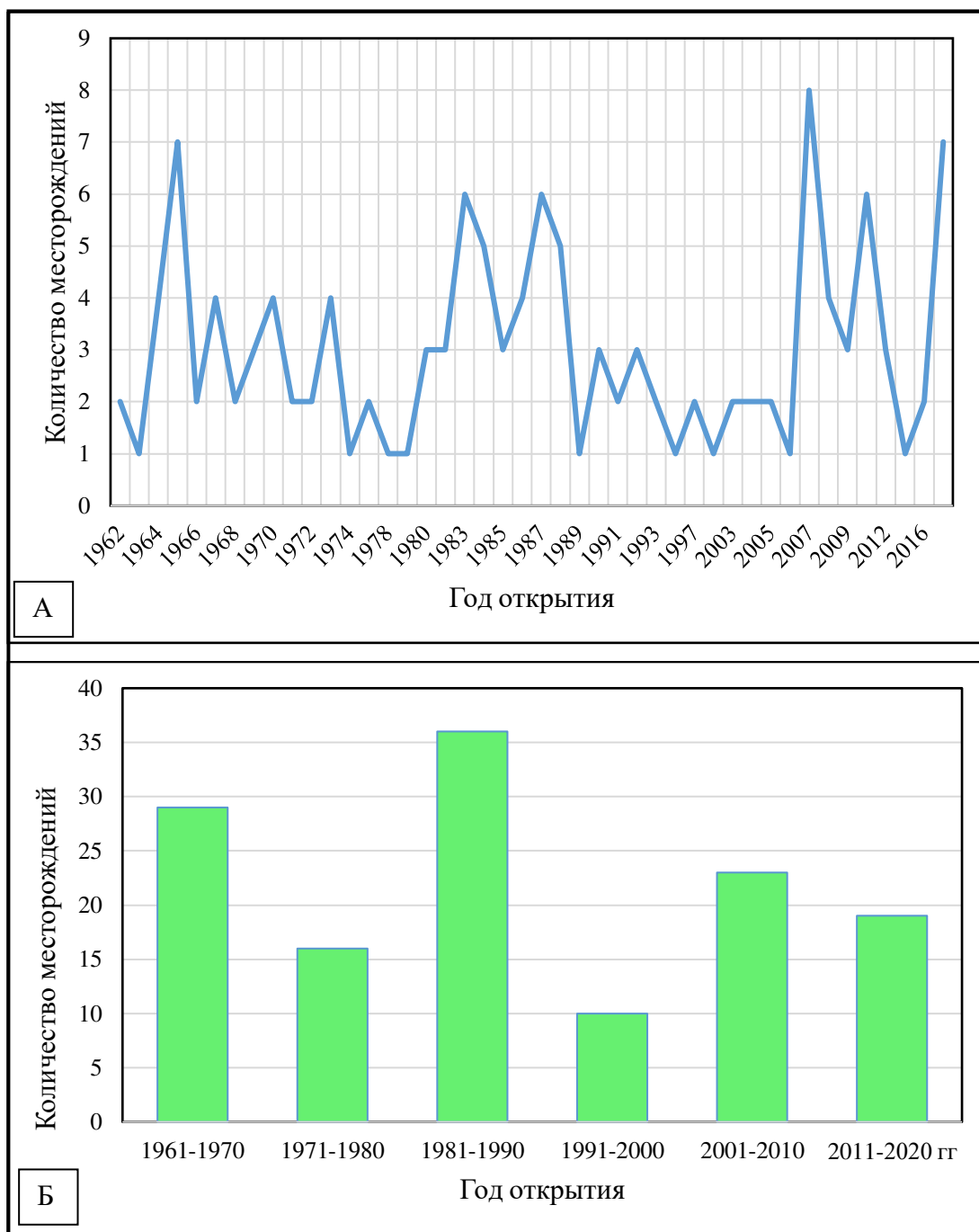


Рисунок 1.12 – Динамика открытия месторождений УВ на территории Томской области на январь 2018 года: А – по годам, Б – за десятилетие.

Большинство месторождений связано с верхнеюрскими и нижнемеловыми отложениями, для них была построена диаграмма отображающая время открытия, их тип по фазовому соотношению нефти и газа и по величине извлекаемых запасов (согласно «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утверждённой приказом № 298 МПР РФ от 1 ноября 2005 г.) (Рисунок 1.13)

Большинство месторождений нефтяные мелкие и очень мелкие, два крупных нефтяных - Советское и Крапивинское были открыты в 60-х и 80-х гг. прошлого

века соответственно. Режим открытия нельзя назвать равномерным, можно выделить три наиболее благоприятных периода: наибольшее количество открытий пришлось на вторую половину 80-х гг., в последнее десятилетие было открыто 19 месторождений УВ, большинство из которых мелкие нефтяные.

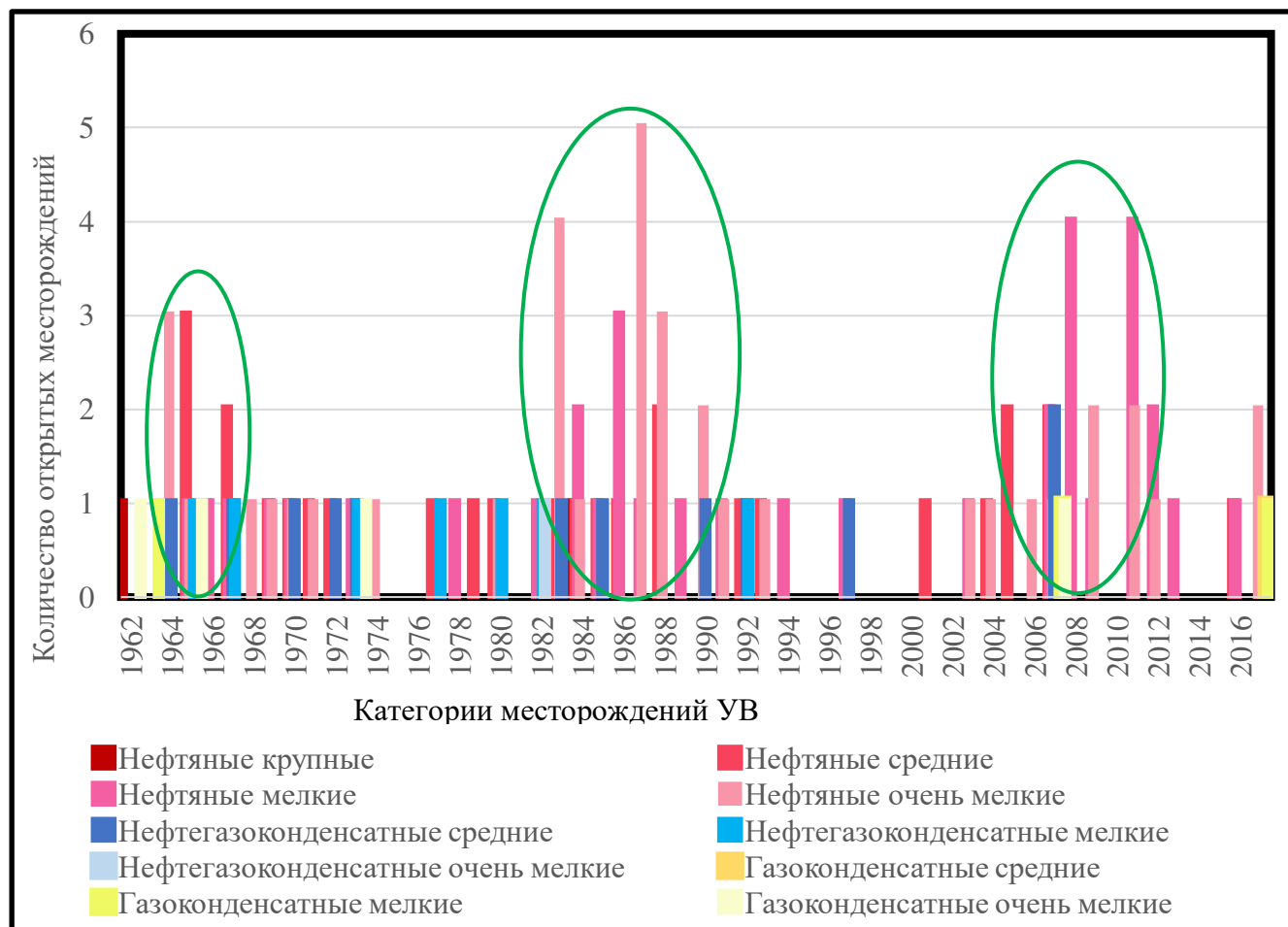


Рисунок 1.13 – Характеристика месторождений УВ в юрских и меловых отложениях Томской области с учетом года открытия, типа по флюидам и извлекаемым запасам.

Территория исследования относится к Пайдугинской и Васюганской нефтегазоносным областям (Рисунок 1.14), всего открыто 17 месторождений углеводородов, большинство из которых (13) приурочено к хорошо изученным верхнеюрским ($Ю_1$), два месторождения открыты в меловых ($Б_{13}$, $Б_6$), по одному в среднеюрских ($Ю_6$) и палеозойских (М) отложениях (Таблица 1.2), месторождения преимущественно нефтяные мелкие (Рисунок 1.15).

В геттанг-ааленском комплексе на сегодняшний день нет открытых месторождений УВ, в ходе испытаний получены притоки нефти на Толпаровской, Вартовской и Южно-Пыжинской площадях.



Рисунок 1.14 - Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Комплексный анализ..., 2014 ф].

Условные обозначения: 1 – нефтяные месторождения; 2 – газоконденсатные месторождения; 3 – нефтегазоконденсатные месторождения; 4 – нефтепровод; 5 – газопровод; 6 – конденсатопровод; 7 – линии электропередач; 8 – границы НГР.

Пайдугинская НГО располагается в центральной части территории исследования (см. Рисунок 1.14), в ее пределах находятся Пайдугинский и Парабельский мегавалы, Усть-Тымская мегавпадина. Особенностью НГО является переход морских и мелководно-морских пород юрской системы в пестроцветные, опесчанивание основных региональных глинистых горизонтов (флюидоупоров).

Таблица 1.2 - Схема стратиграфической приуроченности залежей углеводородов на территории исследования.

НГО				Васюганская		Пайдугинская															
НГР				Александровский	Среднева-сюганский	Усть-Тымский												Парабельский			
Система	Ярус	Свита	Пласт	МЕСТОРОЖДЕНИЯ																	
				Вартовское	Никольское	Головное	Северо-Трассовое	Арбузовское	Бурановское	Гураинское	Двойное	Киев-Еганское	Кондрашовское	Линейное	Снежное	Тунгольское	Ясное	Северо-Сильгинское	Среднесильгинское	Усть-Сильгинское	
МЕЛОВАЯ	валанжин	вартовская	Б ₆								Н										
			Б ₉						НГК		Н										
		тарская	Б ₁₀						НГК		Н										
			Б ₁₁						НГК												
			Б ₁₂						НГК												
			Б _{12/1}						НГК												
		КУЛОМЗИНСКАЯ	Б ₁₃						НГК												
ЮРСКАЯ	оксфорд	васюганская	Ю ₁ ¹			Н	Н	Н	Н	НГК	Н	Н	Н		НГК	Н		ГК			
			Ю ₁ ²		Н				Н		Н	Н			НГК						
			Ю ₁ ^М							НГК							Н				
			Ю ₁ ³							НГК	Н				НГК		Н		ГК		
			Ю ₁ ⁴								Н						Н		ГК		
			Ю ₁											Н				ГК			
	бат	тюменская	Ю ₁₋₂														ГК	ГК	ГК		
			Ю ₆	Н																	
НГГЗК			М													Н					

Н - нефть
 НГК - нефтегазоконденсат
 ГК - газоконденсат

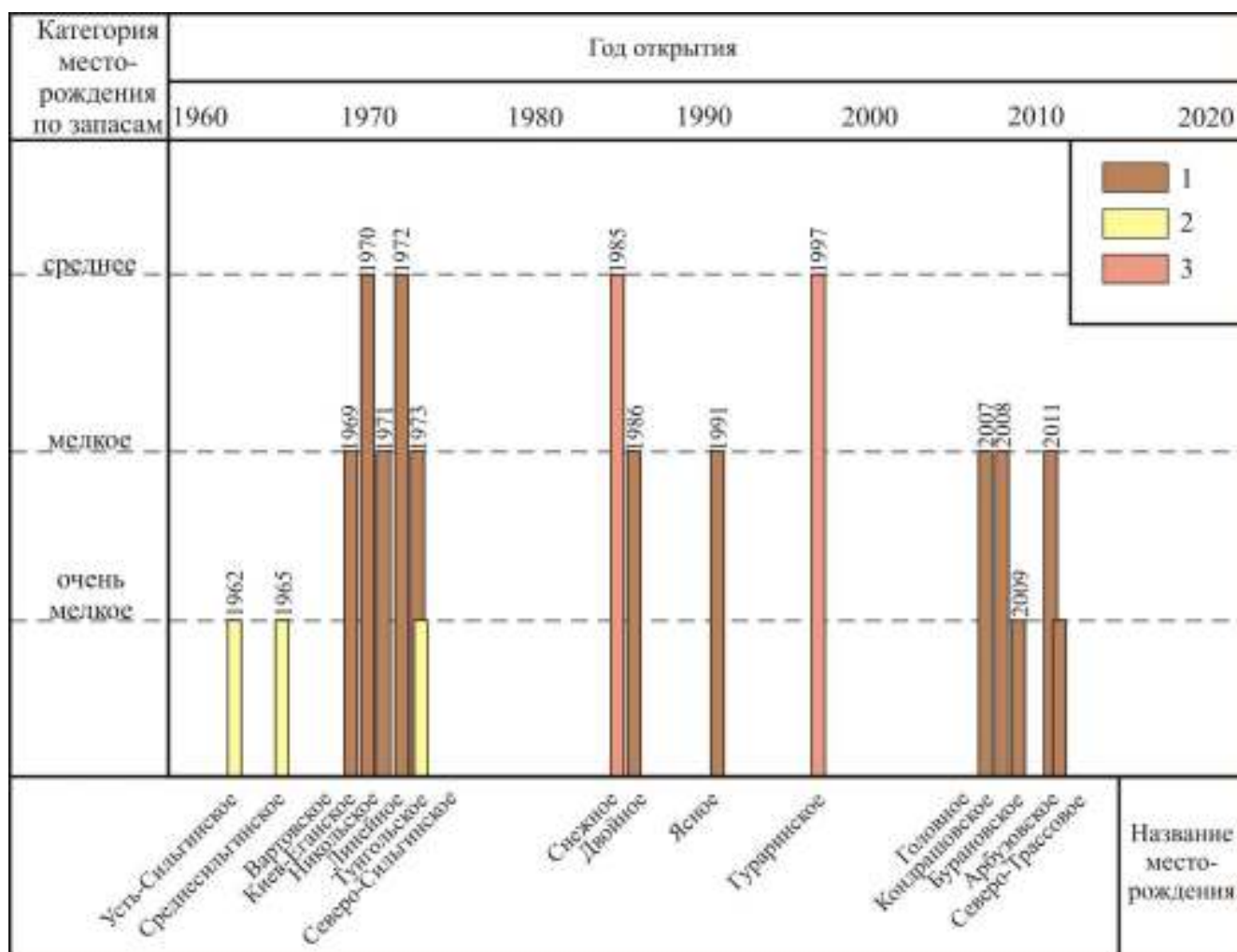


Рисунок 1.15 – Динамика открытия месторождений УВ на территории исследования.

Условные обозначения: 1 – нефтяные месторождения; 2 – газоконденсатные месторождения; 3 – нефтегазоконденсатные месторождения.

Пайдугинская НГО в районе исследования представлена Усть-Тымским, Пыль-Караминским и Парабельским НГР, на территории которых открыто восемь нефтяных, два нефтегазоконденсатных и три газоконденсатных месторождения, приуроченных к отложениям палеозойской зона контакта (НГТЗК) (М), верхней юры (васюганская свита (горизонт Ю₁) и мела (куломзинская свита (Б₁₃); тарская свита (Б_{12/1} – Б₁₀); вартовская свита (Б₉, Б₆)).

В пределах Усть-Тымского НГР открыты следующие месторождения: Арбузовское нефтяное однозалежное (Ю₁¹), Кондрашовское нефтяное однозалежного типа (Ю₁¹), Линейное нефтяное однозалежное (Ю₁), Тунгольское однозалежное нефтяное (Ю₁¹), Бурановское нефтяное двузалежного типа (Ю₁² и Ю₁¹), Двойное нефтяное многозалежного типа (Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁² и Ю₁¹), Киев-

Еганское нефтяное многозалежного типа ($Ю_1^2$, $Ю_1^1$, $Б_{10}$, $Б_9$, $Б_6$), Ясное нефтяное месторождение многозалежного типа ($Ю_1^4$, $Ю_1^3$, $Ю_1^M$, $М$), Гураринское нефтегазоконденсатное многозалежное ($Ю_1^3$, $Ю_1^M$, $Ю_1^1$, $Б_{13}$, $Б_{12/1} - Б_{10}$, $Б_9$), Снежное нефтегазоконденсатное многозалежного типа ($Ю_1^3$, $Ю_1^2$, $Ю_1^1$).

На территории Парабельского НГР открыты 3 газоконденсатных месторождения: Усть-Сильгинское однозалежного типа ($Ю_{1-2}$), Северо-Сильгинское газоконденсатное месторождение многозалежного типа ($Ю_{1-2}$, $Ю_1$, $Ю_1^1$), Среднесильгинское газоконденсатное месторождение многозалежного типа ($Ю_{1-2}$, $Ю_1^4$ и $Ю_1^3$) (см. Таблицу 1.2).

Васюганская НГО находится в северо-западной части территории исследования, в ее пределах расположены крупные тектонические структуры – Александровский свод, Пудинский и Средневасюганский мегавалы. В Александровском и Средневасюганском нефтегазоносных районах открыто четыре нефтяных месторождения, связанных со средне-верхнеюрскими отложениями (тюменская ($Ю_2$, $Ю_6$) и васюганская (горизонт $Ю_1$) свиты) (см. Таблицу 1.2).

На территории Александровского НГР открыты Вартовское нефтяное месторождение однозалежного типа ($Ю_6$) и Никольское нефтяное месторождение однозалежного типа ($Ю_1^2$).

На территории Средневасюганского НГР расположены Головное нефтяное месторождение однозалежного типа ($Ю_1^1$), Северо-Трассовое нефтяное месторождение однозалежного типа ($Ю_1^1$).

Перспективы открытия новых месторождений в отложениях нижней части средней юры связаны с областями крупных депрессий, в качестве основных объектов поиска в них должны быть песчаники русел древних рек, озерных пляжей и озерных дельт, в нижнеюрских отложениях было открыто гигантское Талинское месторождение. Нижне-среднеюрскими коллекторами могут быть делювиально-пролювиальные отложения выступов фундамента и прогибы между ними, аллювиальные песчаники, дельты и пляжи по окраинам раннеюрских озер [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

В геттанг-ааленском комплексе в качестве коллекторов рассматриваются песчаные пласты Ю₁₁₋₁₇. Нижнеюрские песчаные пласты имеет локальное распространение, небольшую мощность песчаных прослоев и местами глинизируется, из этих песчаных пластов в скв. Толпаровская 1 был получен приток нефти (с дебитом 8,6 м³/сутки) [Золотова, 1999]. Нижнеюрские коллекторы обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), эти свойства определяются в основном источником сносимого материала. Неплохие коллекторы приурочены к участкам, расположенным недалеко от выступов фундамента, которые были источником терригенного материала с высоким содержанием кварца, а также в зонах, где были небольшие глубины палеобассейна [Конторович В.А. и др., 2006]. Тоар-среднеюрский коллектор достаточно сложно построен, по площади и в разрезе распространен неравномерно, в некоторых скважинах песчаники замещены на глинистые породы [Золотова, 1999].

Для района исследования было определено распределение начальных ресурсов углеводородов по комплексам отложений и категориям запасов, для наглядного отображения были построены диаграммы по материалам отчета ИНГГ СО РАН [Научный анализ ресурсной базы..., 2005 ф].

В Среднеवासюганском НГР 36% ресурсов нефти находится в верхнеюрских отложениях, около 28% сосредоточено в палеозойском комплексе, 21% в меловых резервуарах (из них на ачимовский приходится 6%, а на надачимовский - 15 %), ниже- и среднеюрские резервуары содержат 1% и 14% ресурсов нефти соответственно. С учетом распределения по категориям ресурсов, в случае Среднеवासюганского НГР на долю А+В+С₁ приходится 10% нефтяных ресурсов, по 3% и 1% на категории С₂ и С₃ соответственно, 26% составляют D₂ и 60% приходится на категорию D₁ (Рисунок 12 А, В).

В Усть-Тымском НГР 25% ресурсов нефти сосредоточено в верхнеюрских отложениях и 19% в меловых (надачимовский горизонт), на долю палеозоя приходится лишь 2% нефтяных ресурсов, в исследуемых ниже- и среднеюрских резервуарах содержится 14% и 40% нефтяных ресурсов соответственно, таким образом доминирующая роль среди резервуаров Усть-Тымского НГР принадлежит

нижне- и среднеюрскому комплексу. Для Усть-Тымского НГР получено следующее распределение ресурсов: на долю $A+B+C_1$ приходится 6% нефтяных ресурсов, по 3% на категории C_2 и C_3 , 13% составляют D_2 и 75% приходится на категорию D_1 (Рисунок 1.16 Б, Г).

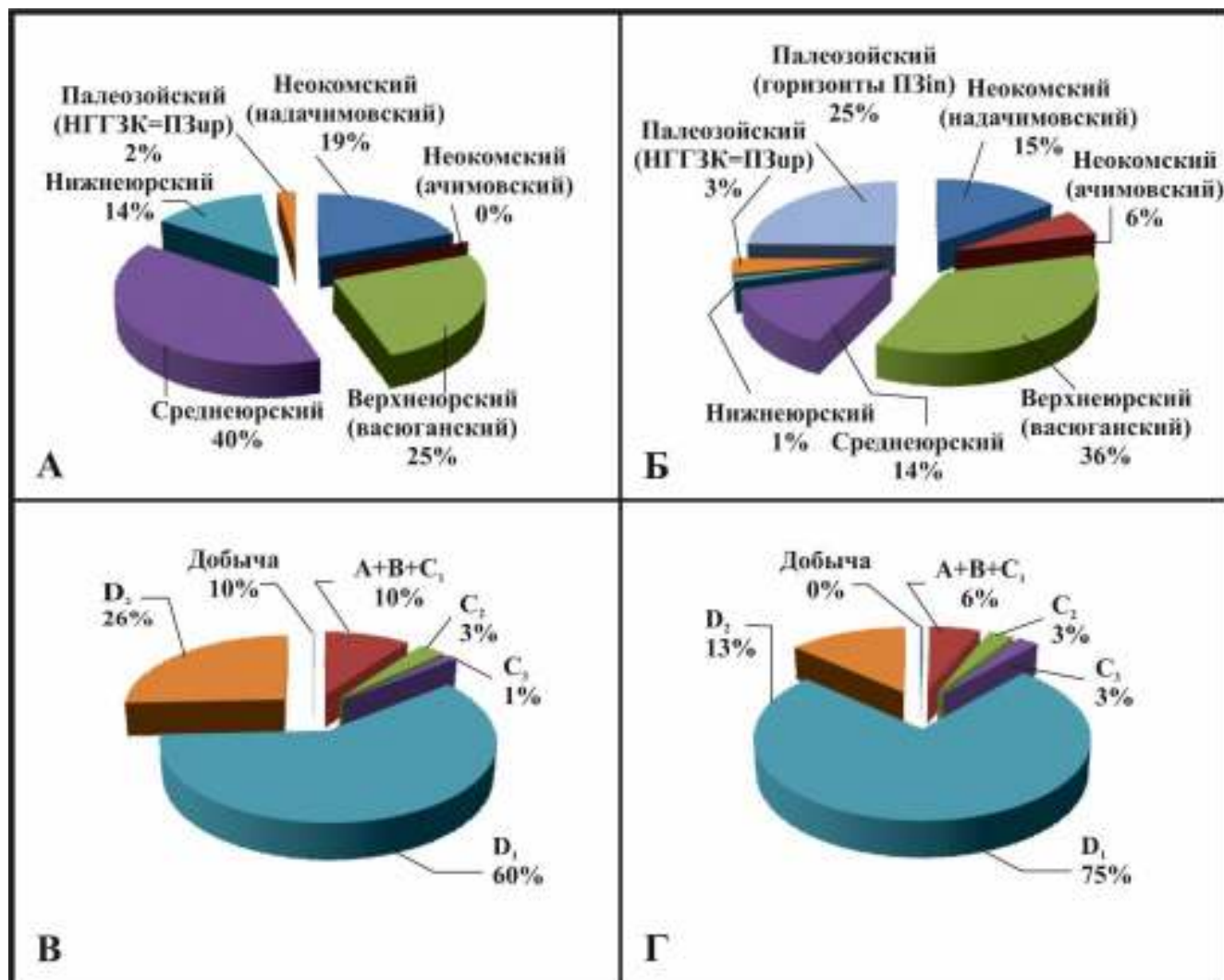


Рисунок 1.16 – Распределение углеводородов по комплексам (А, Б) и по категориям запасов и ресурсов (В, Г) на территории исследования; А, В – Среднеvasюганский НГР; Б, Г – Усть-Тымский НГР (по материалам «Научный анализ ресурсной базы...», 2005 ф).

1.4.1 Нефтегазоматеринские формации

Главным источником генерации углеводородов в континентальных ниже-среднеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири являются аргиллиты тогурской свиты [Конторович и др., 1964; Трофимук, Конторович, 1965]. Раннетоарская тогурская пачка была впервые выделена в 1960 году Ф.Г. Гурари в разрезе скважины Колпашевская №2. В 1964 году А.Э. Конторовичем, О.Ф. Стасовой, А.С. Фомичевым было показано, что тогурские аргиллиты

обладают высоким генерационным потенциалом и могут служить потенциальным источником углеводородов для залежей в базальных горизонтах осадочного чехла. Позднее генерационный потенциал и органическая геохимия тогурской свиты были изучены более детально современными методами.

Концентрации органического углерода в породах тогурской свиты варьируют от 1.2 до 3.8%, содержание битумоидов – от 0.22 до 0.63%. Аргиллиты тогурской свиты в центральных и южных районах бассейна характеризуются средним остаточным генерационным потенциалом (НП) порядка 300 мг УВ/г C_{org} [Конторович и др., 1995].

В центральных частях разреза Усть-Тымской депрессии в ряде скважин породы содержат аквагенное органическое вещество, что подтверждается высокими значениями параметра $\delta^{13}C$ (от -29 до $-34^{0/00}$), содержанием фракции насыщенных (от -31,5 до $-35,5^{0/00}$) и ароматических углеводородов (от -29 до $-34,4^{0/00}$) в составе органического вещества. В ряде других скважин породы характеризуются высокими значениями соотношения концентраций нечетных и четных n-алканов (1,0 - 1,25), что указывает на генетическую связь с высшей наземной растительностью (террагенное ОВ). Соотношения концентраций трициклических терпанов C_{19}/C_{23} , распределение гопанов не дают однозначного ответа на вопрос об обстановках осадконакопления [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

В ниже-среднеюрских отложениях территории исследования определены нефти неморского происхождения, которые объединены в подтип нефти A_1 , алкановый, высокопарафинистый. Нефти характеризуются высокой концентрацией парафиновых УВ (более 50 %), содержанием твердых парафинов (чаще 10 - 20%), высокой концентрацией нормальных алканов (n-алканов) $C_{20} - C_{24}$, высокими значениями отношения концентраций фитана и пристана (2,0 - 7,0), крайне низким содержанием порфиринов, низким содержанием серы, смол и асфальтенов [Конторович, Стасова, 1978; Конторович и др., 1998].

Основным источником неморских нефтей в геттанг-ааленском комплексе являются озерные, болотно-озерные раннеленовские (тогурская свита и ее

фациальные аналоги) глины и озерно-болотные отложения средней юры. На территории Усть-Тымской мегападины раннетюарский суббассейн представлял обширное озеро с озерными сапропелями, которое иногда сообщалось с морем, рельеф был равнинным, климат теплым и влажным, с берега путем ветропереноса в суббассейн приносилось большое количество спор и пыльцы, вместе с глинистым материалом привносилось сорбированное ОВ [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Конторович и др., 1975].

Рассеянное органическое вещество тогурской свиты не однородно по составу, ведущая роль в качестве источника ОВ принадлежит высшей наземной растительности. Соотношения террагенного и аквагенного РОВ могут изменяться по разрезу скважин и по площади распространения геттанг-раннетюарских отложений. Органическое вещество незрелое, для ОВ с преобладанием террагенных компонентов нефтегенерационная способность ниже, чем для ОВ смешанного типа [Конторович и др., 1995; Костырева и др., 2014; Москвин и др., 1999; Ян и др., 2006].

Радомская пачка также является нефтематеринской, ОВ радомской пачки обладает невысоким остаточным генерационным потенциалом от 50 до 200 мг УВ/г $C_{орг}$. В составе углеводородов преобладают насыщенные. Липиды, являющиеся источниками УВ, связаны с высшей наземной растительности [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Конторович и др., 1995].

Важным критерием в оценке нефтегазоносного потенциала нефтематеринской свиты является уровень преобразованности ОВ. В Западной Сибири получил развитие региональный катагенез. На территории мегабассейна установлена закономерность изменения степени зрелости ОВ – на периферии отмечается слабая степень преобразованности, она возрастает в центральной части мегабассейна и достигает наибольших значений в арктических частях.

Согласно схеме катагенеза ОВ в базальных горизонтах нижней-средней юры (Рисунок 1.17) на территории исследования установлены градации в пределах



Рисунок 1.17 - Фрагмент схематической карты катагенеза органического вещества в базальных горизонтах нижней-средней юры [Конторович А.Э. и др., 2009].

Условные обозначения: 1 – опорные разведочные скважины с установленным градиентом катагенеза; 2 – граница Усть-Тымской мегавпадины.

МК₁¹ (R_{vt}⁰ – 0.50 - 0.65 %), МК₁² (R_{vt}⁰ – 0.65 - 0.85 %) и МК₂ (R_{vt}⁰ – 0.85 – 1.15 %). В районах Мыгитинской, Вартовской и Тунгольской площадей ОВ наименее преобразовано и соответствует градации катагенеза МК₁¹. На большей части территории уровень зрелости достигает градации МК₁². На Толпаровской, Можанской, Мурасовской, Трассовой и Траверской площадях ОВ достигло уровня, соответствующего началу - середине МК₁², на Снежной и Усть-Сильгинской площадях установлена середина градации МК₁². В пределах Вертолетной, Киев-Еганской, Чунжельской площадях на востоке, Ясной и Лесной площадей на западе

ОВ преобразовано сильнее и соответствует градации МК₂ [Конторович А.Э. и др., 2009; Фомин, 2011].

По уровню зрелости ОВ можно сделать прогноз относительно нефтегазоносности изучаемых отложений, на территории исследования в разрезе нижней и средней юры ОВ достигает градации от начала МК₁² до МК₂. Установлено, что большая часть мировых запасов нефти приурочена к толщам со стадиями катагенеза от МК₁¹ до МК₁², что позволяет отнести район исследования к благоприятным для образования и сохранности залежей нефти и газа. По глубине залегания нижнеюрских отложений, в том числе нефтематеринской тогурской свиты, (до 4-х км) можно считать, что комплекс находится в главной зоне нефтеобразования и может рассматриваться как перспективный для поиска залежей УВ.

1.4.2 Гидрогеологическая характеристика нижне – среднеюрских отложений

Юрский водоносный комплекс объединяет горизонты поверхности фундамента и юрские водоносные горизонты. На территории Усть-Тымской мегавпадины в базальных горизонтах юрского комплекса распространены воды хлоркальциевого типа, характерны слабые рассолы (минерализация до 80 г/л) [Конторович и др., 1975].

На юге Западной Сибири в водоносных горизонтах нижней-средней юры преобладает хлоркальциевый тип вод, газовый состав вод преимущественно метановый, на отдельных площадях встречаются повышенные концентрации азота. Газонасыщенность вод шараповского горизонта - от 0,3 до 1,0 м³/м³, надояхского - от 0,4 до 2,5 м³/м³, вымского - от 0,3 до 2,4 м³/м³, малышевского - от 0,2 до 3,0 м³/м³ [Геологическое строение..., 2005].

Повышенные значения общей минерализации, газонасыщенности, наличие микроэлементов, ОВ (бензол, толуол), газовый состав подземных вод (присутствие метана и его гомологов) указывают на нахождение залежей углеводородов на площади с невыясненным нефтегазопроявлением. Гидрогеохимические условия на юге Западной Сибири являются благоприятными для образования и сохранения залежей УВ [Сурков и др., 1999].

Нижне-среднеюрские отложения формировались в межгорных впадинах, что обусловило разделение комплекса на шесть гидродинамически автономных крупных артезианских суббассейнов – Колтогорский, Нюрольский, Бачкарский, Усть-Тымский, Тегульдетский и Восточно-Пайдугинский. В Усть-Тымском суббассейне выделяются водопроницаемые (зимний, шараповский, надояхский и вымский) и водоупорные (левинский, китербютский, лайдинский) гидрогеологические горизонты. В юрских горизонтах развиты слабые рассолы хлоридно-натриевого состава, достаточно высокий уровень солености подземных вод со средним значением 38,5 г/л. Связанная с верхнеюрскими пластами гидрогеохимическая зона с максимальным проявлением нефтегазогенерационных процессов охватывает также и ниже- среднеюрские пласты, что повышает их перспективность на поиски месторождений нефти и газа [Назаров, 2004].

ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Все фактические материалы, необходимые автору для выполнения диссертационной работы были предоставлены Институтом нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. В работе использовались материалы сейсморазведки 2D МОГТ протяженностью 7350 км, данные глубокого бурения 104 скважин, сейсмический каротаж по пяти скважинам, петрофизические исследования керн по пяти скважинам, результаты испытаний по 56 скважинам, цифровые модели распределения отражательной способности витринита базального горизонта и кровли юрского комплекса, данные пиролиза по семи скважинам и значения современных $C_{орг}$ тогурской свиты. В исследовании применялся комплексный подход, включающий структурно-тектонический анализ, интерпретацию материалов ГИС и бассейновое моделирование.

2.1 Структурно-тектонический анализ

В нефтегазовой геологии основой для изучения разреза мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, выделения и подготовки объектов к разведочному бурению является сейсмическая разведка методом МОГТ. Создание сейсмогеологической модели и выделение перспективных объектов в нефтегазоносных комплексах Усть-Тымской мегавпадины основано на комплексной интерпретации региональных сейсмических профилей МОГТ 2D и площадных сейсморазведочных работ.

Комплексный подход применяемый автором в данной работе включает выделение и корреляцию отражающих сейсмических горизонтов, построение карт изохрон, средних скоростей, структурных карт по отражающим горизонтам, карт изопакит сейсмогеологических комплексов, создание палеоразрезов. Он реализуется в разработанном в ИНГГ СО РАН интерпретационном комплексе W-Seis, который обладает стандартным набором процедур и спецобработкой сейсмических материалов, в комплекс входят программы для создания сеточных

моделей GridBilder и GridMaster; а также коммерческий пакет Golden Software Surfer 8 [Силкин, 2008].

Комплексная интерпретация сейсморазведочных материалов и данных глубокого бурения опирается на принципы сейсмостратиграфии, включает сейсмостратиграфический, палеоструктурный, сейсмофациальный и динамический анализы. Успешное применение этих принципов реализовано в ряде работ [Конторович В.А., 2002; Боганик, Гурвич 2006].

Сейсмостратиграфия – это геологический метод, позволяющий проводить стратиграфическую интерпретацию материалов сейсморазведки, термин «сейсмическая стратиграфия» был введен П. Вейлом и М. Митчемом [Пейнтон, 1982]. Метод сейсмостратиграфии позволяет определять глубину залегания, форму поверхности и свойства слоев земной коры, выделять сейсмические отражающие горизонты, основан на свойствах упругих волн отражаться или преломляться, изменять скорость прохождения в зависимости от свойств среды [Бондарев, 2007; Кунин, 1983].

Задачей сейсмостратиграфии является расчленение временного разреза на седиментационные комплексы, имеющие единый генезис и наряду с этим выделение сейсмофаций, определение литологии, условий формирования. На основании данных, полученных в результате исследований, возможно восстановление истории тектонического развития, выделение перспективных областей нефтегазоносности при небольшом объеме буровых работ [Гиршгорн, 1983, 1985; Гогоненков, Михайлов, 1983].

Метод сейсмостратиграфии базируется на эмпирически установленных закономерностях: отражающие сейсмические горизонты принимаются за изохронные геологические поверхности; по расположению сейсмических границ определяется форма геологических тел и особенности границ напластования; от акустической дифференциации изучаемой среды зависят динамические параметры отраженных волн; на качество трассирования отражающего горизонта влияет степень устойчивости физических характеристик отражающих слоев вдоль поверхности напластования; комплексная интерпретация позволяет осуществлять

палеотектонические реконструкции [Пейнтон, 1982; Шерифф, 1982; Seismic Stratigraphy..., 1977, 1985; Vail, 1987; Yilmaz, 2001].

Для проведения интерпретации на временных разрезах выделяются сейсмогеологические комплексы, которые представляют собой интервалы на временных разрезах, обладающие кровлей и подошвой и отображающие толщи пород, образованные в различных седиментационных обстановках. За границы интервалов могут быть приняты смены условий осадконакопления, стратиграфические перерывы, сейсмические реперы – устойчивые хорошо прослеживаемые отражающие горизонты, имеющие региональное распространение. Прослеживание сейсмических реперов позволяет проводить палеоструктурный анализ – это анализ данных распределения значений разности уровней залегания реперных горизонтов, которые определяют границы комплекса [Боганик, Гурвич, 2006; Конторович В.А., 2002].

2.1.1 Интерпретация сейсмических временных разрезов

В разрезе осадочного чехла юго-востока Западной Сибири прослеживаются региональные флюидоупоры, представляющие собой широко распространенные трансгрессивные глинистые пачки (тогурская свита, углисто-глинистая пачка (Y_{10}) в кровле нижней подсвиты тюменской свиты, баженовская свита, кошайская пачка алымской свиты, кузнецовская свита), которые приурочены к энергетически выраженным отражающим горизонтам (Φ_2 , I^{tg} , I^a , II^a , III, IV) (Рисунок 2.1), трассирование которых на временных разрезах основано на принципе фазовой корреляции. Фазовая корреляция – это процесс последовательного прослеживания от трассы к трассе какой-либо особенности (фазы) волны, соответствующей отражающей границе, прослеживают экстремумы (максимум или минимум) колебания.

Ф.Г. Гурари, В.П. Казариновым, А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым и др. было отмечено, что крупные залежи УВ перекрыты выдержанными глинистыми пачками – флюидоупорами, было предложено выделять региональные, зональные и локальные флюидоупоры [Нестеров, 1965; Гурари и др., 1968], а позднее

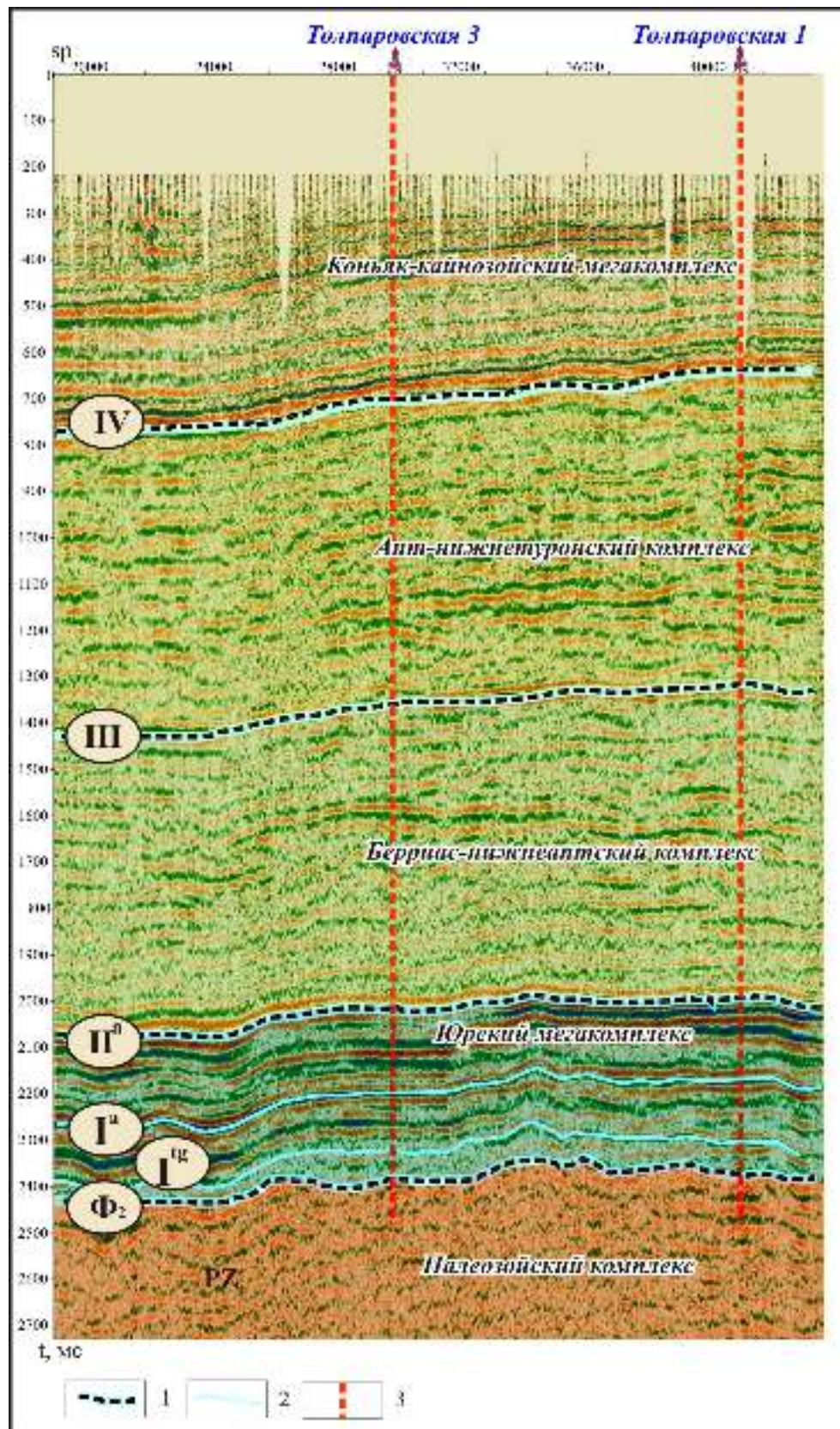


Рисунок 2.1 – Выделение сейсмических отражающих горизонтов и сейсмогеологических комплексов.

Условные обозначения: 1 – основные отражающие горизонты (Φ_2 – кровля доюрского основания, Π^a – подошва баженовской свиты, III – кошайская пачка алымской свиты, IV – кровля кузнецовской свиты); 2 – промежуточные отражающие горизонты (I^{tg} – кровля тогурской свиты; I^a – кровля нижнетюменской подсвиты (подошва угольного пласта Y_{10})); 3 – скважины.

дополнительный класс - мегарегиональные [Карогодин, 1974; Конторович и др., 1981].

Мегарегиональные флюидоупоры представлены трансгрессивными морскими глинистыми выдержанными по толщине пачками, сформировавшимися в эпохи тектонического покоя и получившие широкое распространение на территории Западной Сибири. Приведенные особенности позволяют сделать предположение о том, что поверхности выравнивания представляли из себя на момент формирования поверхности мегарегиональных флюидоупоров, таким образом флюидоупоры могут применяться в ходе палеоструктурных и палеотектонических реконструкций [Конторович В.А., 2009].

Определение стратиграфической привязки отражающих горизонтов осуществлялось с использованием данных сейсмического каротажа в скважинах Тибинакская 242, Вартовская 330, Киев-Еганская 352, 355, Никольская 2, Толпаровская 1, 3, Трассовая 1. По таблицам СК определялось время наблюдения реперных стратонтов, глубины залегания которых определены из анализа керна и материалов ГИС. Установленное время удваивалось и с учетом линии приведения временных разрезов и значений альтитуд ротора в скважинах были определены фазы волновых полей, отвечающих сейсмическим горизонтам.

В соответствии с распространенными на территории исследования сейсмическими горизонтами, автором выделяется пять сейсмогеологических мегакомплексов и комплексов – палеозойский, юрский, берриас-нижнеаптский, апт-туронский и коньяк-кайнозойский; в составе юрского мегакомплекса выделяются геттанг-ааленский (подразделяется на геттанг-нижнетоарский и тоар-ааленский подкомплексы) и байос-волжский комплексы (см. Рисунок 2.1). Геттанг-нижнетоарский сейсмогеологический подкомплекс ограничен в подошве отражающим горизонтом Φ_2 , в кровле I^g , включает урманскую и тогурскую свиты. Тоар-ааленский подкомплекс в кровле ограничен отражающим горизонтом I^a , в подошве горизонтом I^g , а в зонах отсутствия горизонтом Φ_2 , включает салатскую/пешковскую свиты и нижнетюменскую подсвиту. Байос-волжский комплекс контролируется отражающим горизонтом Π^a в кровле, горизонтом I^a в

подошве, в местах отсутствия горизонтом Φ_2 , включает среднюю и верхнюю подсвиты тюменской свиты, а также васюганский, георгиевский и баженовский горизонты. Берриас-нижнеаптский комплекс контролируется отражающим сейсмическим горизонтом Π^a в подошве, горизонтом III в кровле, представлен куломзинской, тарской и киялинской свитами. Апт-туронский комплекс контролируется в кровле горизонтом IV, в подошве III, включает алымскую, покурскую и кузнецовскую свиты. Коньяк-кайнозойский мегакомплекс контролируется в подошве отражающим сейсмическим горизонтом IV, в кровле ограничен дневной поверхностью, содержит ипатовскую, славгородскую, ганькинскую, талицкую, люлинворскую, чеганскую, журавскую, алтымскую, новомихайловскую, некрасовскую и атлынскую свиты [Конторович В.А., 1992; Конторович В.А. и др., 1996; Шурыгин и др., 2000, Волкова и др., 2002].

2.1.2 Палеоструктурный анализ

В основе процесса восстановления истории тектонического развития лежит метод анализа площадного изменения мощностей мегакомплексов, который впервые был предложен Н.С. Шатским [Шатский, 1924]. Широкое применение метода началось благодаря работам В.В. Белоусова [Белоусов, 1954] в которых было приведено теоретическое обоснование метода. В дальнейшем метод анализа мощностей развивали такие ученые, как Р.Г. Гарецкий и А.Л. Яншин [Яншин, Гарецкий, 1960], В.Е. Хаин [Хаин, 1964] и др., основными идеями которых являлись следующие утверждения: с помощью анализа мощностей возможно выделение тектонических структур, установление времени и условий их образования; для нефтяной геологии важно изучение не только региональных, но и локальных изменений мощностей, метод позволяет восстанавливать историю развития как крупных регионов, так и локальных структур [Машкович, 1976].

В настоящее время для проведения палеотектонического анализа проводится комплекс исследований, который включает изучение изменения мощностей, состава и условий залегания осадочных тел. При палеотектонических исследованиях используется ряд методов, основными из которых являются: анализ

фаций и формаций, толщин, перерывов и несогласий и др. [Мухин, Колотухин, 2001].

При восстановлении условий и времени формирования положительных структур - потенциальных ловушек УВ с использованием «метода мощностей» была реконструирована история тектонического развития территории исследования. В основе метода лежит предположение о том, что зоны наибольших толщин сейсмогеологических комплексов представляли собой области прогибания, зоны с пониженными значениями толщин – области относительного воздымания [Машкович, 1976; Конторович В.А., 2002].

При палеорекострукциях за поверхности выравнивания принимались регионально развитые на территории Западной Сибири трансгрессивные глинистые пачки, к которым приурочены реперные сейсмические горизонты: II^a (подошва баженовской свиты, волжский ярус), III (кошайская пачка алымской свиты, аптский ярус), IV (кузнецовская свита, туронский ярус).

Во время формирования мощных осадочных комплексов, осадочный бассейн испытывает тенденцию к относительному погружению, в то время как в процессе образования маломощных осадочных толщ идет тенденция к относительному воздыманию. По особенностям изменения мощностей мегакомплексов возможно установление и оценка зон относительного прогибания и воздымания на всех этапах развития региона.

2.1.3 Построения структурных карт и карт изонахит

Построение структурных карт было проведено по отражающим горизонтам Φ_2 , I^{tg}, I^a, II^a, III, IV в программных пакетах W-Seis, Surfer и GridMaster. Структурные карты отражают современный рельеф основных осадочных комплексов и необходимы для выделения антиклинальных структур, как потенциальных ловушек углеводородов. В нефтегазовой геологии структурные карты являются одним из документов по которым определяются направления нефтегазопроисловых работ, постановка разведочного и поискового бурения, определение нефтегазоперспективных объектов.

Используемый материал включает данные глубокого бурения по 104 скважинам, стратиграфические разбивки, данные СК и сейсмические профили, региональные основы структурных поверхностей отражающих горизонтов (материалы предоставлены ИНГГ СО РАН).

Этапы построения структурных карт:

1. Установление и корреляция основных отражающих горизонтов.
2. Построение карт изохрон по отражающим горизонтам.
3. Вычисление значений средних скоростей в точках скважин, с использованием значений карт изохрон и данных разбивок, и построение карт средних скоростей.
4. Построение структурных карт, как результат операции умножения карт изохрон на карты средних скоростей для каждого отражающего горизонта.

В программном пакете W-Seis был создан проект, проведена увязка данных СК и глубокого бурения с сейсмическими временными разрезами. В результате были определены основные отражающие горизонты, которые соответствуют различным геологическим поверхностям. После вычисления значений T_0 вдоль отражающих горизонтов были рассчитаны значения невязок определения времен на крестах профилей. В целом этот параметр не превышает 20 мс. Методика построений будет рассмотрена на примере отражающего горизонта Π^a .

Карты изохрон. Для построения карты изохрон (Рисунок 2.2 А) проводилась операция «involve» для устранения невязок по отражающему горизонту Π^a , в результате скорректировались динамические характеристики сейсмической записи, после этого проводилась корреляция остальных горизонтов. Значения T_0 в программе W-Seis были экспортированы в dat-файл. Дальнейшие построения проводились в программе Surfer, использовался метод «Kriging» с шагом 100×100 м и радиусом 10000 м в результате этих операций была построена карта изохрон.

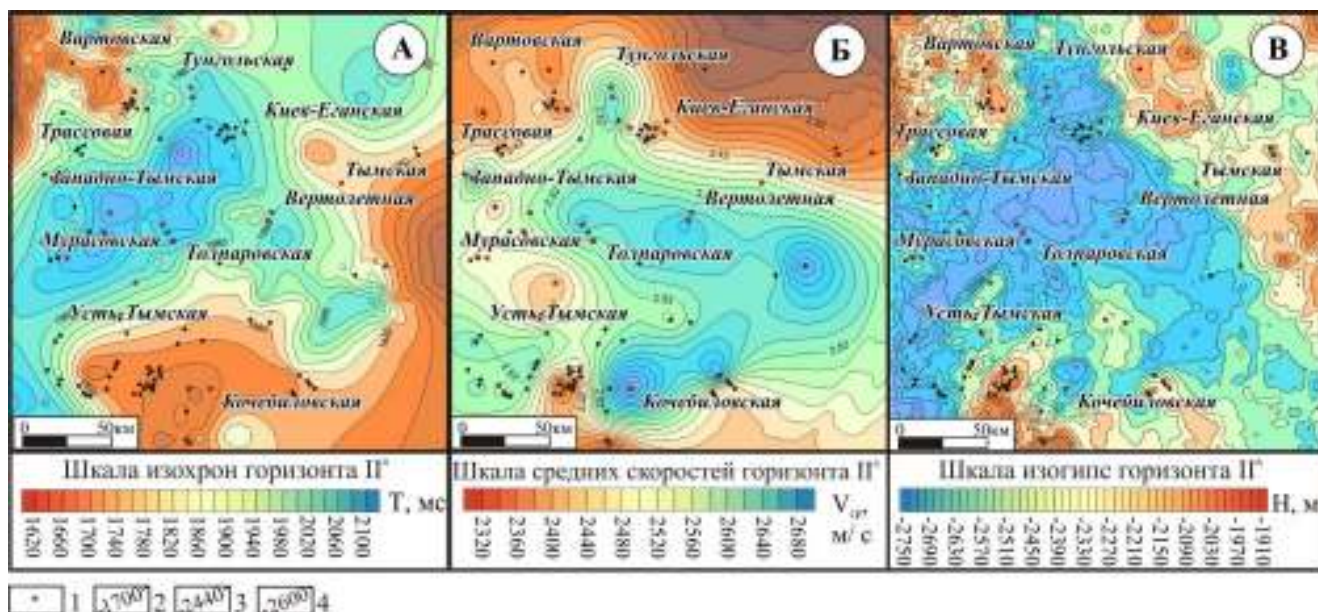


Рисунок 2.2 – Карты изохрон (А), средних скоростей (Б), структурная карта (В) отражающего горизонта II^а.

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – изохроны; 3 – изолинии; 4 – изогипсы.

Карты средних скоростей. В ходе построений были определены значения средних скоростей по формуле $V = \frac{H_{\text{абс}}}{T_0/2}$, где $H_{\text{абс}}$ – глубина залегания отражающего горизонта по данным разбивок скважин, T_0 – двойное время в точке скважин из карты изохрон. Значения T_0 были сняты с сеточных моделей и занесены в базу данных, абсолютные глубины залегания сейсмических реперов взяты из банка разбивок. В программе Surfer методом линейной интерполяции строятся сеточные модели средних скоростей (V_{cp}) (Рисунок 2.2 Б) с шагом 100x100 м.

Структурные карты. Структурные карты (Рисунок 2.2 В) строятся в программе Surfer с помощью процедуры Math по формуле $A*B/2000$, где А – карта изохрон, В – карта средних скоростей. С готовыми картами была проведена процедура сглаживания в программе GridMaster.

Для получения структурных поверхностей для всей территории исследования полученные структурные карты были вшиты в региональные основы в программе GridMaster. Подготовка структурных карт для операции вшивки в основу заключалась в бланковании карт по контуру распространения сейсмических профилей (проводился экспорт всех профилей на планшете в bln-файл).

Карты изопахит. Построение проводилось в программе Surfer посредством вычитания сеточных моделей структурных поверхностей, ограничивающих сейсмогеологический комплекс в кровельной и подошвенной частях.

2.1.4 Выделение разрывных нарушений

Анализ разрывных нарушений имеет важное значение для изучения нефтегазоносных районов, так как время и условия их образования оказывает большое влияние на формирование и сохранность залежей УВ.

Выделение и трассирование разломов, определение времени их формирования и глубины проникновения осуществлялась на основании анализа сейсмических разрезов, структурных карт, карт изопахит и карт градиентов и уступов.

Для выделения разрывных нарушений на временных разрезах были применены классические сейсмостратиграфические критерии (Рисунок 2.3), такие как нарушение осей синфазности сейсмических отражающих горизонтов, наличие дифрагированных волн, уменьшение энергетического уровня сейсмической записи и др. [Конторович В.А. и др., 2001].

Разрывные нарушения выделяются на картах градиентов и уступов структурных поверхностей (Рисунок 2.4 а) и карт изопахит в местах, где присутствуют протяженные линейные зоны, в которых наблюдаются увеличенные значения параметра [Лапковский, 2018].

Для установления времени формирования и глубины проникновения разломов были использованы карты градиентов изопахит комплексов (Рисунок 2.4 б) и временные разрезы. Это возможно за счет связи возникновения разломов с режимом и направлением тектонических движений, таким образом повышенные значения в линейных областях карт градиентов изопахит могут указывать на зоны присутствия разломов. Построение карт градиентов и уступов осуществлялось в программном пакете W-Seis.

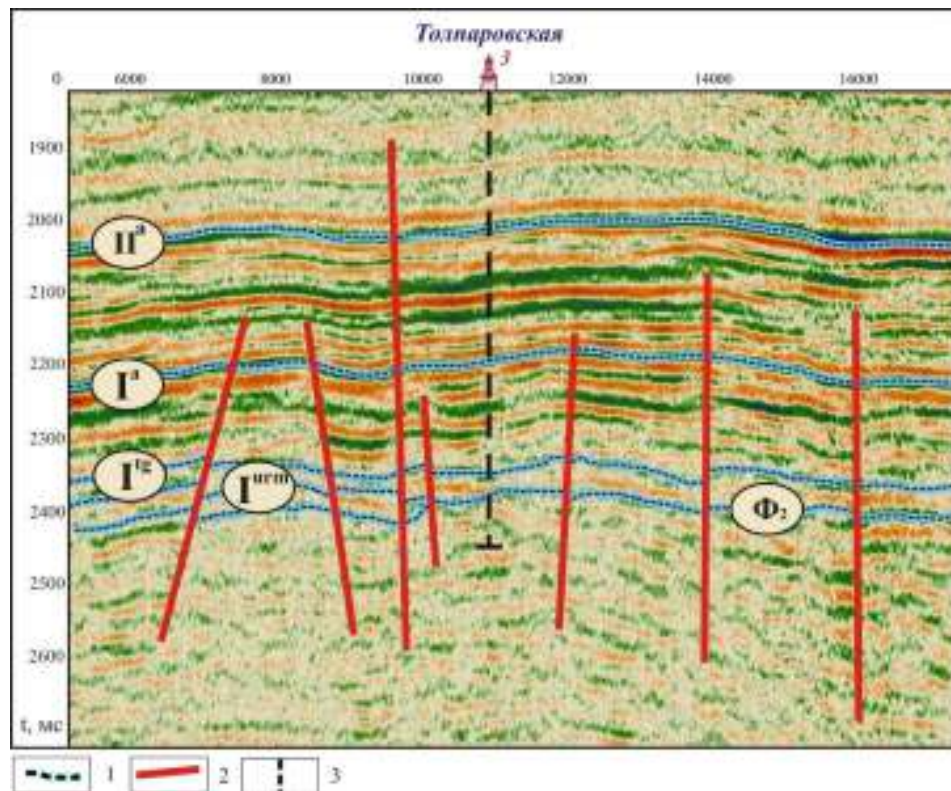


Рисунок 2.3 – Выделение разрывных нарушений на временном разрезе.

Условные обозначения: 1 – отражающие горизонты; 2 – разрывные нарушения; 3 – ствол скважины.

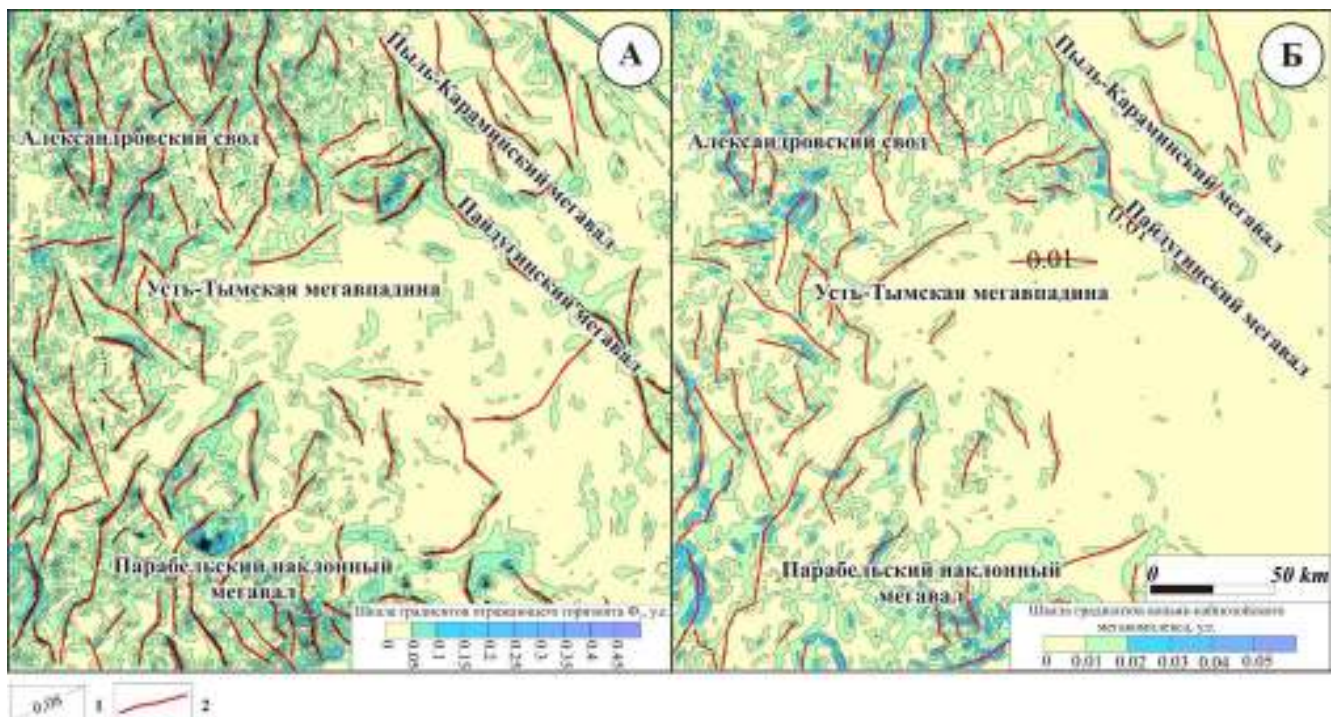


Рисунок 2.4 – Выделение разрывных нарушений на картах градиентов по структурной поверхности кровли доюрского основания (Φ_2) (А) и по карте изопахит коньяк-кайнозойского мегакомплекса (Б).

Условные обозначения: 1 – изолинии, у.е.; 2 – разрывные нарушения.

2.2 Интерпретация материалов ГИС

Для изучения геологического разреза скважин, выделения продуктивных горизонтов, качественной и количественной оценки их нефтегазоносности и определения коллекторских свойств в скважинах проводится комплекс геофизических и геологических исследований, значительная роль при этом принадлежит геофизическим исследованиям или каротажу.

Для успешного решения задач нефтегазовой геологии необходима комплексная интерпретация различных методов каротажа (КС, ПС, ИК, ГК, НГК и АК), представляющих взаимодополняющие друг друга материалы.

Основной задачей геофизического исследования скважин общепринято является получение геологического описания разреза, проведение региональных исследований и решение большого комплекса геологических задач, таких как литологическое и стратиграфическое расчленение разреза, корреляция разрезов скважин, выделение коллекторов нефти и газа, подсчет и оценка ресурсов углеводородов [Добрынин, 1988]. Геофизические методы являются достаточно эффективными в исследовании скважин в связи с наличием тесных связей между геологическими (структура, минеральный состав и др.) и физическими (удельное электрическое сопротивление ($УЭС$), электрохимическая активность, магнитная восприимчивость, радиоактивность и др.) свойствами пород. Методы ГИС различаются по используемым полям, объектам и применению.

Методы электрического каротажа основываются на измерении электрического поля, которое возникает самопроизвольно или создается искусственно. Электрические методы включают метод потенциалов самополяризации (ПС), который отражает изменения по скважине потенциала самопроизвольной поляризации $U_{пс}$; метод кажущихся сопротивлений (КС), который базируется на измерении кажущегося удельного сопротивления горных пород ρ_k ; боковое каротажное зондирование (БКЗ) и боковой каротаж (БК); микрокаротаж (МК) [Дахнов, 1985].

Методы электромагнитного каротажа основаны на регистрации отклика вихревых токов, возникающих в электропроводящей геологической среде под

воздействием переменного электромагнитного поля. Среди них: индукционный каротаж (ИК); диэлектрический каротаж (ДК), который основан на измерении кажущейся диэлектрической проницаемости ε_k [Дахнов, 1985]. Широкое применение в России получил метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) и его модификация ВЭМКЗ [Технология, 2000].

Геолого-геофизические условия в которых проводится каротаж могут влиять на результаты измерений геофизическими методами. В необсаженной скважине могут оказывать влияние вскрываемые породы, диаметр скважины и буровой раствор (БР) [Итенберг, 1987].

В нефтегазовой геологии традиционно больший интерес вызывают пористые проницаемые пласты, которые обладают способностью при наблюдаемых перепадах давления пропускать жидкость. Со временем скорость, с которой фильтрат БР проникает в пласт, уменьшается и в конечном счете становится близкой к скорости диффузии солей. Одним из важных понятий является *зона проникновения* – это часть проницаемого пласта, в которую проникает фильтрат БР. Здесь фильтрат находится в смеси с пластовой водой, что обуславливает изменение удельного сопротивления пласта в радиальном направлении.

Зона проникновения условно считается концентрическим слоем, характеризующимся эффективным диаметром D и постоянным сопротивлением $\rho_{зп}$. На глубину проникновения фильтрата БР оказывают влияние многие факторы: проницаемость глинистой корки, пористость пласта и время, которое прошло после вскрытия пласта. Незначительное влияние могут оказывать пористость глинистой корки, проницаемость пласта и дифференциальное давление. Проницаемые малопористые породы, такие как известняки, доломиты, сцементированные песчаники и алевролиты отличаются наибольшей глубиной проникновения. Породы, обладающие большим объемом пор, характеризуются меньшей глубиной проникновения.

Существует несколько «сценариев» изменения удельного сопротивления пласта под воздействием проникающего в него фильтрата БР:

Понижающее проникновение. Характеризуется снижением удельного сопротивления, которое происходит при меньших значениях удельного электрического сопротивления фильтрата БР по сравнению с сопротивлением воды, заполняющей поры породы, а также вследствие вытеснения нефти и газа при проникновении фильтрата в нефтегазонасыщенные пласты.

Повышающее проникновение. Характеризуется повышением удельного сопротивления пласта в результате проникновения пресного фильтрата в водоносные проницаемые пласты, содержащие воду с большей минерализацией.

В случае, когда водонасыщенность породы равна объему остаточной воды, фильтрат БР перестает вытеснять пластовую воду. По прошествии некоторого времени происходит диффузия ионов, в результате которой пластовая вода смешивается с фильтратом. Когда новые порции фильтрата вытесняют образовавшуюся смесь, происходит формирование промытой зоны, которая является частью зоны проникновения и расположена непосредственно у стенки скважины [Итенберг, 1987].

Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС). Потенциалы самопроизвольной поляризации обусловлены естественными полями, которые появляются в скважине, когда на границах между пластами, различающимися по литологии возникают электрохимические процессы. Отсюда следует, что фиксация изменения потенциалов естественного электрического поля позволяет получать данные по литологическому составу и коллекторским свойствам пород [Добрынин, 1988].

Значения потенциала самопроизвольной поляризации $U_{пс}$ получают при измерениях в скважине разности потенциалов между электродом М (перемещается вдоль ствола скважины) и электродом N (расположен на поверхности около устья скважины). Потенциал электрода N сохраняется почти постоянным, разность потенциалов между электродами М и N описывается уравнением: $\Delta U_{пс_MN} = U_{пс_M} - U_{пс_N} = U_{пс_M} - const.$

В нефтяных и газовых скважинах электродвижущая сила естественного поля ПС вызвана в основном диффузией (диффузионно – адсорбционным потенциалом)

и в меньшей степени фильтрацией (фильтрационным потенциалом), а также окислительно-восстановительными процессами.

На форму и амплитуду отклонения кривой ПС оказывают влияние мощность пласта и диаметр скважины; удельное сопротивление пласта, бурового раствора и вмещающих пород, глинистость. Принципы измерения в методе ПС: отсутствие «нулевой линии», вводится понятие «линии глин», измерения относительны.

Песчано-глинистый разрез хорошо подходит для изучения методом ПС. Так пески, песчаники и алевролиты сильно отличаются от глин. Песчано-алевритовые пласты характеризуются отрицательными аномалиями ПС [Дахнов, 1985]. Против нефтегазоносных песчано-алевритовых пластов, не содержащих глинистой цементирующей массы, аномалия ПС не сильно отличается от таковой для водоносных. Против нефтегазоносных глинистых пластов амплитуда ПС ниже, чем для водоносного.

Определение коэффициента пористости (K_p) коллекторов методом ПС основано на достаточно сильной, почти прямолинейной зависимости между диффузионно-адсорбционной активностью породы и ее относительной глинистостью. Для оценки K_p может быть использован способ отношений, при котором на интерпретируемую диаграмму наносится линия глин, затем выбирается опорный пласт низкого сопротивления, создающей на кривой ПС наибольшую отрицательную аномалию $\Delta U_{пс}$. Для исследуемого пласта вычисляется амплитуда ПС, приведенная к пласту неограниченной мощности: $\Delta U_{пс}^{\infty} = \Delta U_{пс} / v_{пс}$, рассчитывается $\alpha_{ПС} = \Delta U_{пс}^{\infty} / \Delta U_{пс}^{\infty} \max$. Далее по кривой $\alpha_{ПС}$ оценивается K_p [Дахнов, 1985].

Метод ПС широко применяется при литологическом расчленении разреза терригенных пород, дает возможность выделять песчаные, глинистые и промежуточного состава пласты, при этом точкам перегиба кривой ПС соответствуют границы пластов. В некоторых случаях по потенциалу ПС определяется удельное сопротивление (минерализация) пластовой воды, дается оценка глинистости и коллекторских свойств пород. Метод ПС позволяет определять коэффициенты пористости и глинистости, может применяться при

анализе циклов седиментации и изменения ФЕС коллекторов. К основным ограничениям метода относятся: измерения в необсаженных скважинах, использование раствора на водной основе и с солевым глинистым раствором, присутствие в разрезе высокоомных карбонатных пород [Итенберг, 1987; Дахнов, 1985].

Метод кажущегося удельного сопротивления (КС) основан на способности горных пород оказывать сопротивление электрическому току. За величину, которая характеризует способность пород препятствовать пропусканию тока, принимается удельное электрическое сопротивление - ρ , измеряемое в ом·метрах. При этом способность горных пород проводить ток обусловлена в основном наличием водных растворов солей в их поровом пространстве. УЭС может изменяться в широких пределах, что позволяет изучать свойства горных пород по данным электрического каротажа.

Удельное сопротивление нефтегазовой породы напрямую зависит от содержания в ней нефти, газа или воды, а также от минерализации пластовых вод, пористости породы, структуры ее порового пространства, литологии и т.п. Содержание в порах углеводородов повышает удельное сопротивление породы. Измерение сопротивления пород проводят каротажными зондами, используется четырехэлектродная установка AMNB или MABN, определяется разность потенциалов ΔU между двумя точками электрического поля, ΔU изменяется в зависимости от УЭС окружающих пород.

Целью каротажа сопротивлений является определение удельного сопротивления среды. Удельное сопротивление однородной среды можно вычислить по формуле: $\rho = \frac{\Delta U}{I} * \frac{4\pi AM * AN}{MN}$, где ΔU – разность потенциалов между М и N; AM, AN, MN – расстояние между соответствующими электродами.

В действительности приходится иметь дело с неоднородной средой, поэтому полученный результат измерений называют кажущимся удельным сопротивлением ρ_k (КС). КС зависит от распределения удельного сопротивления (УС), мощности пластов в скважине, от диаметра скважины и УС БР, характера проникновения фильтрата БР в пласт, а также от типа и размера измерительного зонда [Латышова,

2007]. Каротажные зонды различаются по типам и размерам, в основном применяются градиент и потенциал-зонды [Добрынин, 1988]. Форма фактических кривых КС зависит от неоднородности пласта и вмещающих пород, изменения диаметра скважины и зоны проникновения фильтрата БР в пласт, характера насыщения пласта, угла пересечения скважины с плоскостями напластования [Итенберг, 1987].

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) широко используется для определения удельного сопротивления пласта ρ_p , удельного сопротивления зоны проникновения фильтрата БР в пласт ρ_{zp} , диаметра зоны проникновения D . Метод БКЗ основан на измерении ρ_k в исследуемом интервале зондами различной длины и соответственно разного радиуса исследования. Как правило используются градиент-зонды. Набор зондов обычно включает подошвенные и кровельные зонды, которые выбираются опытным путем в зависимости от особенностей разреза, например, для Западной Сибири в комплекс БКЗ, как правило, входят: A0,4M0,1N; A1M0,1N; A2M0,5N; A4M0,5N; A8M1N. Совместно с проведением БКЗ следует определять удельное сопротивление БР (резистивиметрия), диаметр скважины (кавернометрия) и проводить измерения микрозондами. По мере увеличения длины зонда отмечается постепенное снижение кажущегося УС пласта при повышающем проникновении и постепенный рост при понижающем проникновении [Итенберг, 1987; Добрынин, 1988].

Кривые зондирования выражают зависимость кажущегося УЭС от различных параметров: для проницаемого пласта - УЭС пласта (ρ_p) и БР (ρ_c), диаметр скважины (d_c) и длина зонда L ; для проницаемого пласта с зоной проникновения добавляются УЭС зоны проникновения ρ_{zp} и ее диаметр D .

Боковой каротаж (БК) находит применение в разрезах с понижающим проникновением фильтрата БР в пласт, при исследовании карбонатных толщ, представленных малопористыми пластами высокого сопротивления. БК характеризуется высокой расчленяющей способностью, отсутствием экранирования со стороны соседних пластов [Итенберг, 1987].

Индукционный каротаж (ИК) является разновидностью электромагнитного каротажа, базируется на измерении в скважине напряженности переменного магнитного поля вихревых токов, которые возбуждаются в породе при помощи индукционных катушек. Метод применяется для определения удельной проводимости пород как в скважинах, которые заполнены обычной жидкостью, проводящей ток, так и в скважинах с БР (на нефтяной основе) непроводящим электрический ток или с газом и воздухом [Итенберг, 1987; Добрынин, 1988]. В ИК измеряемый сигнал зависит от электропроводности пород, БР и зоны проникновения, типа и размера зонда, тока питания и частоты поля, диаметра скважины.

Одной из основных задач при интерпретации кривых ИК является определение УЭС пласта. Если БР не проникает в пласт – определение ρ_p сводится к учету влияния скважины, скин-эффекта и ограниченной мощности пласта. ИК может применяться в скважинах, где используются непроводящие БР или в сухих, так как метод не требует непосредственного контакта измерительной установки с БР. ИК показывает хорошие результаты при исследовании разрезов пород низкого и среднего сопротивления, а также при повышающем проникновении фильтрата БР в пласт. Метод позволяет более точно определять положение водонефтяного контакта (ВНК) и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления. К ограничениям индукционного каротажа относятся: соленый БР с сопротивлением менее 0,1 Ом·м; разрезы пород с высоким УЭС [Итенберг, 1987].

Радиоактивный каротаж включает геофизические методы изучения, которые базируются на свойствах полей ионизирующих излучений, которые происходят в ядрах атомов.

Гамма-каротаж (ГК). Используется при измерении естественного гамма-излучения горных пород. Гамма-каротажная кривая – это линия замеров, на которой отображена интенсивность гамма-излучения пластов вдоль ствола скважины. Данные измерения гамма-каротажа зависят от радиоактивности и плотности пород, от параметров скважины. Используется для определения литологии пород, выделения глинистых пластов, для корреляции.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК). При воздействии внешнего источника нейтронов возникает поле гамма-излучения, на изучении которого и основан описываемый радиоактивный каротаж. Методом НГК могут быть выделены водоносные или нефтенасыщенные интервалы. Повторные измерения НГК могут применяться для проведения наблюдений за перемещением ВНК при разработке залежей, сложенных однородными песчаниками, содержащими высокоминерализованную пластовую воду. На диаграммах НГК наблюдается инверсия кривых. Пласты с высоким хлоро- или водородосодержанием (песчаники, глины или рыхлые карбонатные породы) отмечаются низкими значениями НГК.

Акустический каротаж (АК) – это метод определения упругих свойствах горных пород в разрезе скважины. Система при АК состоит из источников (излучателей) и приемников колебаний. Выделяется три основных типа АК в зависимости от типа регистрируемых данных и решаемых задач. Каротаж по скорости базируется на определении скорости распространения упругих волн в породах, основанном на измерении интервального времени $\Delta t = (t_2 - t_1)/S$ (мкс/м), где t_1 – время вступления волны на первом приемнике, t_2 – время вступления волны на втором приемнике; применяется при изучении скоростных характеристик пород, определяются пластовая (интервальная) скорость. АК по затуханию базируется на изучении особенностей затухания упругих волн в горных породах. Поглощение породами упругих колебаний оценивается по интенсивности затухания амплитуды (A) волны, амплитуда колебаний продольной волны измеряется в условных единицах (у.е.). Акустический каротаж цементного кольца проводится для осуществления контроля за техническим состоянием скважин.

Акустический каротаж проводится для решения следующих задач: литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и определения их пористости, определения средних и пластовых скоростей распространения упругих волн для интерпретаций данных сейсморазведки и др.

Для получения более полных сведений о насыщении пластов необходимо определить истинное удельное сопротивление пластов при помощи *бокового каротажного зондирования, бокового каротажа, индукционного каротажа* и др.

Для более полной интерпретации ГИС лучше всего использовать комплекс каротажных диаграмм и геологических данных (материалы по обнажениям, описание керна скважин) [Итенберг, Дахильтов, 1982].

2.2.1 Интерпретация данных электрических зондирований

В настоящей работе определение характера насыщения коллекторов проводилось по данным электрического каротажа, основываясь на анализе радиального профиля удельного электрического сопротивления. УЭС определялось численной инверсией в рамках интерпретационной цилиндрически-слоистой модели пласта бесконечной толщины [Эпов, Никитенко, 1993; Эпов и др., 2010, 2013; Глинских и др., 2017]. Процессы вытеснения пластовой жидкости фильтратом БР и изменения минерализации в прискважинной зоне оказывают непосредственное влияние на характер радиального распределения УЭС.

Подход одномерной инверсии позволяет быстро и эффективно выполнять численную интерпретацию методов электрокаротажных зондирований и может быть использован с высокой степенью надежности в скважинах с терригенным разрезом [Глинских и др., 2013; Михайлов и др., 2017].

Анализ материалов электрического каротажа осуществлялся с использованием системы комплексной интерпретации каротажных данных EMFPro (ИНГГ СО РАН). В программу были импортированы каротажные данные БКЗ из LAS-файлов, после загрузки данных БКЗ были расставлены границы пластов вручную и с использованием автоматического алгоритма (Рисунок 2.5).

Границы песчаных коллекторов определялись по набору каротажных диаграмм (ПС, КС, ГК, НГК, АК и ИК), нефтенасыщенные интервалы в коллекторах устанавливались по значениям истинного УЭС, которые для нефти значительно выше, чем для воды.

В результате решается задача по восстановлению УЭС и радиуса зоны проникновения, определяется сопротивление неизменной части пласта на заданном интервале глубин.

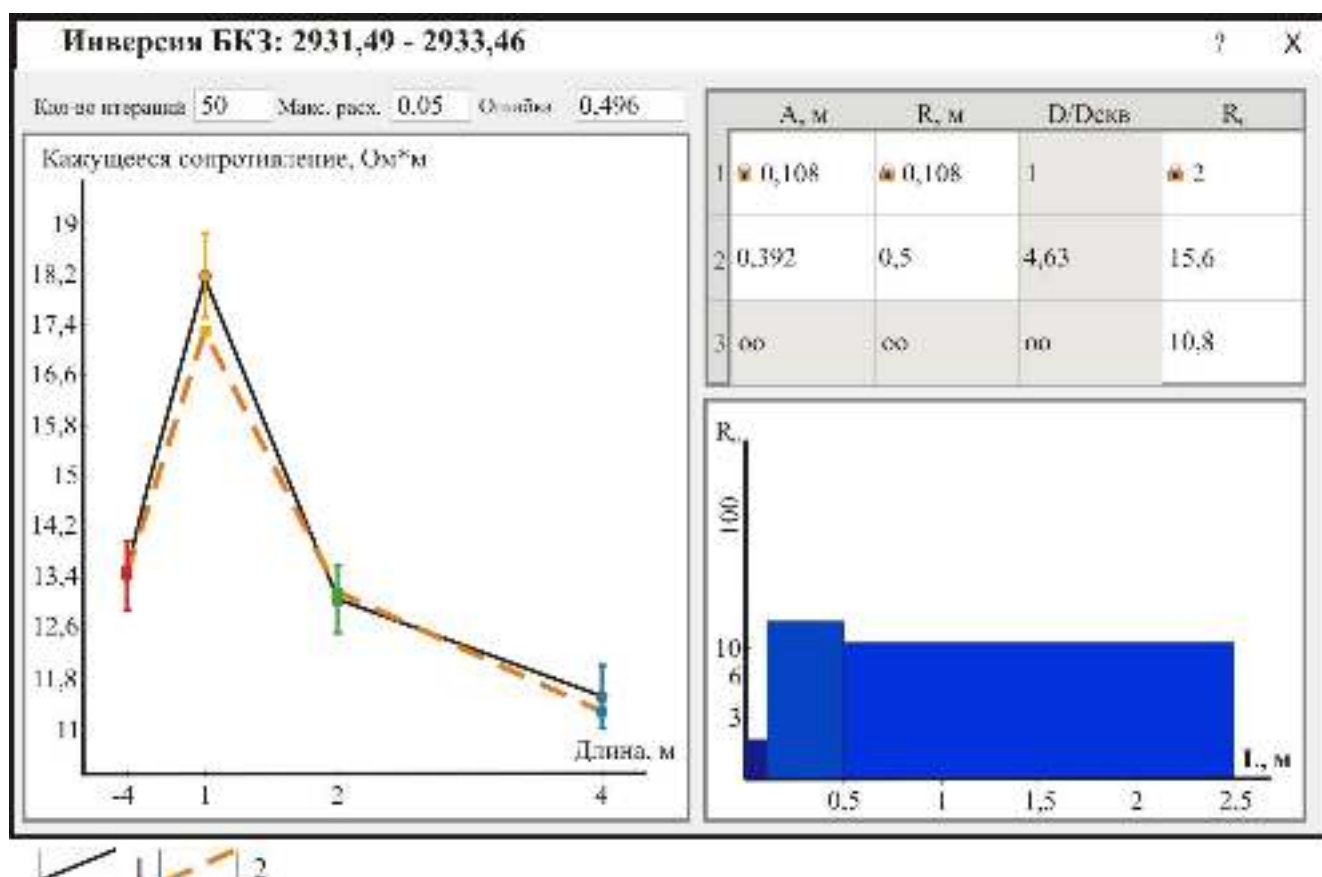


Рисунок 2.5 – Численная инверсия данных БКЗ на интервале 2931.49-2933.46 м в скв. Толпаровская №1.

Условные обозначения: 1 – практическая кривая зондирования; 2 – рассчитанная кривая зондирования.

2.2.2 Построение литологических колонок и корреляционных схем

В диссертационной работе соискателем был выполнен анализ материалов ГИС по 104 скважинам района исследований, включающий в себя комплексную интерпретацию стандартного (ПС, КС), индукционного (ИК), радиоактивного (ГК, НГК) и акустического (АК) каротажа. Интерпретация каротажных данных осуществлялась в программе «Редактор планшетов ГИС» (ИНГГ СО РАН).

Начальный этап исследований заключался в системно-литологическом анализе материалов ГИС в каждой скважине. При этом использовался набор признаков, характерных для каждой литологической разности [Ежова, 2008]. В результате были построены литологические колонки по каждой скважине изучаемого района. В разрезе хорошо выделялись песчаники, глинистые пачки и угольные пласты по поведению диаграмм электрического, радиоактивного и акустического каротажа (Рисунок 2.6).

При построении корреляционных схем проводилось сопоставление геологических тел и пластов близких по литологическому составу и, соответственно, имеющих схожие черты на каротажных диаграммах.

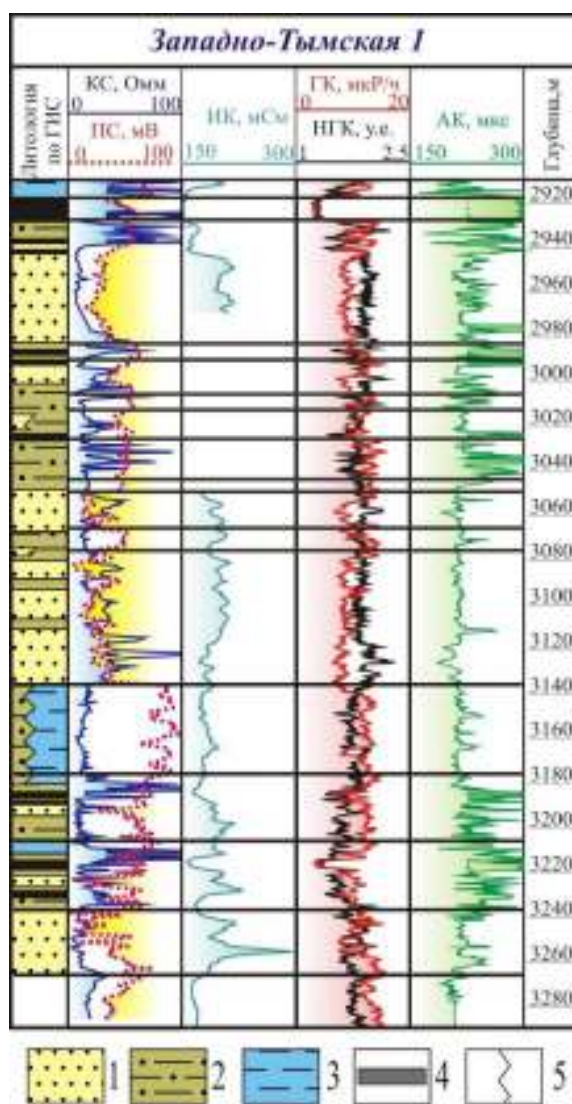


Рисунок 2.6 – Выделение литологических разностей по материалам ГИС.

Условные обозначения: 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – уголь; 5 – переслаивание пород.

На начальном этапе прослеживались реперные стратоны, которым отвечают отражающие сейсмические горизонты, выделенные на временных сейсмических разрезах.

При построении корреляционного профиля одна из границ опорного горизонта (угольные пласты, тогурская и баженковская свиты) условно принимается за горизонтальную плоскость и изображается на схеме горизонтальной линией, к которой привязываются разрезы скважин. Выравнивание скважин по подошве

наиболее надежных границ позволяет прослеживать палеорельеф поверхностей нижележащих пачек и пластов [Брагин и др., 2004].

2.2.3 Построение прогнозных карт нижней юры и аалена

Для построения прогнозных карт распределения залежей УВ и нефтегазоперспективных объектов в отложениях нижней юры и аалена необходимо знать современные структурные планы по кровлям свит, содержащих песчаные пласты Ю₁₆₋₁₇, Ю₁₅, Ю₁₁₋₁₄, иметь представление о распределении эффективных толщин резервуаров, использовать данные результатов испытаний в скважинах. Структурные карты по кровлям доюрского основания, тогурской свиты и кровли нижнетюменской подсвиты были получены на основании интерпретации сейсмических данных.

Принимая во внимания тот факт, что на территории исследования в течение всего юрского времени не было существенных перестроек структурного плана, а также практически повсеместное распространение нижней подсвиты тюменской свиты, ее достаточную выдержанность по мощности, можно предположить, что современный рельеф угольного пласта У₁₀ может находить отражение в структурных планах отражающих горизонтов П^а, Ф₂ и Г^г.

Для характеристики геологического строения геттанг-ааленских отложений были построены структурные карты (в программе Surfer) по кровле урманской свиты, кровле и подошве салатской/пешковской свиты, подошве нижней подсвиты тюменской свиты, а также карты изохрон урманской, тогурской, салатской/пешковской свит, нижней подсвиты тюменской свиты.

Для построения карты кровли урманской свиты (Н(кУрм)) была найдена зависимость между абсолютными отметками ее залегания и абсолютными отметками глубины залегания кровли тогурской свиты (Н(Тг)) (Рисунок 2.7) с высоким коэффициентом корреляции $R^2 = 0,98$. Линейная зависимость выражается уравнением: $H(U_{рм}) = 0,9455 * H(kTg) + 140,04$, по которому была построена структурная карта кровли урманской свиты.

В кровле салатской/пешковской свиты залегает углисто-глинистая пачка У₁₄ (Н(У₁₄)), для которой по линейной зависимости от абсолютных отметок глубины

залегания отражающего горизонта Γ^a (угольный пласт Y_{10} ($H(Y_{10})$), характеризующейся уравнением $H(Y_{14}) = 1.04 * H(Y_{10}) - 90.6$ и коэффициентом детерминации $R^2 = 0.98$ (Рисунок 2.8) была построена структурная карта по кровле салатской/пешковской свиты.

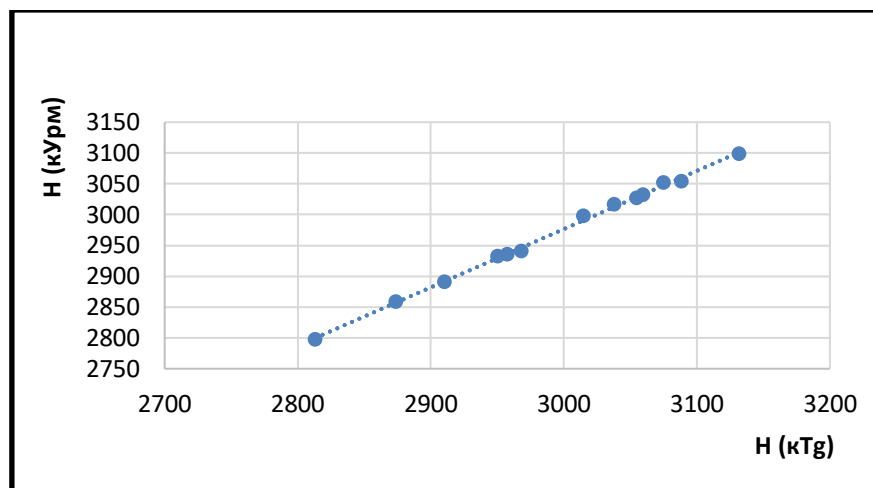


Рисунок 2.7 – График линейной зависимости абсолютных глубин залегания кровли урманской свиты от значений глубин залегания кровли тогурской свиты.

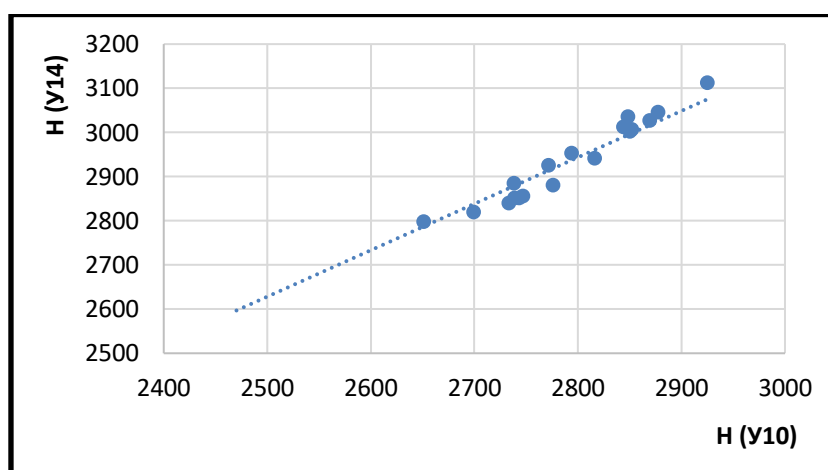


Рисунок 2.8 – График зависимости абсолютной глубины залегания кровли салатской/пешковской свиты от глубин залегания отражающего горизонта Γ^a .

Нижняя подсвита тюменской свиты ($dH(T_m)$) залегает на салатской/пешковской свите, а в зоне ее отсутствия на кровле доюрского основания, мощность подсвиты достаточно выдержана по площади. По линейной зависимости значений мощности подсвиты от мощности юрских отложений (Рисунок 2.9), с коэффициентом детерминации $R^2 = 0.63$ по уравнению $dH(H T_m) = 0.36 * dH(\Pi^a - \Phi_2) - 36.4$, была получена карта изопакит. Карта толщин нижней подсвиты тюменской свиты строилась по линейной зависимости, поэтому

области наибольших значений мощности соответствуют зонам относительного прогибания, а наименьших мощностей – зонам относительного воздымания.

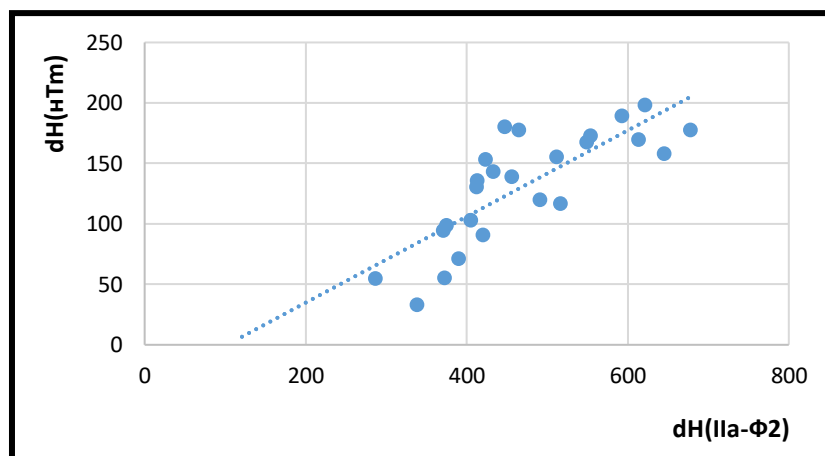


Рисунок 2.9 – График зависимости значений мощности нижней подсвиты тюменской свиты от мощности геттанг-ааленских отложений.

Путем вычитания сеточных моделей структурной поверхности по подошве угольного пласта $У_{10}$ и изопахит нижнетюменской подсвиты была получена структурная карта по подошве нижней подсвиты тюменской свиты.

Карта изопахит урманской, тогурской и салатской/пешковской свит была получена путем вычитания сеточных моделей структурных поверхностей по их кровлям и подошвам соответственно.

Количественная оценка коллекторских свойств в пределах исследуемой территории проводилась отдельно для групп песчаных пластов $Ю_{16-17}$, $Ю_{15}$ и $Ю_{11-14}$. В качестве критерия для количественной оценки коллекторских свойств были приняты карты эффективных толщин $Ю_{16-17}$, $Ю_{15}$ и $Ю_{11-14}$.

С целью построения карт эффективных толщин песчаных пластов была проведена обработка данных ГИС по 40 скважинам, вскрывающим геттанг-ааленские отложения, которая включала комплексную интерпретацию различных типов каротажа (ПС, КС, ИК, ГК, НГК, АК), построение корреляционных схем и составление банка стратиграфических разбивок геттанг-ааленских отложений, определение значений эффективных толщин песчаных пластов. Из 40 скважин только 24 вскрыли тоар – раннеааленские отложения и еще меньшее количество (10) геттанг-раннетоарские.

При выделении коллекторов в составе песчаных тел нижней юры и аалена были использованы критерии для песчаного горизонта Ю₁ васюганской свиты. Установление критериев для разграничения коллектор/не коллектор в горизонте Ю₁ осуществлялось с помощью метода αПС. Для юго-востока Западной Сибири используется граничное значение - 0,33, что приблизительно соответствует коэффициенту пористости – 13%, и все пласты с αПС > 0,33 относятся к коллекторам, пласты с αПС < 0,33 - к не коллекторам [Конторович В.А и др., 2004].

Соответственно, во всех 40 скважинах были определены линии глин, проведены линии значения αПС граничное (равное 0,33) на каротажных диаграммах, выделены коллектора в песчаных пластах Ю₁₆₋₁₇, Ю₁₅, Ю₁₁₋₁₄, подсчитаны их мощности и составлена база значений эффективных толщин. После составления базы данных были построены графики, показывающие зависимости между эффективными толщинами песчаных пластов и толщинами свит, в которых они заключены.

Для эффективных толщин песчаных пластов Ю₁₆₋₁₇, Ю₁₅ и Ю₁₁₋₁₄ полученные зависимости описываются следующими уравнениями регрессии:

$$dH_{eff} (Ю_{16-17}) = 0.45 * dH (Urm) - 11.8; R^2 = 0.47$$

$$dH_{eff} (Ю_{15}) = 0.46 * dH (Sal/Pesh) + 0.6; R^2 = 0.3$$

$$dH_{eff} (Ю_{11-14}) = 0.16 * dH (нТм) + 0.8; R^2 = 0.2$$

Полученные зависимости имеют низкие коэффициенты корреляции, соответственно можно ожидать невысокую степень достоверности построений, выполненных с использованием приведенных уравнений. Но для региональной оценки перспектив нефтегазоносности автор считает использование приведенных зависимостей правомерным. С использованием полученных зависимостей были построены карты эффективных толщин для песчаных пластов.

На завершающем этапе работы на базе комплексной интерпретации структурных карт по кровлям урманской, салатской/пешковской свит, нижней подсвиты тюменской свиты, карт эффективных толщин песчаных пластов Ю₁₁₋₁₇ и результатов испытаний, проведенных в скважинах, в геттанг-нижнетоарском, тоар-нижнеааленском и верхнеааленском подкомплексах были выделены залежи УВ и

водоносные объекты, неиспытанные объекты были отнесены к категории перспективных.

Для количественной оценки нефтегазоносного потенциала методом сравнительного геологического анализа [Белонин и др., 1979; Трофимук и др., 1988] была проведена оценка ресурсов категории D₀. За эталон были приняты усредненные значения подсчетных параметров ниже-среднеюрских залежей Васюганской (Герасимовское, Солоновское, Урманское и Широтное месторождения) и Каймысовской (Фестивальное месторождение) НГО.

2.3 Бассейновое моделирование

Моделирование осадочных бассейнов является одним из методов поиска залежей углеводородов, который позволяет восстановить историю развития бассейна, оценить генерационный потенциал нефтематеринских свит, проследить изменение температуры и степень катагенетических преобразований и в итоге получить прогноз по перспективам нефтегазоносности изучаемого бассейна.

Для выполнения бассейнового моделирования применялись подходы, основанные на моделировании кинетики преобразования нерастворимой части рассеянного органического вещества. Теоретические основы историко-генетического метода реконструкции процессов нефтегазообразования разрабатывались, начиная со второй четверти XX века в СССР (России), Северной Америке, Западной Европе и других регионах, базисом для которых являлась осадочно-миграционная теория нафтидогенеза. В рамках теории была сформирована последовательная система физико-химических моделей, которые описывали стадии и процессы нафтидогенеза [Вассоевич, 1967, 1968; Конторович и др., 1967; Конторович, 1970, 1976, 1978, 2004; Вассоевич, Соколов, 1980; Конторович, Трофимук, 1973; Конторович и др., 1975; Неручев и др., 2006; Abelson, 1963; Tissot, Espitalie, 1975; Tissot, Welte, 1984; Галушкин, 2007].

Источником углеводородов в осадочных породах является fossilized в осадках и породах органическое вещество, состав которого зависит от его биологической природы и характера преобразований в

седиментогенезе и диагенезе [Неручев, 1962]. В ходе диагенеза в осадках происходят биогеохимические процессы, в результате которых аквагенным органическим веществом накапливаются липидные компоненты и формируются протополимерлипидные керогены и отчасти меланоидины. Такое вещество называют аквагенным. Органическое вещество, поступающее с суши, называют террагенным, в нем протокероген представлен лигнином и меланоидинами и содержит сравнительно мало полимерлипидов [Богородская и др., 2005].

Дальнейшее преобразование ОВ до появления жидких и газообразных УВ происходит при катагенезе. Выделяется протораннекатагенная фаза газообразования, в течении которой образуются углеводородные газы, преимущественно метан, главная фаза (зона) нефтеобразования (ГФН или ГЗН) [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967] и позднекатагенная фаза образования жирного конденсатного газа и в дальнейшем сухого углеводородного газа - главная фаза газообразования по С.Г. Неручеву [Неручев и др., 1973].

Впервые реконструкции истории нефтеобразования в осадочных бассейнах были проведены в 60-70 гг. прошлого века [Вассоевич и др., 1970; Конторович, Трофимук, 1973; Вассоевич, Соколов, 1980]. Построенная этими учеными теория, а затем и методика получила название историко-геологические реконструкции процессов нефтегазообразования, а в дальнейшем в зарубежной литературе – «бассейновое моделирование» [Конторович, Рогозина, 1967; Вышемирский и др., 1971; Вассоевич и др., 1971; Конторович, 1976; Tissot, Welte, 1984; Welte et al., 1997; Makhous, Galushkin, 2005; Конторович и др., 2013а; Астахов, 2015; Burnham, 2015 и др.].

Вычислительные эксперименты по реконструкции процессов погружения осадочных толщ и процессов нефтидогенеза в настоящей работе выполнялись в программных пакетах Genex и Temis Flow (разработанными компанией «Beicip-Franlab»), в которых был реализован историко-геологический подход к моделированию. Использование набора программных инструментов позволяет, с разной степенью детальности проводить реконструкции и строить численные модели. Одномерное моделирование ниже-среднеюрского осадочного

суббассейна территории исследования проводилось на примере скважины Толпаровская № 2, пробуренной в центральной части Усть-Тымской мегавпадины и вскрывающей отложения до глубины 3307 м.

Построение модели проводилось на базе программы GENEX с использованием данных по литологическому составу, отражательной способности витринита, максимальным температурам ($T_{\max}$) и остаточному водородному потенциалу (НП). Характеристика суббассейна осуществлялась для интервалов нижней юры и аалена.

Основные этапы *1D - моделирования* включали ввод данных по структуре и эволюции бассейна, непосредственно скважинные данные: мощность осадочных комплексов, распределение температур, литологический состав (Таблица 2.1), значения современных глубин осадочных комплексов, глубинных температур и отражательной способности витринита, тип керогена и содержание $C_{\text{орг}}$; численную обработку исходных параметров для моделирования бассейнов; численное моделирование процессов погружения, теплопереноса и генерации УВ.

При построении структурно-литологической модели использовались данные по стратификации осадочного чехла. Далее каждому осадочному слою присваивалось собственное значение литотипов, а их свойства (такие как плотность, пористость и др.) были взяты из стандартных библиотек. При моделировании было принято, что основной нефтегенерационный потенциал в ниже-среднеюрских отложениях принадлежит тогурской свите, также как нефтепроизводящая учитывалась глинистая радомская пачка салатской свиты [Конторович и др., 1995].

С целью восстановления истории генерации УВ органическим веществом тогурской свиты для всей территории исследования было проведено *3D - моделирование*, в программном пакете Temis были построены модели: структурно-литологическая, термическая мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и генерации УВ. Структурно-литологическая модель (Рисунок 2.10) позволяет воспроизвести историю осадконакопления и учитывает мощность выделенных комплексов и глубину их залегания, литологические и физические характеристики.

Таблица 2.1 - Глубина залегания кровли и литологический состав стратиграфических комплексов (свит, подсвит)
в скважине Толпаровская 2.

Комплексы	Свиты	абс. возраст подшвы	отметка подшвы	Толщина, м				Толщина, %		
				глины и аргиллиты	песчаники и алевролиты	угли	общая	глины	песчаники	угли
Кайнозойский	-	65.5	250	НД	НД	НД		НД	НД	НД
Кампаниан - кайнозойский	славгородская, ганькинская, талицкая	83.6	630	180	200	0	380	47.4	52.6	0.0
Коньяк-сантонский	ипатовская	89.8	820	52	138	0	190	27.4	72.6	0.0
Туронский	кузнецовская	93.9	835	9	6	0	15	60.0	40.0	0.0
Средний апт - сеноманский	покурская	120	1550	240	475	0	715	33.6	66.4	0.0
Баррем - нижнеаптский	верхневартовская подсвита	130	1667	54.2	62.8	0	117	46.3	53.7	0.0
Верхняя часть нижнего готерива- верхний готерив	вартовская	135.2	2277	77.6	532.4	0	610	12.7	87.3	0.0
Верхняя часть нижнего валанжина- нижняя часть нижнего готерива	тарская	140	2343	41	25	0	66	62.1	37.9	0.0
Верхняя часть берриаса- низы нижнего валанжина	куломзинская	143	2619	226	50	0	276	81.9	18.1	0.0
Верхи нижнего - нижний берриас	баженовская	157.3	2636	17	0	0	17	100.0	0.0	0.0
Верхи верхнего оксфорда - нижний титон	георгиевская	160.7	2643	7	0	0	7	100.0	0.0	0.0
Верхи верхнего бата- нижняя часть верхнего оксфорда	наунакская	166.1	2698	0	41	14	55	0.0	74.5	25.5
Верхи верхнего аалена - нижняя часть верхнего бата	средняя и верхняя подсвиты тюменской свиты	170.3	2828	25	75	30	130	19.2	57.7	23.1
Низы верхний аален - верхи верхнего аалена	нижняя подсвита тюменской свиты	172	3028	30	144	26	200	15.0	72.0	13.0
Нижняя часть верхнего аалена	радомская пачка салатской свиты	174.1	3037	9	0	0	9	100	0	0
Верхняя часть нижнего тоара - нижняя часть верхнего аалена	нижняя подсвита салатской свиты	173.8	3077	8	32	0	40	20.0	80.0	0.0
Низы нижнего тоара	тогурская	182.7	3110	33	0	0	33	100.0	0.0	0.0
Геттанг- плинсбах	урманская	201.3	3150	18	17	5	40	45.0	42.5	12.5
Домезозойское основание	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

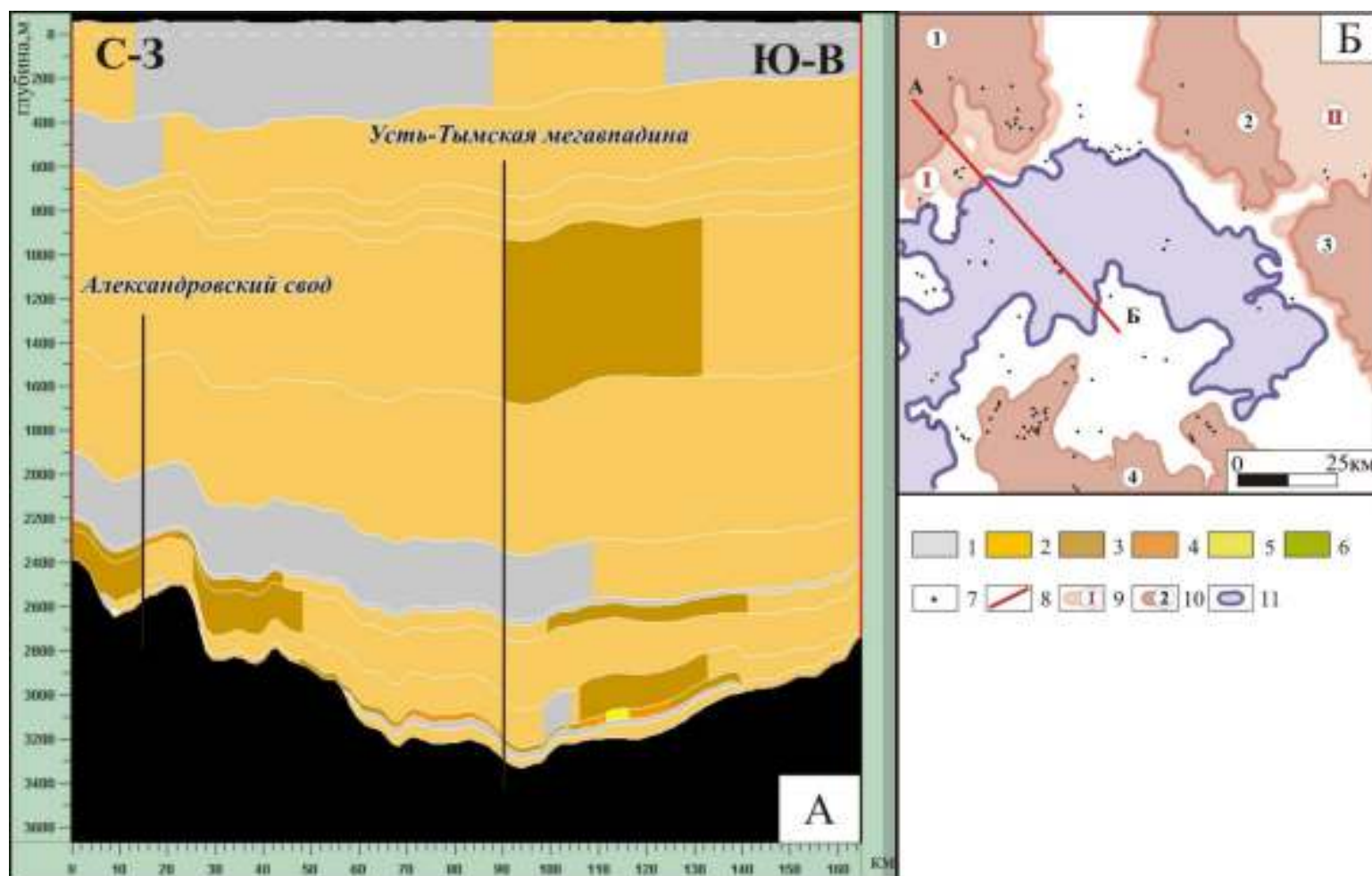


Рисунок 2.10 – Структурно-литологическая модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Усть-Тымского седиментационного суббассейна в разрезе по линии А-Б (А); линия разреза А-Б на схематической карте кровли юрского структурного яруса (Б).

Условные обозначения: песчанистость пород: 1 - менее 10%; 2 - 30%; 3 - 50%; 4 - 70%; 5 - 90%; 6 - более 90%; 7 – скважины, 8 – линия разреза; 9 – положительные структуры 0 порядка: I – Обь-Васюганская гряда, II – Куржинская гряда; 10 – положительные структура I порядка: 1 – Александровский свод, 2 – Пыль-Караминский мегавал, 3 – Пайдугинский мегавал, 4 – Парабельский наклонный мегавал; 11 – Усть-Тымская мегавпадина.

Создание структурно-литологической модели (см. Рисунок 2.10) выполнялось на основе структурных построений для следующих стратиграфических уровней: кровля доюрского основания, урманская, тогурская, салатская (пешковская) свиты, нижняя подсвита тюменской свиты, тюменская, васюганская (наунакская), баженовская, тарская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская и талицкая свиты. Абсолютный возраст стратиграфических подразделений принимался в соответствии с ICS 2008 [Gradstein et al., 2008]. Были построены карты распределения литологических типов для каждой из свит по площади и в разрезе, в качестве примера приведены распределения литотипов для урманской, салатской/пешковской свит и нижнетюменской подсвиты. Генерационные свойства литотипов были выбраны из стандартных библиотек.

Термическая модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и модель генерации УВ были получены на основании структурно-литологической модели. Были рассчитаны значения эффективного теплового потока на границе литосферы и верхней мантии, калибровка проводилась по значениям отражательной способности витринита. Определялся генетический тип органического вещества нефтематеринской тогурской свиты по материалам ИНГГ СО РАН с использованием диаграммы зависимости водородного индекса (HI) от температуры максимальной скорости выделения углеводородов ($T_{\max}$). Определение химико-кинетических параметров керогена не проводилось. В работе использовались стандартизованные кинетические типы керогена из библиотек Temis Flow, описанные в литературе [Behar et al., 1997; Vandenbroucke et al., 1999; Vandenbroucke 2003; Богородская и др., 2005]. На завершающем этапе бассейнового моделирования была восстановлена история погружения нефтематеринской толщи в ГЗН и масштабы генерации УВ.

ГЛАВА 3. ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ТЕРРИТОРИИ

3.1 Структурная характеристика

В осадочном чехле территории исследования на временных разрезах выделяются характерные для юго-востока Западной Сибири основные отражающие сейсмические горизонты: Φ_2 , Π^a , III и IV, которые ограничивают нефтегазоносные осадочные комплексы и мегакомплексы: юрский, берриас-нижнеаптский, апт-нижнетуронский и коньяк-кайнозойский (см. Рисунок 2.1).

Геттанг-ааленский сейсмогеологический комплекс входит в состав юрского мегакомплекса (Рисунок 3.1), в подошве ограничен отражающим горизонтом Φ_2 ,

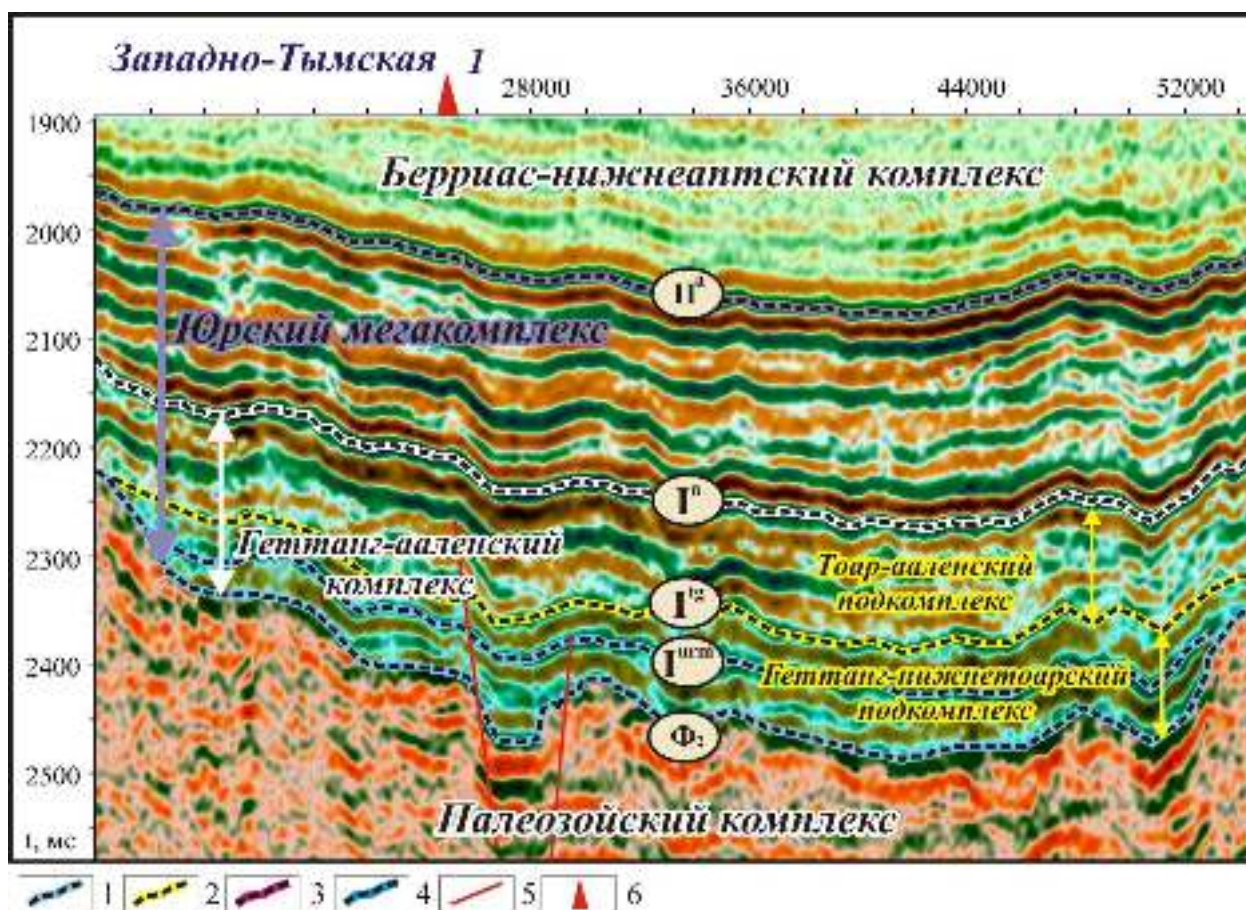


Рисунок 3.1 – Выделение сейсмогеологических комплексов в составе ниже-среднеюрских отложений.

Условные обозначения: 1 – 4 - отражающие горизонты; 5 – разломы; 6 – скважина.

в кровле - отражающим горизонтом Γ^a , внутри его выделяется отражающий горизонт Γ^g , который разделяет комплекс на два подкомплекса: геттанг-нижнетоарский и тоар-ааленский.

3.1.1 Характеристика отражающих горизонтов

Отражающий горизонт Φ_2 (кровля доюрского основания) приурочен к подошве юрско-кайнозойского осадочного чехла. Он наиболее сложен для картирования из-за неоднородности литологического состава пород и большого количества разрывных нарушений. Принцип фазовой корреляции при картировании горизонта применяется редко, обычно корреляцию проводят по огибающей энергетически выраженных отражений. Для проведения надежной корреляции этого горизонта необходимо использовать результаты глубокого бурения.

Отражающий горизонт Γ^g соответствует кровле тогурской свиты, обладает высоким энергетическим уровнем, распространен не повсеместно, а только в пределах наиболее погруженных участков территории, сложен для картирования.

Отражающий горизонт Γ^a соответствует подошве угольного пласта U_{10} (залегającego в кровле нижней подсвиты тюменской свиты) и является наиболее надежным репером геттанг-ааленского комплекса. Горизонт хорошо прослеживается в депрессионных частях территории исследования, исчезая только в наиболее возвышенных зонах. Промежуточные отражающие горизонты нижне-среднеюрских отложений являются ненадежными для картирования, так как акустически-аномальные углисто-глинистые пачки не имеют выдержанной мощности, угольные пласты замещаются и выклиниваются в разрезе, строение песчаных горизонтов непостоянное, нет стабильного литологического состава, что предопределяет различные акустические характеристики [Конторович В.А. и др., 2018].

Отражающий горизонт Π^a связан с отложениями баженовской свиты, хорошо картируется на территории исследования и является надежным репером. Для свиты характерны высокие значения энергетического уровня, аномальные акустические свойства, выдержанные толщины, широкое распространение.

Отражающий горизонт III приурочен к кошайской пачке алымской свиты и ее аналогам - вартовской и киялинской свитам. Особенность горизонта III состоит в изменении энергетического уровня по площади и перераспределение энергии между различными фазами волнового пакета, картируется на всей территории исследования.

Отражающий горизонт IV соответствует кузнецовской свите, наряду с горизонтом II^a является наиболее надежным сейсмическим репером, на большей части территории обладает высоким энергетическим уровнем и легко коррелируется на временных разрезах [Конторович В.А., 2002].

3.1.2 Структурная характеристика территории исследования

Для установления структурных особенностей района исследования были построены структурные карты по отражающим горизонтам Φ_2 , I^{tg}, I^a, II^a, III и IV. В центральной части на территории исследования расположена структура с самым низким гипсометрическим уровнем – Усть-Тымская мегавпадина. По периметру прослеживается контрастная зона сочленения с положительными структурами I порядка: Александровским сводом, Пыль-Караминским и Пайдугинским мегавалами, Парабельским наклонным мегавалом (Рисунок 3.2).

В структурном плане подошвы юрского мегакомплекса (горизонт Φ_2) рельеф сильно расчленен (Рисунок 3.2 А). Усть-Тымская мегавпадина (1) занимает центральную часть территории исследования, максимальные глубины достигают 3350 м, амплитуда (А) порядка 500 м, площадь (S) депрессии составляет 20,6 тыс. км², в пределах мегавпадины выделяется Вертолетное (7) локальное поднятие (ЛП) (S = 78 км², А = 20 м), в обрамлении выделяются основные положительные структуры. На северо-западе четко выражен Александровский свод (1), в пределах которого выделяется 5 локальных поднятий. Наиболее крупное из них - Окуневский вал (1б) (S = 480 км², А = 120 м), оконтуренный на абсолютной отметке - 2580 м. На северо-востоке от Усть-Тымской мегавпадины находится возвышенный участок, соответствующий Пыль-Караминскому (2) и Пайдугинскому (3) мегавалам, на территории которых выделено 14 ЛП.

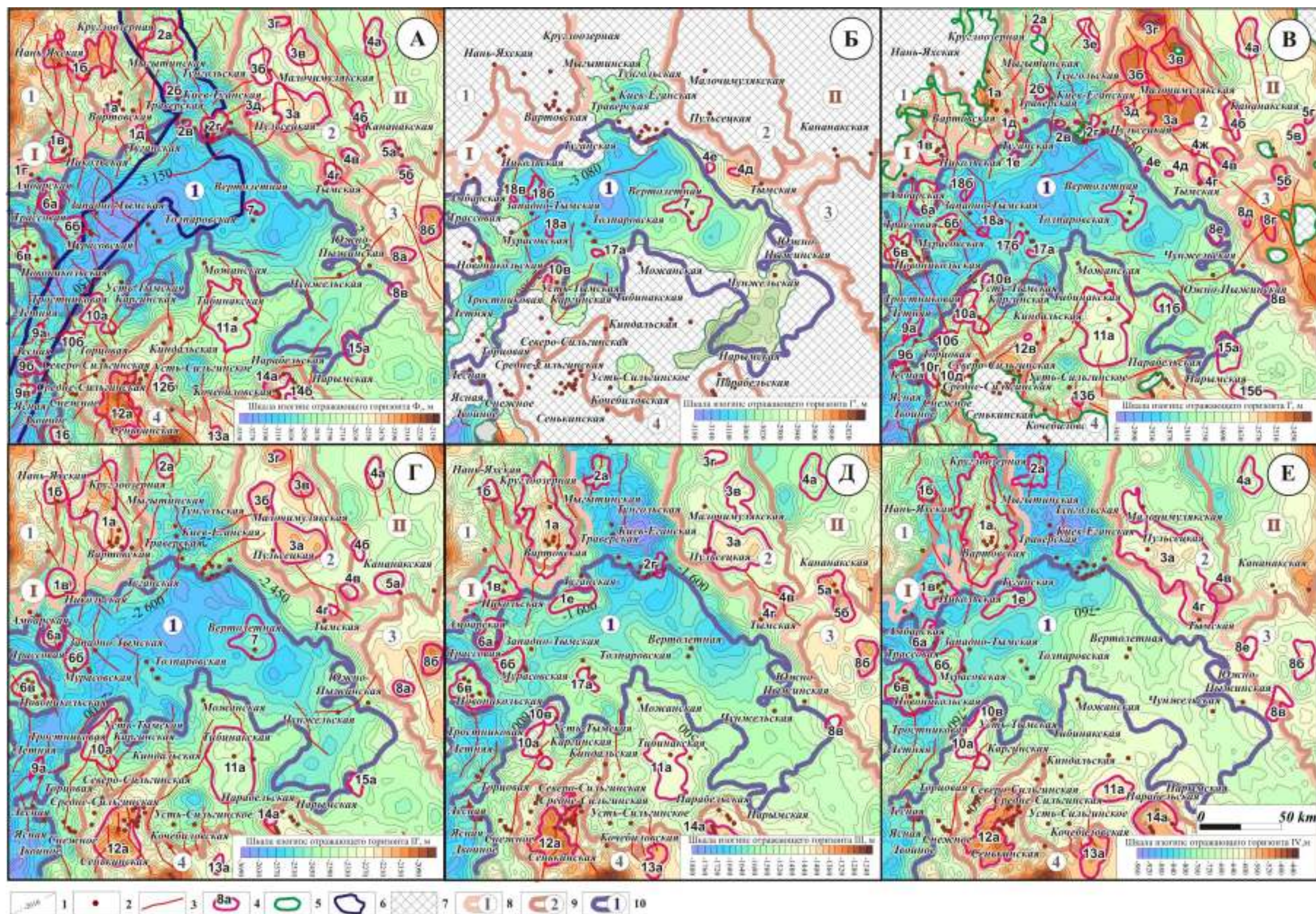


Рисунок 3.2 – Структурные карты: А – подошвы юрского мегакомплекса (F_2), Б – кровли геттанг-нижнетоарского подкомплекса (I^B), В – кровли геттанг-ааленского комплекса (I^A), Г – кровли юрского мегакомплекса (II^A), Д – кровли берриас-нижнеапского комплекса (III), Е – кровли апт-нижнетуронского комплекса (IV).

Условные обозначения: 1 – изогипсы; 2 – скважины; 3 – разломы; 4 – замкнутые положительные структуры, номера; 5 – область распространения ниже-среднеюрских отложений; 6 – контуры Усть-Тымского раннетриасового рифта; 7 – выступы доюрского фундамента; 8 – 10 – контуры структур по тектонической схеме по горизонту II^A : 8 – положительные структуры 0 порядка (I – Обь-Васюганская гряда, II – Куржинская гряда); 9 – положительные структуры I порядка (1 – Александровский свод, 2 – Пыль-Караминский мегавал, 3 – Пайдугинский мегавал, 4 – Парабельский наклонный мегавал), 10 – отрицательная структура I порядка (Усть-Тымская мегавпадина).

Наиболее крупные из них на Малочимулякской площади – два ЛП с оконтуривающей изогипсой -2590 м, площадью 160 км² (3б) и 210 км² (3в) и амплитудами 30 м и 140 м соответственно, на Пульсецкой площади положительная структура (3а), замкнутая на глубине 2595 м ($S = 480 \text{ км}^2$, $A = 100 \text{ м}$). На юге выделяется Парабельский наклонный мегавал (4), осложненный 5 положительными структурами IV порядка, наиболее крупные из них Сильгинское КП (12а) ($S = 404 \text{ км}^2$, $A = 130 \text{ м}$; $H = -2430 \text{ м}$), восточнее, в районе Нарымской (14б) и Парабельской (14а) площадей 2 ЛП ($S_1 = 150,3 \text{ км}^2$, $S_2 = 82,5 \text{ км}^2$, $A = 40 \text{ м}$, $H = -2600 \text{ м}$). Севернее выделяется Тибинакское КП (11а) ($S = 720 \text{ км}^2$, $A = 150 \text{ м}$), замкнутое на глубине 2820 м.

В структурном плане кровли геттанг-нижнетоарского подкомплекса (горизонт I^g) центральную часть территории занимает Усть-Тымская мегавпадина (1) ($S = 13 \text{ тыс. км}^2$, $A = 200 \text{ м}$). В прибортовых частях впадины возвышенные участки приурочены к склонам положительных структур фундамента (Рисунок 3.2 Б). В рельефе кровли тогурской свиты выделяется локальное поднятие на Вертолетной площади (7) ($S = 212 \text{ км}^2$) и 7 мелких ЛП в прибортовых частях мегавпадины ($S < 30 \text{ км}^2$).

В рельефе кровли ааленского подкомплекса (горизонт I^a) центральную часть занимает Усть-Тымская мегавпадина (1) ($S = 16,2 \text{ тыс. км}^2$, $A = 300 \text{ м}$, $H = -2800 \text{ м}$), в обрамлении расположены основные положительные структуры. В пределах и севернее Александровского свода (1) выделяются Никольская (6а), Новоникольская (6в) и Мурасовская (6б) структуры, площади которых составили 150, 178 и 158 км², амплитуды 80, 60 и 60 м, структуры оконтурены на абсолютной глубине 2735, 2785 и 2795 м соответственно (Рисунок 3.2 В). На территории Пыль-Караминского (2) и Пайдугинского (3) мегавалов (Малочимулякская и Пульсецкая площади) расположены 16 локальных поднятий, наиболее крупные из которых – северное (3г) ($S = 65 \text{ км}^2$), замкнутое на глубине 2475 м; западное (3б) ($S = 195 \text{ км}^2$), восточное (3в) ($S = 265 \text{ км}^2$, $A = 60 \text{ м}$) и южное (3а) ($S = 440 \text{ км}^2$), находящиеся на одном гипсометрическом уровне -2510 м. В центральной части на Вертолетной площади (7) выделяется локальное поднятие ($S = 170 \text{ км}^2$, $A = 60 \text{ м}$), оконтуренное

на абсолютной отметке - 2848 м. На бортах Парабельского наклонного мегавала (4) (Тибинакская (11а) и Тростниковая (10а) площади) выделяется несколько положительных структур, оконтуренных на абсолютных глубинах - 2692 м ($S = 547 \text{ км}^2$, $A = 60 \text{ м}$), - 2710 м ($S = 158 \text{ км}^2$, $A = 40 \text{ м}$), на крайнем юго-востоке на глубине 2710 м (15а) ($S = 160 \text{ км}^2$) и 2645 (15б) м ($S = 270 \text{ км}^2$). Выделенные положительные структуры можно рассматривать как потенциальные ловушки углеводородов в песчаных пластах Ю₁₁₋₁₄.

Структурный план кровли юрского мегакомплекса (горизонт II^а) в основном повторяет очертания рельефа нижезалегающих горизонтов (Рисунок 3.2 Г), Усть-Тымская мегавпадина (1) ($S = 19,4 \text{ тыс. км}^2$, $A = 250 \text{ м}$) занимает центральное положение на территории исследования, на Вертолетной площади (7) выделяется положительная структура IV порядка ($S = 280 \text{ км}^2$, $A = 250 \text{ м}$). Возвышенные участки в обрамлении Усть-Тымской мегавпадины во многом имеют унаследованный характер, однако снижается амплитуда структур, в сравнении с высокоамплитудными структурами горизонта Φ_2 . Все возвышенные участки находятся приблизительно на одном гипсометрическом уровне (-2450 м), в сравнении со структурным планом горизонта Φ_2 количество локальных поднятий сократилось, наблюдается выполаживание рельефа [Локтионова, 2016].

Структурная поверхность кровли берриас-нижнеаптского комплекса (горизонт III) имеет расчлененный рельеф с четко выраженной зоной сочленения тектонических структур I порядка, площадь Усть-Тымской мегавпадины (1) ($S = 16,1 \text{ тыс. км}^2$, $A = 200 \text{ м}$) сокращается в сравнении с горизонтом II^а, наиболее депрессионная ее часть смещается на север (Рисунок 3.2 Д). В структурном плане горизонта выделяются 4 наиболее возвышенных участка, соответствующих Парабельскому наклонному мегавалу (4), Александровскому своду (1), Пыль-Караминскому (2) и Пайдугинскому мегавалам (3). Всего в рельефе выделяется 25 замкнутых положительных структур, их площади изменяются от 70 (Тымское ЛП (4г)) до 1350 км² (Окуневский вал (1а)), а амплитуды от 30 до 100 м.

В структурном плане кровли апт-нижнетуронского комплекса (горизонт IV) преобладают возвышенные участки рельефа, Усть-Тымская мегавпадина (1) ($S =$

12,9 тыс. км², А = 170 м) занимает северо-западную часть территории (Рисунок 3.2 Е). На юге района исследования расположены наиболее приподнятые положительные структуры, всего в рельефе горизонта выделяются 18 замкнутых положительных структур с площадью от 140 (Нань-Яхское ЛП (1б)) до 1780 км² (Окуневский вал (1а)), амплитудами от 30 до 125 м.

Осадочный чехол территории исследования нарушен серией разломов ниже-, верхнеюрского и кайнозойского возраста. Как показал анализ карт уступов по кровлям сейсмогеологических комплексов и подкомплексов, на территории исследования характерны разрывные нарушения преимущественно северо-западного и северо-восточного простирания, длиной от нескольких до десятков километров (см. Рисунки 2.4, 3.2).

3.2 История тектонического развития

Мезозойско-кайнозойские тектонические процессы повлияли на современное тектоническое строение исследуемой территории. Восстановление этих процессов позволяет устанавливать время формирования положительных структур, как потенциальных ловушек углеводородов.

В доюрское время формированию осадочного чехла предшествовал раннетриасовый рифтогенез, в результате которого была сформирована Усть-Тымская впадина [Сурков, Жеро, 1981]. Основные положительные структуры были сформированы над эрозионно – тектоническими палеовыступами фундамента, которые сформировались на завершающем этапе киммерийской складчатости, датируемом поздним триасом - ранней юрой [Конторович В.А., 1999, 2002; Геологическое строение..., 2005].

Формирование юрского мегакомплекса происходило после перерыва в осадконакоплении. В мезозойское и кайнозойское время на территории Западной Сибири происходило погружение относительно Урала, Енисейского кряжа и Алтае-Саянской складчатой области [Конторович В.А., 2002]. Наиболее интенсивное погружение по сравнению с тектоническими движениями в юрское и коньяк-кайнозойское время происходило в раннемеловое – туронское время.

Для анализа истории тектонического развития территории были построены карты изопахит сейсмогеологических комплексов и мегакомплексов, а также палеоразрезы на время формирования выдержанных глинистых толщ, имеющих региональное распространение.

В геттанг-ааленское время формировалась контрастная зона сочленения депрессионных областей и положительных структур. Область относительного прогибания занимала центральную часть территории исследования, наиболее интенсивно эти процессы происходили в районах Толпаровской, Западно-Тымской и Вертолетной площадей. В этот период активно формировались положительные структуры Куржинской гряды и Тибинакское КП. В результате активных вертикальных тектонических движений было сформировано большое количество разрывных нарушений. Скорости осадконакопления составляли от 9 до 24 м/млн лет, формирование тектонических структур происходило достаточно интенсивно (Рисунок 3.3 А, В; Рисунок 3.5 А, Б).

Для **байос-волжского времени** было характерно дальнейшее заполнение депрессионных областей осадками, вертикальные тектонические движения, относительно предыдущего этапа, имели меньшую интенсивность. Область относительного прогибания продолжала располагаться в центральной части территории, эпицентры прогибания сместились на северо-восток от Толпаровской площади и в район Чунжельской площади. В это время формировались преимущественно Александровский свод и Парабельский наклонный мегавал унаследованно от структур доюрского основания. Скорости осадконакопления составляли от 4 до 15 м/млн лет, формирование тектонических структур происходило равномерно. Разломообразование происходило преимущественно в области Александровского свода и Парабельского наклонного мегавала (Рисунок 3.3 Б, Г).

В юрский период происходило заполнение депрессионных зон осадками, привносимыми преимущественно с местных источников сноса, а также с краевых

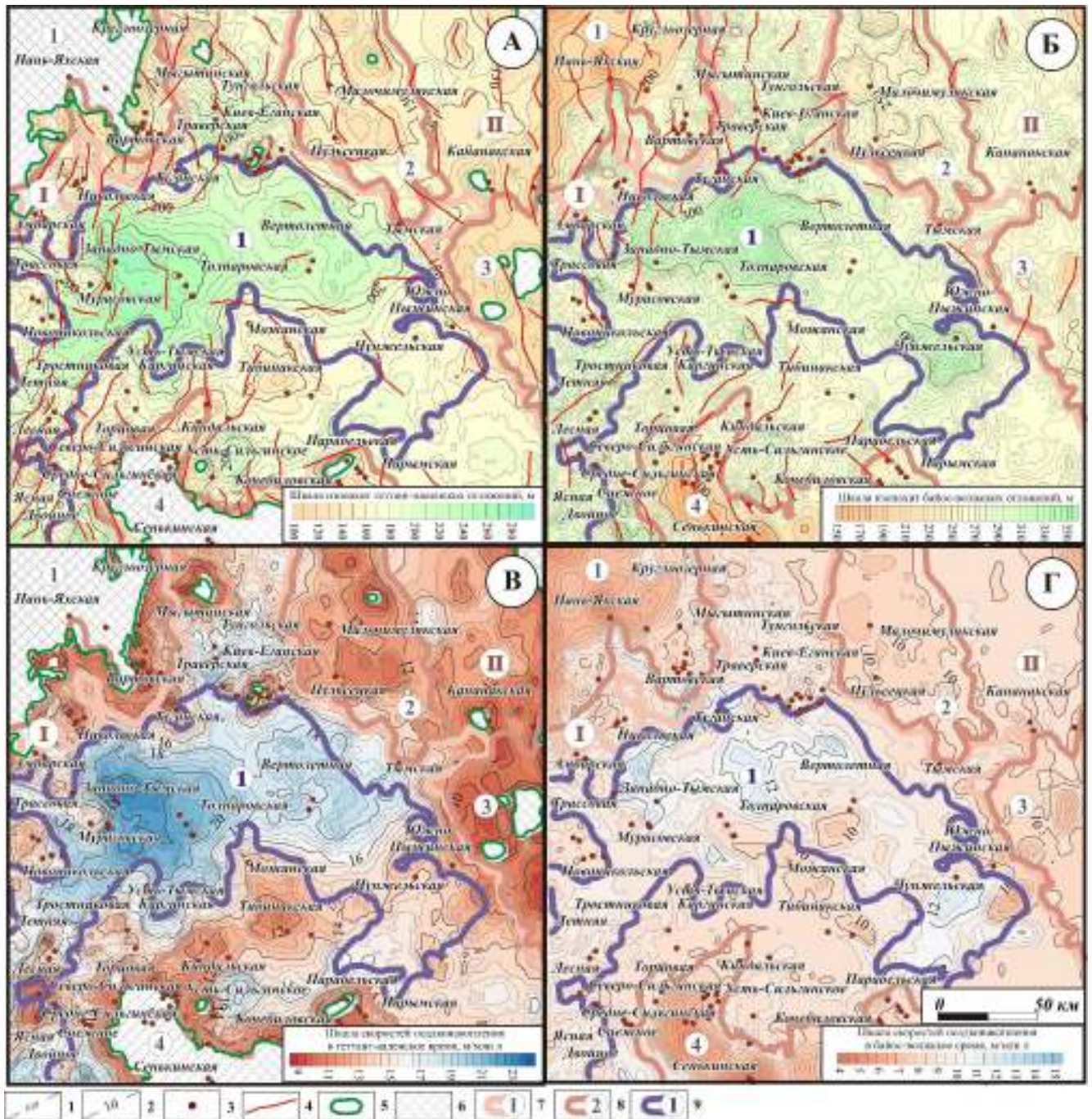


Рисунок 3.3 – Карты скоростей осадконакопления в геттанг-ааленское (А) и байос-волжское (Б) время и карты толщин сейсмогеологических комплексов: В – геттанг-ааленского, Г – байос-волжского.

Условные обозначения: 1 – изопахиты; 2 – изолинии; 3 - 9 – см. Рисунок 3.2.

частей Восточно-Сибирской платформы и Алтае-Саянской складчатой области. Основные положительные структуры были сформированы над эрозионно – тектоническими выступами фундамента (Рисунок 3.4 А, Д; Рисунок 3.5 А, Б, В; Рисунок 3.6 А). Мощность юрского мегакомплекса изменяется от 120 до 740 м, скорости осадконакопления составляли от 3 до 19 м/ млн лет.

Основную тенденцию к относительному прогибанию испытывала центральная часть территории исследования, эпицентры относительного погружения приурочены к территориям Тунгольской, Западно-Тымской, Толпаровской, Вертолетной, Мурасовской, Усть-Тымской, Кочебиловской и Тибинакской площадей.

На юге и северо-западе территории исследования происходил наиболее интенсивный относительный рост положительных структур. В составе Парабельского наклонного мегавала Сильгинское КП имело близкое к современному очертание, начинало формироваться Тибинакское КП, выделялось локальное поднятие на Нарымской и Парабельской площадях, отсутствовала положительная структура на территории Тростникового структурного мыса. Происходило дальнейшее формирование положительных структур Обь-Васюганской гряды, в зачаточном состоянии представлены локальные поднятия на Новоникольской, Трассовой и Мурасовской площадях.

На северо-востоке относительный рост испытывали положительные структуры на Малочимулякской, Пульсецкой, Киев-Еганской и Кананакской площадях. Колонковый вал имел очертания, близкие к современным.

В берриас-раннеаптское время происходили интенсивные процессы относительного воздымания на севере территории, рост локальных структур на востоке и юге, в центральной части формировалась область относительного прогибания (Рисунок 3.4 Б, Е).

Значения толщин берриас-нижнеаптского комплекса лежат в пределах от 720 до 1140 м, скорости осадконакопления были высокими и составляли от 29 до 45 м/млн лет. Эпицентр прогибания приурочен к южной части Усть-Тымской мегавпадины. В это время продолжается опускание юго-западного рукава, юго-восточный рукав смещается к юго-западу и процессы захватывают территорию Тростникового структурного мыса, Тибинакского КП, образуя единую депрессионную зону Усть-Тымской мегавпадины и Балкинской впадины.

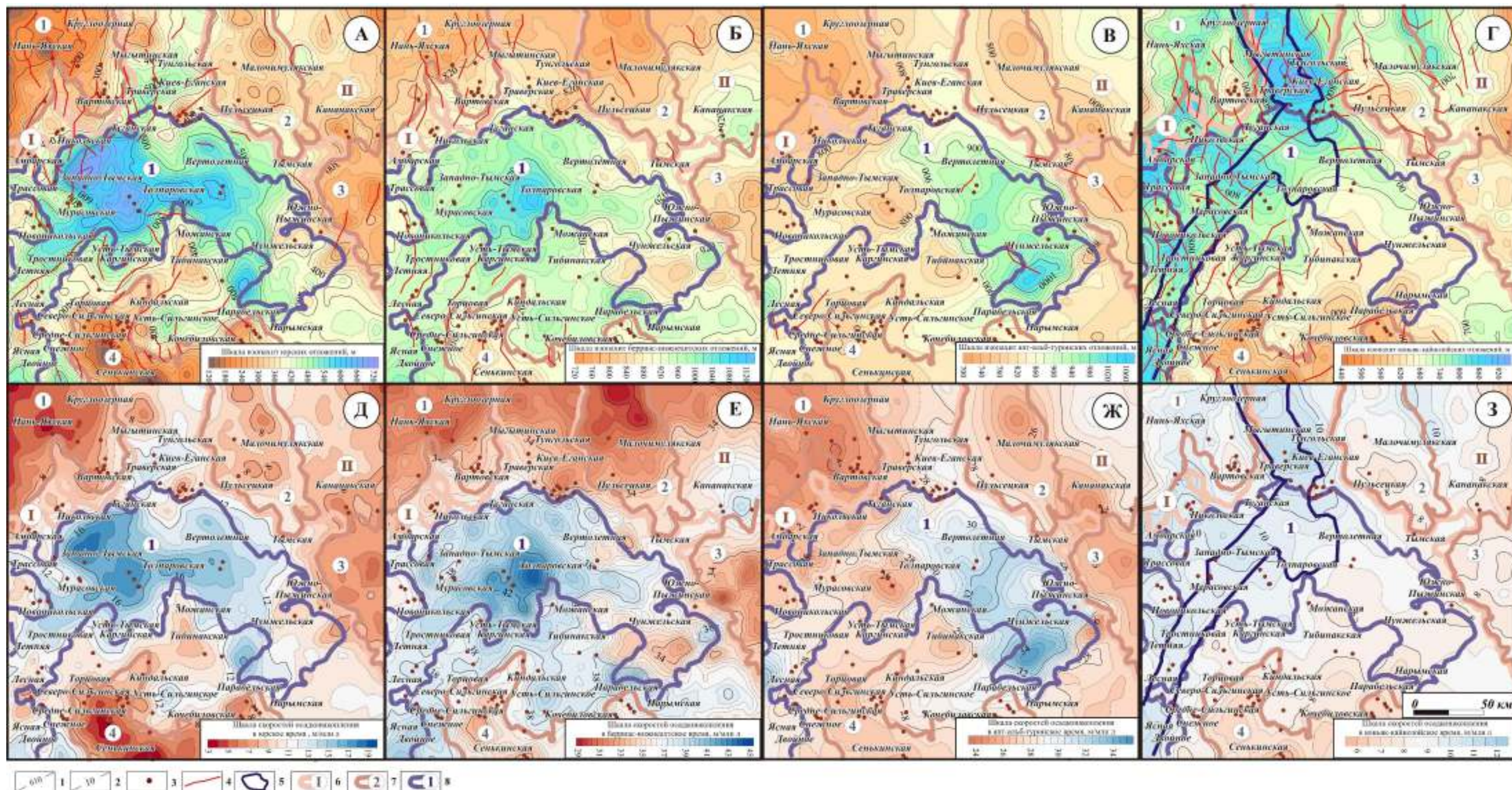


Рисунок 3.4 – Карты толщин и скоростей осадконакопления сейсмогеологических комплексов/мегакомплексов: юрского (А, Д), берриас-нижеаптского (Б, Е), апт-нижнетуронского (В, Ж), коньяк-кайнозойского

(Г, З).

Условные обозначения: 1 – 8 – см. Рисунок 3.2.

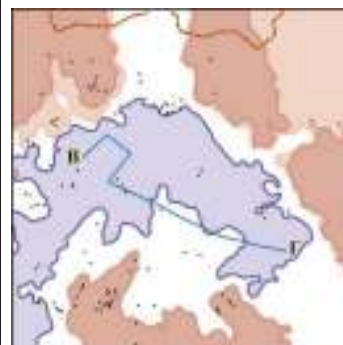
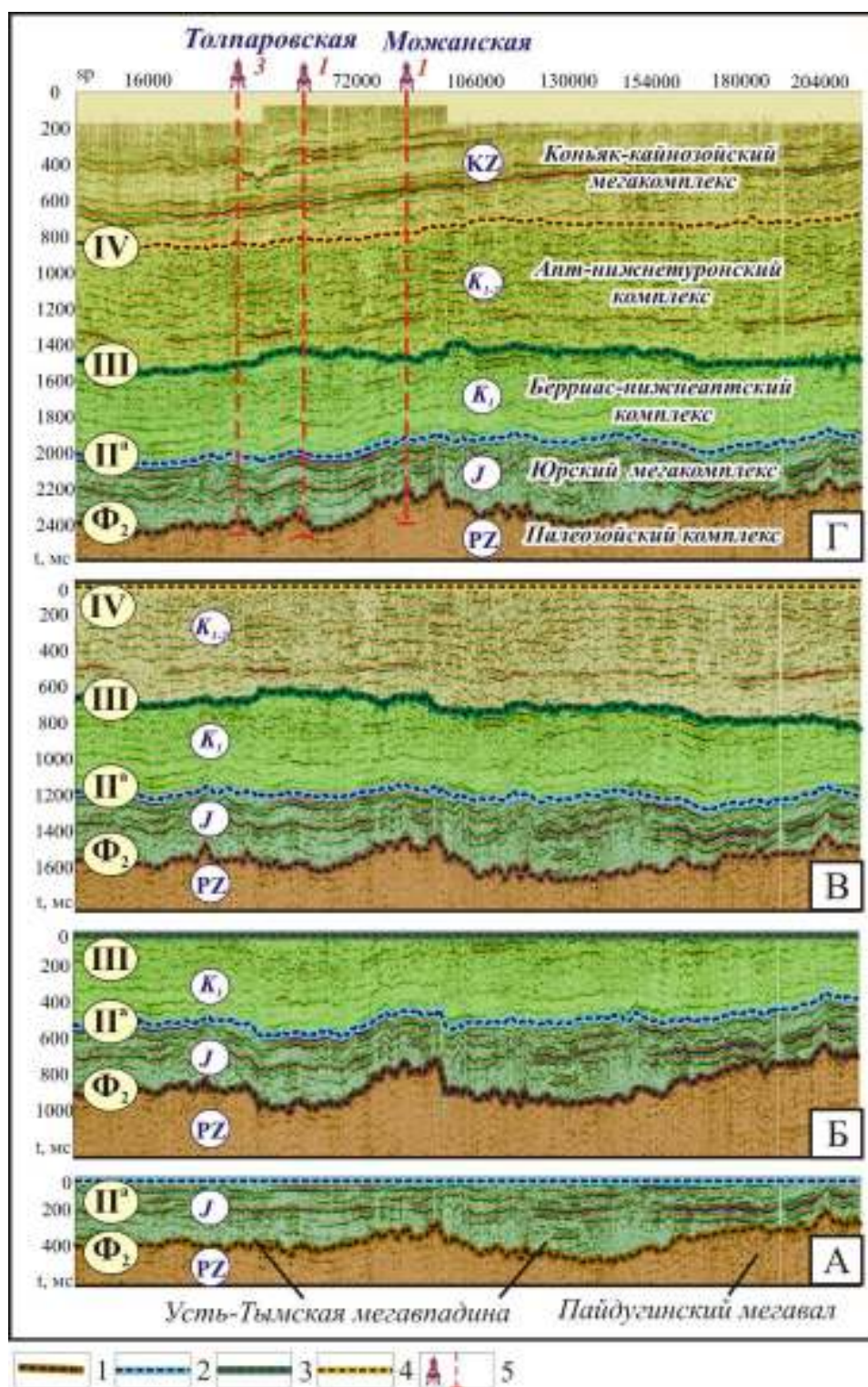


Рисунок 3.6 – Палеорельеф Усть-Тымской мегавпадины по композитному разрезу №1 по линии В – Г (см. Рисунок 2) на момент формирования: А – баженовской свиты, Б – кошайской пачки алымской свиты, В – кузнецовской свиты, Г – современный рельеф.

Условные обозначения: 1 – 4 – основные отражающие горизонты, 5 - скважины.

На юге относительный рост испытывала лишь небольшая часть Парабельского наклонного мегавала, продолжало развиваться Сильгинское КП, которое приобретает современные очертания. Слабое воздымание происходило в пределах Нарымской и Парабельской площадей. Тенденцию к росту испытывали структуры на юго-востоке территории, в результате роста которых сместился юго-восточный рукав мегавпадины.

Эпицентр воздымания находился на севере территории, где происходил интенсивный рост положительных структур Обь-Васюганской и Куржинской гряд, которые образовали единую приподнятую область, сформировалась положительная структура на Вертолетной площади (Рисунок 3.5 Г, Рисунок 3.6 Б).

В апт-туронское время тенденцию к росту испытывали структуры Александровского свода, Пыль-Караминского и Пайдугинского мегавалов, область относительного прогибания сместилась на юго-восток (Рисунок 3.4 В, Ж). В период формирования апт-туронского комплекса территория имела тенденцию к общему воздыманию. Мощности комплекса изменяются от 700 до 1080 м, скорости осадконакопления составляли от 24 до 36 м/ млн лет. Формирование Усть-Тымской мегавпадины связано с активным прогибанием в области юго-восточного рукава, в то время как остальная часть мегавпадины не погружалась.

Процессы относительного воздымания на территории Парабельского наклонного мегавала, Обь-Васюганской гряды и Куржинской гряды привели к образованию единой приподнятой области, большинство осложняющих положительных структур имели аморфный облик (Рисунок 3.5 Д, Рисунок 3.6 В).

В коньяк-кайнозойский этап развития интенсивный рост испытывали структуры Парабельского наклонного мегавала, изменился характер тектонических движений, широкое распространение получила область относительного прогибания, занимающая центральную, северную и западную части территории (Рисунок 3.4 Г, З). Толщина осадочного мегакомплекса составляет от 440 до 960 м, скорости осадконакопления понизились и составляли от 6 до 12 м/ млн лет [Локтионова 2019а].

В результате интенсивного воздымания Парабельского наклонного мегавала, в современном структурном плане баженовской свиты он находится на одном гипсометрическом уровне с Обь-Васюганской грядой. Тростниковый структурный мыс принимает современные очертания, происходит воздымание Сильгинского и Тибиначского КП, территории Нарымской и Парабельской площадей.

На северо-западе процессы прогибания преобладали над процессами воздымания, выделяется одна положительная структура Окуневский вал, окончательно сформированный в коньяк-кайнозойское время. На востоке продолжает развиваться Колонковый вал и идут процессы воздымания на территории Кананакской площади (Рисунок 3.5 Д, Рисунок 3.6 Г). Результаты структурно-тектонического анализа не противоречат данным, опубликованным в более ранних работах [Конторович В.А., 1999, 2009 и др.].

Активное формирование структур происходило в ранней юре и аалене, уже к байосу существенно снизилась интенсивность тектонических движений, в берриасе и апте продолжалось формирование положительных структур III и IV порядков. Альб-туронский этап не оказал влияния на формирование структур, в это время не было активных тектонических движений. На современное строение территории исследования значительное влияние оказал коньяк-кайнозойский этап развития, за счет погружения центральной части Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ) относительно его обрамления и процессов «неорифтогенеза», приведших к окончательному формированию в структурных планах юрских отложений Колтогорско-Уренгойского мегажелоба [Локтионова, Калинина, 2016].

Юрские тектонические процессы сопровождались активным формированием разрывных нарушений. Принимая во внимание, что наиболее интенсивные вертикальные движения происходили в ранней юре и аалене, большая часть разломов, сформировавшихся на этом этапе, затухают в базальных горизонтах осадочного чехла.

Структуры Александровского свода и Парабельского наклонного мегавала нарушены разломами, образовавшимися в результате процессов «неорифтогенеза», имевшим место в коньяк-четвертичное время. Центральная и восточная части

Усть-Тымской мегавпадины имеют ненарушенную структуру, эти блоки не подвергались тектоническим подвижкам в меловое и кайнозойское время.

3.2.1 История формирования ловушек в геттанг-ааленском комплексе

Залежи УВ в среднеюрских отложениях территории исследования приурочены преимущественно к ловушкам антиклинального типа, для нижней юры в основном характерны ловушки структурно-литологические. Важным этапом в установлении перспектив нефтегазоносности территории является выделение замкнутых положительных структур в геттанг-ааленском сейсмогеологическом комплексе и прослеживание истории их формирования.

Замкнутые положительные структуры в структурном плане кровли геттанг-нижнетоарского сейсмогеологического подкомплекса (горизонт I^g) были унаследованы от выступов доюрского основания (Рисунок 3.7, Таблица 3.1), в аалене существовало порядка 18 локальных поднятий (ЛП), со временем количество их сокращалось и в настоящее время выделяется четыре ЛП.

Несмотря на, в целом, унаследованный характер образования замкнутых положительных структур, ЛП на Вертолетной площади было сформировано в коньяк-кайнозойское время. Также коньяк-кайнозойский этап повлиял на пространственное положение, форму и размер ЛП на Толпаровской площади (см. Рисунок 3.7, см. Таблица 3.1).

В палеорельефе кровли тоар-ааленского сейсмогеологического подкомплекса (горизонт I^a) в юрское время существовало 42 положительные структуры, уже к раннему апту количество структур сократилось до 36, в раннетуронское время выделялось 38 замкнутых поднятий, в современном рельефе выделяется 34 замкнутые положительные структуры (Рисунок 3.8, Таблица 3.2) [Локтионова, 2018а; Локтионова и др., 2019].

Положительные структуры III порядка на Малочемулякской (Колонковый вал) и на Тростниковой площади (Тростниковый структурный мыс) в юрское время были представлены разобщенной серией поднятий (на Тростниковой площади в мелу произошло частичное объединение ЛП, в раннем туроне они вновь были разобщены), в коньяк-кайнозойское время в результате воздымания северо-

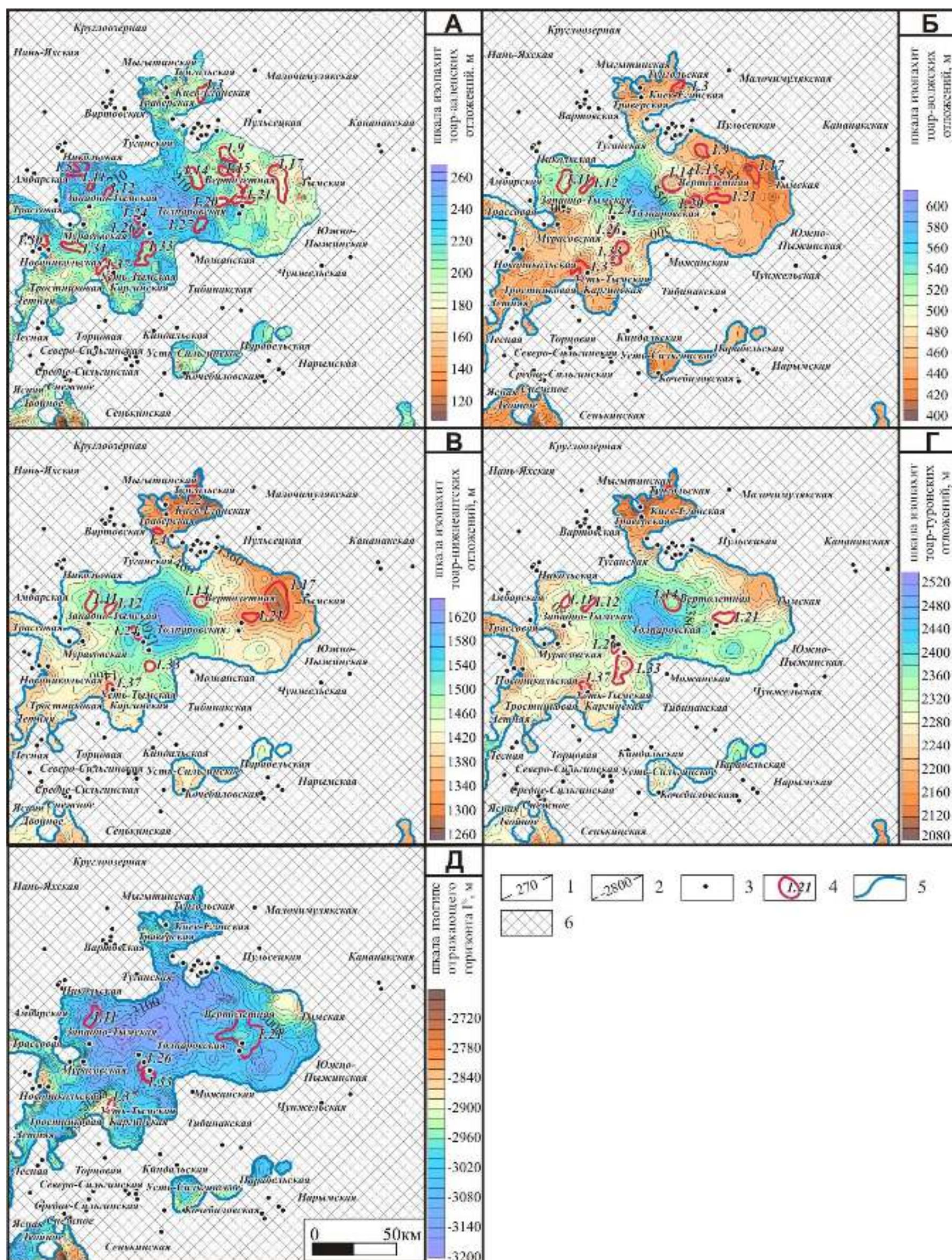


Рисунок 3.7 - Динамика изменения рельефа кровли урманской свиты на время формирования нижнетюменской подсвиты (горизонт I^a) (аален) (А), баженовской свиты (горизонт II^a) (волга) (Б), кошайской пачки алымской свиты (III) (апт) (В), кузнецовской свиты (IV) (турон) (Г); современный рельеф (Д).

Условные обозначения: 1 – изопакиты; 2 – изогипсы; 3 – скважины; 4 - замкнутые положительные структуры; 5 – область распространения геттанг-нижнетоарских отложений; 6 – выступы доюрского фундамента.

Таблица 3.1 – Параметры замкнутых положительных структур в рельефе кровли геттанг-нижнеарского подкомплекса на момент формирования: А – угольного пласта U_{10} (горизонт I^a), Б – баженовской свиты (горизонт II^a); В – современный рельеф.

Номера положительных структур	А		Б		В	
	S, км ²	A, м	S, км ²	A, м	S, км ²	A, м
1.3	36.6	10	32.1	10	-	-
1.5	48.7	8	-	-	-	-
1.10	16.6	6	21.1	10	-	-
1.11	10	10	61.5	15	46.5	25
1.12	15.6	10	21.6	10	-	-
1.14	52.6	10	68.4	22	-	-
1.15	65.7	15	27.6	15	-	-
1.17	98.8	10	40.6	10	-	-
1.19	16.7	6	-	-	-	-
1.20	21.3	10	21.6	15	-	-
1.21	32.2	15	43.6	20	111	55
1.24	6.1	6	2.2	10	-	-
1.26	14.7	6	12.1	10	11,5	20
1.27	32.9	10	-	-	-	-
1.30	19.3	6	-	-	-	-
1.31	43.6	6	-	-	-	-
1.33	70.2	12	60.3	15	14.2	25
1.37	51.4	10	8.4	10	18.9	20

S, км² - площадь структуры

A, м - амплитуда структуры

восточной и южной части территории исследования отдельные купола объединились в более крупные структуры.

Большинство замкнутых положительных структур геттанг-ааленского комплекса приобрело современные очертания в коньяк-кайнозойское время (см. Рисунок 3.8, см. Таблица 3.2).

По результатам структурно-тектонического анализа сделаны следующие выводы:

Усть-Тымская мегавпадина и положительные структуры в обрамлении, которые являются потенциальными ловушками УВ, по всем отражающим горизонтам имеют сходные черты. Центральную часть территории занимает депрессия, на северо-западе, северо-востоке и юге с ней граничат крупные положительные структуры.

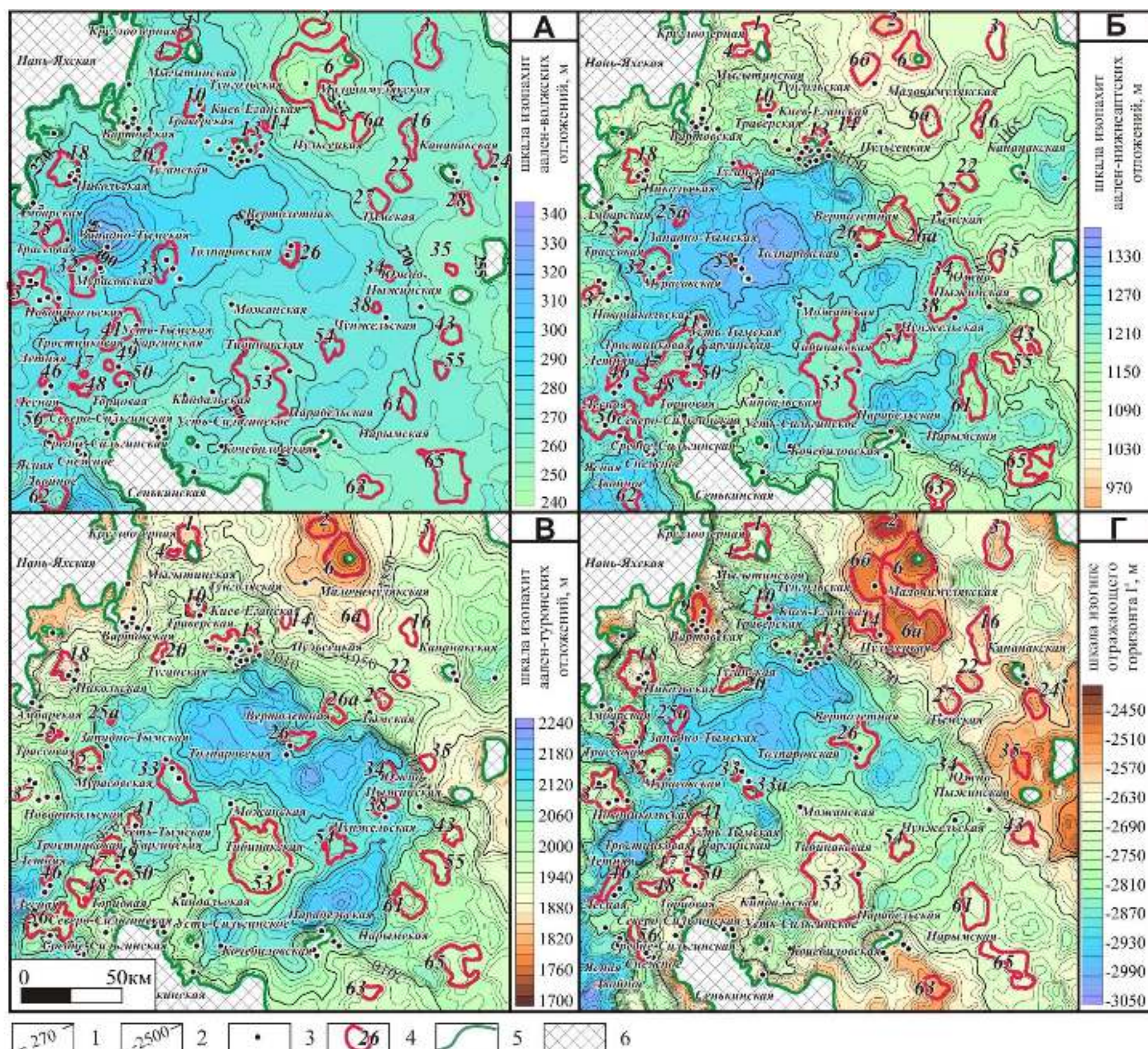


Рисунок 3.8 - Динамика изменения рельефа кровли геттанг-ааленского комплекса на время формирования баженовской свиты (горизонт II^а) (волга) (А), кошайской пачки алымской свиты (III) (апт) (Б), кузнецовской свиты (IV) (турон) (В); современный рельеф (Г).

Условные обозначения: 1 — изопакиты; 2 — изогипсы; 3 — скважины, вскрывшие геттанг-ааленские отложения; 4 - замкнутые положительные структуры; 5 - зона распространения геттанг-ааленских отложений; 6 – выступы доюрского фундамента.

Таблица 3.2 - Параметры замкнутых положительных структур в рельефе кровли тоар-ааленского подкомплекса: Б - на момент формирования баженовской свиты (горизонт II^а), В – современный рельеф.

Номера положительных структур	Б		В	
	S, км ²	А, м	S, км ²	А, м
1	21.6	12	158.2	50
4	53.4	18		
2	62.4	15	67.5	25
3	148.1	15	176.5	45
6	674.1	25	921	80
6б	-	-		
6а	57	20		
10	45.3	18	40.5	30
13	40	10	15.3	35
14	8.2	10	68.6	20
16	72.6	10	143.9	45
18	115.3	20	171.8	100
19	38.6	18	25.7	15
20	4	10	75.6	20
22	65.7	12	65.2	30
24	47	10	73.2	30
25	73.3	16	165.2	70
25а	-	-	53.1	20
26	14.2	10	170.5	55
27	61.1	15	73.8	35
28	48.8	10	-	-
32	151	15	173.5	65
33	120	20	10.7	10
33а			24	20
34	27.4	10	45	20
35	22.2	10	61.6	25
37	223.1	15	201.4	50
38	10.1	10	-	-
41	156.6	20	266.8	55
47	4.6	10		
49	13.5	10		
50	29.8	15		
43	49.6	10	61	15
46	9.8	10	74.4	15
48	29.6	10	52	20
53	568	12	749.3	65
54	63.3	10	61.9	15
55	28.4	10	-	-
56	116	20	-	-
61	59.1	10	170.3	40
62	116.6	25	-	-
63	66.8	10	67.4	15
65	298.5	15	182	25

S, км² - площадь структуры

А, м - амплитуда структуры

Вверх по разрезу происходит смещение эпицентров прогибания, меняется пространственное положение мегавпадины, изменяются параметры положительных структур в обрамлении, происходит выполаживание рельефа.

В истории тектонического развития территории исследования можно выделить три этапа: юрско-раннемеловой, в который происходило прогибание центральной части территории и воздымание ее северо-западной, северо-восточной и южной областей; апт-туронский – с областью прогибания на юго-востоке и эпицентром воздымания на северо-западе; посттуронский этап, характеризующийся протяженной с севера на юго-запад областью прогибания и эпицентром воздымания на юге.

Формирование Усть-Тымской мегавпадины было связано с разнонаправленными тектоническими движениями: в геттанг-ааленское время погружались районы Толпаровской, Западно-Тымской и Вертолетной площадей, воздымание происходило на территории Чунжельской площади; в байос-волжское время сменилась направленность тектонических движений на положительные на Толпаровской, Вертолетной и Мурасовской площадях, стали погружаться районы к северу от Толпаровской и на Чунжельской площади; в берриас-нижнеаптское время на Толпаровской, Западно-Тымской и Мурасовской площадях вновь начались процессы погружения, продолжился рост на Вертолетной площади, на Чунжельской погружение сменилось воздыманием. В апт-альб-туроне произошла инверсия в тектонических движениях – началось погружение на Вертолетной и Чунжельской площадях, а на Толпаровской, Западно-Тымской и Мурасовской – воздымание. В коньяк-кайнозойское время направленность движений снова сменилась, произошло погружение территорий на Толпаровской, Западно-Тымской и Мурасовской площадях, в то же время на Вертолетной и Чунжельской площадях происходил рост структур.

Положительные замкнутые структуры геттанг-ааленского комплекса были сформированы в юрское время над эрозионно-тектоническими выступами доюрского основания, в позднем мелу преимущественно развивались унаследованно, современный облик приобрели в коньяк-кайнозойское время.

Юрские разломы могут рассматриваться как тектонические экраны, что позволяет выделять структурно-тектонические ловушки. Кайнозойские разрывные нарушения, вероятно, могли служить каналами миграции УВ, так как в это время тогурская свита находилась в ГЗН.

На основании проведенных исследований получен **первый научный результат**: Усть-Тымская мегавпадина и сопредельные положительные структуры I порядка наиболее активно формировались в юре, но только в коньяк-кайнозойское время в результате разнонаправленных региональных тектонических движений приобрели современные очертания. В рельефах геттанг-ааленских стратиграфических уровней поднятия III-IV порядков как потенциальные нефтегазоперспективные объекты наиболее интенсивно формировались в юре и раннем мелу.

ГЛАВА 4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В последние десятилетия сибирскими учеными ниже-среднеюрские отложения Усть-Тымской мегавпадины и прилегающей территории изучались преимущественно в рамках региональных проектов по Западной Сибири. Традиционно в работах, посвященных геологическому строению, рассматриваются 2 нефтегазоносных подкомплекса: геттанг-тоарский (включающий урманскую, тогурскую и салатскую/пешковскую свиты) и ааленский (нижняя подсвита тюменской свиты) [Геологическое строение..., 2005; Конторович В.А., 2002; Лобова и др., 2013]. Под нефтегазоносным осадочным комплексом понимается комплекс пород, имеющий относительно единые условия формирования и преобразования пород, наличие источника ОВ, а также единые гидродинамические условия, в составе которого могут быть выделены подкомплексы, содержащие выдержанные по площади и в разрезе проницаемые породы и флюидоупор (по классификации А.А. Бакирова [Бакиров, 1990]).

Комплексный подход с использованием всех геолого-геофизических материалов на современном уровне позволил детализировать геологическое строение геттанг-ааленских отложений.

За верхнюю границу геттанг-ааленского осадочного комплекса принимается угольный пласт $У_{10}$ (залегаящий в кровле нижней подсвиты тюменской свиты), нижней границей является подошва урманской свиты, глубина залегания кровли комплекса изменяется от 3050 до 2400 м.

В структурном плане кровли геттанг-ааленского комплекса выделяется Усть-Тымская мегавпадина, граничащая с положительными структурами I порядка. Кровля комплекса имеет расчлененный рельеф, всего выделено 28 замкнутых положительных структур (Рисунок 4.1 А).

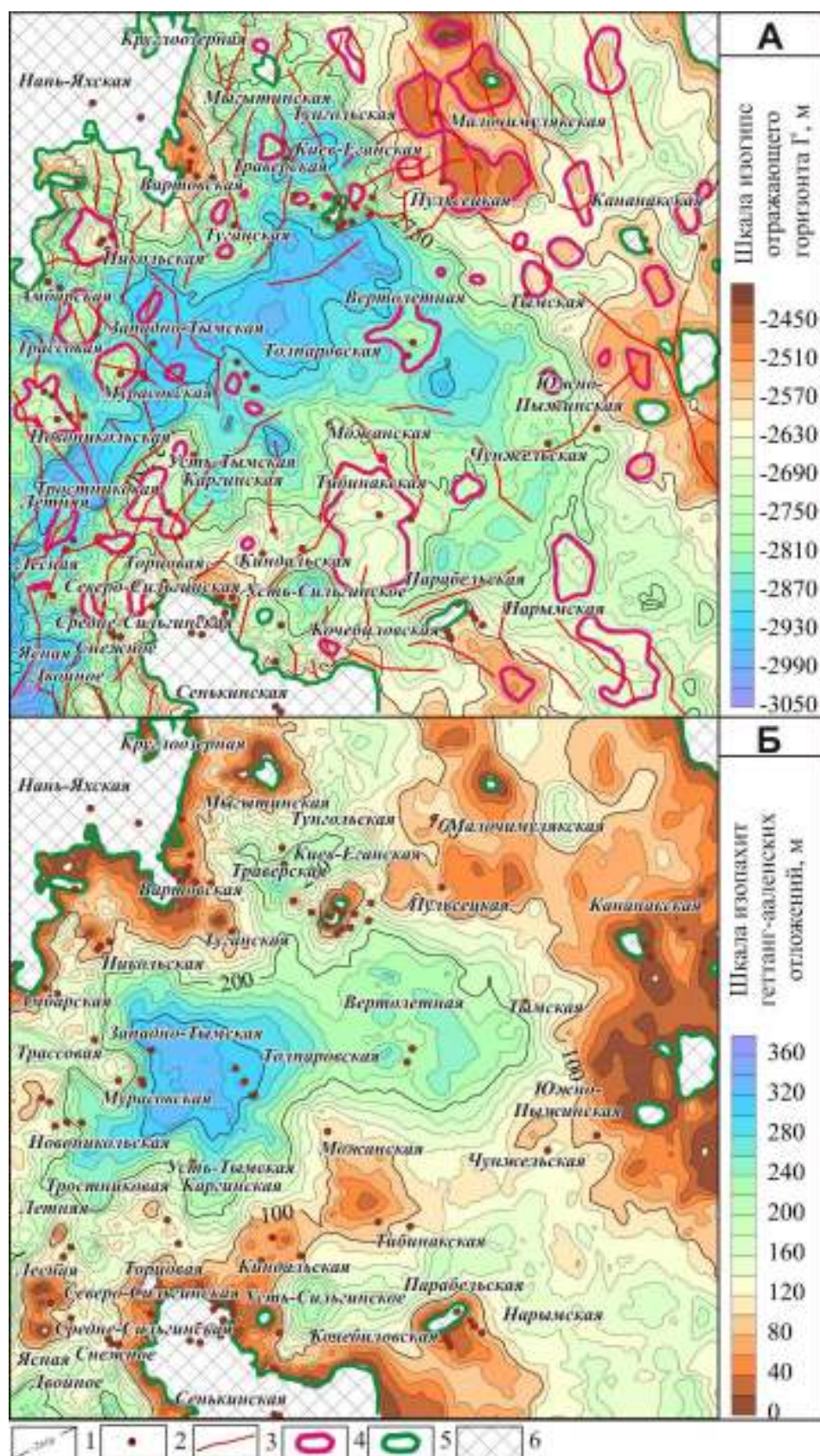


Рисунок 4.1 – Структурная карта по кровле (А) и карта толщин (Б) геттанг-ааленского комплекса.

Условные обозначения: 1 – изогипсы/изопакиты; 2 – скважины; 3 – разрывные нарушения; 4 – замкнутые положительные структуры; 5 – граница геттанг-ааленских отложений; 6 – выходы доюрского основания.

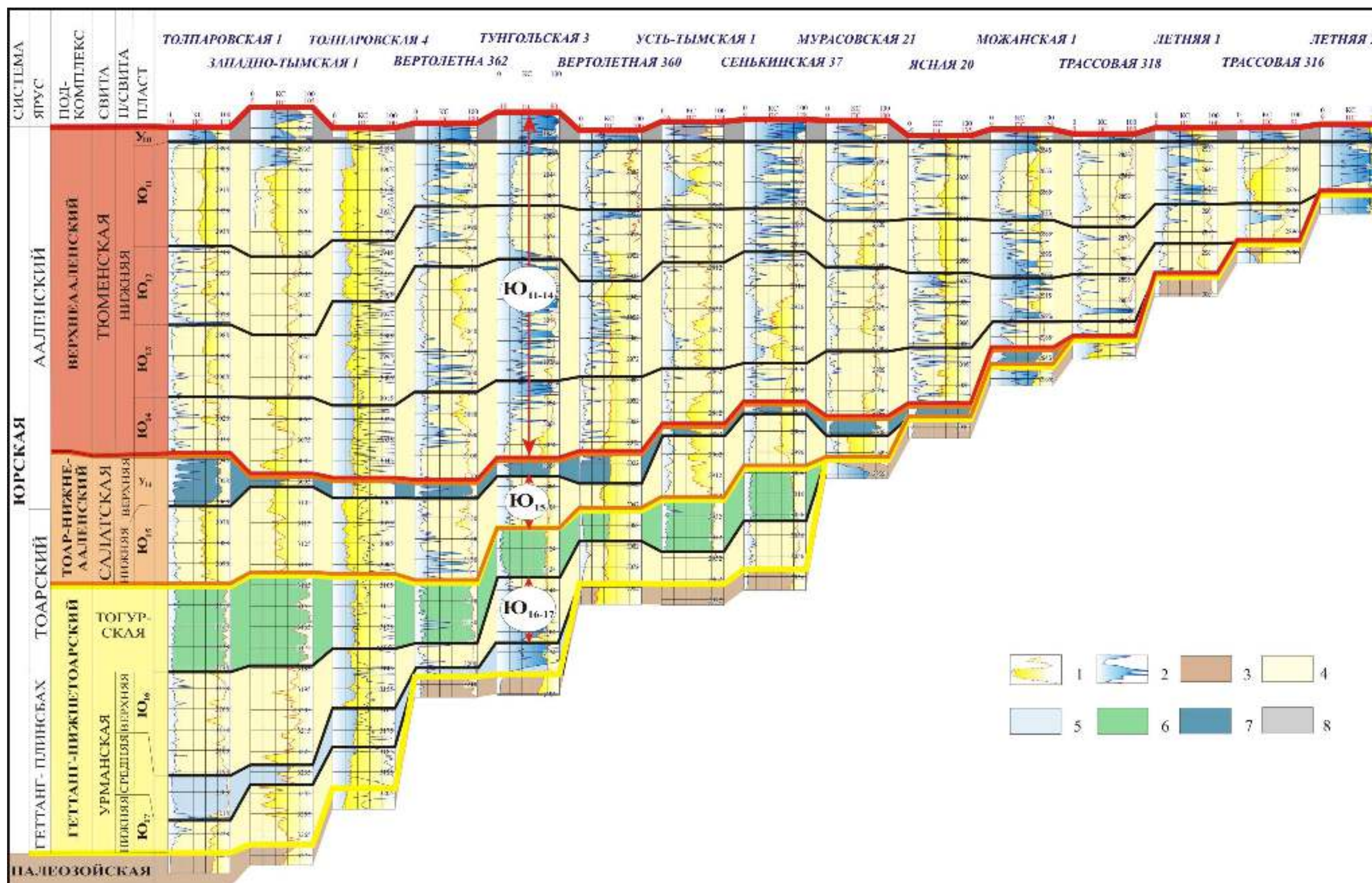


Рисунок 4.2 – Корреляционная схема отложений нижней юры и аалена, скважины выровнены по подошве угольного пласта U_{10} и расположены с учетом палеорельефа.

Условные обозначения: 1 – каротажные диаграммы естественных потенциалов (ПС: 1 – 100 у.е.); 2 – каротажные диаграммы кажущегося удельного сопротивления (КС: 1 – 100*3 Ом); 3 – палеозойские отложения; 4 – преимущественно песчаные пласты; 5 – углисто – глинистая толща; 6 – тогурская свита; 7 – радомская пачка, углисто-глинистая пачка U_{14} ; 8 – угольный пласт U_{10} .

Отложения комплекса распространены практически на всей исследуемой территории, за исключением возвышенных участков, представленных выходами доюрского основания, мощность достигает 440 м (Рисунок 4.1 Б) [Локтионова, Калинина, 2016].

В геттанг-ааленское время происходило заполнение осадками депрессионных зон фундамента. В наиболее погруженной части Усть-Тымской мегавпадины выделяется полный разрез комплекса (см. Рисунок 4.2), представленный урманской, тогурской, салатской и ее изохронным аналогом пешковской свитами, нижней подсвитой тюменской свиты, которые несогласно перекрывают породы доюрского основания. Эти стратиграфические уровни достаточно хорошо выделяются по комплексу электрического (ПС, КС, ИК), радиоактивного (ГК, НГК) и акустического (АК) каротажа.

В результате интерпретации материалов ГИС и анализа корреляционных схем были выделены и прослежены свиты и подсвиты, а также песчаные пласты. В пределах нижней подсвиты урманской свиты выделяется песчаный пласт Ю₁₇, в составе верхней подсвиты урманской свиты песчаный пласт Ю₁₆, в салатской/пешковской свите Ю₁₅, в составе нижней подсвиты тюменской свиты песчаные пласты Ю₁₁₋₁₄.

По итогам интерпретации сейсморазведочных материалов автору удалось выделить в составе геттанг-ааленского комплекса два сейсмогеологических подкомплекса. Результаты, полученные при работе с данными глубокого бурения и ГИС, позволили выделить в разрезе три нефтегазоносных осадочных подкомплекса: геттанг–нижнетоарский (Ю₁₆₋₁₇), тоар-нижнеааленский (Ю₁₅) и верхнеааленский (Ю₁₁₋₁₄) (см. Рисунок 4.2).

4.1 Геттанг-нижнетоарский подкомплекс

Подкомплекс представлен урманской и тогурской свитами, ограничен кровлей доюрского основания в подошве и тогурской свиты в кровле. Подкомплекс залегает на глубине от 3180 до 2780 м, мощность его изменяется от 15 до 130 м (Рисунок 4.3). Наибольшие толщины в районе Западно-Тымской и Толпаровской

площадей [Локтионова, Калинина, 2016]. Области минимальных толщин приурочены к северо-восточным и южным прибортовым частям мегавпадины. Формирование геттанг-нижнетоарского комплекса связано с заполнением осадками палеовпадины в палеорельефе фундамента.

Урманская свита распространена в наиболее погруженных зонах территории исследования и заполняет палеовпадины доюрского фундамента, выклиниваясь на их бортах. В составе свиты выделяются песчаные пласты Ю₁₇

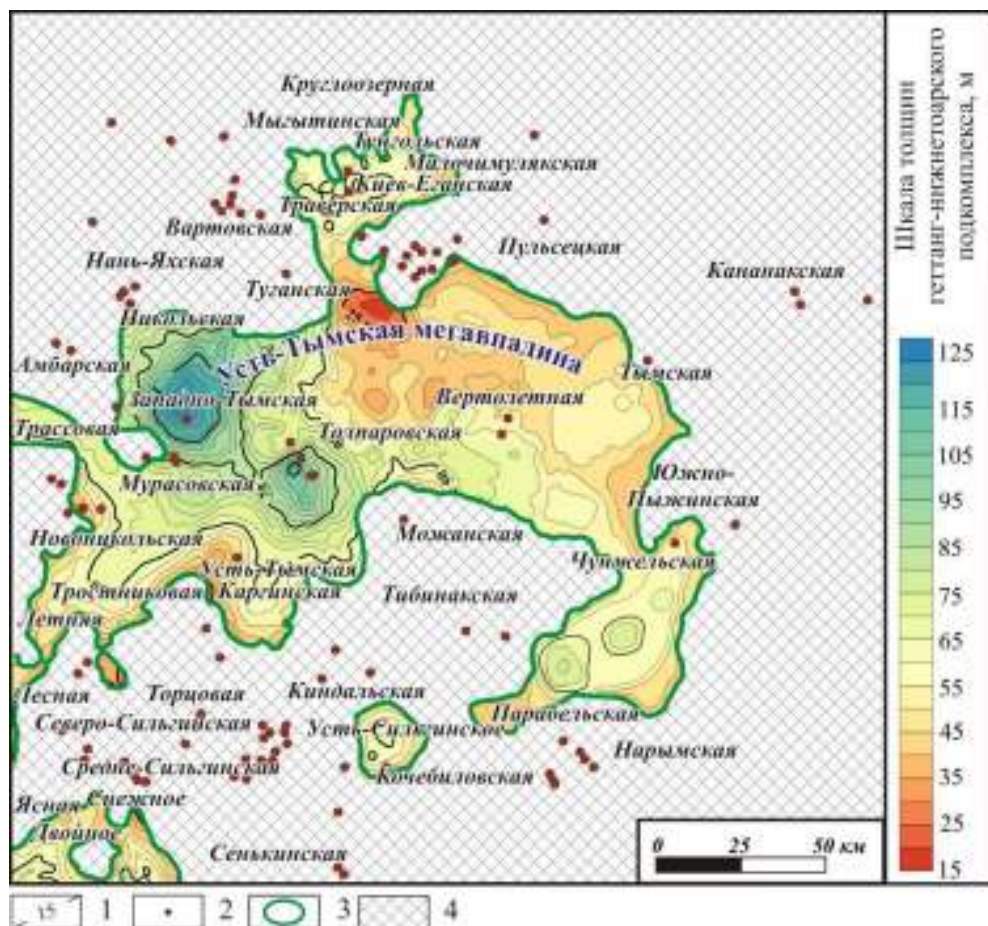


Рисунок 4.3 – Карта толщин геттанг-нижнетоарского подкомплекса.

Условные обозначения: 1 – изопакиты; 2 – скважины; 3- зона распространения отложений; 4 – выступы доюрского фундамента.

(нижнеурманская подсвита) и Ю₁₆ (верхнеурманская подсвита), которые рассматриваются как один резервуар геттанг-нижнетоарского подкомплекса.

В структурном плане кровли урманской свиты Усть-Тымская мегавпадина занимает центральное положение, ее площадь составляет 17200 км², приподнятые участки рельефа расположены на Мурасовской, Трассовой, Усть-Тымской и

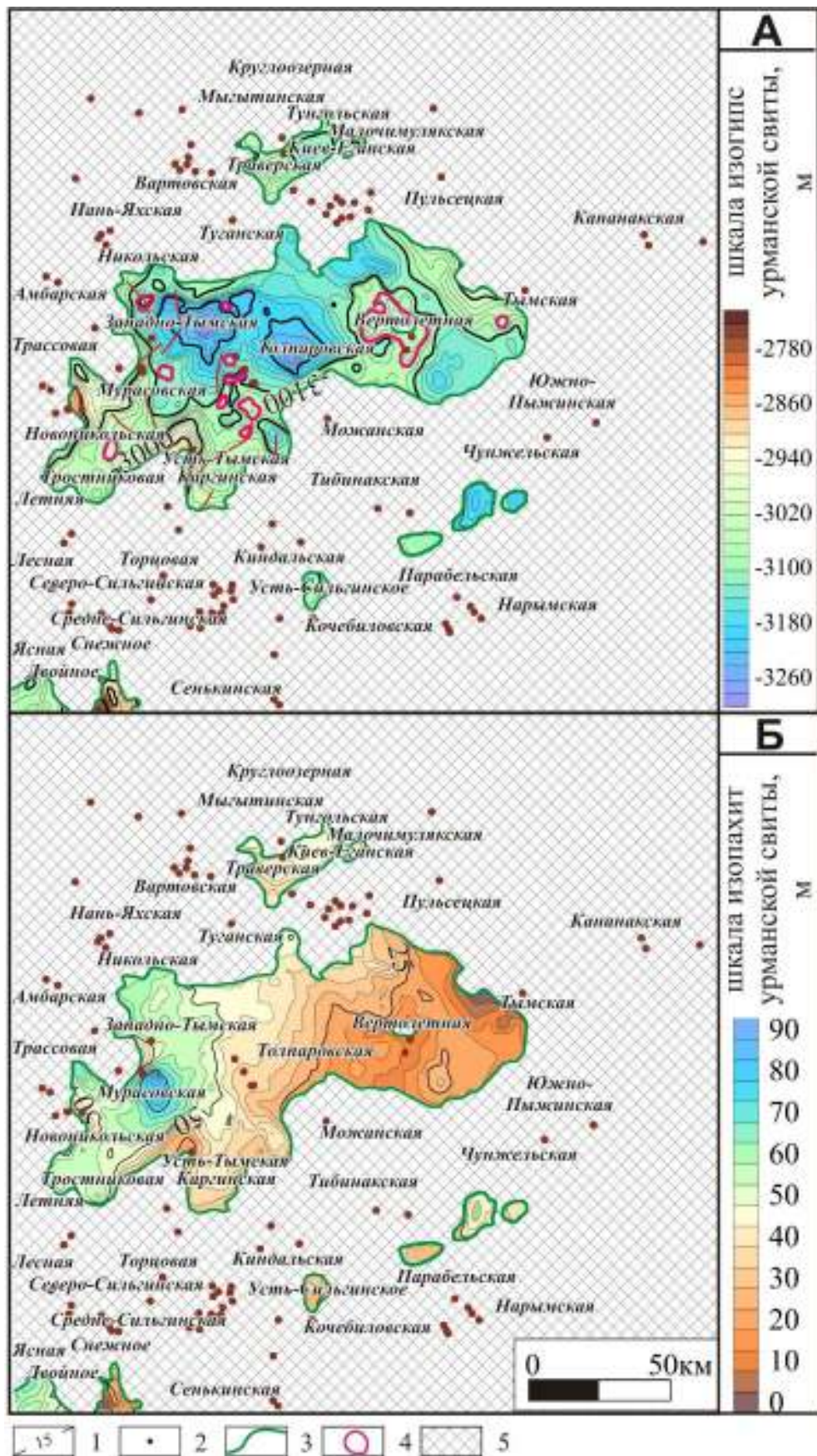


Рисунок 4.4 – Структурная карта по кровле (А) и карта толщин (Б) урманской свиты.

Условные обозначения: 1 – изопакиты; 2 – скважины; 3 – область распространения отложений; 4 – замкнутые положительные структуры; 5 – выходы доюрского основания.

Тымской площадях (Рисунок 4.4 А). Выделяется крупное ЛП на Вертолетной площади ($S = 210 \text{ км}^2$, $A = 25 \text{ м}$, $H = -3062 \text{ м}$), а также 9 мелких ЛП, площади которых не превышают 50 км^2 , сосредоточенных преимущественно на западе территории.

Мощность урманской свиты изменяется от 0 до 92 м, максимальные значения отмечены на Западно-Тымской и Толпаровской площадях (Рисунок 4.4 Б). На территории Тунгольской, Тымской, Вертолетной, Сильгинской площадей значения мощности в среднем составляют 20 м, минимальные значения приурочены к возвышенным участкам рельефа.

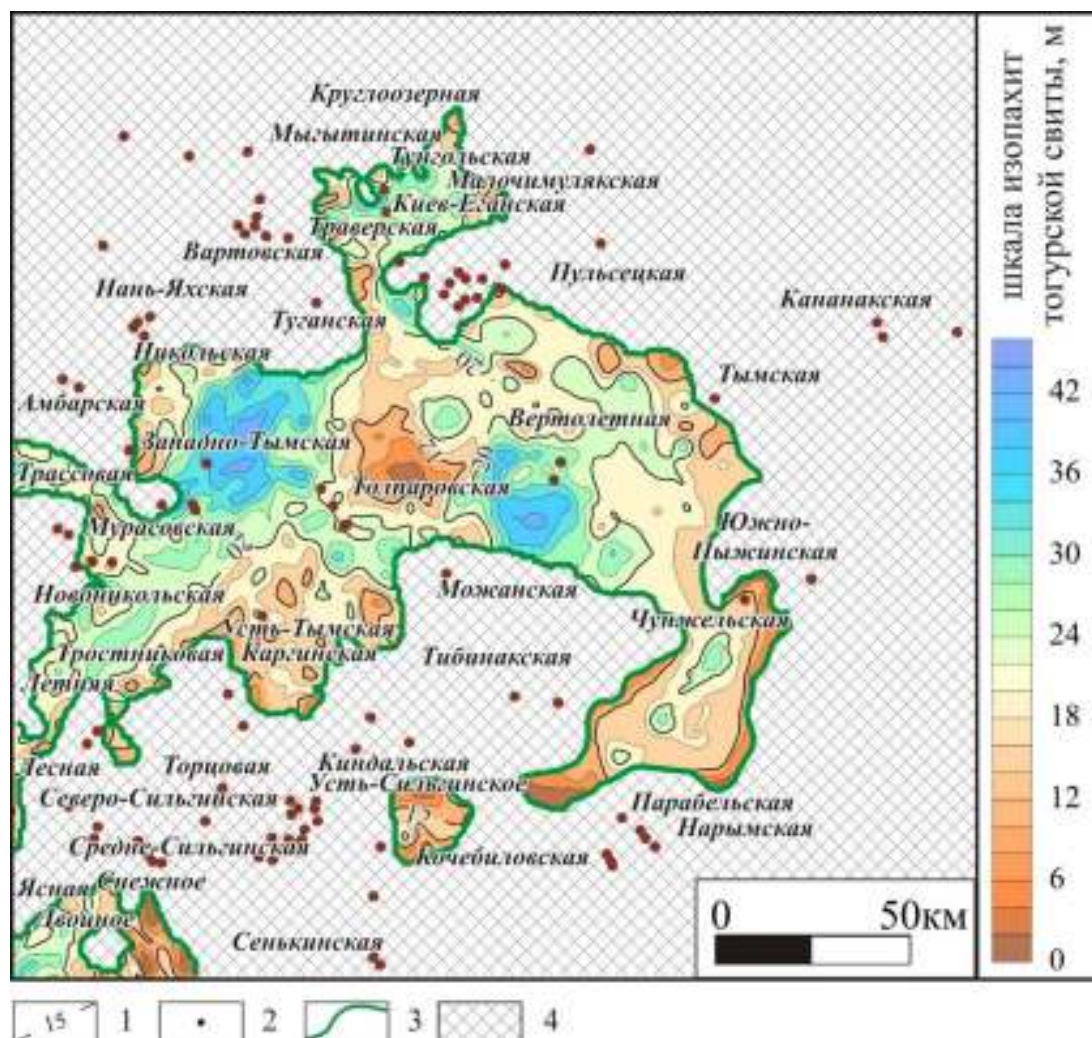


Рисунок 4.5 - Карта толщин тогурской свиты.

Условные обозначения: 1 – изопакиты; 2 – скважины; 3 – область распространения отложений; 4 – выходы доюрского основания.

Тогурская свита ограничивает подкомплекс в кровле, перекрывает урманскую свиту, в местах их отсутствия залегает на породах доюрского

основания. Площадь распространения свиты составляет примерно 18000 км² (Рисунок 4.5), в структурном плане выделяются депрессионные зоны и локальные поднятия (см. Рисунок 3.2 Б), мощность изменяется от 9 до 41 м (Рисунок 4.6), подробное описание рельефа тогурской свиты (отражающий горизонт I^{tg}) приведено в разделе 3.1.

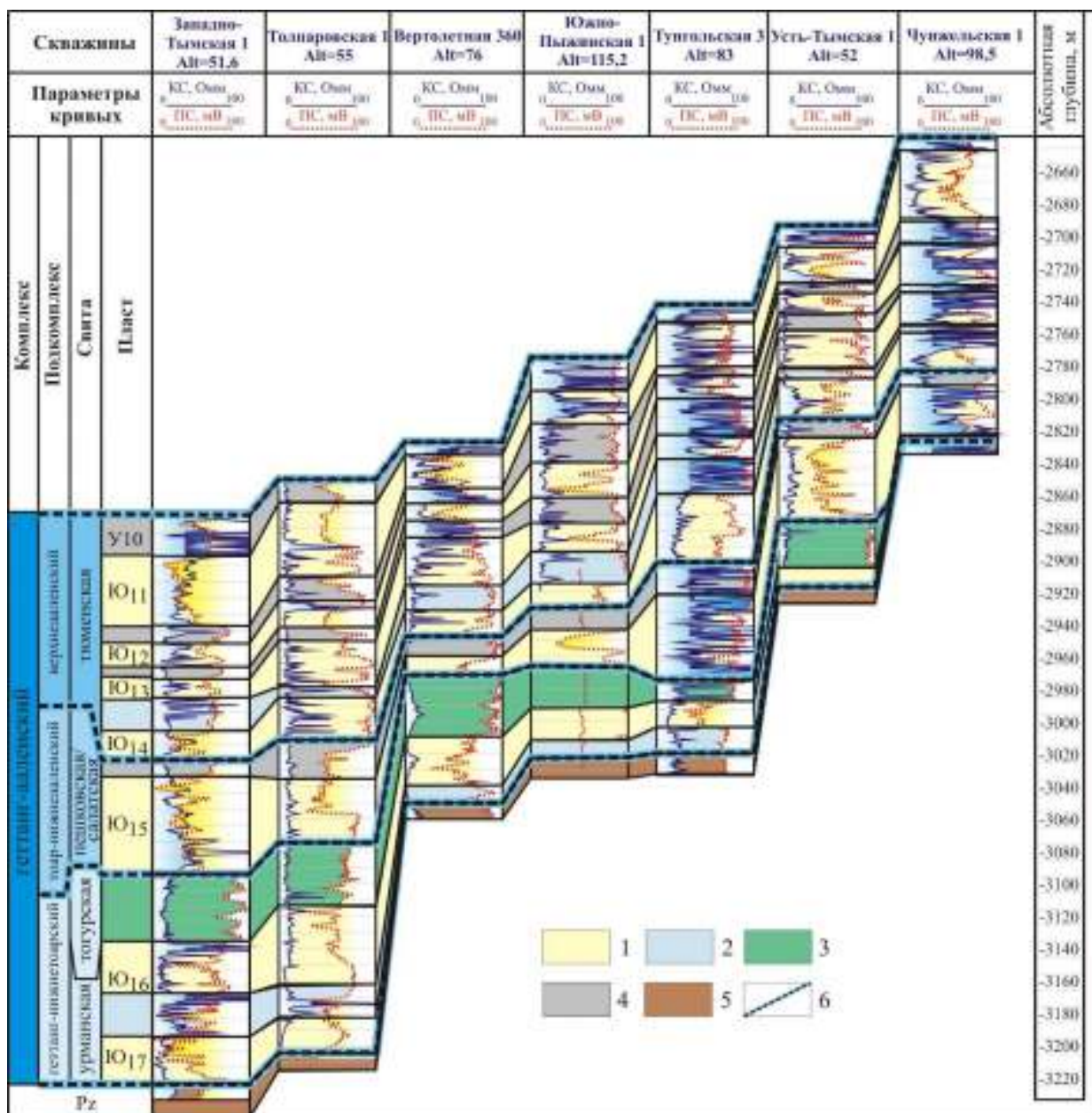
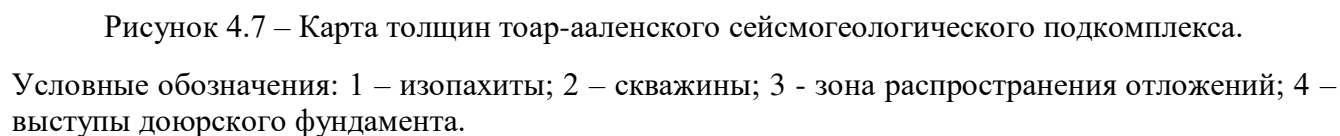


Рисунок 4.6 – Корреляционная схема со скважинами, вскрывающими тогурскую свиту и выстроенные по значениям абсолютных отметок глубины и по уменьшению толщины геттанг-ааленского комплекса.

Условные обозначения: 1 – песчаные пласты; 2 – глинисто-углистые пачки; 3 – тогурская свита; 4 – угольный пласт У₁₀; 5 - догурское основание; 6 – границы подкомплексов.

В состав геттанг-нижнетоарского подкомплекса входит надежный флюидоупор и нефтепроизводящая толща – тогурская свита и песчаный коллектор

В тоар-ааленское время происходило дальнейшее прогибание Усть-Тымской мегавпадины, осадконакопление происходило практически на всей территории, за исключением возвышенных участков на северо-западе и юге территории (Рисунок 4.7). Эпицентр прогибания располагался в районе Западно-Тымской площади, относительный рост испытывают структуры на Киев-Еганской, Тибинакской и Чунжельской площадях [Локтионова, Калинина, 2016].



В составе тоар-ааленских отложений по результатам интерпретации материалов ГИС выделяется 2 отдельных осадочных подкомплекса: тоар-нижнеааленский и верхнеааленский.

Тоар-нижнеааленский подкомплекс представлен салатской (пешковской) свитой, его мощность достигает 80 м. Отложения подкомплекса залегают на аргиллитах тогурской свиты, в местах их отсутствия на породах доюрского основания на глубинах от 3200 до 2450 м, распространены на большей части территории исследования, за исключением положительных структур I порядка (Александровский свод и Парабельский наклонный мегавал) в рельефе доюрского фундамента.

Салатская (пешковская) свита содержит песчаный пласт Ю₁₅, от вышележащих отложений резервуар отделяет радомская толща салатской свиты и угольный пласт У₁₄ в кровле свиты, аргиллиты радомской пачки могут содержать ОВ, являющееся источником УВ. По материалам ГИС сложно разделить салатскую и пешковскую свиты, поэтому в настоящей работе они рассматриваются совместно как салатская свита.

В структурном плане кровли салатской свиты центральную часть занимает область депрессии ($S = 17,2$ тыс. км², $A = 240$ м), на Вертолетной площади выделяется крупное ЛП ($S = 260$ км², $A = 40$ м, $H = -3000$ м) (Рисунок 4.8 А). В обрамлении мегавпадины расположено 17 ЛП, наиболее крупные на Никольской площади ($S = 260$ км², $A = 100$ м; $H = -2840$ м), на Новоникольской площади ($S = 145$ км², $A = 60$ м, $H = -2880$ м), на Мурасовской площади ($S = 155$ км², $A = 60$ м; $H = -2900$ м), на Кананакской площади ($S = 450$ км², $A = 100$ м, $H = -2640$ м).

Мощность салатской свиты составляет от 0 до 80 м (Рисунок 4.8 Б). Максимальные значения наблюдаются на территории Западно-Тымской, Толпаровской, Тунгольской, Вертолетной, Тымской, Новоникольской, Двойной и Сильгинской площадей. Минимальные значения приурочены к приподнятым участкам рельефа.

Песчаники салатской/пешковской свиты залегают над нефтематеринской тогурской толщей, под радомской пачкой и углисто-глинистой пачкой У₁₄, хорошо

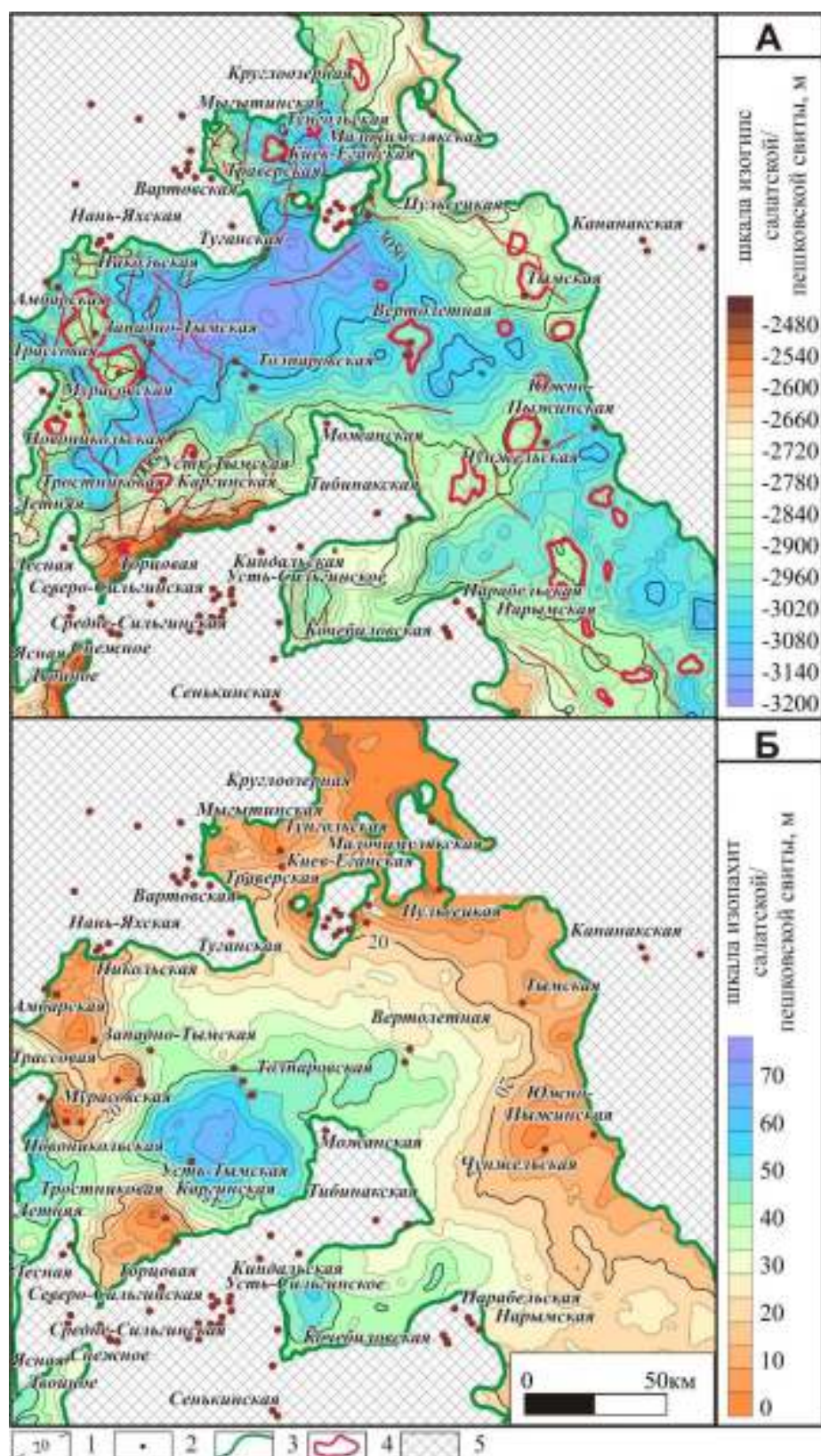


Рисунок 4.8 - Структурная карта (А) и карта толщин (Б) салатской/пешковской свиты.

Условные обозначения: 1 – изопакиты; 2 – скважины; 3 – область распространения отложений; 4 – замкнутые положительные структуры; 5 - выходы доюрского основания.

выдержанных на территории исследования, которые могут служить флюидоупором для песчаного пласта Ю₁₅. Наличие коллектора, флюидоупора и

нефтепроизводящих пород позволяет рассматривать тоар-нижнеааленский подкомплекс как нефтегазоперспективный.

4.3 Верхнеааленский подкомплекс

Верхнеааленский подкомплекс представлен нижней подсвитой тюменской свиты. Отложения залегают на глубинах от 3050 до 2390 м на породах салатской свиты, а в зонах ее отсутствия на породах доюрского основания, распространены на большей части территории исследования, за исключением наиболее возвышенных участков выступов фундамента, мощность подкомплекса достигает 200 м.

Нижняя подсвита тюменской свиты содержит группу гидродинамически связанных песчаных пластов Ю₁₁₋₁₄, в кровле ограничена мощным угольным пластом У₁₀, выполняющим роль флюидоупора. Отдельное рассмотрение пластов Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₃ и Ю₁₄ затруднительно, так как они прослеживаются не во всех скважинах, положение их в разрезе может меняться, происходит выклинивание в присклоновых частях палеоподнятий, в работе они рассматриваются как единый резервуар.

В структурном плане кровли нижнетюменской подсвиты центральную часть занимает депрессионная область площадью 16200 км², в ее обрамлении расположены основные положительные структуры, всего выделено 66 замкнутых положительных структур (см. Рисунок 3.2 В). Подробное описание рельефа кровли нижнетюменской подсвиты (горизонт I^{tg}) приведено в разделе 3.1.

Нижняя подсвита тюменской свиты представлены практически на всей территории исследования, за исключением областей выступов фундамента и наиболее приподнятых областей на Тибинакской, Кананакской, Кочебиловской, Нарымской и Парабельской площадях (Рисунок 4.9, 4.10). Значения мощности изменяются в пределах от 202 м в центральных областях до 0 м на северо-западе и юго-западе, в областях, приуроченных к склонам палеоподнятий доюрского фундамента. Максимальная мощность отложений характерна для района Западно-Тымской и Толпаровской площадей.

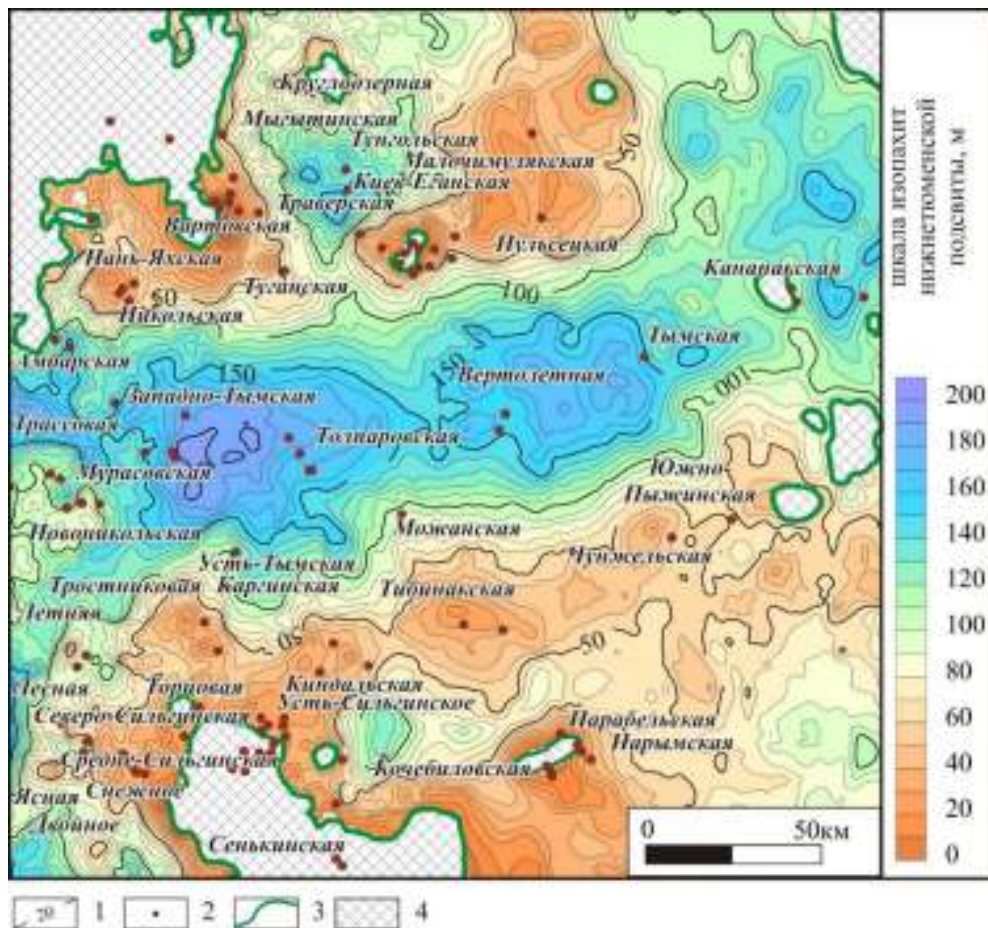


Рисунок 4.9 - Карта толщин нижней подсвиты тюменской свиты.

Условные обозначения: 1 – изопакиты; 2 – скважины; 3 – область распространения отложений; 4 – выходы доюрского основания.

Максимальные значения мощности отмечены на территории Западно-Тымской и Вертолетной площадей, на Сильгинской площади мощность составляет в среднем 15 м. Минимальные значения толщин наблюдаются в центральной и юго-западных частях территории, а также в прибортовых частях мегавпадины.

Геттанг-ааленские отложения несогласно залегают на породах доюрского основания и выклиниваются на склонах наиболее контрастных палеоподнятий (Рисунок 4.10). На территории исследования отложения нижней юры и аалена перекрываются вышележащей *среднетюменской* подсвитой.

Разрез залегающих выше келловей-верхнеюрских отложений представлен породами васюганского, георгиевского и баженовского горизонтов. Верхняя часть разреза осадочного чехла представлена отложениями меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

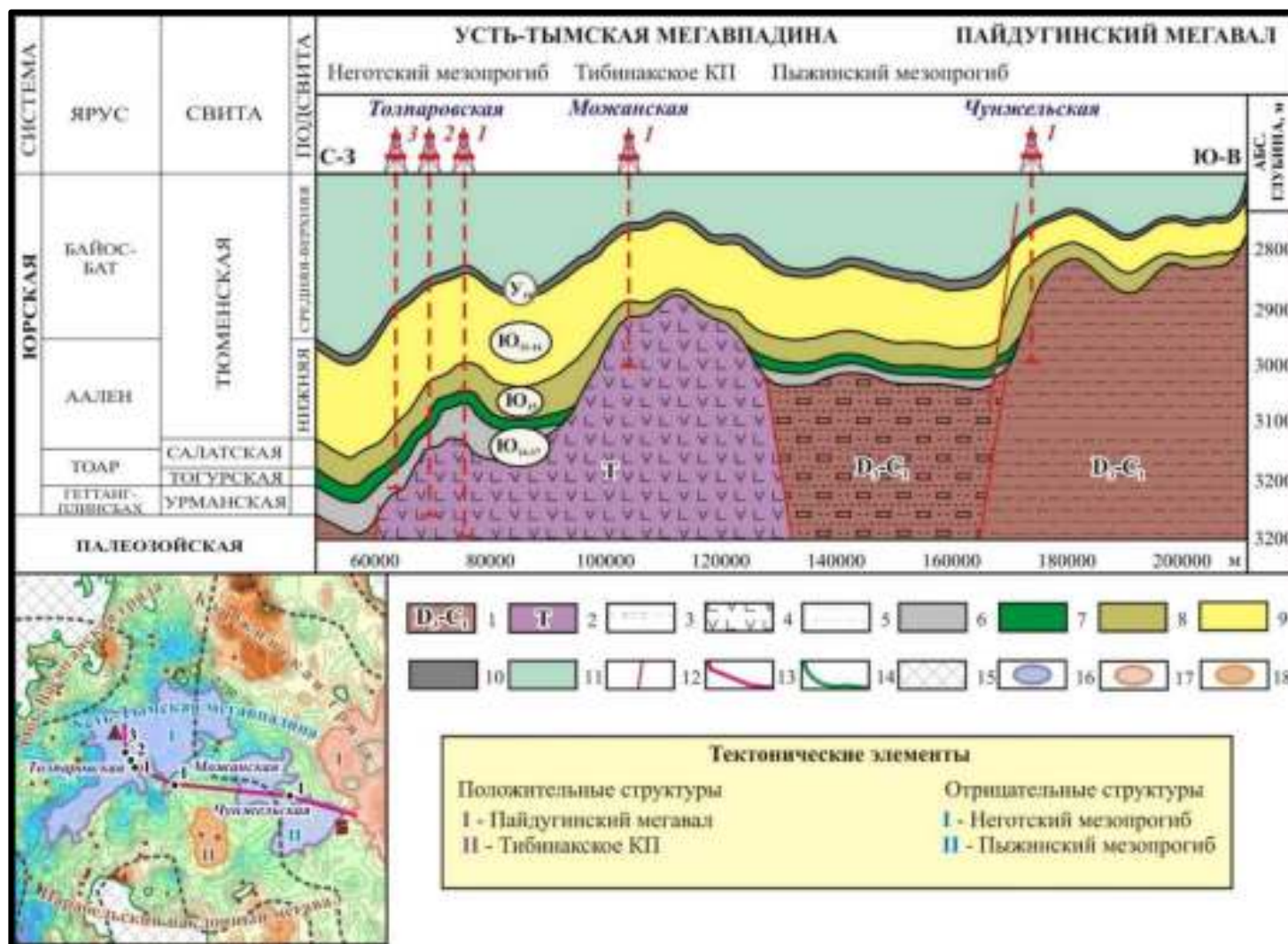


Рисунок 4.10 – Геологический разрез геттанг-ааленских отложений по линии разреза А-Б.

Условные обозначения: 1 - девонская система (верхний отдел) – каменноугольная система (нижний отдел); 2 - триасовая система; 3-глинистые сланцы с известняками; 4- андезиты, андезито-базальты и их туфы, эффузивы основного состава; 5 - переслаивание пород разного состава (вулканогенно-осадочная толща); 6 – урманская свита; 7 – тогурская свита; 8 – салатская свита; 9 – нижняя подсвита тюменской свиты; 10 – угольный пласт U_{10} ; 11 – средняя и верхняя подсвиты тюменской свиты; 12 – разрывные нарушения; 13 – линия геологического разреза; 14 – область распространения геттанг-ааленских отложений; 15 – выступы доюрского фундамента; 16 – отрицательные структуры II порядка; 17 – положительные структуры I порядка; 18 - положительные структуры III порядка

По результатам интерпретации ГИС и данных сейсморазведки было установлено, что геттанг-ааленские отложения заполняют палеовпадину и отсутствуют на наиболее возвышенных участках фундамента, полный разрез представлен только в наиболее погруженных областях Усть-Тымской мегавпадины.

На основании анализа геологического строения сформулирован *второй научный результат*: В разрезе геттанг-ааленских отложений выделено три нефтегазоносных подкомплекса: геттанг-нижнетоарский, тоар-нижнеааленский и верхнеааленский, которые характеризуются переслаивающимися песчаными и глинистыми пачками – потенциальными коллекторами и покрышками. Наличие коллекторов, флюидоупоров и нефтематеринских пород, а также прямые признаки нефтеносности позволяют рассматривать эти отложения в качестве перспективных для поисков месторождений нефти и газа.

ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЕТТАНГ-ААЛЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

На территории исследования открыто 17 месторождений углеводородов, большинство из которых связаны с хорошо изученными верхнеюрскими отложениями (см. Рисунок 1.14, см. Таблица 1.2). В пределах Усть-Тымской мегавпадины и прилегающей территории в нижне-, среднеюрских отложениях нет месторождений углеводородов, стоящих на Государственном балансе, при испытании на Толпаровской, Вартовской и Южно-Пыжинской площадях получены притоки нефти.

Фонд верхнеюрских ловушек на территории Томской области практически исчерпан. Для увеличения ресурсной базы региона важное значение имеет открытие новых залежей нефти и газа в слабоизученных и глубокозалегающих горизонтах.

Комплексный подход с использованием всех геолого-геофизических материалов дает возможность картировать ловушки и выделять перспективные объекты УВ. Наличие флюидоупора, коллекторов и источника генерации нефти - тогурской свиты, которая находится в ГЗН, позволяет рассматривать геттанг-ааленский комплекс как нефтеперспективный. Открытие новых месторождений углеводородов, связанных с неантиклинальными и сложнопостроенными ловушками, позволит увеличить ресурсную базу Томской области.

Для оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих нижне-среднеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины и прилегающей территории применялся комплексный подход, включающий бассейновое моделирование, анализ мощности эффективных толщин резервуаров и их распространение по площади, выделение перспективных объектов, подсчет ресурсов нефти категории D₀ методом сравнительного геологического анализа.

5.1 Модель Усть-Тымского очага нефтегазообразования

В настоящей работе под очагом нефтегазообразования автором имеется ввиду часть осадочного чехла, в пределах которой может быть одна или несколько нефтегазоносных областей, где происходили и (или) происходят процессы генерации УВ.

Для оценки нефтегазоносного потенциала территории исследования были определены масштабы генерации и время погружения нефтематеринской толщи (тогурская свита) в главную зону нефтеобразования. Для восстановления истории генерации УВ было проведено 1D и 3D моделирование, построены модели: структурно-литологическая, термическая мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и генерации УВ.

Структурно-литологическая модель позволяет воспроизвести историю осадконакопления и учитывает мощность выделенных комплексов и глубину их залегания, литологические и физические характеристики (см. Таблица 2.1, см. Рисунок 2.10).

Создание структурно-литологической модели выполнялось на основе структурных построений для следующих стратиграфических уровней: кровля доюрского основания, урманская, тогурская, салатская (пешковская) свиты, нижняя подсвита тюменской свиты, тюменская, наунакская (васюганская), баженовская, тарская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская и талицкая свиты. Абсолютный возраст стратиграфических подразделений принимался в соответствии с ICS [Gradstein et al., 2008]. Были построены карты распределения по площади и в разрезе литологических типов, свойства литотипов были выбраны из стандартных библиотек.

В геттанг-ааленском комплексе основным источником углеводородов является неоднородное по составу органическое вещество тогурской свиты [Конторович и др., 1964; Костырева и др., 2014], происхождение которого связано как с высшей наземной растительностью, так и бактериями и фито-, зоопланктоном, образовавшимися в крупных озерах, временами соединявшихся с морем [Конторович и др., 1995; Конторович и др., 2013]. Тогурская свита

характеризуется средним остаточным генерационным потенциалом (НІ) порядка 300 мг УВ/г C_{org} (Рисунок 5.1), современные концентрации органического углерода варьируют от 1,2 до 3,8 %, содержание битумоидов – от 0,22 до 0,63 %. По данным пиролиза в ряде скважин центральных частей мегавпадины породы содержат аквагенное ОВ, что подтверждается низкими значениями параметра $\delta^{13}C$ (от -29 до -34 ‰) и состав углеводородов – биомаркеров, в других скважинах породы содержат смешанное ОВ, имеющее генетическую связь с высшей наземной растительностью [Москвин и др., 1999; Костырева и др., 2014].

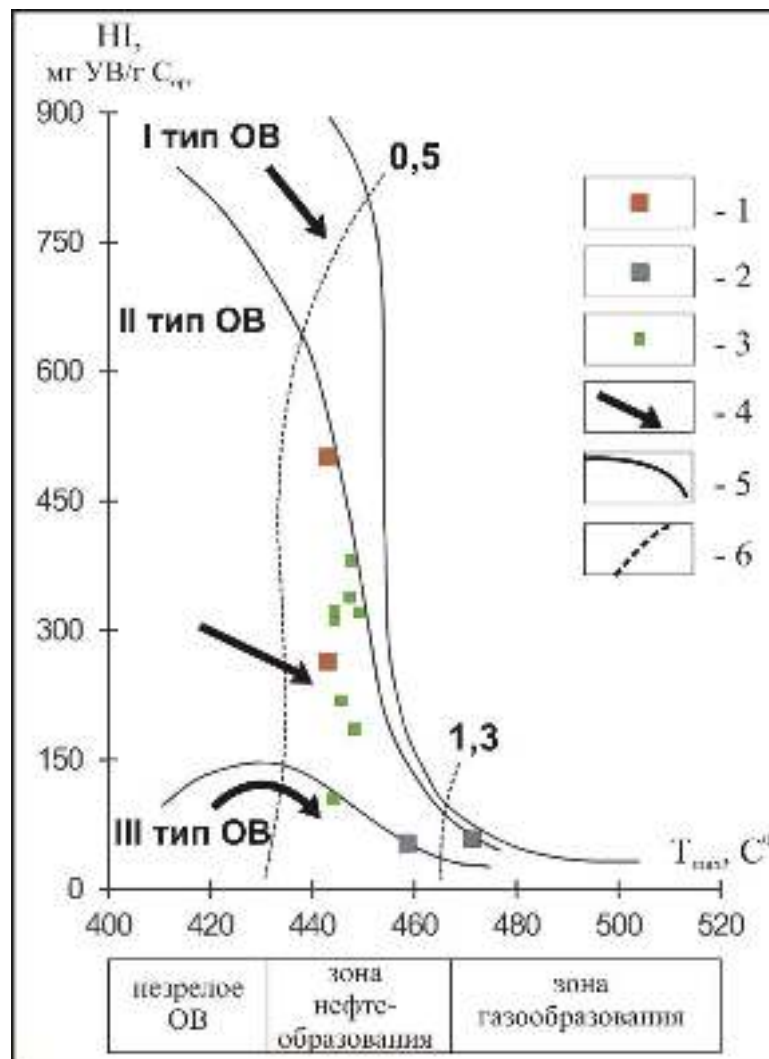


Рисунок 5.1 – Диаграмма зависимости водородного индекса (НІ) от температуры максимальной скорости выделения углеводородов (T_{max}) для пород тогурской свиты (по материалам ИНГГ СО РАН).

Условные обозначения: 1 – 3 – пробы пород из скважин: 1- Киев-Еганская 211; 2 –Толпаровская 2; 3 – Южно-Пыжинская 1; 4 – направленность изменений величин НІ и T_{max} в катагенезе; 5 – линии, ограничивающие максимальные значения НІ для трех типов ОВ (I – аквагенного озерного, II – аквагенного морского, III – террагенного, связанного с высшей наземной растительностью); 6 – изолинии отражательной способности витринита (R^0).

В настоящей работе использовались стандартизованные типы керогена, описанные в литературе [Behar et al., 1997; Vandenbroucke et al., 1999; Vandenbroucke 2003; Богородская и др., 2005]. Определение химико-кинетических параметров не проводилось. Аквагенному ОВ соответствует II тип керогена, смешанному ОВ – III тип, который характеризуется меньшим углеводородным потенциалом – $HI < 150$ мг УВ/г $C_{орг}$, более длительным процессом созревания ОВ и меньшими объемами генерации нефти [Конторович, Меленевский, 1988]. На территории исследования соотношение смешанной и аквагенной составляющих органического вещества тогурской свиты изменяются по площади и в разрезе [Конторович и др., 1995; Москвин и др., 1999; Костырева и др., 2014]. В силу недостаточного количества данных не было охарактеризовано площадное распределение керогенов II и III типов, в работе приведена оценка для каждого типа в отдельности.

Для тогурской свиты проводилась реконструкция истории вхождения в главную зону нефтеобразования. При моделировании использовалась шкала катагенеза, разработанная А.Э. Конторовичем и А.А. Трофимуком [Конторович, Трофимук, 1976] (Рисунок 5.2).

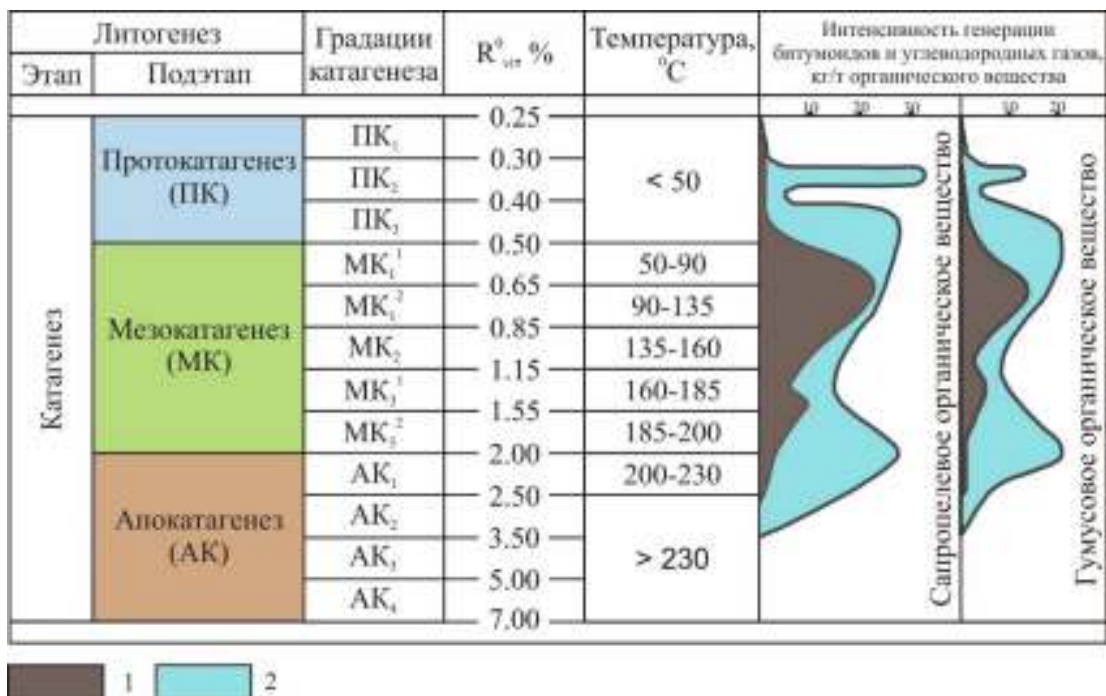


Рисунок 5.2 – Интенсивность образования нефти и газа [Конторович, Трофимук, 1976].

Условные обозначения: 1 – жидкие углеводороды; 2 – газообразные углеводороды.

Началу зоны нефтеобразования отвечает значение отражательной способности витринита 0,6 % (градация катагенеза МК₁¹), выходу – 1,0 % (этап II среднекатагенный - МК₂) [Вассоевич., 1967; Неручев и др., 1973; Конторович, Меленевский, 1988; Конторович и др., 2009; Фомин, 2011].

Одномерное моделирование ниже-среднеюрского осадочного суббассейна проводилось на примере скважины Толпаровская № 2, пробуренной в центральной части Усть-Тымской мегавпадины и вскрывшей весь разрез геттанг-ааленских отложений.

Для модели температурной истории была выполнена калибровка модели по распределению в разрезе отражательной способности витринита. Этот показатель хорошо подходит для калибровки, так как он показывает влияние температуры на рассеянное ОВ. Для калибровки температурной истории используют постоянный тепловой поток, что упрощает процесс и достаточно точно дает понятие о развитии температурного поля в осадочном чехле, становится возможным отображение современного поля температур и уровня изменения ОВ в осадках [Конторович и др., 2013а]. В результате получен удовлетворительный уровень соответствия расчётных и исходных схем распределения отражательной способности витринита.

В ходе исследования была восстановлена история погружения геттанг-ааленских отложений в мезозойскую и кайнозойскую эры, с учетом уплотнения глинистых и песчано-алевритовых пород. Отложения комплекса начали входить в главную зону нефтеобразования в альбе (около 110 млн л. н.) и остаются там на настоящий момент геологической истории. Плотность генерации нефти в геттанг-ааленском комплексе скв. Толпаровская № 2 составляет для тогурской свиты 60 тыс.т/км², для радомской пачки – 15 тыс.т/км² (Рисунок 5.3).

Одномерное бассейновое моделирование показало, что в разрезе скважины Толпаровская № 2 основной объем генерации УВ в геттанг-ааленском комплексе принадлежит тогурской свите (кероген III типа). По значениям глубин (порядка 3 км) и современных температур (порядка 130⁰С), достигнутым изучаемым комплексом можно сказать, что отложения находятся в зоне нефтеобразования.

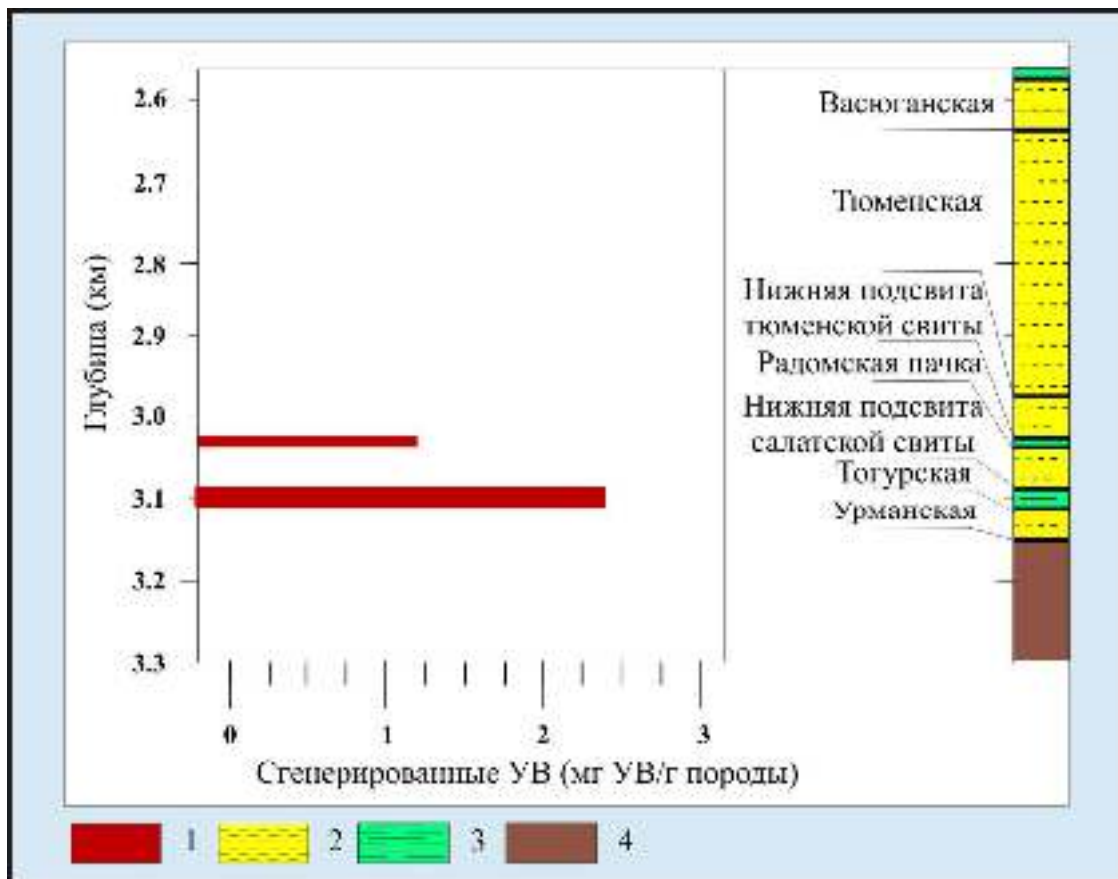


Рисунок 5.3 – Объемы сгенерированных УВ породами тогурской свиты и радомской пачки в скважине Толпаровская №2.

Условные обозначения: 1 – жидкие углеводороды; 2 – преимущественно песчанистые толщи; 3 – преимущественно глинистые толщи; 4 – породы доюрского основания.

Тогурская свита выдержана по толщине и имеет площадное распространение на территории исследования, основной объем сгенерированных УВ связан с ОВ тогурской свиты, для нее было проведено бассейновое моделирование. В 3D модели не учитывалась радомская пачка салатской свиты, так как она распространена не повсеместно и ее картирование является затруднительным.

В ходе 3D моделирования была построена модель эффективного теплового потока на границе литосферы, показавшая хорошую сходимость расчетных значений отражательной способности витринита на современный момент геологической истории и реальных замеров в керне скважин. Согласно модели, максимальные значения теплового потока характерны для районов Западно-Тымской, Толпаровской, Усть-Тымской и Вертолетной площадей и составляют порядка 50 мВт/м^2 (Рисунок 5.4 А) [Локтионова и др., 2019].

В результате вычислительных экспериментов были получены карты катагенеза ОВ, преобразованности керогена, времени вхождения тогурской свиты в ГЗН и карты масштабов генерации жидких и газообразных УВ.

Породы тогурской свиты начали погружаться в ГЗН примерно 110 млн лет назад (к концу раннего мела, апт-альб) в наиболее депрессионных частях Усть-Тымской мегавпадины (Толпаровская, Западно-Тымская и Усть-Тымская площади); примерно 5 млн лет назад (плиоцен) в ГЗН вошли породы в прибортовых частях мегавпадины (Рисунок 5.4 Б).

Для восстановления истории генерации была использована карта современного содержания $C_{орг}$ (материалы ИНГГ СО РАН). Учитывая толщины глинистых толщ и общих комплексов (преимущественно песчано-алевролитового состава), было восстановлено распределение начальных концентраций $C_{орг}$ тогурской свиты, для II и III типов керогена прослежена история генерации жидких УВ (Рисунки 5.5, 5.6) [Локтионова и др., 2018а, 2018б, 2018в, 2019].

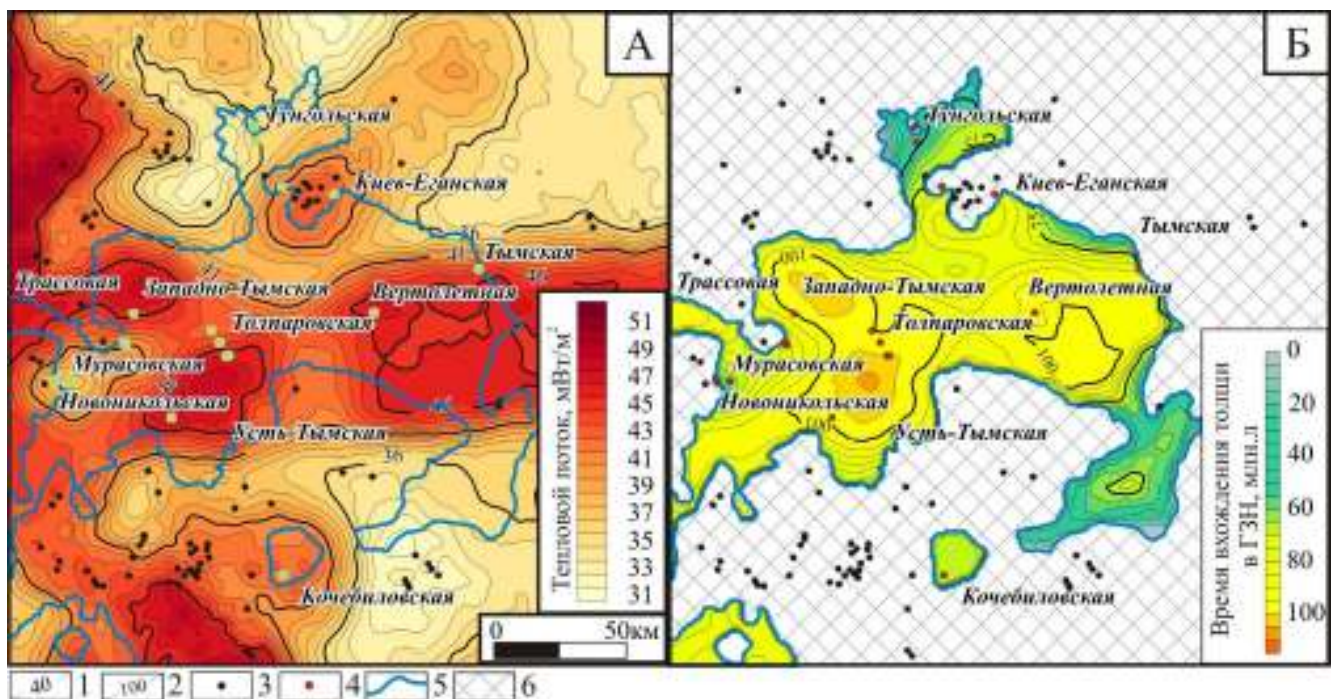


Рисунок 5.4 - Карты теплового потока на границе земной коры и верхней мантии (А) и времени вхождения тогурской свиты в ГЗН ($R_{vt}^0 = 0.65$) в Усть-Тымском очаге (Б).

Условные обозначения: 1 – изолинии, мВт/м²; 2 – изохроны, млн л; 3 – скважины; 4 – скважины, вскрывшие нижнеюрские отложения; 5 – граница распространения тогурской свиты; 6 – зона отсутствия нижнеюрских отложений.

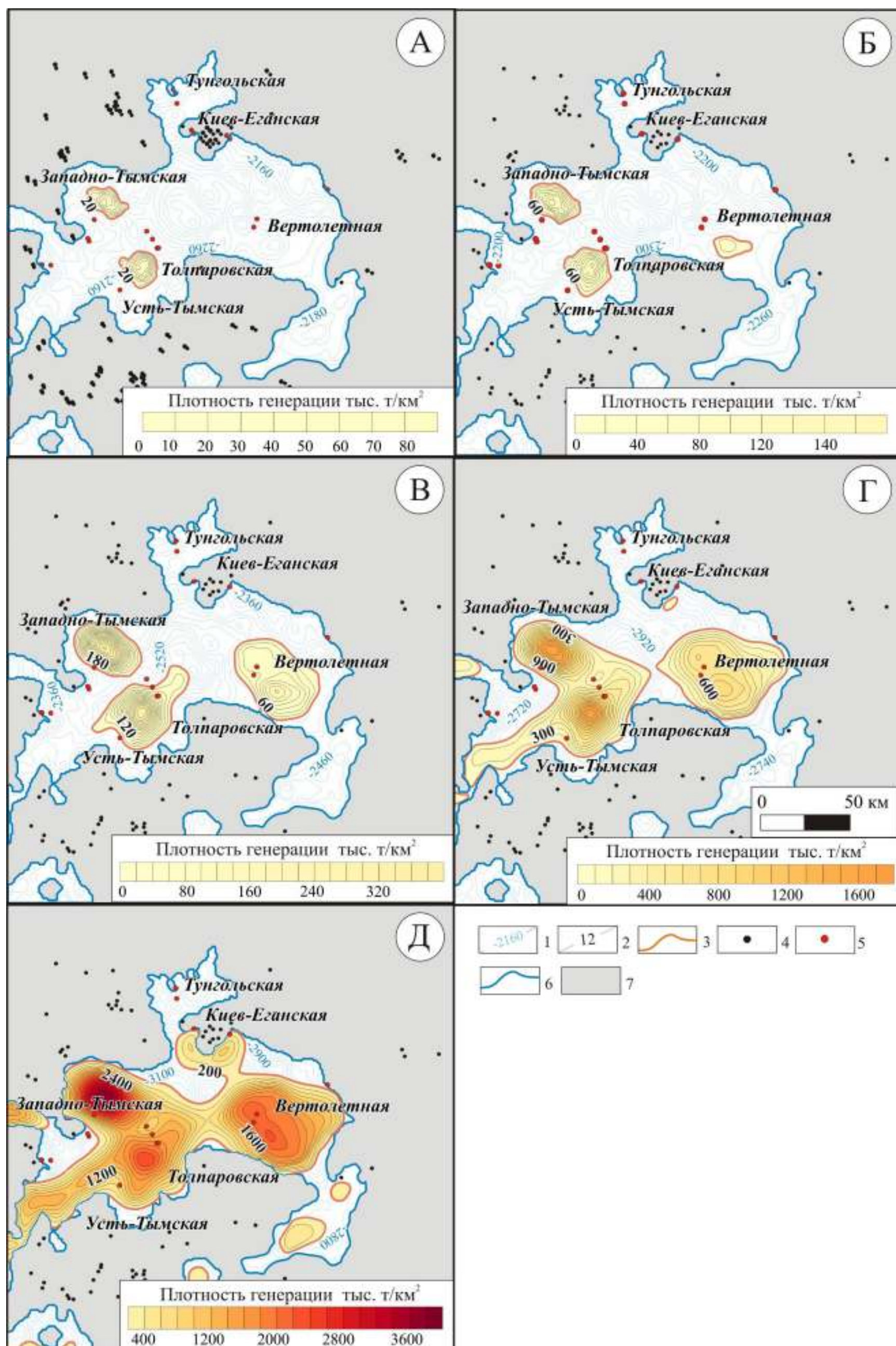
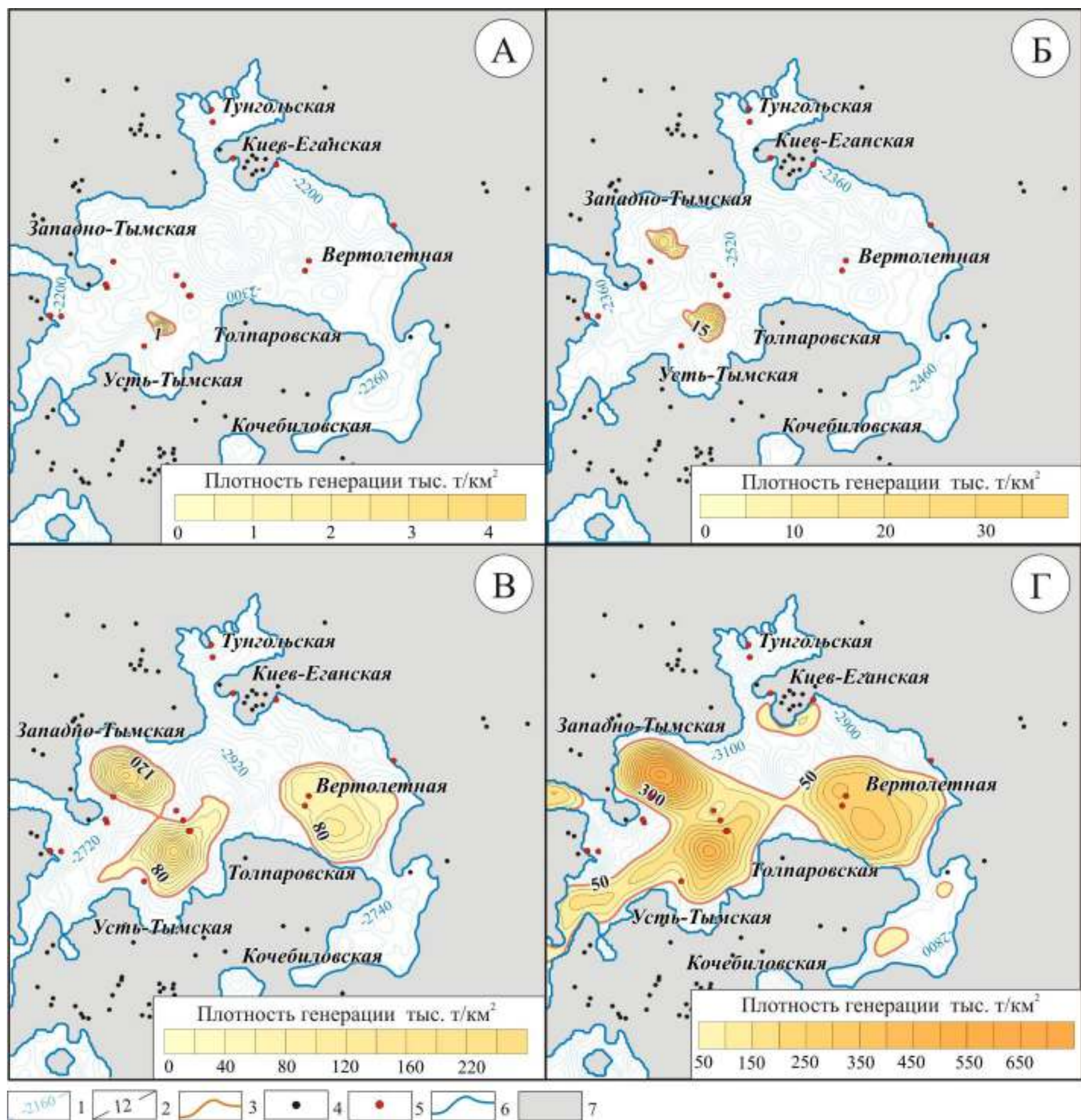


Рисунок 5.5 - Карты кумулятивных масштабов генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для II типа керогена в Усть-Тымском очаге на время формирования свит: А - покурской (93,9 млн лет), Б - кузнецовской (89,8 млн лет), В - ипатовской (83,6 млн лет), Г - талицкой (61,6 млн лет); Д – на настоящее время.

Условные обозначения: 1 – изогипсы; 2 – изолинии, тыс. т/ км²; 3 - граница области генерации; 4-6 - см. на рисунке 45; 7 – выступы доюрского фундамента



Генерация жидких УВ керогеном II типа началась в наиболее погруженных частях в районе Западно-Тымской и Усть-Тымской площадей в верхнем мелу (примерно 110 млн лет, к концу раннего мела, апт-альб) площадь очага нефтеобразования (S_r) составляла 526,6 км², плотность генерации (ρ_r) не превышала 90 тыс. т/км² (Рисунок 5.5 А). Для керогена III типа нефтепроявлений не было.

В туронский век (89,8 млн л назад, на время формирования кузнецовской свиты) площадь очага генерации (S_r) для II типа керогена расширяется до 1000 км² (начинаются процессы генерации в пределах Вертолетной площади), ρ_r нефти увеличивается до 160 тыс. т/км² (Рисунок 5.5 Б). В случае керогена III типа – происходят первые незначительные проявления нефтеобразования на Усть-Тымской площади ($S_r=34$ км², ρ_r не превышает 5 тыс. т/км²) (Рисунок 5.6 А).

К концу позднего мела (83,6 млн л назад, на время формирования ипатовской свиты, сантон) происходит дальнейшее увеличение плотности и расширение площади очага генерации жидких УВ: для керогена II типа $S_r=3241$ км², максимальная $\rho_r=400$ тыс. т/км² (Рисунок 5.5 В), для керогена III типа началась генерация на Западно-Тымской площади, $S_r=283$ км², $\rho_r \leq 40$ тыс. т/км² (Рисунок 5.6 Г).

В раннем палеоцене (61.6 млн лет назад, на момент формирования талицкой свиты, дат-зеланд) процессы генерации стали протекать более активно, для II типа $S_r=7235,4$ км², ρ_r доходила до 1800 тыс. т/км² (на Толпаровской площади) (Рисунок 5.5 Г). Для III типа керогена S_r расширилась до 4156,2 км², ρ_r возросла до 260 тыс. т/км² (Рисунок 5.6 В).

В настоящее время для II типа $S_r = 8903,5$ км², ρ_r достигает 3800 тыс. т/км² с наибольшими значениями на Усть-Тымской, Толпаровской, Западно-Тымской и Вертолетной площадях (Рисунок 5.5 Д). Для III типа S_r увеличилась и составляет 7604 км², ρ_r достигла порядка 700 тыс. т/км² на Западно-Тымской и Усть-Тымской площадях (Рисунок 5.6 Г).

Для тогурской свиты учитывался газ, который образовывался на ранних стадиях мезокатагенеза (см. Рисунок 5.1), а также газ из областей, где тогурские

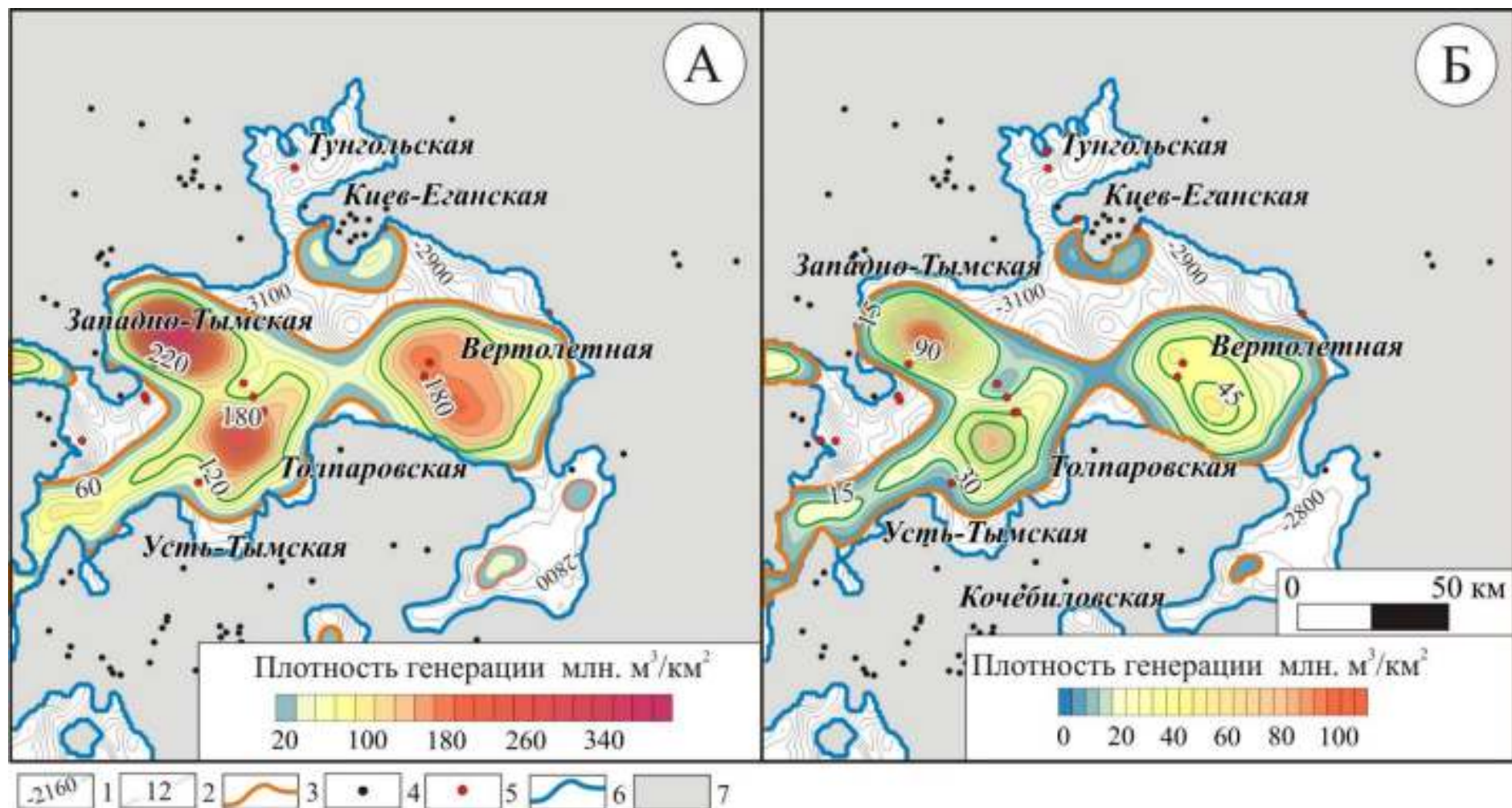


Рисунок 5.7 - Карты современных кумулятивных масштабов генерации газообразных УВ органическим веществом тогурской свиты для II (А) и III (Б) типов керогена в Усть-Тымском очаге.

Условные обозначения: 1 – изогипсы, м; 2 – изолинии, млрд. м³/км²; 3 - 7 – см. на Рисунках 5.5, 5.6.

аргиллиты находятся в зоне генерации нефти и газа. Современные масштабы генерации газообразных УВ определены для II (Рисунок 5.7 А) и III типов керогена (Рисунок 5.7 Б).

Для II типа площадь очага газообразования составляет 8850 км², ρ_g достигает 420 млн м³/км² с наибольшими значениями на Усть-Тымской, Толпаровской, Западно-Тымской и Вертолетной площадях. Для III типа S_g составляет 7500 км², ρ_g достигла порядка 110 млн м³/км² на Западно-Тымской и Усть-Тымской площадях.

Несмотря на активные процессы генерации в случае II и III типов они не захватывают всю площадь распространения нефтематеринской свиты, можно сделать предположение о продолжении тенденции по увеличению площади очагов генерации нефти и газа, а также плотности генерации в будущем [Локтионова и др., 2018б, 2018в].

Для II и III типов керогена были посчитаны объемы жидких УВ, сгенерированных за этап с постоянным временным шагом в 5 млн лет. Динамика процессов генерации во времени показана на диаграммах. Объемы генерации УВ органическим веществом возрастают со временем, предполагается, что наращивание происходит и в наши дни. Для керогена II типа генерация началась примерно 110 млн лет назад (апт-альб) (Рисунок 5.8 А), для III типа – 90 млн лет назад (верхний мел) (Рисунок 5.8 Б). Максимальные объемы сгенерированных жидких УВ приходятся на последние 5 млн лет и составляет 11300 тыс. т (II тип) и 1423 тыс. т (III тип) [Локтионова и др., 2019].

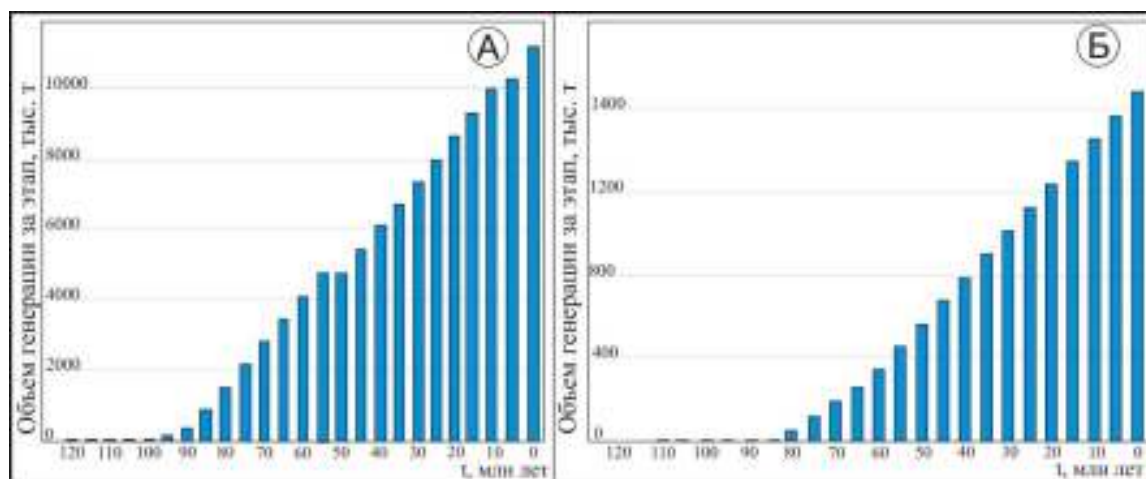


Рисунок 5.8 - Диаграммы генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для керогена II типа (А) и керогена III типа (Б) во времени.

Подводя итоги бассейнового моделирования стоит отметить, что тогурская свита начала входить в главную зону нефтеобразования в позднем мелу, в наиболее погруженных областях начался выход из ГЗН. Генерация жидких УВ для II типа керогена началась примерно 110 млн лет назад, для III - 90 млн лет.

Общие объемы жидких УВ составили 795 млн т для керогена II типа и 173 млн т для III. Общие объемы газообразных УВ составили $970 \cdot 10^3$ млн м³ для керогена II типа и $210 \cdot 10^3$ млн м³ для III. Генерация жидких и газообразных углеводородов все еще не вышла на максимальный уровень.

На основании проведенных исследований был сформулирован **третий научный результат**: По результатам бассейнового моделирования подтверждено, что на юго-востоке Западной Сибири раннетогурская свита является основной нефтепроизводящей формацией в континентальных отложениях юры, с уровнем зрелости органического вещества от начала градации МК₁² до МК₂. Генерация жидких УВ керогеном II типа началась около 110 млн лет, керогеном III типа - 90 млн лет назад, и эти процессы не вышли на максимальный уровень. За время нахождения в ГЗН аквагенным и смешанным ОВ сгенерировано, соответственно, 795 млн т и 173 млн т жидких УВ, что позволяет рассчитывать на формирование нефтяных залежей.

5.2 Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины

Анализ геологического строения геттанг-ааленских отложений показал, что в разрезе выделяются 3 нефтегазоносных подкомплекса, содержащих проницаемые толщи и флюидоупор. В каждом подкомплексе выделены замкнутые положительные структуры как потенциальные ловушки УВ. По результатам бассейнового моделирования нефтематеринские породы находятся в ГЗН, что подтверждает возможность образования залежей УВ. Наличие коллекторов, ловушек и значительных объемов сгенерированных УВ доказывает целесообразность оценки перспектив нефтегазоносности и поиска новых залежей УВ в геттанг-ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины.

Для геттанг-нижнетоарского, тоар-нижнеааленского и верхнеааленского подкомплексов с использованием структурных поверхностей по кровлям подкомплексов и карт эффективных толщин песчаных пластов сделана оценка нефтегазоносности. В качестве коллекторов рассматриваются песчаные пласты Ю₁₆₋₁₇, Ю₁₅, Ю₁₁₋₁₄. Песчаные коллекторы распространены не повсеместно, местами глинизируются. Для оценки перспектив нефтеносности были проанализированы изменения мощности эффективных толщин резервуаров и их распространение по площади.

Геттанг-нижнетоарский нефтегазоносный подкомплекс. Песчаные пласты Ю₁₆₋₁₇ на территории исследования имеют локальное распространение и приурочены к погруженным областям. Величины эффективных толщин Ю₁₆₋₁₇ (Рисунок 5.9 А) изменяются от 0 до 28 м. Максимальные значения эффективной мощности наблюдаются на Западно-Тымской, Мурасовской и Толпаровской площадях. На восток от Вертолетной площади и юго-запад от Толпаровской площади наблюдается замещение песчаных пластов на глинистые разности.

Тоар-нижнеааленский нефтегазоносный подкомплекс. Песчаный пласт Ю₁₅ распространен на большей части территории исследования и отсутствует только на наиболее возвышенных участках, представленных выступами доюрского фундамента. Эффективные мощности пласта (Рисунок 5.9 Б) изменяются от 0 до 46 м. Максимальные значения эффективных толщин приурочены к районам Западно-Тымской, Толпаровской и Усть-Тымской площадей. Эффективные толщины мощностью до 6 м распространены на севере и юге области. На юге происходит литологическое замещение песчаных пластов на глинисто-углистые разности.

Верхнеааленский нефтегазоносный подкомплекс. Песчаные пласты Ю₁₁₋₁₄ распространены практически на всей территории исследования, за исключением участков, представленных в рельефе палеовыступами. Мощность эффективных толщин пластов Ю₁₁₋₁₄ (Рисунок 5.9 В) изменяется от 0 (в районах, приуроченных к склонам поднятий) до 110 м (Западно-Тымская, Новоникольская и Толпаровская площади). В направлении от центральных районов территории в восточном и

южном направлениях происходит литологическое замещение песчаников на глинисто-углистые разности, которые могут служить литологическими экранами. Верхнеааленский подкомплекс представляет наибольший интерес для поиска залежей УВ. На территории исследования песчаный пласт Ю₁₁₋₁₄ был испытан в 18 скважинах.

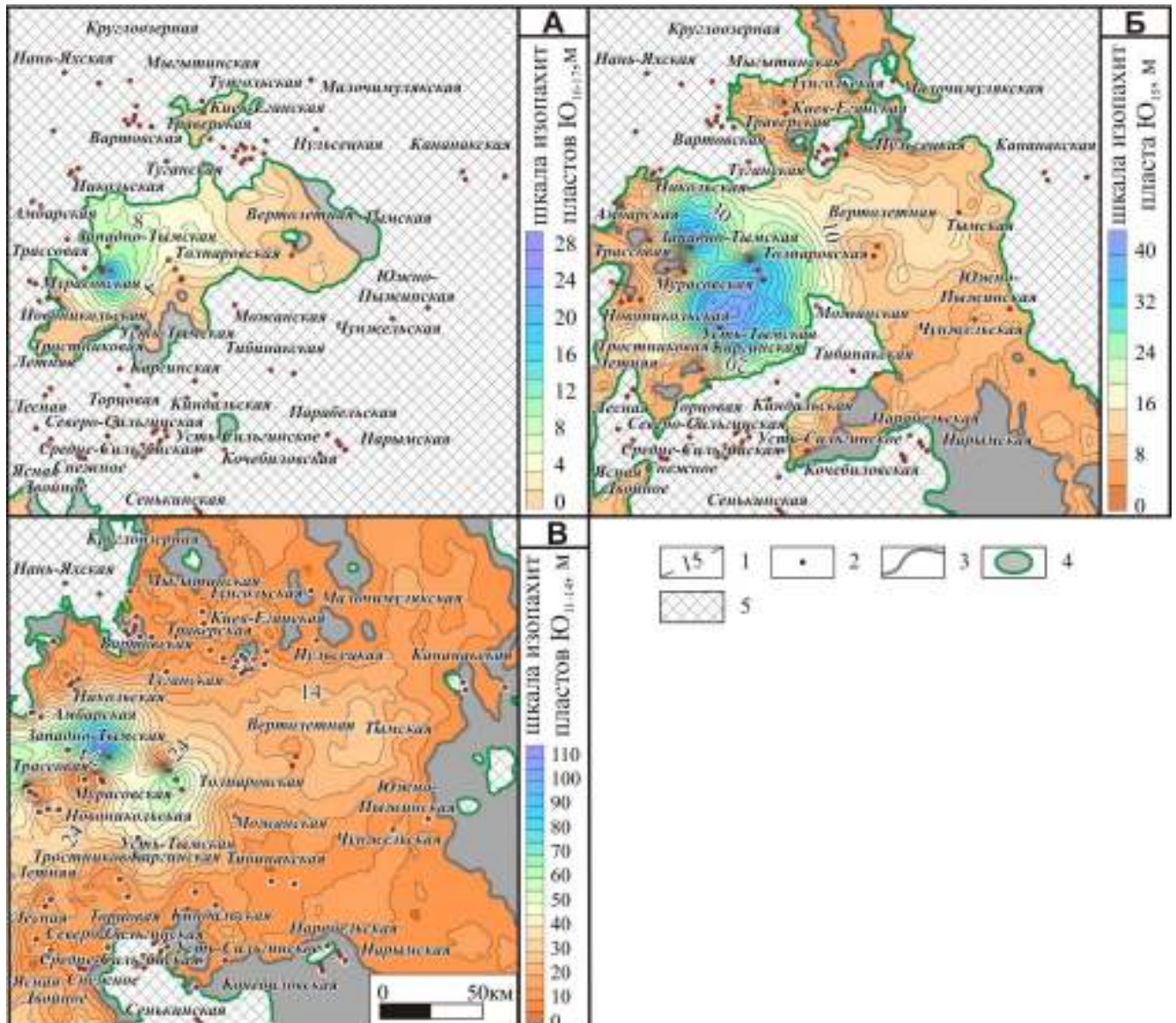


Рисунок 5.9 - Эффективные толщины песчаных пластов: А – Ю₁₆₋₁₇; Б – Ю₁₅; В – Ю₁₁₋₁₄.

Условные обозначения: 1 – изопакиты; 2 – скважины; 3 – граница распространения песчаных пластов; 4 – область распространения урманской, салатской/пешковской свит и нижнетюменской подсвиты; 5 – выходы доюрского фундамента.

Следующим этапом в оценке нефтегазоносности является выделение залежей УВ и перспективных нефтегазоносных объектов. Объект является перспективным при наличии ловушки и эффективных толщин. Объект выделяется как залежь при

наличии притоков УВ в продуктивных пластах скважин, пробуренных в его пределах. К водоносным относятся объекты, где при испытании скважин получен приток воды. Объекты, для которых при испытании скважин применялся испытатель пластов (ИП) и не было получено притока, были также рассмотрены как перспективные, т.к. результаты таких испытаний могут быть неточными.

Для каждого нефтегазоносного подкомплекса построены карты распределения перспективных объектов, на которых показаны масштабы генерации жидких УВ (Рисунок 5.10).

В геттанг-нижнетоарском подкомплексе (Ю₁₆₋₁₇) выделены нефтяная залежь на Толпаровской площади и 5 перспективных нефтегазоносных объектов (Рисунок 5.10 А). В тоар-нижнеааленском подкомплексе (Ю₁₅) выделены 11 перспективных объектов (Рисунок 5.10 Б). В верхнеааленском подкомплексе (Ю₁₁₋₁₄) выделены 2 нефтяные залежи на Толпаровской и Вартовской площадях, 25 перспективных и 3 водоносных объектов (Рисунок 5.10 В).

На геологическом разрезе (А – Б) показаны песчаные пласты Ю₁₇₋₁₁ и разделяющие их углисто-глинистые пачки, на котором видно замещение песчаных пластов на глинистые разности и неравномерность их распространения (Рисунок 5.11).

Всего в геттанг-ааленском комплексе выделено 2 залежи УВ, 33 перспективных нефтегазоносных и 3 водоносных объекта, в ловушках структурного, структурно-тектонического и структурно-литологического типов.

Методом сравнительного геологического анализа [Вассоевич и др., 1970; Конторович, 1970; Белонин и др., 1979; Вассоевич, Соколов, 1980, Буялов и др., 1990] была проведена количественная оценка ресурсов нефти категории D₀ (Таблица 5.1). За эталон были приняты усредненные значения подсчетных параметров залежей УВ геттанг-ааленского комплекса Васюганской (Герасимовское, Солоновское, Урманское и Широтное месторождения) и Каймысовской (Фестивальное месторождение) НГО, стоящих на Государственном балансе запасов ПИ.

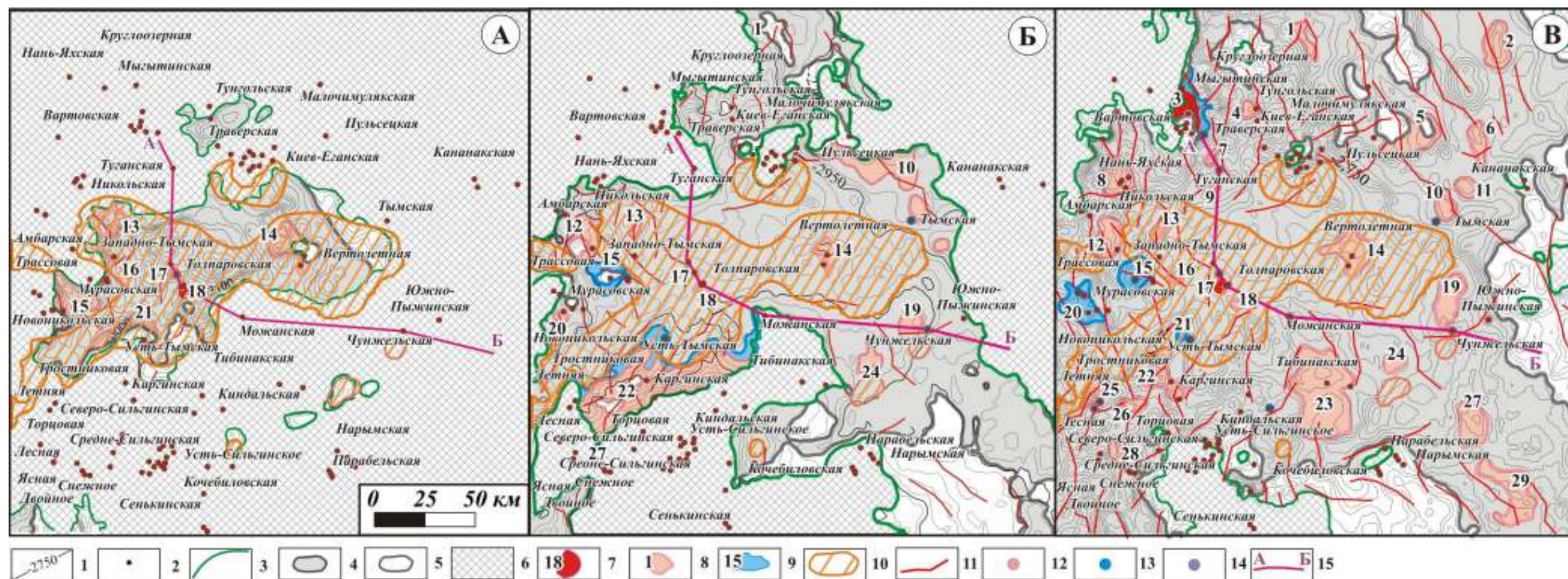


Рисунок 5.10 - Карты распределения перспективных объектов УВ в подкомплексах: А – геттанг-нижнетоарском, Б – тоар-нижнеааленском, В – верхнеааленском.

Условные обозначения: 1 – изогипсы; 2 – скважины; 3 – граница распространения отложений; 4 – зона коллекторов; 5 – зона отсутствия коллекторов; 6 – выступы доюрского фундамента; 7 – залежи УВ; 8 – перспективные объекты; 9 – водоносные объекты; 10 – область генерации УВ; 11 – разрывные нарушения; результаты испытаний: 12 – нефть, 13 – вода, 14 – сухо; 15 – линия геологического разреза.

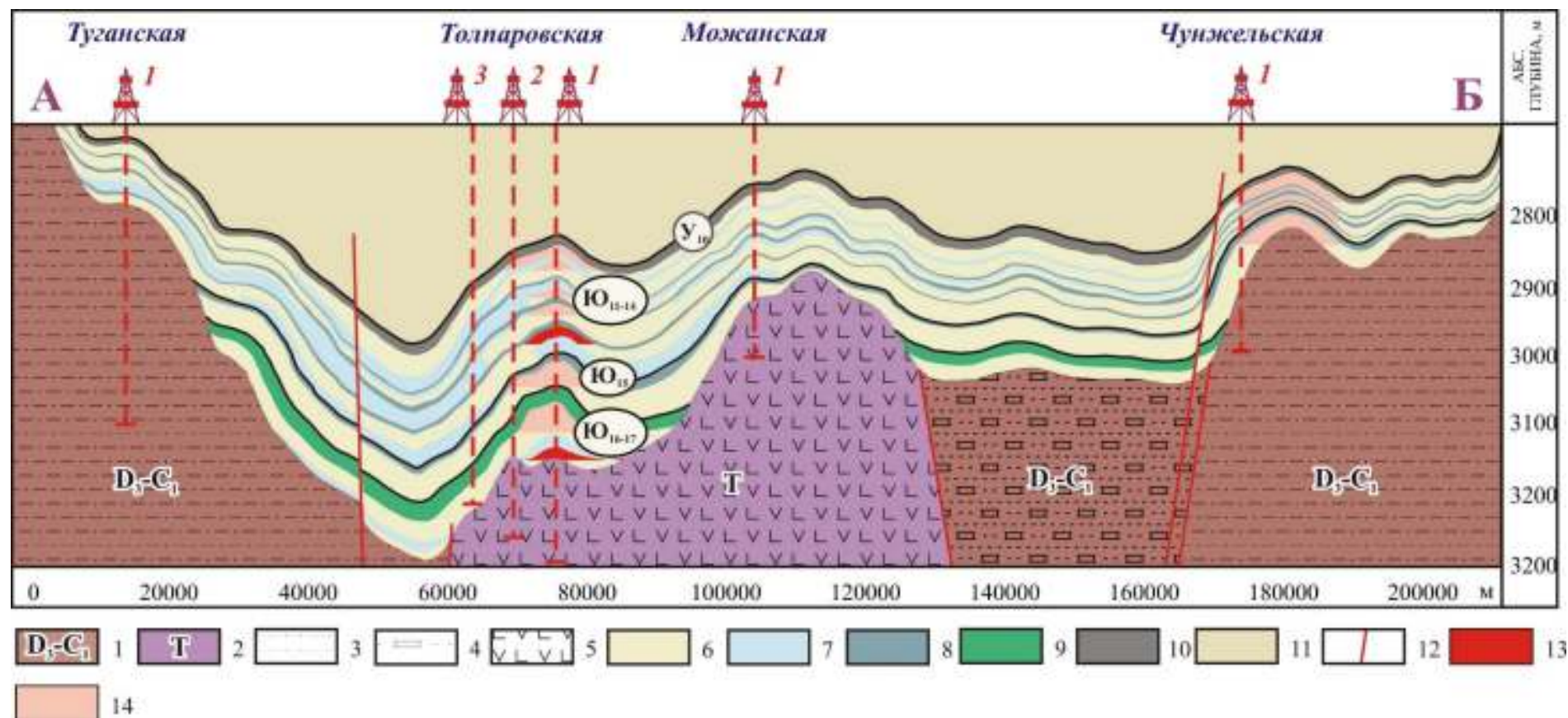


Рисунок 5.11 – Геологический разрез геттанг-ааленских отложений по линии А-Б (положение профиля см. на Рисунке 5.10).

Условные обозначения: 1 - девонская система (верхний отдел) – каменноугольная система (нижний отдел); 2 - триасовая система; 3-глинистые сланцы с известняками; 4- андезиты, андезито-базальты и их туфы, эффузивы основного состава; 5 - переслаивание пород разного состава (вулканогенно-осадочная толща); 6 – песчаные пласты; 7 – глинисто-углистые пачки; 8 – радомская пачка/углисто-глинистая пачка Y_{14} салатской/ пешковской свиты; 9 – тогурская свита; 10 – угольный пласт Y_{10} ; 11 – средняя и верхняя подсвиты тюменской свиты; 12 – разрывные нарушения; 13 – залежь нефти; 14 – перспективный объект.

Таблица 5.1 – Подсчет ресурсов нефти категории D_0 (млн т) для геттанг-ааленского нефтегазоносного комплекса.

Подкомплекс	Геологические ресурсы	Извлекаемые ресурсы	Геологические ресурсы с учетом $K_{усп}$	Извлекаемые ресурсы с учетом $K_{усп}$
Геттанг-нижнетоарский	28,5	6,5	7,1	1,6
Тоар-нижнеааленский	159,7	43,2	16	4,3
Верхнеааленский	461,8	100,3	46,2	10
Суммарные	650	150	~70	~16

Суммарные геологические ресурсы нефти категории D_0 геттанг-ааленского комплекса по оптимистическому прогнозу оцениваются в 650 млн т., суммарные извлекаемые ресурсы – 150 млн т. Для корректности в оценке ресурсов вводится дополнительный параметр – «коэффициент успешности ($K_{усп.}$)», представляющий отношение открытых залежей или месторождений к общему количеству разбуренных перспективных объектов.

Каждая территория характеризуется своим отношением, среднее значение по юго-востоку Западной Сибири составляет порядка 0,3; для менее изученных территорий и интервалов этот показатель ниже [Крылов, Михайлова, 1981], для песчаных пластов $Ю_{11-15}$ – 0,1; для песчаных пластов $Ю_{16-17}$ $K_{усп.}$ имеет более высокое значение (0,25) [Локтионова, Калинина, 2016, 2017; Loktionova, 2018; Локтионова и др., 2018в].

Таким образом, по пессимистичному прогнозу, с учетом $K_{усп}$ успешности суммарные геологические ресурсы нефти категории D_0 геттанг-ааленского комплекса могут составить 70 млн т., суммарные извлекаемые ресурсы – 16 млн т.

5.3 Модели перспективных объектов геттанг-ааленского нефтегазоносного комплекса

Комплексный подход позволил выделить зоны наиболее перспективные для поисков залежей УВ и оценить перспективы нефтегазоносности. Объекты, расположенные в области наиболее вероятной миграции УВ, в пределах которых пробурены скважины и имеются данные БКЗ были выбраны в качестве примеров для отработки методики, включающей структурно-тектонический анализ,

интерпретацию материалов ГИС, бассейновое моделирование и численную инверсию данных БКЗ.

5.3.1 Критерии выделения нефтенасыщенных коллекторов по значениям истинного УЭС

Геттанг-ааленские отложения были испытаны только в 19 скважинах, притоки нефти получены на Толпаровской, Вартовской и Южно-Пыжинской площадях. Проведенные в скважинах промыслово-геофизические исследования были направлены преимущественно на изучения верхнеюрских, меловых и палеозойских отложений, для интервала нижней и средней юры не был определен тип насыщения. Определение типа насыщения коллекторов в неиспытанных интервалах геттанг-ааленского разреза позволит увеличить достоверность выделения объектов наиболее перспективных для открытия в них залежей УВ.

Для оценки свойств пластов-коллекторов (Ю₁₁₋₁₇) в геттанг-ааленском комплексе была проведена интерпретация данных электрического зондирования методом одномерной численной инверсии в программном пакете EMFPro для скважин, расположенных в области наиболее вероятной миграции УВ и вскрывающих ниже-среднеюрские отложения – Толпаровские (№ 1, № 2), Вертолетная (№ 360) и Западно-Тымская (№ 1). В результате интерпретации данных бокового каротажного зондирования были восстановлены значения истинного удельного электрического сопротивления и радиус зоны проникновения, определено сопротивление неизменной части пласта на заданных интервалах глубин для песчаных пластов.

В скв. Толпаровская № 1 при испытании были получены притоки нефти в песчаных пластах Ю₁₆₋₁₇ и Ю₁₁₋₁₄, для испытанных интервалов была построена геоэлектрическая модель терригенных нефтегазовых коллекторов. Проницаемые интервалы, по данным ВИКИЗ, включают зону проникновения, а также окаймляющую зону в нефтеводонасыщенных пластах с подвижной нефтью и водой [Антонов, Жмаев, 1979]. Был выполнен анализ сигналов четырех зондов БКЗ (A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A2.0M0.5N, A4.0M0.5N). В связи с неоднородностью

интервала по вертикали, его большая часть была разбита на пропластки мощностью около 0.5 м, инверсия которых выполнялась попластово.

На рисунке 5.12 приведены результаты численной инверсии в скв. Толпаровская № 1. Рассматриваемый разрез вскрыт скважиной на глинистом буровом растворе с УЭС 2.0 Ом·м. В ходе одномерной инверсии практических данных БКЗ получена реалистичная геоэлектрическая модель терригенного разреза.

В песчаном пласте Ю₁₇ на глубине 3224 - 3240 м (относительные отметки) выделяется нефтенасыщенный коллектор, который перекрывается глинистыми отложениями среднеурманской подсвиты, среднее значение коэффициента пористости (K_p) пласта Ю₁₇ составляет 7 %. В верхней части коллектора (-3200 — -3230 м) выделяются нефтенасыщенные пласты, ниже, на глубинах 3237 — 3240 м, определяются водонасыщенные участки коллектора. На глубине 3225 м выделяется высокоомный пласт, соответствующий угольным отложениям.

В песчаном пласте Ю₁₄ (-3028 - -3034 м) выделяется нефтенасыщенный коллектор (-3028 - -3032 м), который перекрывается заглинизованными отложениями, ниже находится участок коллектора, интерпретируемый как водоносный. Среднее значение K_p пласта Ю₁₄ составляет 12 %.

При интерпретации представленных данных БКЗ в интервалах, из которых были получены притоки нефти, за нефтенасыщенные принимаются песчаные пласты со значением истинного УЭС от 8 Ом·м.

Для сравнения характеристик нефтенасыщенных коллекторов геттанг-ааленского комплекса и верхнеюрских коллекторов в результате одномерной численной инверсии БКЗ была построена геоэлектрическая модель для терригенного коллектора в горизонте Ю₁ в скв. Киев-Еганская № 354 (Рисунок 5.13). Граничным значением истинного УЭС для верхнеюрского нефтенасыщенного коллектора является 11 Ом·м.

В качестве примера водонасыщенного коллектора в работе рассматриваются интервалы песчаных пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ в скв. Мурасовская 21, из которых при испытании были получены притоки воды (Рисунок 5.14).

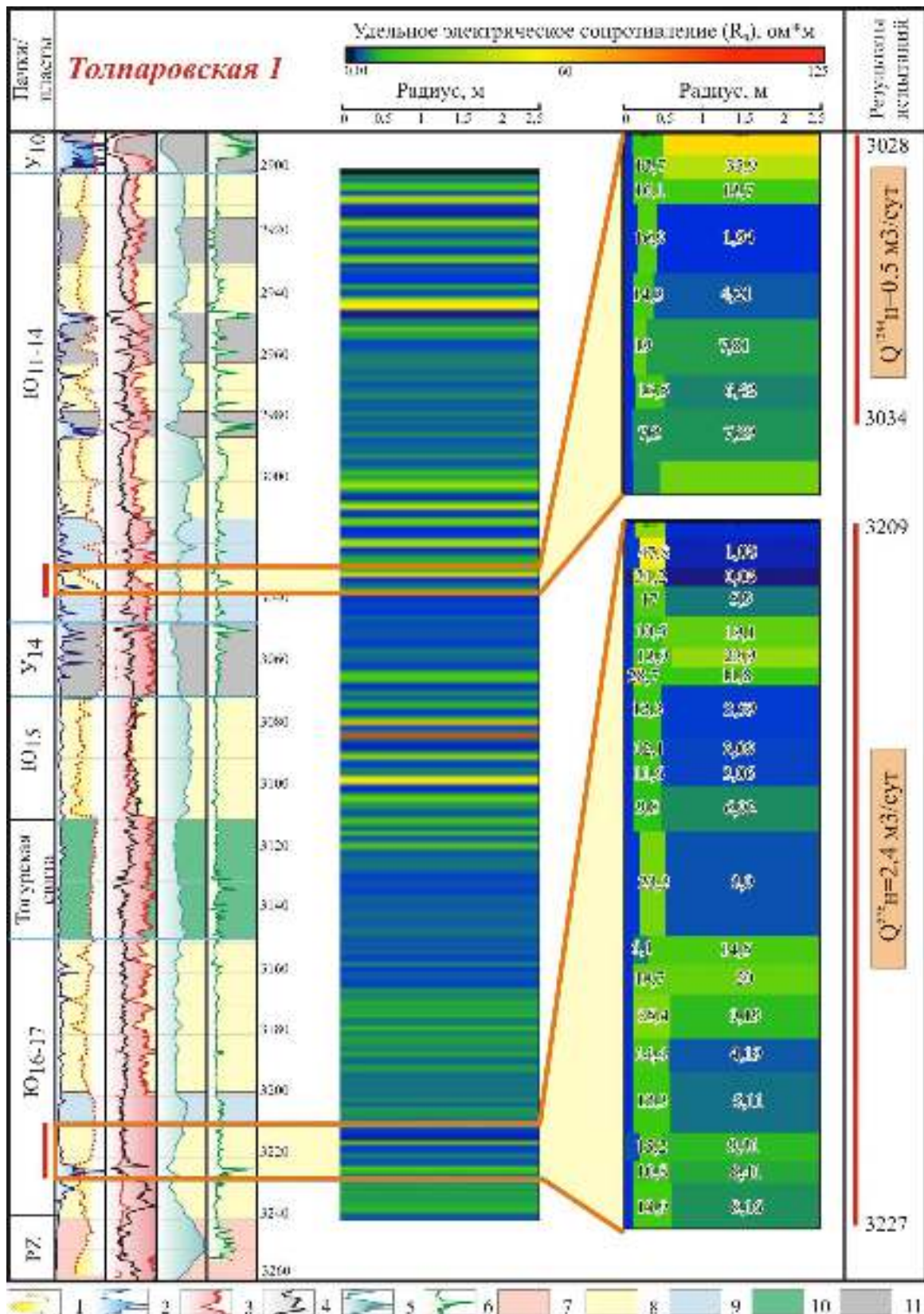


Рисунок 5.12 - Одномерная численная инверсия данных БКЗ в скважине Толпаровская 1.

Условные обозначения: 1 – 6 - каротажные диаграммы: 1 - естественных потенциалов (ПС: 1 – 100 у.е.), 2 – кажущегося удельного сопротивления (КС: 1 – 100*3 Ом*м), 3 – гамма-каротажа (ГК: 1 – 16 мкР/ч), 4 – нейтронного гамма-каротажа (НГК: 1-4 у.е.), 5 – индукционного каротажа (ИК: 1 – 300*2 мСм), 6 – акустического каротажа (АК: 150-500*2 мкс); 7 - палеозойские отложения, 8 – преимущественно песчаные пласты, 9 – глинисто – углистая толща, 10 – тогурская свита, 11 – углисто-глинистая пачка.

По результатам численной инверсии водонасыщенные терригенные коллекторы геттанг-ааленского комплекса характеризуются значениями истинного УЭС порядка 5 Ом·м.

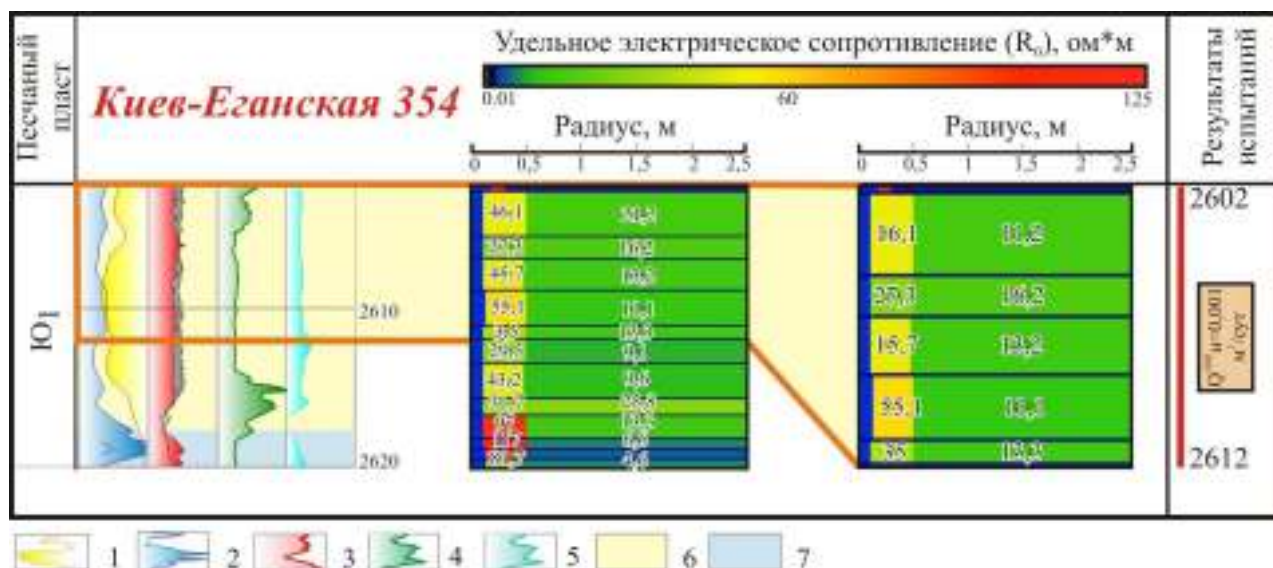


Рисунок 5.13 – Результаты интерпретации данных БКЗ в интервале верхнеюрского нефтенасыщенного терригенного коллектора на основании одномерной численной инверсии в скважине Киев-Еганская 354.

Условные обозначения: 1 – 5 - каротажные диаграммы: 1 - естественных потенциалов (ПС: 1 – 100 у.е.), 2 – кажущегося удельного сопротивления (КС: 1 – 100*3 Ом·м), 3 – гамма-каротажа (ГК: 1 – 16 мкР/ч), 4 – акустического каротажа (АК: 150-500*2 мкс), 5 – индукционного каротажа (ИК: 1 – 300*2 мСм); 6 – преимущественно песчаные пласты, 7 - углисто-глинистая пачка.

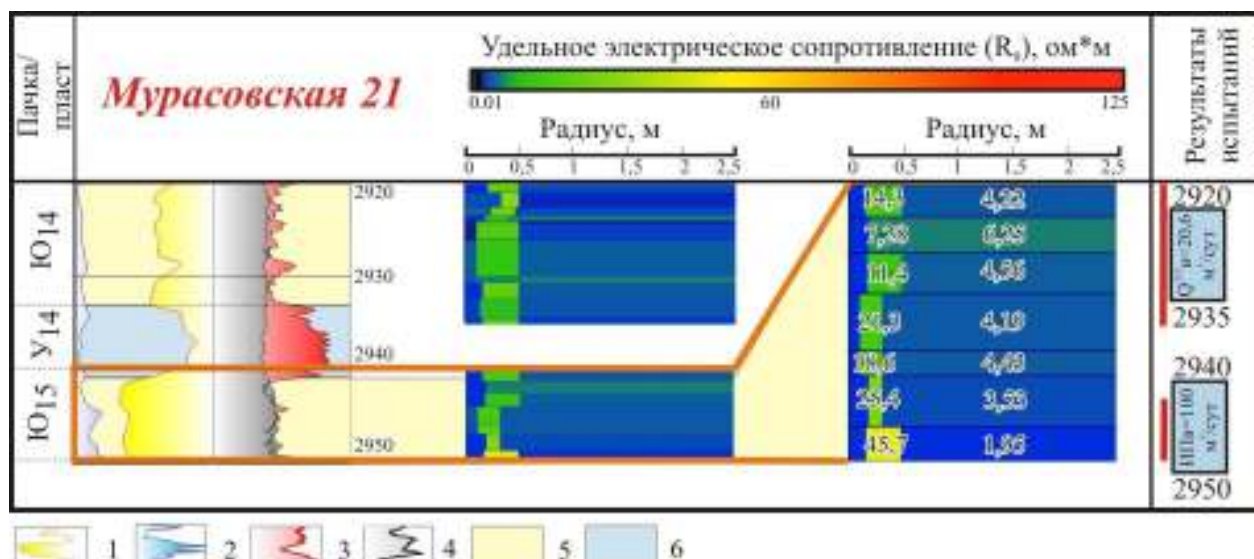


Рисунок 5.14 – Результаты интерпретации данных БКЗ в интервале ниже-среднеюрского водонасыщенного терригенного коллектора на основании одномерной численной инверсии в скважине Мурасовская 21.

Условные обозначения: 1 – 4 - каротажные диаграммы: 1 - естественных потенциалов (ПС: 1 – 100 у.е.), 2 – кажущегося удельного сопротивления (КС: 1 – 100*3 Ом·м), 3 – гамма-каротажа (ГК: 1 – 16 мкР/ч), 4 – нейтронного гамма-каротажа (НГК: 1-4 у.е.); 5 - преимущественно песчаные пласты, 6 – глинисто – углистая толща.

В результате проведенной интерпретации данных БКЗ в испытанных интервалах песчаных пластов геттанг-ааленских отложений установлено, что граничное значение истинного УЭС нефтенасыщенных коллекторов составляет от 8 Ом·м. Полученный критерий был использован для определения типа насыщения в неиспытанных интервалах в скважинах Вертолетная № 360 и Западно-Тымская № 1, а также в скважине Толпаровская № 2, в которой тип насыщения по результатам ИП был определен как «сухо».

Результаты интерпретации данных БКЗ позволили уточнить характер насыщения коллекторов, для пластов Ю₁₁₋₁₇ ниже-среднеюрских отложений – к нефтенасыщенным относятся коллекторы с истинным УЭС более 8 Ом.

Таким образом, в геттанг-ааленских отложениях, попадающих в область наиболее вероятной миграции УВ из тогурской свиты, выделяются нефтенасыщенные коллекторы, что также подтверждает перспективность Усть-Тымской мегавпадины для поисков залежей нефти.

5.3.2 Модели нефтегазоперспективных объектов

В качестве первоочередных объектов для поиска залежей нефти выбраны объекты на Толпаровской, Западно-Тымской и Вертолетной площадях, расположенных в прибортовых частях Усть-Тымской мегавпадины. Для объектов построены детальные модели геологического строения геттанг-ааленского комплекса, пластовые модели, осуществлен прогноз нефтегазоносности.

Толпаровская площадь расположена в юго-западной части отрицательной структуры II порядка - Неготской впадины, осложняющей Усть-Тымскую мегавпадину, в Усть-Тымском НГР, в Тымском СФР.

Для детального картирования была проинтерпретирована плотная сеть сейсмических профилей МОГТ-2D, в пределах площади пробурено 4 скважины, что позволило выделить структуры на более детальном уровне.

На временном сейсмическом разрезе, проходящем через Толпаровскую площадь, геттанг-ааленский комплекс контролируется отражающими горизонтами Φ_2 (кровля доюрского основания) и I^a (угольный пласт U_{10}) (Рисунок 5.15). Горизонт I^a является достаточно надежным сейсмическим репером. Внутри

геттанг-ааленского комплекса выделяются менее надежный сейсмический репер Γ^{tg} (тогурская свита) и дополнительный горизонт Γ^{urm} (среднеурманская подсвита), который выделяется только в зонах увеличенных толщин геттанг-нижнетоарского подкомплекса [Конторович В.А. и др., 2017, 2018].

Отложения геттанг-ааленского комплекса распространены на всей Толпаровской площади, вскрыты скважинами № 1, № 2, № 3 и № 4, мощность его изменяется от 290 до 330 м, глубины залегания - от 3300 до 2900 м.

Нижняя подсвита урманской свиты (мощность от 22 до 25 м), содержащая песчаный пласт Ю₁₇, и перекрывающая ее глинистая среднеурманская подсвита (мощность 10 – 18 м) вскрыты в скв. № 1 и № 4, выклиниваются в северо-западном направлении и отсутствуют в разрезах скв. № 2 и № 3 (Рисунок 5.16).

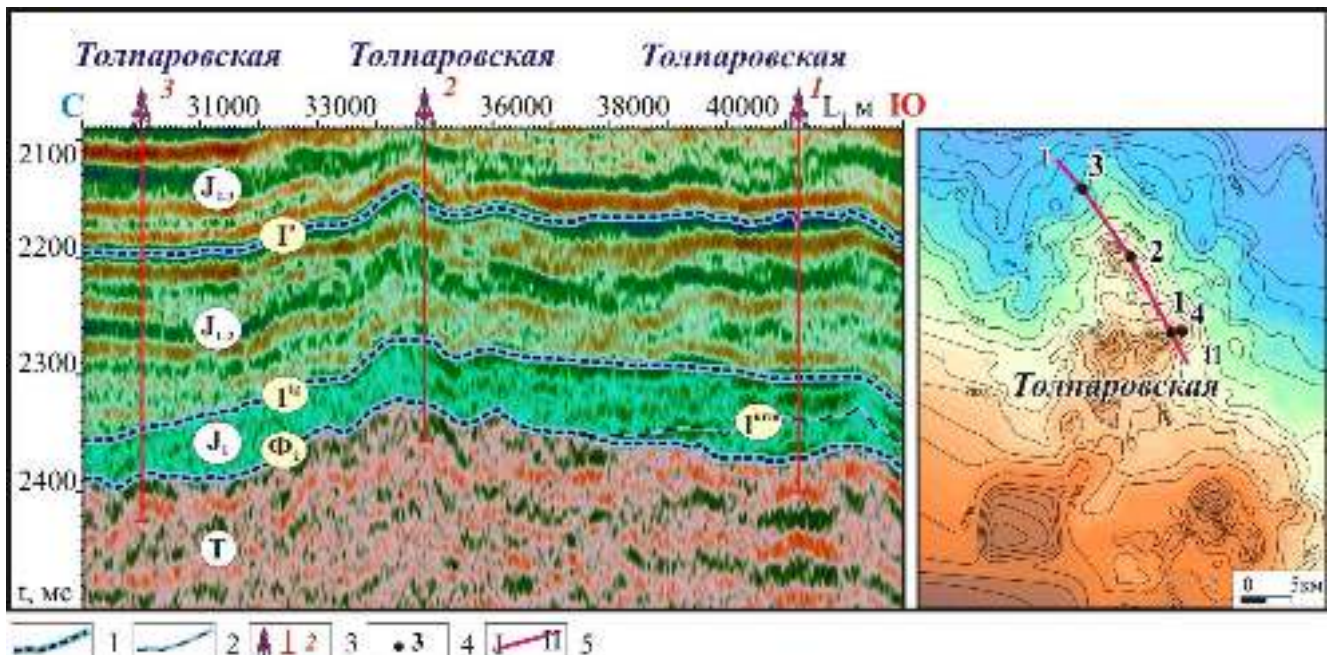


Рисунок 5.15 – Фрагмент временного разреза, пересекающего Толпаровскую площадь.

Условные обозначения: 1 – основной отражающий горизонт; 2 – дополнительный горизонт; 3, 4 – скважины; 5 - профиль МОГТ по которому проходит линия временного разреза.

Верхняя подсвита урманской свиты (содержит песчаный пласт Ю₁₆) представлена во всех скважинах, мощность составляет 34 – 48 м, в скв. № 3 песчаный пласт характеризуется низкими коллекторскими свойствами и сильно заглинизирован. Тогурская свита присутствуют в разрезе всех скважин, мощность изменяется от 28 до 40 м [Конторович В.А. и др., 2018].

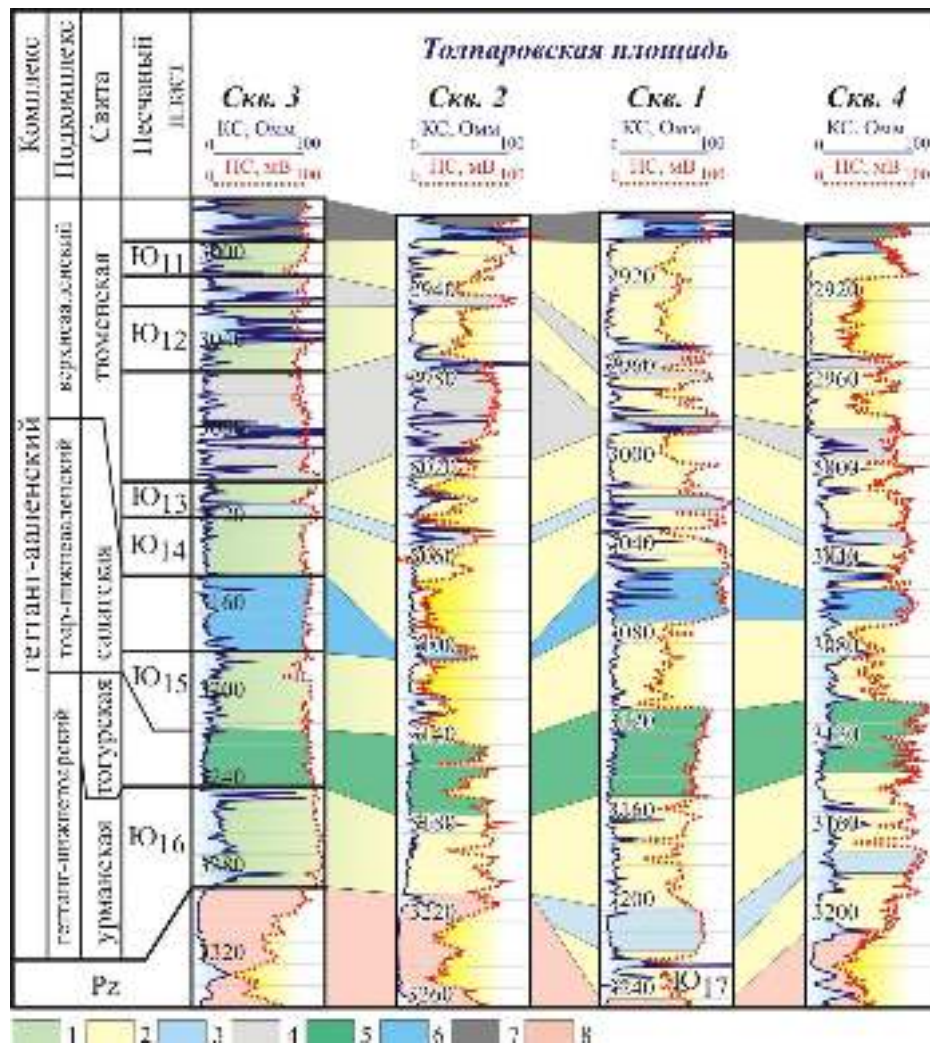


Рисунок 5.16 – Корреляционная схема геттанг-ааленских отложений Толпаровской площади.

Условные обозначения: 1 – песчано-алевритистые пласты; 2 - преимущественно песчаные пласты; 3 – глинистые пласты; 4 – углисто-глинистые пласты; 5 – тогурская свита; 6 – радомская пачка салатской свиты; 7 – угольный пласт Y_{10} ; 8 – палеозойские отложения.

Нижняя подсвита салатской свиты представлена преимущественно песчаниками (содержит песчаный пласт Y_{15}), хорошо выраженными на диаграммах ПС, в скв. № 3 замещаются на глинистые разности, мощность 30 – 40 м. Радомская пачка представлена преимущественно глинами, в скв. № 2 имеет пониженную мощность 6 м, в других скважинах до 25 м.

Нижнетюменская подсвита характеризуется чередованием в разрезе песчаных пластов Y_{11-14} с глинисто-углистыми и углисто-глинистыми пачками, в кровле залегает угольный пласт Y_{10} (10 - 22 м), мощность подсвиты составляет 140 - 170 м. Песчаные пласты в скв. № 3 заглинизованы, в скв. № 2 и № 3 отмечается повышенная мощность углисто-глинистой пачки (42 – 50 м), разделяющая пласты Y_{13} и Y_{12} (см. Рисунок 5.16).

Тогурская свита является основной нефтепроизводящей формацией в геттанг-ааленских отложениях, ранее для нее были определены время и масштабы генерации (см. раздел 5.1). На Толпаровской площади тогурская свита достигла конца ГЗН (Рисунок 5.17), масштабы генерации для II (в среднем 2000 тыс. т/км²) и III (в среднем 400 тыс. т/км²) типов керогена имеют высокие показатели, что указывает на возможность образования здесь залежей УВ. Для скв. Толпаровская № 2 было проведено одномерное моделирование.

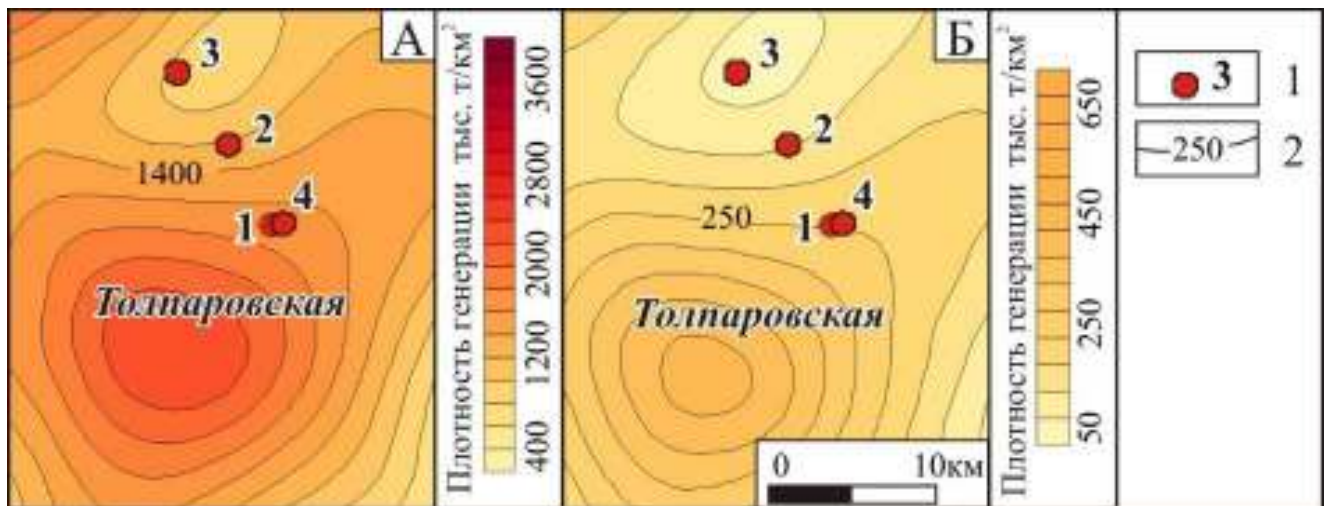


Рисунок 5.17 – Фрагменты карт кумулятивных масштабов генерации жидких УВ для керогена II (А) и III (Б) типов.

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – изолинии тыс. т/км².

Толпаровское ЛП, в пределах которого пробурены скв. № 1 и № 4, в структурном плане кровли геттанг-нижнетоарского подкомплекса оконтурено на глубине 3110 м, площадь поднятия 9,5 км², амплитуда 37 м, ЛП вытянуто в северо-восточном направлении, его осложняют 3 купола (Рисунок 5.18 А). В структурном плане кровли тоар-нижнеааленского подкомплекса поднятие оконтурено на глубине 2990 м, площадь 9,8 км², амплитуда 30 м, ЛП вытянуто в северо-восточном направлении, его осложняют 4 купола (Рисунок 5.18 Б). В рельефе кровли верхнеааленского подкомплекса поднятие оконтурено на глубине 2830 м, площадь поднятия 13,5 км², амплитуда 20 м, ЛП вытянуто в северо-восточном направлении, его осложняют 4 купола (Рисунок 5.18 В).

Северо-Толпаровское ЛП, на склоне которого пробурена скв. № 2, в структурном плане кровли геттанг-нижнетоарского подкомплекса оконтурено на

глубине 3150 м ($S = 7,6 \text{ км}^2$, $A = 40 \text{ м}$), ЛП имеет изометричную форму (Рисунок 5.18 А). В структурном плане кровли тоар-нижнеааленского подкомплекса ЛП вытянуто в северо-западном направлении ($H = - 3040 \text{ м}$, $S = 4,3 \text{ км}^2$, $A = 20 \text{ м}$) (см. Рисунок 5.18 Б). В рельефе кровли верхнеааленского подкомплекса ЛП имеет меньшую площадь, вытянуто в северо-западном направлении ($H = - 2850 \text{ м}$, $S = 3 \text{ км}^2$, $A = 15 \text{ м}$) (см. Рисунок 5.18 В).

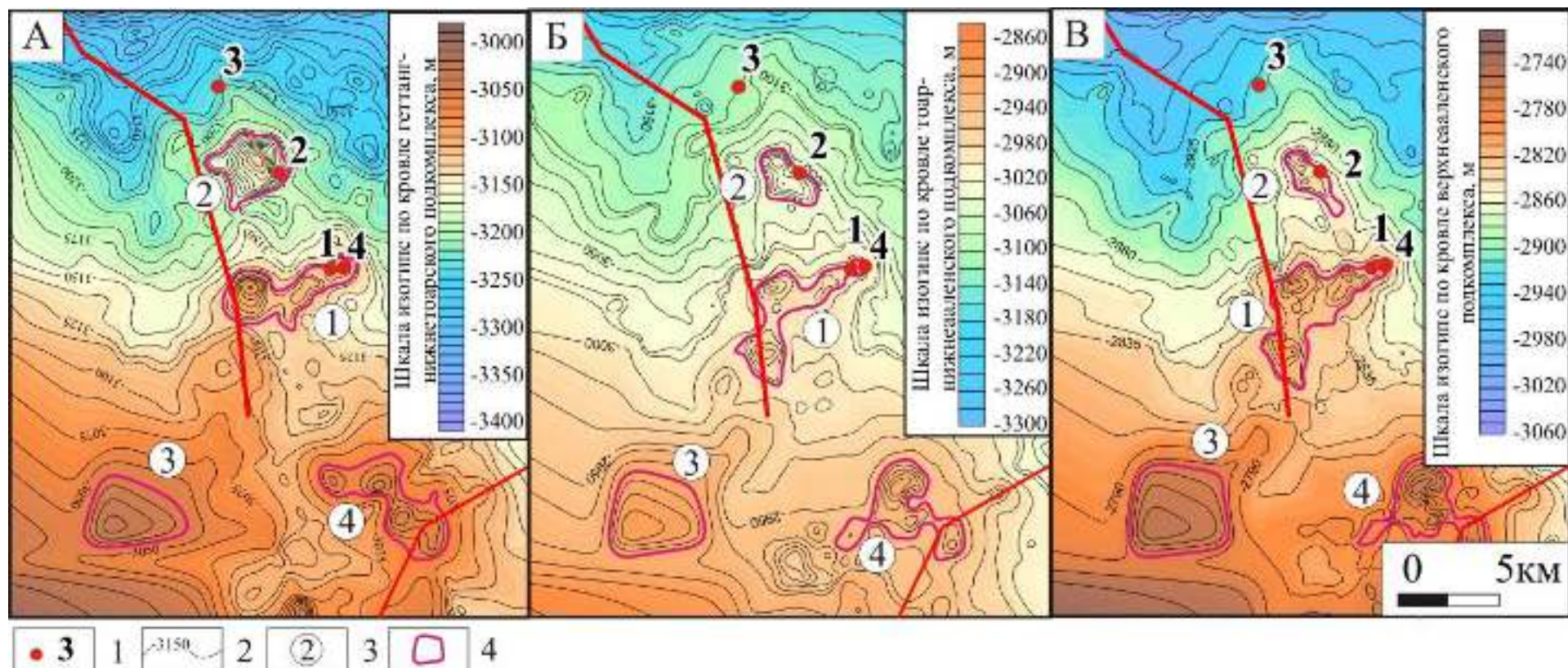
Южно-Тымское ЛП во всех структурных планах имеет изометричную форму. В рельефе кровли геттанг-нижнетоарского подкомплекса оконтурено на уровне - 3040 м, $S = 10,9 \text{ км}^2$, $A = 15 \text{ м}$ (см. Рисунок 5.18 А), в рельефе кровли тоар-нижнеааленского подкомплекса оконтурено на глубине 2920 м, $S = 13,9 \text{ км}^2$, $A = 15 \text{ м}$ (см. Рисунок 5.18 Б), в рельефе кровли верхнеааленского подкомплекса ЛП оконтурено изогипсой - 2775 м, $S = 16 \text{ км}^2$, $A = 15 \text{ м}$ (см. Рисунок 5.18 В).

Нижнетымское ЛП во всех структурных планах имеет близкую к изометричной форму. В рельефе кровли геттанг-нижнетоарского подкомплекса оконтурено на уровне - 3065 м, $S = 11,7 \text{ км}^2$, $A = 20 \text{ м}$ (см. Рисунок 5.18 А), в рельефе кровли тоар-нижнеааленского подкомплекса замкнуто на глубине 2940 м, $S = 10,4 \text{ км}^2$, $A = 20 \text{ м}$ (см. Рисунок 5.18 Б), в рельефе кровли верхнеааленского подкомплекса ЛП оконтурено изогипсой - 2785 м, $S = 10,2 \text{ км}^2$, $A = 20 \text{ м}$ (см. Рисунок 5.18 В).

Для выделения залежей УВ и перспективных нефтегазоносных объектов на Толпаровской площади учитывались распределения эффективных толщин по подкомплексам, полученным в разделе 5.2 (см. Рисунок 5.9).

Песчаные пласты Ю₁₆₋₁₇ имеют мощность от 0 до 12 м, распространены не повсеместно, на юге песчаники глинизируются (Рисунок 5.19 А). Песчаный пласт Ю₁₅ распространен на всей Толпаровской площади, мощность изменяется от 14 (в районе скв. № 3) до 42 м (на юго-западе от скв. № 1) (Рисунок 5.19 Б).

Песчаные пласты Ю₁₁₋₁₄ распространены повсеместно, мощность изменяется от 10 до 70 м, в пределах скв. № 1, 2, 3 и 4 Толпаровской площади составляют в среднем 60 м (Рисунок 5.19 В).



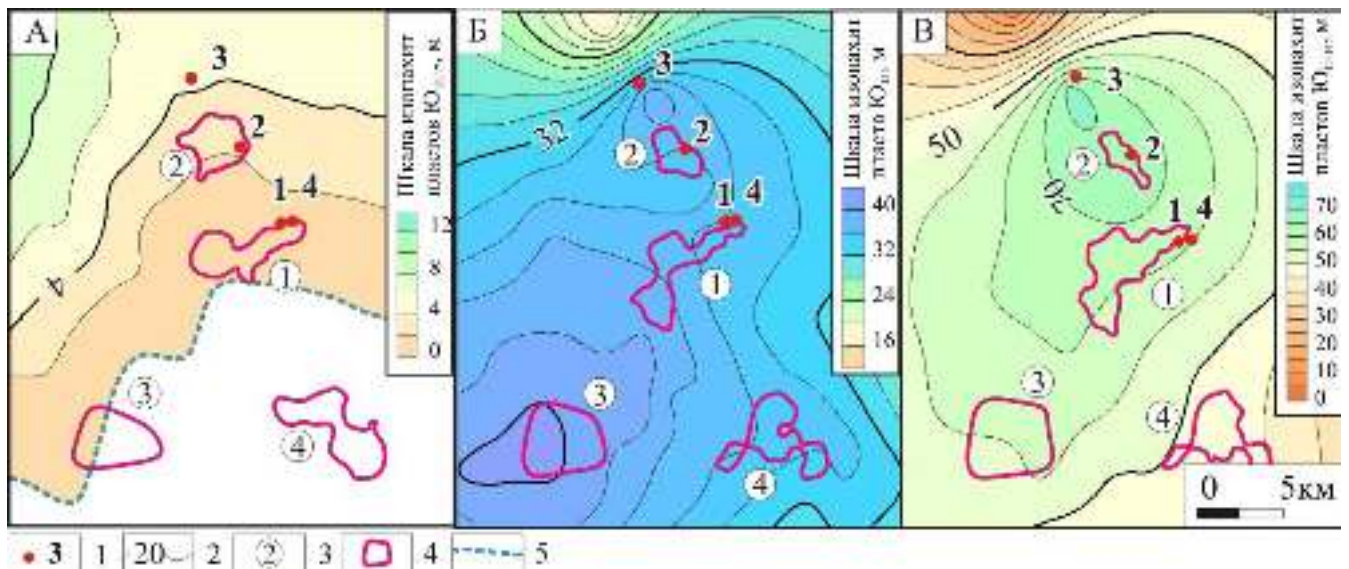


Рисунок 5.19 – Фрагменты карт эффективных толщин: А - геттанг-нижнетоарского подкомплекса, Б – тоар-нижнеааленского подкомплекса; В – верхнеааленского подкомплекса.

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – изопахиты; 3 – номера ЛП: 1 – Толпаровское, 2 – Северо-Толпаровское, 3 – Южно-Тымское, 4 – Нижнетымское; 4 - контуры ЛП; 5 – граница зона распространения песчаных пластов.

Для построения карт распределения нефтегазоперспективных объектов на Толпаровской площади использовались структурные карты по кровлям резервуаров, карты эффективных толщин, результаты испытаний в скважинах. На Толпаровской площади притоки нефти были получены только в скв. № 1 в интервалах песчаных пластов Ю₁₇ и Ю₁₄, в скв. № 2 при испытании пластов Ю₁₆ и Ю₁₃ методом ИП притока не получено. Для определения типа насыщения в неиспытанных интервалах геттанг-ааленских отложений в скв. № 1 и № 2 (также для интервалов с результатом «сухо») был использован полученный критерий по значениям истинного УЭС - граничное значение истинного УЭС нефтенасыщенных коллекторов составляет от 8 Ом·м. По результатам интерпретации данных БКЗ в скв. № 1 и № 2 выделены нефтенасыщенные интервалы (Рисунок 5.20).

В разрезе скв. Толпаровская № 1 к нефтенасыщенным можно отнести следующие интервалы: в испытанных песчаных пластах Ю₁₇ (на глубине 3212 -3240 м) и Ю₁₄ (-3028 - -3032 м) (см. Рисунок 5.12); в неиспытанных песчаных пластах Ю₁₆ (- 3150 - -3190 м), Ю₁₅ (-3100 - -3106 м), Ю₁₁₋₁₃ (-2950 - -3006 м; -2945 - -2960 м; -2904 - -2918 м) (см. Рисунок 5.20).

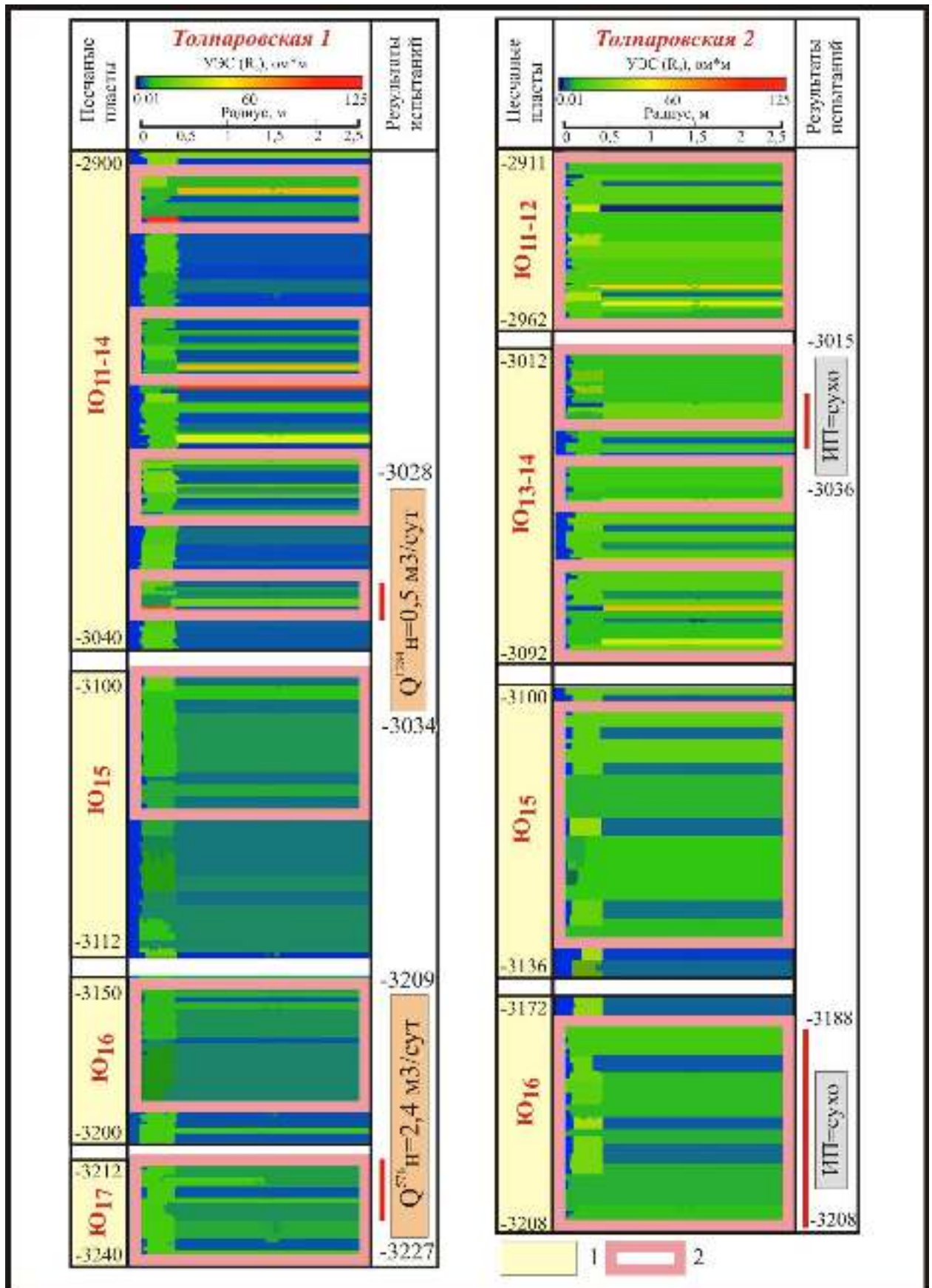


Рисунок 5.20 – Результаты интерпретации данных БКЗ в коллекторах геттанг-ааленских отложений на основании одномерной численной инверсии в скв. Толпаровские № 1 и № 2.

Условные обозначения: 1 - преимущественно песчаные пласты; 2 – нефтенасыщенный коллектор.

В скв. Толпаровская № 2 в песчаном пласте Ю₁₆ выделяется нефтенасыщенный коллектор на глубине 3170 - 3208 м, перекрывается глинистыми отложениями тогурской свиты. В песчаном пласте Ю₁₅ к нефтенасыщенным относится интервал (-3115 - -3128 м), которые чередуются с заглинизованными участками пласта. В песчаных пластах Ю₁₁₋₁₄ выделяется 4 нефтенасыщенных интервала (-3066 - -3092 м; -3042 – -3056 м; -3012 - -3035 м; -2911 - -2962 м), чередующихся с углисто-глинистыми пачками (см. Рисунок 5.20).

По результатам интерпретации данных БКЗ и с учетом полученных в скв. 1 притоков нефти *Толпаровскую* многопластовую ловушку можно рассматривать как продуктивную во всем интервале геттанг-ааленских отложений, в геттанг-ааленском комплексе ловушка структурная тектонически экранированная (Рисунок 5.21, 5.22). С учетом $K_{усп}$ геологические ресурсы нефти категории D₀ Толпаровской ловушки составили 5,2 млн т, извлекаемые ресурсы – 1,2 млн т.

Северо-Толпаровская структурная ловушка рассматривается как объект с предполагаемой нефтенасыщенностью многопластового типа, залежи нефти могут быть открыты в песчаных пластах Ю₁₁₋₁₆ (см. Рисунок 5.21, 5.22). С учетом $K_{усп}$ геологические ресурсы нефти категории D₀ Северо - Толпаровской ловушки могут составить 1,5 млн т, извлекаемые ресурсы – 0,4 млн т.

Южно-Тымская структурная ловушка рассматривается как перспективный объект многопластового типа, залежи нефти могут быть открыты в песчаных пластах Ю₁₁₋₁₅ (см. Рисунок 5.21). С учетом $K_{усп}$ геологические ресурсы нефти категории D₀ Южно-Тымской ловушки могут составить 5,5 млн т, извлекаемые ресурсы – 1,3 млн т.

Нижнетымская структурная ловушка рассматривается как перспективный объект многопластового типа, залежи нефти могут быть открыты в песчаных пластах Ю₁₁₋₁₅ (см. Рисунок 5.21). С учетом $K_{усп}$ геологические ресурсы нефти категории D₀ Нижнетымской ловушки могут составить 3,2 млн т, извлекаемые ресурсы – 0,8 млн т.

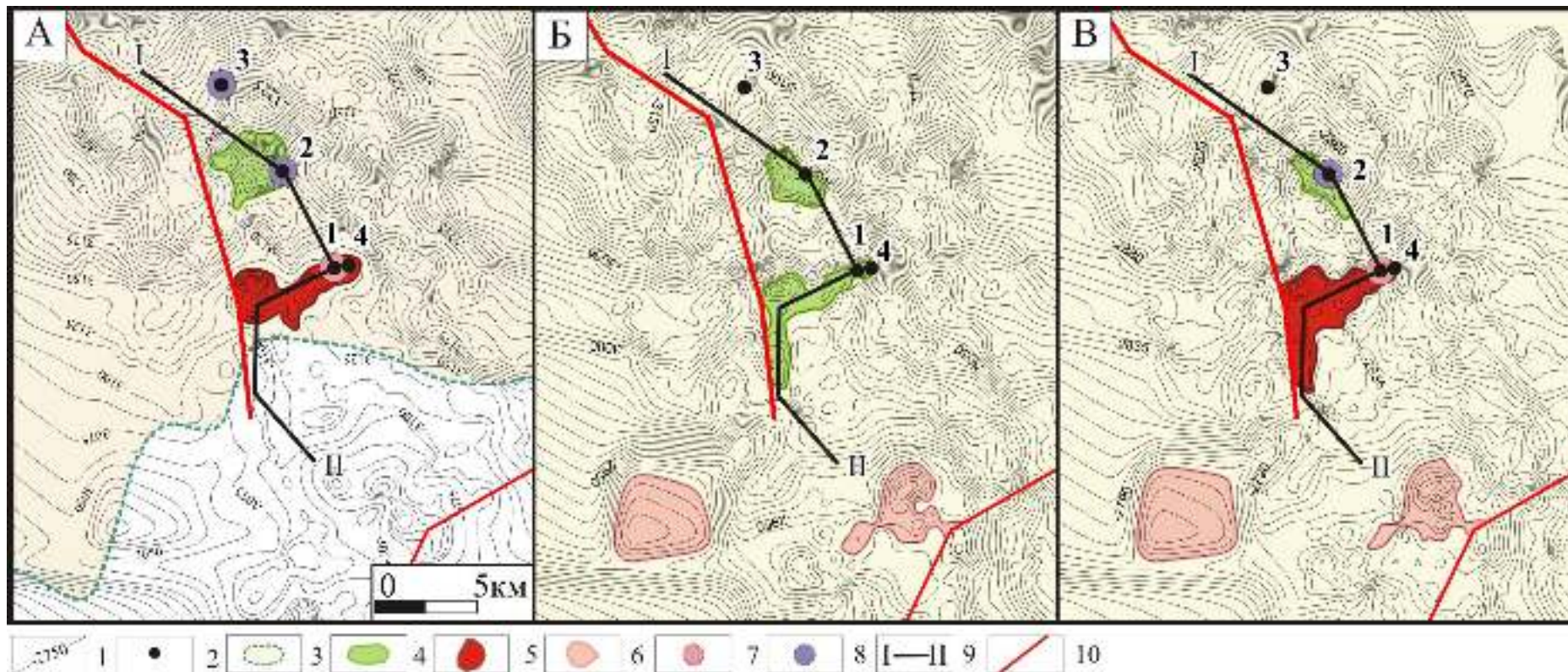


Рисунок 5.21 - Карты распределения перспективных объектов УВ в подкомплексах на Толпаровской площади: А – геттанг-нижнетоарском, Б – тоар-нижнеааленском, В – верхнеааленском.

Условные обозначения: 1 – изогипсы; 2 – скважины; 3 – зона распространения коллекторов; 4 – объекты с предполагаемой нефтенасыщенностью; 5 – залежи УВ; 6 – перспективные объекты; результаты испытаний: 7 – нефть, 8 – сухо; 9 – линия геологического разреза; 10 – разломы.

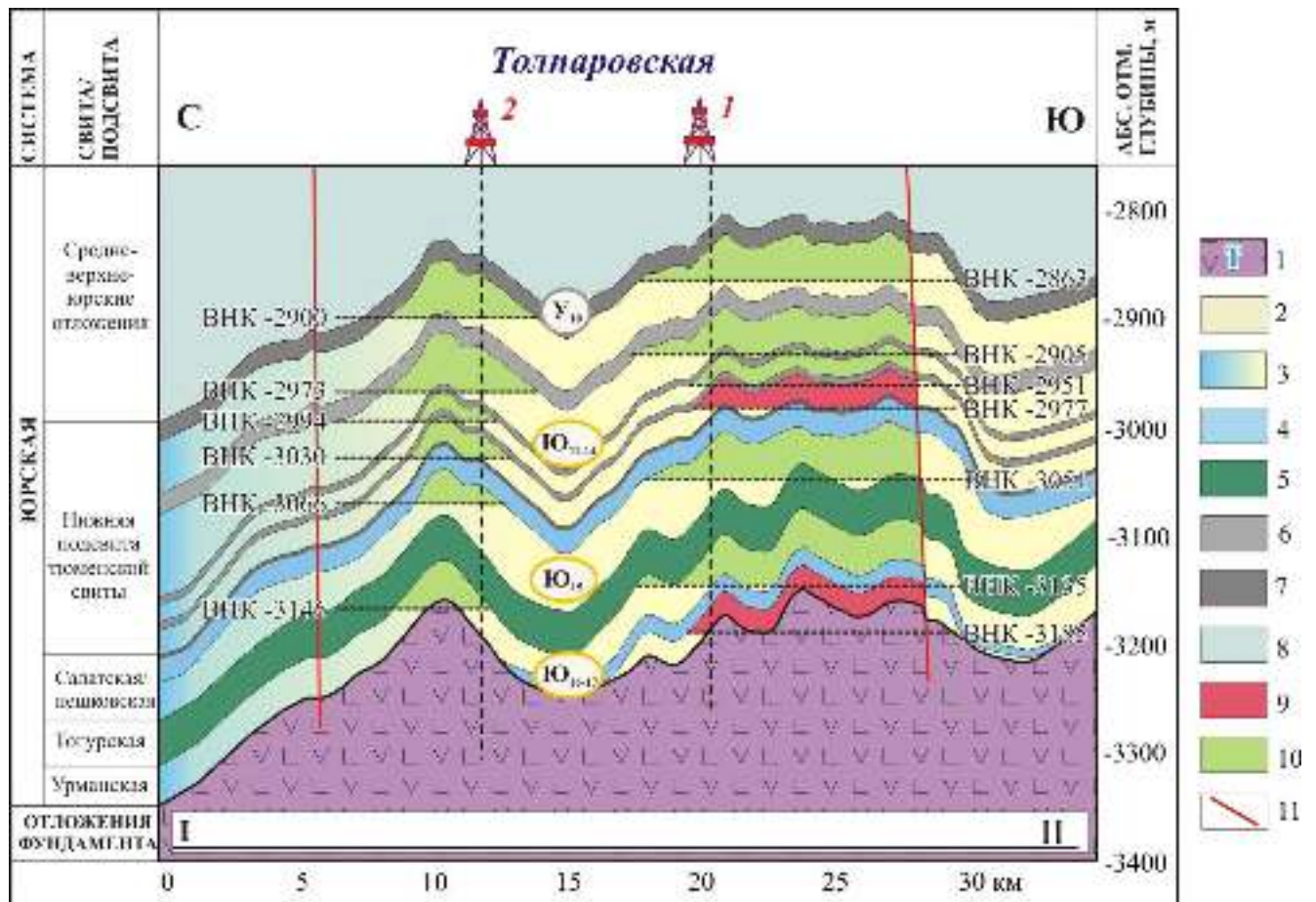


Рисунок 5.22 - Геологический разрез геттанг-ааленских отложений на Толпаровской площади по линии I-II (см. Рисунок 5.21).

Условные обозначения: 1 - триасовая система; 2 – песчаники; 3 – заглинизированные песчаники; 4 – глинистые пачки; 5 – аргиллиты тогурской свиты; 6 – углисто-глинистые пачки; 7 – угольный пласт U_{10} ; 8 – средне-верхнеюрские отложения; 9 – залежь нефти; 10 – объект с предполагаемой нефтенасыщенностью; 11 – разломы.

Западно-Тымская площадь расположена на западном борту Усть-Тымской мегавпадины в зоне ее сочленения с Александровским сводом. На Западно-Тымской площади пробурена 1 скважина, вскрывающая полный разрез геттанг-ааленских отложений, мощность изменяется от 180 до 360 м, глубины залегания - от 3320 до 2800 м. Для построения сейсмогеологической модели была проинтерпретирована региональная сеть сейсмических профилей МОГТ-2D.

На временном сейсмическом разрезе в районе Западно-Тымской площади, геттанг-ааленский комплекс, который контролируется отражающими горизонтами Φ_2 и I^a , постепенно выклинивается в сторону Мурасовской площади (Рисунок 5.23 А). В зонах увеличенных толщин геттанг-ааленского сейсмокомплекса

выделяются горизонт I^{tg} , соответствующий тогурской свите, и дополнительный горизонт I^{um} [Конторович В.А. и др., 2018].

Мощность геттанг-ааленского комплекса в разрезе скважины составляет 340 м, присутствует песчаный пласт Ю₁₇ (28 м) и перекрывающая его глинистая среднеурманская подсвита (26 м), песчаный пласт Ю₁₆ имеет мощность 32 м и перекрывается тогурской свитой (42 м). Мощность салатской свиты составляет 57 м, нижнетюмеской подсвиты – 224 м (см. Рисунок 5.23 Б).

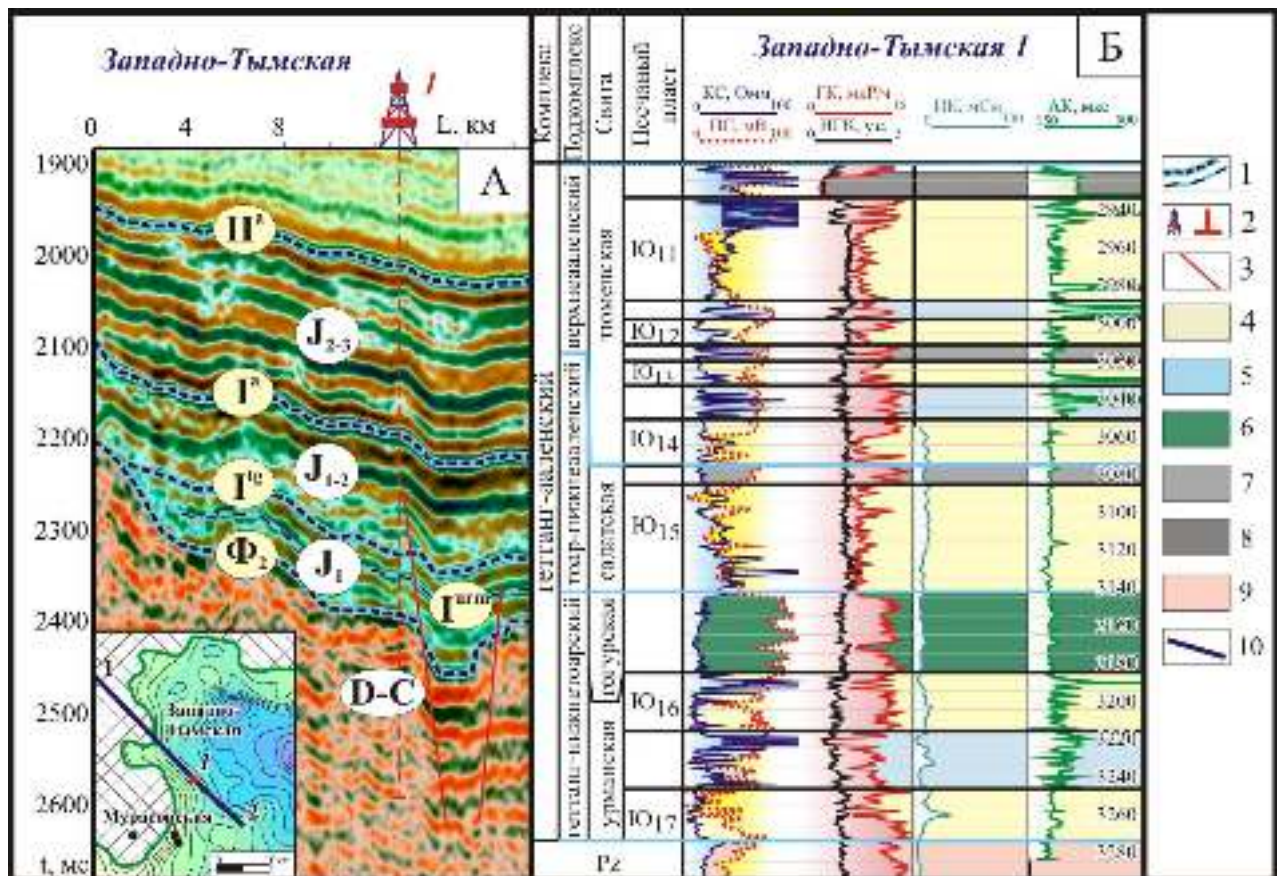


Рисунок 5.23 – Временной разрез по линии 1-2 (А) и литолого-геофизическая характеристика (Б) геттанг-ааленских отложений на Западно-Тымской площади.

Условные обозначения: 1 – отражающие горизонты; 2 – скважина; 3 – разрывные нарушения; 4 – песчаные пласты; 5 – глинисто-углистые пачки; 6 – аргиллиты тогурской свиты; 7 – углисто-глинистые пачки; 8 – угольный пласт У₁₀; 9 – породы доюрского основания; 10 – линия временного разреза.

На территории исследования тогурская свита находится в ГЗН, масштабы генерации имеют высокие показатели для II (в среднем 2200 тыс. т/км²) и III (в среднем 300 тыс. т/км²) типов керогена (Рисунок 5.24).

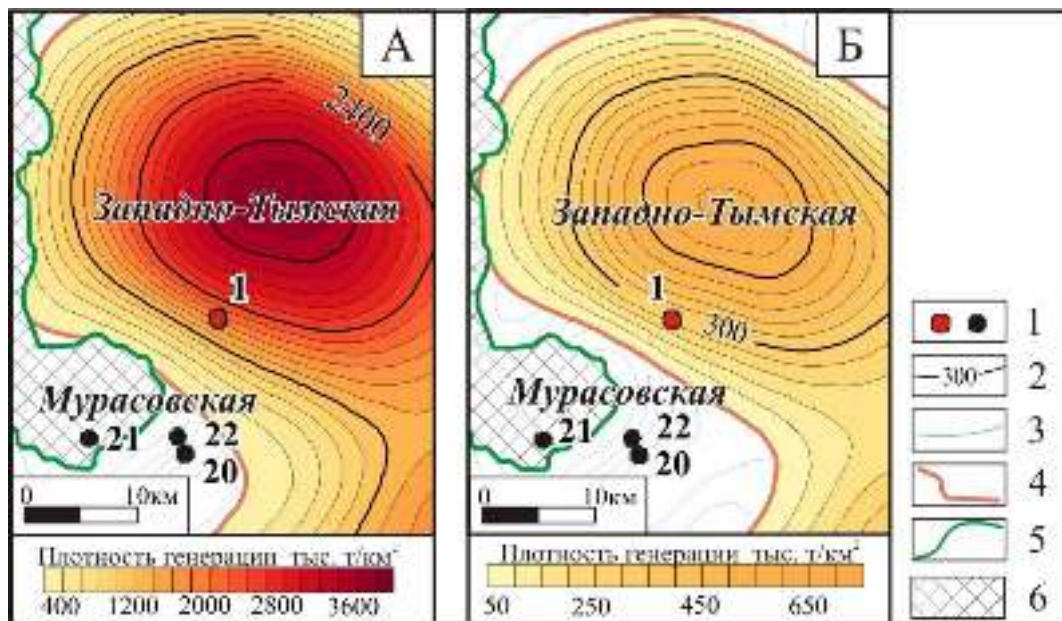


Рисунок 5.24 – Фрагменты карт кумулятивных масштабов генерации жидких УВ для керогена II (А) и III (Б) типов.

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – изолинии тыс. т/км²; 3 – изогипсы; 4 – граница области генерации; 5 – граница распространения тогурской свиты; 6 – выходы доюрского фундамента.

В структурном плане по кровле геттанг-нижнетоарского подкомплекса территория исследования погружается в восточном направлении, перепад высот порядка 150 м (Рисунок 5.25 А). Геттанг-нижнетоарский подкомплекс нарушен разломами северного и восточного простирания, которые могут быть тектоническими экранами.

На геологическом разрезе видно, что геттанг-нижнетоарский подкомплекс выклинивается в сторону сочленения мегавпадины с Александровским сводом, создавая предпосылки к формированию ловушек структурно-литологического типа (Рисунок 5.25 Б).

Эффективные толщины геттанг-нижнетоарского подкомплекса изменяются от 2 до 28 м, в пределах Западно-Тымской площади составляют 9 м (Рисунок 5.25 В). По результатам интерпретации данных БКЗ в скв. Западно-Тымская № 1 в песчаных пластах Ю₁₆₋₁₇ выделяются 2 нефтенасыщенных интервала (-3240 - -3247 м; -3180 – -3200 м), выше по разрезу в пластах Ю₁₁₋₁₄ и Ю₁₅ выделяются водонасыщенные интервалы (Рисунок 5.25 Г).

Западно-Тымскую структурно-литологическую тектонически экранированную ловушку можно рассматривать как двухпластовый объект с

предполагаемой нефтенасыщенностью, площадь объекта составляет 156 км² (Рисунок 5.25 Д). С учетом $K_{\text{усп}}$ геологические ресурсы нефти категории D₀ Западно-Тымской ловушки могут составить 7 млн т, извлекаемые ресурсы – 1,6 млн т.

Вертолетная площадь расположена в пределах Усть-Тымской мегавпадины, приурочена к одноименному локальному поднятию. В пределах Вертолетной площади пробурено 2 скважины, вскрывающие неполный разрез геттанг-ааленских отложений, мощность изменяется от 200 до 260 м, глубины залегания - от 3170 до 2750 м. Картирование ловушки проведено на основании интерпретации региональных сейсмических профилей МОГТ-2D,

На временном сейсмическом разрезе, проходящем через Вертолетную площадь, геттанг-ааленский комплекс контролируется отражающими горизонтами Φ_2 и Γ^a . Внутри геттанг-ааленского комплекса выделяется отражающий горизонт Γ^g , горизонт Γ^{urm} отсутствует (Рисунок 5.26).

Детальное строение геттанг-ааленских отложений в пределах Вертолетной площади показано на корреляционной схеме и геологическом разрезе (Рисунок 5.27). Отложения геттанг-ааленского комплекса вскрыли обе скважины, мощность отложений изменяется от 220 до 240 м.

В скв. №№ 360 и 362 вскрыт неполный разрез комплекса, включая верхнюю подсвиту урманской свиты (песчаный пласт Ю₁₆) мощностью 14 – 22 м, отложения тогурской свиты присутствуют в разрезе обеих скважин, мощность изменяется от 18 до 22 м. Пласт Ю₁₅ салатской свиты представлен песчаниками, хорошо выраженными на диаграммах ПС, мощностью 12 – 40 м, перекрывается углисто-глинистой радомской пачкой (углисто-глинистой пачкой У₁₄) (12 м). Пласты Ю₁₁₋₁₄ нижнетюменской подсвиты чередуются в разрезе с глинисто-углистыми и углисто-глинистыми пачками, мощность нижнетюменской подсвиты составляет 150 – 160 м.

На территории исследования тогурская свита находится в ГЗН, масштабы генерации для II (в среднем 1800 тыс. т/км²) и III (в среднем 300 тыс. т/км²) типов

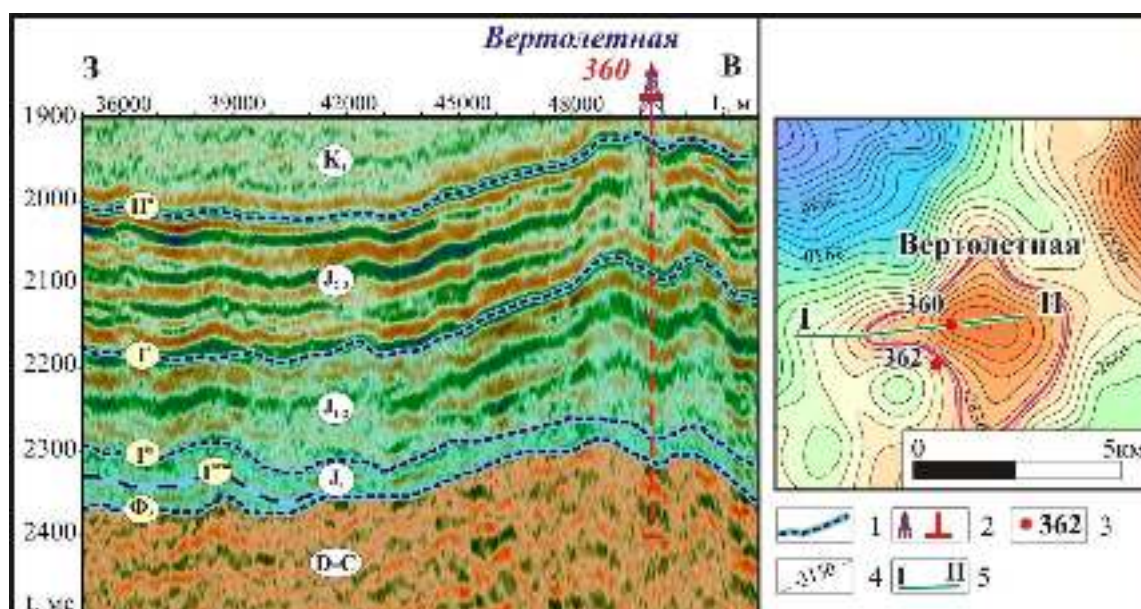


Рисунок 5.26 – Временной разрез Вертолетной площади по линии I-II.

Условные обозначения: 1 – отражающие горизонты; 2, 3 – скважины; 4 – изогипсы, м; 5 – линия разреза.

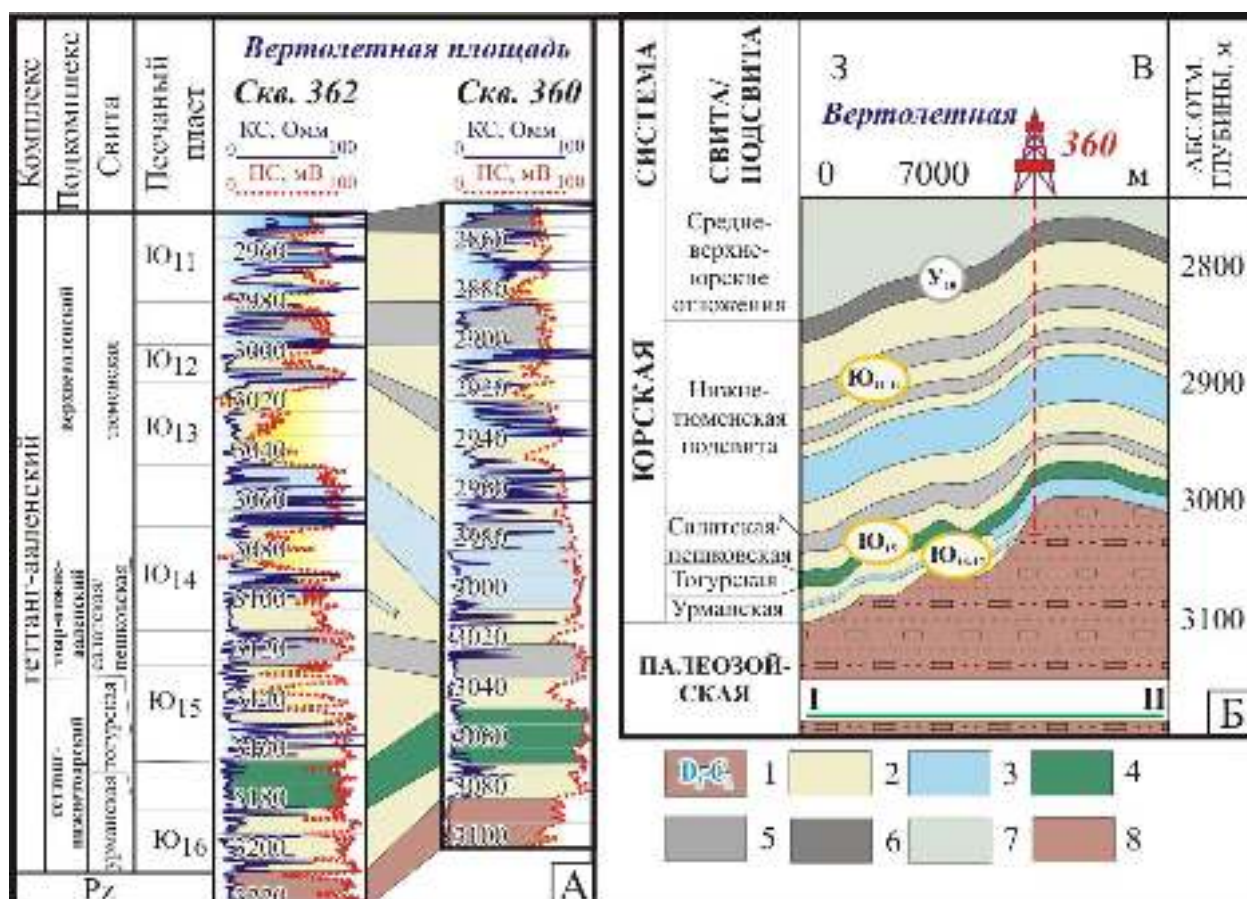


Рисунок 5.27 – Корреляционная схема геттанг-ааленских отложений Вертолетной площади (А) и геологический разрез (Б).

Условные обозначения: 1 – палеозойские отложения; 2 – песчаные пласты; 3 – глинисто-углистые пачки; 4 – тогурская свита; 5 – углисто-глинистые пачки; 6 – угольный пласт Y_{10} ; 7 – средне-верхнеюрские отложения; 8 – верхнедевон-нижнекаменноугольные отложения.

керогена имеют высокие показатели (Рисунок 5.28), что указывает на возможность заполнения Вертолетной ловушки.

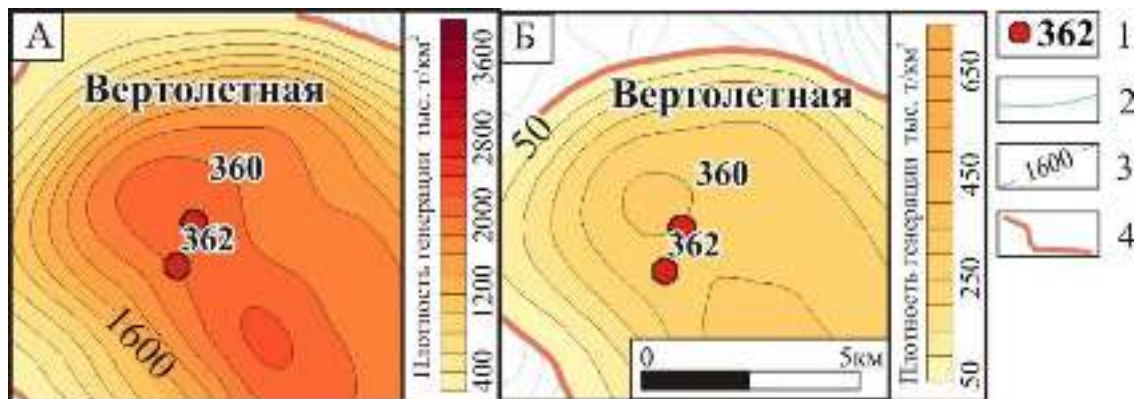


Рисунок 5.28 – Фрагменты карт кумулятивных масштабов генерации жидких УВ для керогена II (А) и III (Б) типов на Вертолетной площади.

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – изогипсы, м; 3 – изолинии, тыс. т/км²; 4 – граница области генерации.

Структурные планы по кровлям геттанг-нижнетоарского, тоар-ааленского и верхнеааленского подкомплексов имеют сходные очертания, территория исследования погружается в западном направлении, в центральной части выделяется Вертолетное ЛП (Рисунок 5.29 А, Б, В).

Вертолетное ЛП, в пределах которого пробурена скв. 360, в структурном плане кровли геттанг-нижнетоарского подкомплекса замкнуто на глубине 3045 м, площадь поднятия 111,2 км², амплитуда 55 м (Рисунок 5.29 А). В структурном плане кровли тоар-нижнеааленского подкомплекса поднятие оконтурено на глубине 2975 м, площадь поднятия 60 км², амплитуда 35 м (Рисунок 5.29 Б). В рельефе кровли верхнеааленского подкомплекса поднятие оконтурено на глубине 2835 м, площадь поднятия 99,4 км², амплитуда 50 м (см. Рисунок 5.29 Б).

Для выделения залежей УВ и перспективных нефтегазоносных объектов на Вертолетной площади также использовались карты распределения эффективных толщин по подкомплексам, описанным в разделе 5.2 (см. Рисунок 5.9).

Песчаные пласты Ю₁₆₋₁₇ имеют мощность от 0 до 4 м, распространены не повсеместно, песчаники глинизируются на северо-востоке от скв. №360 (Рисунок 5.29 Г). Песчаный пласт Ю₁₅ распространен на всей Вертолетной площади, мощность изменяется от 7 до 12 м (Рисунок 5.29 Д).

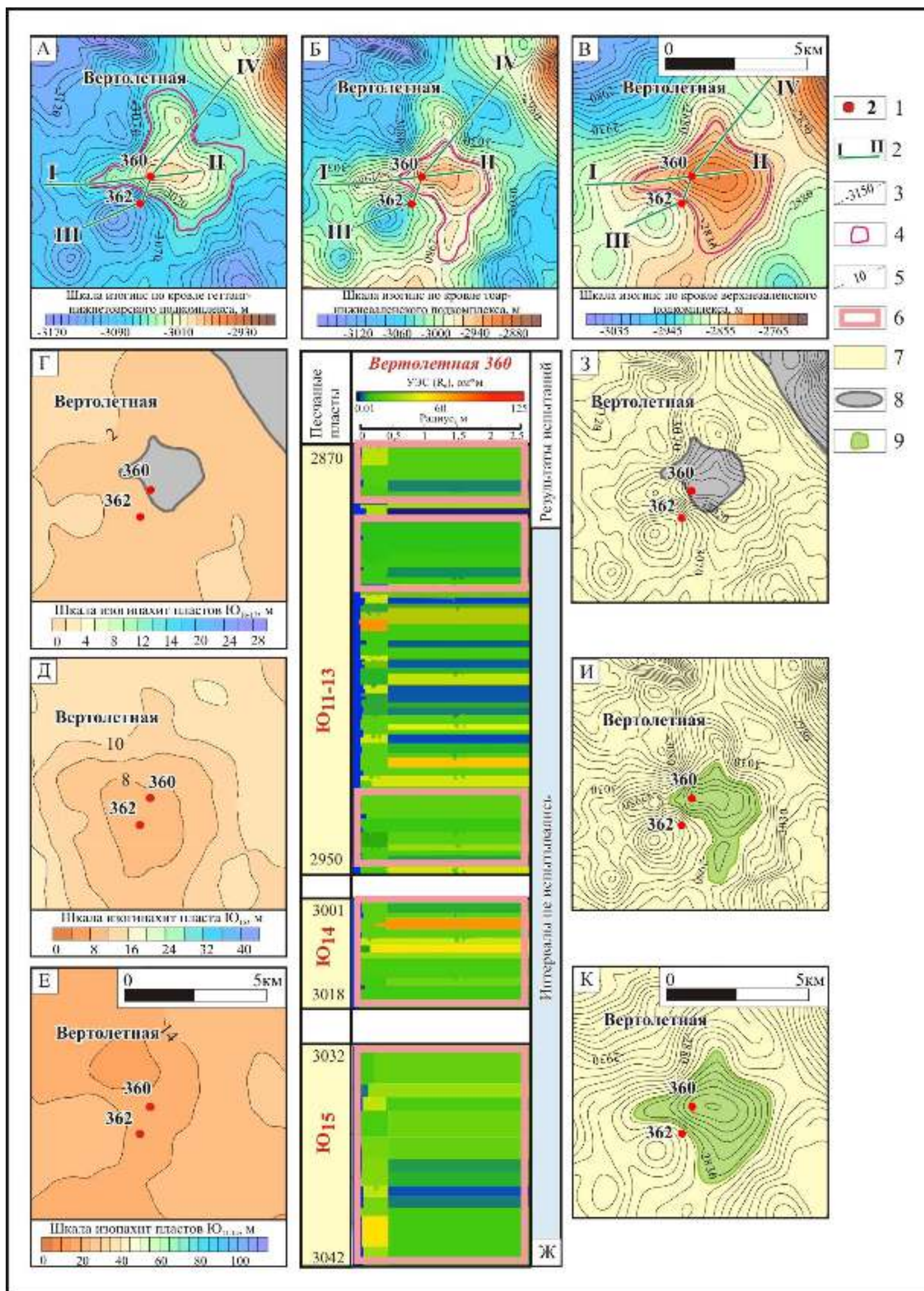


Рисунок 5.29 – Характеристика Вертолетной площади: А – структурная карта по кровле геттанг-нижнетоарского подкомплекса,

Б – структурная карта по кровле тоар-нижнеааленского подкомплекса, В – структурная карта по кровле верхнеааленского подкомплекса, Г – фрагмент карты эффективных толщин геттанг-нижнетоарского подкомплекса, Д – фрагмент карты эффективных толщин тоар-нижнеааленского подкомплекса, Е – фрагмент карты эффективных толщин верхнеааленского подкомплекса, Ж - модель БКЗ скв. Вертолетная № 360, З – К - Карты распределения перспективных объектов УВ в подкомплексах на Толпаровской площади: геттанг-нижнетоарском (З), тоар-нижнеааленском (И), верхнеааленском (К).

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – линии разрезов; 3 – изогипсы; 4 – локальные поднятия; 5 – изопахи; 6 – нефтенасыщенные коллекторы; 7 – зона распространения коллекторов; 8 – зона отсутствия коллекторов; 9 – объект с предполагаемой нефтенасыщенностью.

Песчаные пласты Ю₁₁₋₁₄ распространены повсеместно, мощность изменяется от 10 до 20 м, в пределах скв. №№ 360 и 362 составляют в среднем 12 м (Рисунок 5.29 Е). В скважине Вертолетная 360 в песчаном пласте Ю₁₆ выделяется заглинизованный интервал, в пласте Ю₁₅ выделяется нефтенасыщенный интервал (-3032 - -3042 м), пласты Ю₁₁₋₁₄ являются нефтенасыщенными (-3001 - -3018 м; -2932 – -2948 м; -2884 - -2926 м; -2870 – -2880 м) (см. Рисунок 5.29 Ж).

По результатам интерпретации данных БКЗ *Вертолетную* структурную многопластовую ловушку можно рассматривать как объект с предполагаемой нефтенасыщенностью в интервале тоар-ааленских отложений (см. Рисунок 5.29 З-К, Рисунок 5.30).

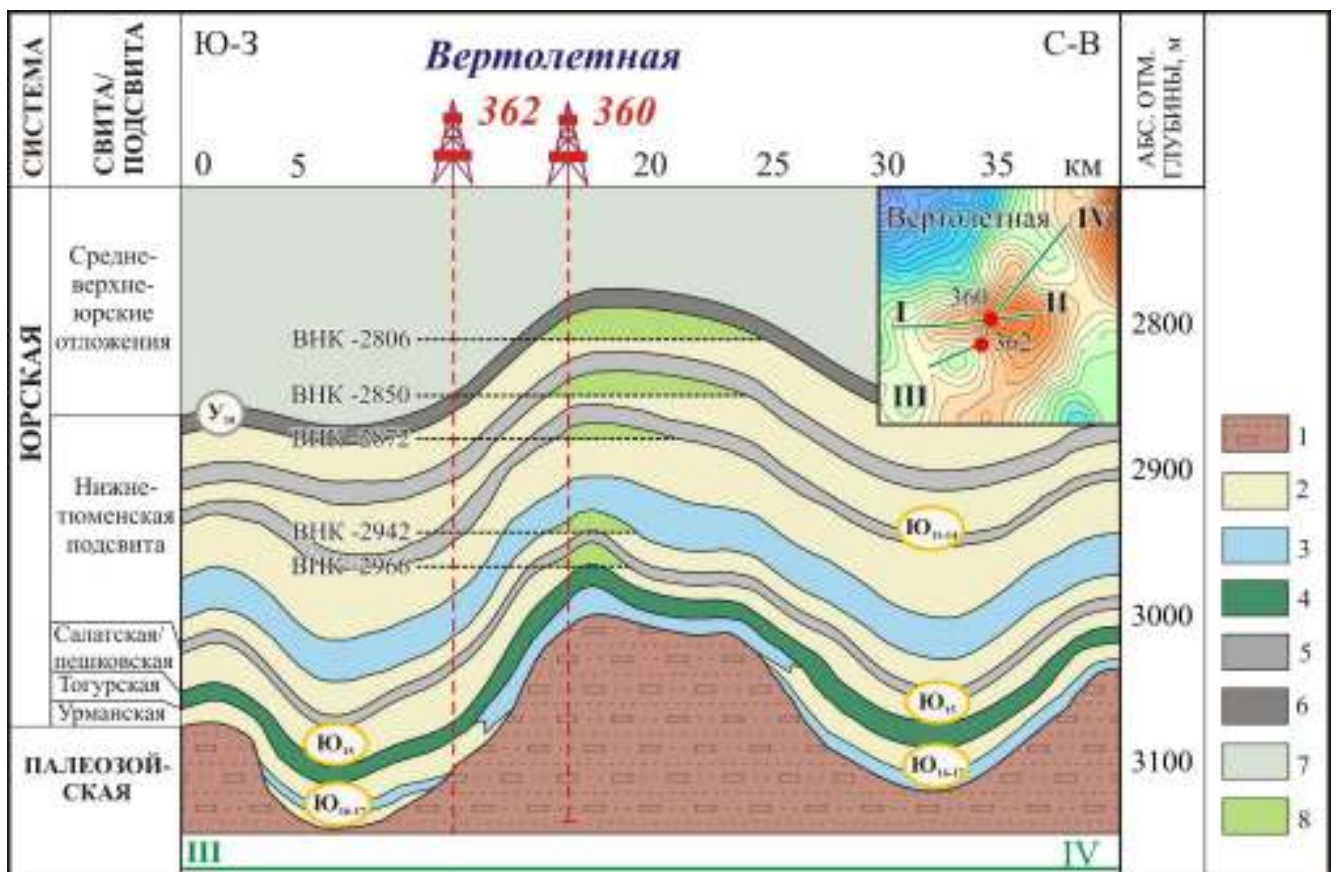


Рисунок 5.30 - Геологический разрез геттанг-ааленских отложений на Вертолетной площади по линии III-IV (см. Рисунок 5.22).

Условные обозначения: 1 – доюрское основание; 2 – песчаники; 3 – глинистые пачки; 4 – аргиллиты тоугурской свиты; 5 – углисто-глинистые пачки; 6 – угольный пласт У₁₀; 7 – средне-верхнеюрские отложения; 8 – объект с предполагаемой нефтенасыщенностью.

С учетом $K_{\text{усп}}$ геологические ресурсы нефти категории D_0 Вертолетной ловушки могут составить 7,2 млн т, извлекаемые ресурсы – 1,65 млн т. На Вертолетной площади возможно открытие мелкого нефтяного месторождения.

Результаты интерпретации данных БКЗ позволили уточнить характер насыщения коллекторов Толпаровской ловушки и рассматривать ее как многопластовую залежь нефти, перевести перспективные объекты на Толпаровской (Северо-Толпаровская ловушка), Западно-Тымской и Вертолетной площади в объекты с предполагаемой нефтенасыщенностью.

Результаты картирования перспективных объектов геттанг-ааленского комплекса в Усть-Тымском очаге нефтегазонакопления, позволяют сформулировать следующие выводы:

Комплексный подход с использованием материалов сейсморазведочных работ, ГИС, петрофизических исследований и геохимических материалов, включающий сейсмофациальный и структурно-тектонический анализы, бассейновое моделирование и численную инверсию данных БКЗ позволил выделить в геттанг-ааленских отложениях нефтегазоперспективные объекты, находящиеся в области генерации и миграции УВ из тогурской свиты и относящиеся по значениям истинного УЭС к нефтенасыщенным.

Толпаровская ловушка - объект с высокими перспективами открытия мелкого нефтяного месторождения. Северо-Толпаровская, Вертолетная и Западно-Тымская ловушки - объекты с предполагаемой нефтенасыщенностью.

На основании проведенных исследований сформулирован **четвертый научный результат**: В геттанг-ааленских отложениях исследуемого региона выделено две нефтяные залежи и 33 перспективных объекта структурного, структурно-литологического и структурно-тектонического типов. Наиболее перспективные в отношении нефтегазоносности ловушки находятся по периферии и в области основного очага генерации, который расположен в западной и центральной частях Усть-Тымской мегавпадины.

Подводя итоги по исследованию нефтегазоносности геттанг-ааленских отложений Усть-Тымской мегавпадины, сделаны следующие выводы:

- выделяется три нефтегазоносных подкомплекса, содержащих коллекторы, флюидоупоры и нефтепроизводящие породы;
- нефтематеринская тогурская свита находится в главной зоне нефтеобразования, что указывает на возможность заполнения ловушек УВ;
- объекты, выделенные в подкомплексах, приурочены к ловушкам структурного, структурного тектонически экранированного и структурно-литологического типов;
- детальное картирование и интерпретация БКЗ позволили существенно уточнить модели объектов на Толпаровской, Западно-Тымской и Вертолетной площадях;
- комплексный подход позволяет повышать достоверность геологической модели объекта и выявлять наличие благоприятных факторов для образования месторождений УВ, что в свою очередь дает основания для прогноза открытия новых месторождений углеводородов в глубокозалегающем геттанг-ааленском нефтегазоносном комплексе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа посвящена уточнению геологического строения и нефтегазоносности нижней юры и аалена Усть-Тымской мегавпадины и прилегающих территорий. Исследования направлены на решение научных вопросов о строении, истории и условиях формирования Усть-Тымского осадочного суббассейна и генерации нефти и газа в геттанг-ааленском нефтегазоносном комплексе. В процессе проведенных исследований определены масштабы генерации и время нахождения тогурской свиты (основной нефтематеринской свиты в континентальных отложениях юры района исследования) в главной зоне нефтеобразования, а также решены практические задачи поиска и картирования структурных, структурно-тектонических и структурно-литологических нефтегазоперспективных объектов.

Для более детального анализа и точного прогноза применялся комплексный подход с использованием всех имеющихся геолого-геофизических материалов и современных методик, что позволило значительно повысить степень детальности выполненных построений и существенно уточнить представления о нефтегазоносности геттанг-ааленских отложений.

В результате проведенных исследований были сделаны следующие выводы и обобщения:

1. Усть-Тымская мегавпадина и основные положительные структуры в ее обрамлении выделяются в структурных планах всех отражающих горизонтов (Φ_2 , Γ^g , Γ^a , Π^a , III, IV), вверх по разрезу амплитуды тектонических элементов уменьшаются. Формирование крупных структур I порядка в целом носило унаследованный характер, но наиболее активно они развивались в юре и кайнозое. История тектонического развития Усть-Тымской мегавпадины связана с разнонаправленными вертикальными тектоническими движениями на протяжении всей мезозойско-кайнозойской истории. Локальные положительные структуры геттанг-ааленского комплекса были сформированы еще в юре и раннем мелу, но окончательно оформились в коньяк-кайнозойское время. Геттанг-ааленский

осадочный комплекс нарушен разломами ранне-среднеюрского и коньяк-кайнозойского возраста.

2. Отложения геттанг-ааленского комплекса заполняют Усть-Тымскую мегавпадину и выклиниваются на склонах поднятий. Полный разрез, включающий урманскую, тогурскую, салатскую свиты и нижнюю подсвиту тюменской свиты, представлен только в наиболее погруженных областях исследуемой территории. Для комплекса характерно чередование песчанистых толщ – потенциальных коллекторов и глинистых или углисто-глинистых пачек – флюидоупоров. В составе геттанг-ааленских отложений выделено три нефтегазоносных подкомплекса: геттанг-нижнетоарский, тоар-нижнеааленский и верхнеааленский, содержащие, соответственно, пласты Ю₁₆₋₁₇, Ю₁₅, Ю₁₁₋₁₄. Песчаные горизонты распространены не повсеместно, местами выклиниваются либо замещаются глинистыми разностями.

3. Тогурская свита является основной нефтематеринской толщей в континентальных отложениях юры юго-востока Западной Сибири, начала входить в ГЗН в позднем мелу и находится в ней по настоящее время. Источниками аквагенного (кероген II типа) и смешанного (кероген III типа) ОВ тогурской свиты были археи, бактерии, планктонные и бентосные простейшие организмы, высшая наземная растительность. Генерация жидких УВ керогеном II типа началась примерно 110 млн лет назад, III типа – 90 млн лет. Общие объемы генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты составили 795 млн т для керогена II типа и 173 млн т для III.

4. В разрезах скважин, пробуренных в пределах наиболее депрессионных частей Усть-Тымской мегавпадины, песчаные пласты Ю₁₁₋₁₇ содержат нефтенасыщенные коллекторы, критерием для их выделения являются значения истинного УЭС, превышающие 8 Ом·м. Выделены наиболее перспективные объекты в геттанг-ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины, выдвинуты предположения о возможности открытия в них залежей нефти и газа.

5. В геттанг-ааленском нефтегазоносном комплексе Усть-Тымской мегавпадины выявлены 2 нефтяные залежи, 3 объекта с предполагаемой

нефтенасыщенностью и 33 перспективных объекта, связанных с ловушками структурного, структурно-литологического и структурно-тектонического типов. Суммарные геологические ресурсы нефти категории D_0 с поправкой на коэффициент успешности (для геттанг-нижнетоарского подкомплекса – 0.25, для тоар-ааленского и верхнеааленского – 0.1) составляют 70 млн т, суммарные извлекаемые ресурсы – 16 млн т. По более оптимистичному прогнозу суммарные геологические ресурсы нефти категории D_0 геттанг-ааленского комплекса оцениваются в 650 млн т., суммарные извлекаемые ресурсы – 150 млн т.

Установленные в работе время и условия формирования потенциальных залежей УВ позволяют составить научно обоснованное представление о нефтегазовом потенциале геттанг-ааленских отложений Усть-Тымской мегавпадины.

Без увеличения степени изученности центральных и восточных частей территории исследования нельзя делать окончательных выводов о нефтегазовом потенциале Усть-Тымского осадочного суббассейна. В качестве рекомендаций к проведению дальнейших исследований по доизучению геттанг-ааленских отложений Усть-Тымской мегавпадины предлагается рассмотрение вопросов и задач, решение которых не может быть корректно осуществлено на основании имеющихся геолого-геофизических данных и требует проведения дополнительных сейсморазведочных работ с целью получения плотной сети профилей 2D МОГТ и материалов 3D сейсморазведки по основным перспективным объектам, а также постановки глубокого бурения на территории Усть-Тымской мегавпадины и ее склонах.

Результаты выполненных исследований могут быть рекомендованы федеральным органам для проведения поисково-разведочных работ в глубоководных нижне-среднеюрских отложениях на северо-востоке Томской области и в дальнейшем – лицензирования.

Основные результаты настоящей работы опубликованы в журналах «Геология нефти и газа» и «Геология и геофизика», входящих в перечень ВАК,

отражены в тезисах и докладах в рамках международных и всероссийских конференций, на них были получены положительные отзывы.

В продолжение проведенных исследований планируется сравнение строения, истории формирования и нефтегазоносности геттанг-ааленских отложений в Усть-Тымской и Нюрольской мегавпадинах с целью установления особенностей формирования нефтегазоносных суббассейнов, приуроченных к крупным депрессиям юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аксенова, Т.П. Строение, состав и условия формирования юрских отложений, вскрытых скважиной Толпаровская № 2 (юго-восток Западной Сибири) / Т.П. Аксенова // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Материалы VII Всероссийского литологического совещания. - Новосибирск, 28-31 окт. – 2013 г. – С. 13 – 16.
2. Антонов, Ю.Н. ВИКИЗ / Ю.Н. Антонов, С.С. Жмаев. – Новосибирск: Наука, 1979. - 104 с.
3. Архангельский, А.Д. Геологическое строение и геологическая история СССР / А.Д. Архангельский. – М.: Гостоптехиздат, 1941. – 375 с.
4. 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 // Труды ЗапСибНИГНИ, 1968. - Вып. 11. -С. 27-95.
5. Астахов, С. М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования / С. М. Астахов. – Ростов-на-Дону: Контики, 2015. – 256 с.
6. Белонин, М.Д. Методы оценки перспектив нефтегазоносности / М.Д. Белонин, Н.И. Буялов, Е.В. Захаров, А.Э. Конторович, М.С. Львов, С.П. Максимов, М.С. Моделевский, В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, Г.П. Сверчков, В.И. Шпильман. – М.: Недра, 1979. – 332 с.
7. Белоусов, В.В. Общая геотектоника / В.В. Белоусов. – М.; Л.: Госгеолтехиздат, 1954. – 599 с.
8. Боганик, Г.Н. Сейсморазведка: Учебник для вузов / Г.Н. Боганик, И.И. Гурвич. - Тверь: Издательство АИС, 2006. - 744 с.

9. Богородская, Л.И. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация / Л.И. Богородская, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев // Изд-во СО РАН. Филиал "Гео" – Новосибирск, 2005. – 254 с.
10. Бондарев, В.И. Сейсморазведка / В.И. Бондарев. – Екатеринбург, 2007. – 690 с.
11. Брагин, Ю.И. Нефтепромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Понятия, определения, термины: Учеб. пособие для вузов / Ю.И. Брагин. - М.: «Недра-Бизнесцентр», 2004. - 399 с.
12. Брылина, Н.А. Отчет «Комплексное сейсмогеологическое обоснование направлений поисков залежей в нефтегазоносных комплексах Усть-Тымской впадины». Т. 1 / Н.А. Брылина, Л.И. Камынина, В.А. Москаленко. – Томск: ФГУП «СНИИГГиМС», 2001. – 64 с.
13. Буялов, Н.И. Методические основы прогнозирования нефтегазоносности / Н.И. Буялов, Л.М. Бурштейн, С.А. Винниковский, В.Н. Водолазский, В.И. Демин, Е.А. Дьячкова, Е.В. Захаров, А.Э. Конторович, О.С. Краснов, В.С. Лазарев, М.Г. Лейбсон, М.С. Моделевский, Р.Т. Мамахатова, В.И. Назаров, В.Д. Наливкин, О.Г. Немова, Б.В. Робинсон, Г.П. Сверчков. – М.: Недра, 1990. – 248 с.
14. Вассоевич, Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) / Н.Б. Вассоевич // Изв. АН СССР. Сер. геологич., 1967. - № 11. - С. 137 — 142.
15. Вассоевич, Н.Б. Новые исследования в области диагностики нефтепроизводящих отложений и оценки прогнозных запасов нефти и газа объемно-генетическим методом / Н.Б. Вассоевич, А.А. Трофимук, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 1970. - С. 61 — 81.
16. 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.

17. Вассоевич, Н.Б. Исходное вещество для нефти и газа / Н.Б. Вассоевич // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. Материалы Всесоюз. совещ. по генезису нефти и газа, 1968 г. - М.: Недра, 1972. - С. 39 — 70.
18. Вассоевич, Н.Б. Геолого-геохимические предпосылки объемно-генетического метода оценки ресурсов нефти и газа / Н.Б. Вассоевич, Б.А. Соколов // Объемно-генетический метод оценки ресурсов нефти и газа. – Ташкент: СНИИГиМС, 1980. - С. 15 — 21.
19. Волкова, В.С. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кайнозой Западной Сибири / В.С. Волкова, С.А. Архипов, А.Е. Бабушкин, И.А. Кулькова, С.А. Гуськов, О.Б. Кузьмина, Л.К. Левчук, И.В. Михайлова, С.С. Сухорукова. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 249 с.
20. 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.
21. Галушкин, Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю.И. Галушкин. – М.: Научный мир, 2007. – 455 с.
22. Гарецкий, Р.Г. Тектонический анализ мощностей / Р.Г. Гарецкий, А.Л. Яншин // Методы изучения тектонических структур. - М.: Изд-во АН СССР, 1960. - С. 115-166.
23. Геология нефти и газа: Учебник для ВУЗов / под ред. Э.А. Бакирова. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
24. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / под. ред. Суркова В.С. – Новосибирск: Наука, 2005. - 154 с.
25. Гиршгорн, Л.Ш. Сейсмостратиграфия, предмет и метод / Л.Ш. Гиршгорн // Методы оптимизации сейсморазведки на севере Западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1983. – Вып. 182. – С. 96 - 102.
26. Гиршгорн, Л.Ш. Сейсморазведка и стратиграфия / Л.Ш. Гиршгорн // Бюл. МОИП. Отд. Геол. – 1985. – Т. 60. - Вып. 5. – С. 164 - 168.

27. Глинских, В.Н. Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах / В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. - № 11. – С. 1803 – 1813.
28. Глинских, В.Н. Интерпретация данных электрических зондирований в карбонатных коллекторах доюрского фундамента юго-востока Западно-Сибирской плиты на основе двумерной численной инверсии (Арчинское месторождение) / В.Н. Глинских, Н.К.Каюров, И.В. Михайлов, О.В. Нечаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. - № 5. – С. 24 – 30.
29. Гогоненков, Г.Н. Сейсмостратиграфические подразделения нефтегазоносных осадочных толщ Западной Сибири / Г.Н. Гогоненков, Ю.А. Михайлов // Геология нефти и газа. - 1983. - № 7. - С. 49-56.
30. Гурари, Ф.Г. Проект региональной унифицированной стратиграфической и корреляционной схем триас-юрских, меловых и морских палеогеновых отложений Западно-Сибирской низменности / Ф.Г. Гурари, Б.А. Елисеев, Л.П. Климущина, Л.Я. Лаврова, И.И. Нестеров, С.И. Пуртова, Н.Н. Ростовцев, М.Я. Рудкевич, К.А. Черников // Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. – Л., 1961. - С. 32 - 48.
31. Гурари, Ф.Г. Литолого-геохимические факторы формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, Т.Н. Гурова, В.П. Казаринов, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Г.Н. Перозио, Г.Э. Прозорович, Н.Н. Ростовцев, Е.Г. Сорокина // Материалы по литологии и геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1968. - С. 5 – 10.
32. Гурари, Ф.Г. Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев и др. – Новосибирск, 1971. – 148 с. (Тр./СНИИГГиМС; Вып. 100).

33. Гурари, Ф.Г. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижне-среднеюрских отложениях Западной Сибири / Ф.Г. Гурари, А.Е. Еханин // Геология и геофизика. – 1987. - № 10. – С. 19 – 26.
34. Гурари, Ф.Г. К стратиграфии ниже - среднеюрских отложений южной половины Западной Сибири / Гурари Ф.Г. // Местные и региональные стратиграфические подразделения в практике геологического изучения Сибири. – Новосибирск, СНИИГГИМС, 1992. – С. 112 - 120.
35. Даненберг, Е.Е. Основные направления нефтепоисковых работ в зоне контакта фундамента и чехла на юго-востоке Западной Сибири / Е.Е. Даненберг, Г.И. Тищенко // Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 3 - 8.
36. Дахнов, В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: НЕДРА, 1985. – 312 с.
37. Девятов, В.П. Битуминовые глины нижнего тоара Сибири / В.П. Девятов // Геология угленосных и горюче-сланцевых формаций Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1987. – С. 116 – 124.
38. Девятов, В.П. Морская нижняя и средняя юра Западной Сибири / В.П. Девятов, А.М. Казаков // Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 40 – 54.
39. Девятов, В.П. Этапы геологического развития Сибири в юре / В.П. Девятов // Стратиграфия и главнейшие события в геологической истории Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 147 – 151.
40. Девятов, В.П. Палеогеография Сибири в юрском периоде на этапах основных перестроек / В.П. Девятов, Б.Л. Никитенко, Б.Н. Шурыгин // Приложение к журналу “Геология и геофизика”. – 2011. - Т. 52. - С. 87 - 101.
41. Добрынин, В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / В.М. Добрынин. – М.: НЕДРА, 1988. – 239 с.
42. Егорова, Л.И. Геология и критерии нефтегазоносности нижнеюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область): автореф.

- дис. канд. геол.–мин. наук: 04.00.17 / Егорова Лариса Иосифовна. - Новосибирск, 1992. - 16 с.
43. Ежова, А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие / А.В. Ежова. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 117 с.
44. Елкин, Е.А. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири / Е.А. Елкин, В.И. Краснов. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “ГЕО”, 2001. – С. 12 - 110.
45. Еханин, А.Е. Перспективы поиска залежей разного фазового состава в нижне-среднеюрском нефтегазоносном надкомплексе Западной Сибири / А.Е. Еханин // Геология нефти и газа. – 1990. - № 4. – С. 2 – 5.
46. Еханин, А.Е. Структурно-тектоническое районирование и перспективы нефтегазоносности южно-триасового комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.Е. Еханин // Геология нефти и газа. – 2002. - № 3. – С. 23 – 26.
47. Запивалов, Н.П. Неотектоника и прогноз нефтегазоносности юга Западной Сибири / Н.П. Запивалов, В.Б. Полканова // Геология и геофизика. – 1979. - № 12. - С. 48 – 57.
48. Золотова, О.В. Перспективы нефтегазоносности ниже - среднеюрских отложений северной части Усть-Тымской впадины / О.В. Золотова // Геология нефти и газа. – 1999. - № 3, 4. - С. 12 – 19.
49. Иванов, И.А. Отчет «Выполнить экспертизу геолого-геофизической информации по перспективам нефтегазоносности Томской области, уточнить на новой информационной и методической основе оценку ресурсов нефти и газа, определить их экономическую ценность, обосновать направление и необходимые объемы геолого-разведочных работ и возможные уровни добычи нефти и газа» / И.А. Иванов, В.А. Каштанов, В.А. Конторович, В.С. Старосельцев // - Новосибирск-Томск, ФГУП «СНИИГГиМС», 1995. – 435 с.

50. Исаев, В.И. Схемы районирования Усть-Тымской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской свит / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, В.И. Старостенко, А.Н. Фомин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2015. – Т. 326, №12. - С. 6 - 18.
51. Исаев, В.И. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, О.Г. Сунгурова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11, № 1. – С. 1 - 21.
52. Итенберг, С.С. Геофизические исследования в скважинах / С.С. Итенберг, Т.Д. Дахкильтов. - М.: НЕДРА, 1982. – 347 с.
53. Итенберг, С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин / С.С. Итенберг. - М.: НЕДРА, 1987. – 378 с.
54. Казаков, А.М. Стратиграфия нижней и средней юры Западной Сибири / А.М. Казаков, В.П. Девятков // Стратиграфия и палеонтология докембрия и фанерозоя Сибири. – Новосибирск, 1990. – С. 110 – 118.
55. Казаков, А.М. Стратиграфия и седиментогенез нижней – средней юры Западной Сибири / А.М. Казаков, В.П. Девятков // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. – М.: Наука, 1994. – С. 25 – 34.
56. Казаков, М.А. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система / А.М. Казаков, А.Г. Константинов, Н.И. Курушин, Н.К. Могучева, Е.С. Соболев, А.Ф. Фрадкина, А.В. Ядренкин, В.П. Девятков, Л.В. Смирнов. - Новосибирск: Изд-во СО РАН филиал «ГЕО», 2002. – 163 с.
57. Казаринов, В.П. Тектоника мезо – кайнозойских отложений / В.П. Казаринов, Е.И. Бенько, И.М. Агульник // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. – М.: Гостоптехиздат, 1958. - С. 184 – 211.
58. Карапузов, Н.И. Состояние и эффективность геофизических работ в Томской области / Н.И. Карапузов, В.А. Кондрашов, Э.В. Кривошеев, А.Т. Сысоев // Геофизика. - 1994. - № 1. - С. 39 - 46.

59. Карогодин, Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность / Ю.Н. Карогодин. - М.: Недра, 1974. - 176 с.
60. Конторович, А.Э. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова, А.С. Фомичев // Геология нефтегазоносных районов Сибири. – Сборник научных трудов. – Ред. Микуцкий С.П., Острый Г.Б. – Новосибирск, 1964. – Вып. 32. – С. 27-39.
61. Конторович, А.Э. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Е.А. Рогозина // Труды СНИИГГиМСа. – Выпуск 65. – Новосибирск, 1967. – С. 13 – 25.
62. 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.
63. Конторович, А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа / А.Э. Конторович // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири (Тр. СНИИГГиМС. Вып. 95). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1970. - С. 4 — 52.
64. 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.
65. 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. – 683 с.
66. Конторович, А.Э. Литогенез и нефтегазообразование / А.Э. Конторович, А.А. Трофимук // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. – М.: Наука, 1976. – С. 19 – 36.
67. Конторович, А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович. – М.: Недра, 1976. – 248 с.

68. Конторович, А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович // Тр. СНИИГГиМСа. - Вып. 229. – М.: Недра, 1976. – 250 с.
69. Конторович, А.Э. Генетические принципы отдельного прогноза нефтеносности и газоносности / А.Э. Конторович // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. - М.: Наука, 1978. - С. 189 — 204.
70. Конторович, А.Э. Типы нефтей в осадочной оболочке Земли / А.Э. Конторович, А.Ф. Стасова // Геология и геофизика. – 1978. - №. 8. - С. 3 - 13.
71. Конторович, А.Э. Прогноз месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др. - М.: Недра, 1981. - 350 с.
72. Конторович, А.Э. Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нафтидогенеза / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Изв. АН СССР, Сер. геологич. – 1988. - № 1. – С. 3 - 13.
73. Конторович, А.Э. Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтенакопления в континентальных отложениях нижней юры (Западная Сибирь) / А.Э. Конторович, В.Е. Андрусевиц, С.А. Афанасьев, Л.Г. Вакуленко, В.П. Данилова, О.Н. Злобина, В.И. Ильина, М.А. Левчук, Ю.П. Казанский, В.В. Казарбин, Ю.Н. Карогодин, В.И. Москвин, В.Н. Меленевский, Э.П. Солотчина, А.Н. Фомин, Б.Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 1995. - Т. 36, № 6. - С. 5 – 28.
74. Конторович, А.Э. Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна / А.Э. Конторович, В.И. Ильина, В.И. Москвин, В.Е. Андрусевиц, Л.С. Борисова, В.П. Данилова, Ю.П. Казанский, В.Н. Меленевский, Э.П. Солотчина, Б.Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 1995. - Т. 36, № 6. – С. 110-126.
75. Конторович, А.Э. Перспективы укрепления сырьевой базы добычи нефти НГДУ "Стрежевойнефть" / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.А. Каштанов, В.П. Мангазеев, М.А. Городников, В.В. Гусев, А.Е. Растрогин, И.А. Иванов, В.А. Конторович, В.А. Кондрашов // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 11. – С. 35-39.

76. Конторович, А.Э. Тогурская нефтематеринская формация Западной Сибири / А.Э. Конторович, В.П. Данилова, В.И. Ильина, В.Н. Меленевский, В.И. Москвин // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов: Труды Первой междунаро. конф., 22-24 мая, 1995 г. - Санкт-Петербург, 1998. – С. 90 – 97.
77. Конторович, А.Э. Эволюция нефтидогенеза в истории Земли / А.Э. Конторович // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 7. – С. 784 - 802.
78. 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. 1875 - 1887.
79. Конторович, А.Э. Геохимические критерии нефтегазоносности мезозойских отложений юго-востока Западной Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1, 3, 4) / А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.И. Москвин, А.Н. Фомин // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 4 - 12.
80. 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.
81. 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. – 2013а. – Том 54, № 8. – С. 1179 – 1226.
82. Конторович, В.А. Моделирование волновых полей при прогнозе геологического разреза нижнеюрских отложений Колтогорского прогиба / В.А. Конторович // Геология и геофизика. - 1992. - № 12. - С. 10 - 12.

83. Конторович, В.А. Новая перспективная зона нефтенакпления в нижней юре (Западная Сибирь) / В.А. Конторович, И.А. Иванов, В.А. Каштанов, В.А. Кондрашов // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39, № 10. – С. 1416 – 1422.
84. Конторович, В.А. Модель блокового строения Лугинецкого нефтегазового месторождения (Томская область) / В.А. Конторович // Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность. Тезисы докладов. - Санкт-Петербург, 1999. - С. 52 – 54.
85. Конторович, В.А. Палеогеография и перспективы нефтегазоносности геттанг-ааленских отложений Нюрольского седиментационного бассейна (Западная Сибирь) / В.А. Конторович, В.О. Красавчиков, Л.А. Брысякина // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 6. – С. 874 - 883.
86. Конторович, В.А. Современное состояние геолого-геофизической изученности и основные направления нефтепоисковых работ в юго-восточных районах Западной Сибири / В.А. Конторович, Э.В. Кривошеев, В.Е. Шафтельский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 8. – С. 4 - 10.
87. 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.
88. Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. - 253 с.
89. Конторович, В.А. Тектоника и история развития юго-восточных районов Западной Сибири в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2002а. - № 4. - С. 4 - 16.
90. Конторович, В.А. Тектоника и история развития юго-восточных районов Западной Сибири в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович // Геология,

- геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2002б. - № 4. - С. 4 - 16.
91. Конторович, В.А. Сейсмогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложно построенных ловушек нефти и газа в верхней юре центральных и южных районов Западной Сибири / В.А. Конторович, С.А. Бердникова, Л.М. Калинина, А.А. Поляков // Геология и геофизика. – 2004. - Т. 45, № 1. - С. 79 - 90.
 92. Конторович, В.А. Перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович, И.В. Жилина, С.А. Бердникова, Л.М. Бурштейн, Л.С. Грекова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. - № 5, 6. - С. 109 - 115.
 93. Конторович, В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири / В.А. Конторович // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 461 – 474.
 94. Конторович, В.А. Сейсмологические критерии прогнозирования геологического строения и выявления сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов в нижней юре Западной Сибири / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, М.С. Канаков // Технологии сейсморазведки. – 2017. – № 2. – С. 78 - 92.
 95. Конторович, В.А. Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьев, О.А. Локтионова // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 81 - 96.
 96. Коровин, М.К. Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири / М.К. Коровин, Н.А. Кудрявцев, А.А. Степанов и др. – М.: Госгеоиздат, 1948. – 304 с.
 97. Костырева, Е.А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) /

- Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2014. - Т. 9, № 1. - С. 1 - 25.
98. Крылов, Н.А. О методических основах долгосрочного планирования геолого-поисковых работ / Н.А. Крылов, М.П. Михайлова // Геология нефти и газа. - 1981. - №7. - С. 29 - 32.
99. Кунин, Н.Я. Новые возможности сейсмостратиграфических исследований при региональных работах на нефть и газ / Н.Я. Кунин // Советская геология. – 1983. - № 11. - С. 109 - 120.
100. Лапковский, В.В. Методика построения стратиграфических, сейсмогеологических, структурных и параметрических моделей нефтегазоносных комплексов на основе математических методов оптимизации: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук: 25.00.12 / Лапковский Владимир Валентинович // - Новосибирск, 2018. – С. 40 с.
101. Лобова, Г.А. Очаги генерации и первично-аккумуляированные ресурсы тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины / Г.А. Лобова // Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – Вып. 3(12). – С. 70 - 77.
102. Лобова, Г.А. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых нефтегазоносных комплексов Усть-Тымской мегавпадины / Г.А. Лобова, С.А. Попов, А.Н. Фомин // Нефтяное хозяйство. – 2013. - № 02. – С. 36 - 40.
103. Лобова, Г.А. Реконструкция термической истории нефтематеринских тогурских отложений и оценка распределения плотности ресурсов пластов Ю₁₆ и Ю₁₅ / Г.А. Лобова, А.В. Власова, О.С. Исаева, В.И. Исаев // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324, № 1. – С. 119 - 127.
104. Лобова, Г.А. Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины / Г.А. Лобова, А.А. Искоркина, В.И.Исаев, В.И. Старостенко // Геофизический журнал. – 2015. – Т. 37, № 1. – С. 3 – 20.
105. Лобова, Г.А. Нефтегазоносность нижнеюрских и палеозойского резервуаров Усть-Тымской мегавпадины (по геотермическим данным) / Г.А. Лобова // Вестник ВГУ. Серия: Геология. – 2015. - № 1. – С. 88 – 93.

106. Локтионова, О.А. Сейсмогеологическая модель, история формирования Усть-Тымской мегавпадины и прилегающей территории (Томская область) / О.А. Локтионова // Материалы 54-й международной научной студенческой конференции МНСК-2016 (г. Новосибирск, 16-20 апреля 2016 г.): Геология. – 2016. – С. 108 - 108
107. Локтионова, О.А. Геологическое строение и нефтегазоносность геттанг-ааленских отложений Усть-Тымской мегавпадины и прилегающей территории (юг Западной Сибири) / О.А. Локтионова, Л.М. Калинина // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 11 - 21.
108. Локтионова, О.А. Модель геологического строения и нефтегазоносность нижней юры и аалена Усть-Тымской мегавпадины (Томская область) / О.А. Локтионова, Л.М. Калинина // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17-21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 4 т. – 2017. – Т. 1. – С. 120 - 124.
109. Loktionova, O. Geological model and oil-gas-potential of the lower and Middle Jurassic of the Ust-Tym megadepression / O. Loktionova // Information technologies in solving modern problems of geology and geophysics: VII International Scientific Conference of young scientists and students (Baku, Azerbaijan, October 15-18, 2018): Book of Abstracts. – 2018. – С. 140 - 142.
110. Локтионова, О.А. Структурно-тектонический анализ и моделирование процессов генерации углеводородов в нижнесреднеюрских отложениях Усть-Тымской мегавпадины / О.А. Локтионова // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXII Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвящ. 155-летию со дня рожд. акад. В.А. Обручева, 135-летию со дня рожд. акад. М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири (г. Томск, 2-7 апреля 2018 г.): В 2-х т.. – 2018а. – Т. 1. – С. 292 - 294.

111. Локтионова, О.А. Моделирование тогурской свиты как источника углеводородов в нижне-среднеюрских отложениях Усть-Тымской мегавпадины (Томская область) / О.А. Локтионова, Л.М. Калинина, П.И. Сафронов // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международный научный конгресс (г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 6 т. – 2018б. – Т. 2. – С. 136 - 143.
112. Локтионова, О.А. Моделирование процессов генерации углеводородов в Геттанг-Ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины / О.А. Локтионова, Л.М. Калинина, П.И. Сафронов // Науки о Земле. Современное состояние: Материалы V Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции (Геологический полигон "Шира", Республика Хакасия, Россия, 30 июля - 5 августа 2018 г.). – 2018в. – С. 92 - 94.
113. Локтионова, О.А. Историко-геологическое моделирование процессов генерации углеводородов в геттанг-ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины / О.А. Локтионова, Л.М. Бурштейн, Л.М. Калинина, В.А. Конторович, П.И. Сафронов // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60, № 7. – С. 1014 - 1027.
114. Локтионова, О.А. История тектонического развития Усть-Тымской мегавпадины и прилегающей территории (Томская область) / О.А. Локтионова // Геодинамика. Геомеханика и геофизика: Материалы девятнадцатой Всероссийской конференции (стационар "Денисова пещера", Россия, Алтайский край, п. Солонешное, 22-28 июля 2019 г.). – 2019а. – С. 190 - 191.
115. Локтионова, О.А. Моделирование процессов генерации УВ в геттанг-ааленских отложениях, заполняющих наиболее депрессионные части Усть-Тымской мегавпадины на примере скв. Толпаровская - 2 / О.А. Локтионова // Трофимуковские чтения - 2019: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. (Новосибирск, 7-12 октября 2019 г.). – 2019б. – С. 224 - 226.

116. Машкович, К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа / К.А. Машкович. – М.: Недра, 1976. – 2-е изд-е перераб. и доп. - 221 с.
117. Мельник, И.А. Геологическое строение, стратиграфия и перспективы нефтегазоносности нижнесреднеюрских отложений Томской области / И.А. Мельник, К.Ю. Смирнова, С.В. Зимина, А.В. Жданова, О.Д. Елисеева, Е.В. Шеламова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2015. – Т. 326, №11. - С. 20 - 30.
118. Михайлов, И.В. Совместная численная инверсия данных индукционных и гальванических каротажных зондирований в моделях геологических сред с осевой симметрией / И.В. Михайлов, В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, И.В. Суродин // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 6. – С. 935 – 947.
119. Москвин, В.И. Условия накопления, геохимия углеводородов-биомаркеров и нефтегенерационный потенциал отложений тогурской свиты (нижний тоар) Западной Сибири / В.И. Москвин, В.П. Данилова, Е.А. Костырева, В.Н. Меленовский, А.Н. Фомин // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ., Новосибирск, 12-14 октября 1999 г. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. НИЦ ОИГММ, 1999. - С. 95 - 98.
120. Мухин, В.М. Методика палеотектонического анализа при нефтепоисковых работах / В.М. Мухин, А.Т. Колотухин. – Саратов: Изд-во «Наука», 2001. – 71 с.
121. Назаров, А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.Д. Назаров. – М: Идея-Пресс., 2004. – 288 с.
122. Наливкин, В.Д. О морфологической классификации платформенных структур / В.Д. Наливкин // Геология нефти и газа. – 1962. - № 8. – С. 24 - 28.
123. Напреев, Д.В. Комплексование геофизических и геохимических методов при поиске залежей углеводородов в Усть-Тымском нефтегазоносном районе / Д.В. Напреев, В.В. Оленсенко // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Вып. 5. – С. 1 - 8.

124. Неручев, С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти (результаты изучения органического вещества осадочных пород) / С.Г. Неручев. - М.: Гостоптехиздат, 1962. - 224 с.
125. Неручев, С.Г. Главная фаза газообразования один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого РОВ / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Л.Н. Капченко // Геология и геофизика. - 1973. - № 10. – С. 14 - 17.
126. 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.
127. Нестеров, И.И. Уплотнение глинистых пород / И.И. Нестеров // Сов. геология. – 1965. - № 12. – С. 12 - 17.
128. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири, вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / под ред. Конторовича А.Э. – Новосибирск. – 1994. – 201 с.
129. Нефтегазоносные комплексы юры Западной Сибири и их электрофизические модели / под ред. Эпова М.И. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. – 171 с.
130. Осипова, Е.Н. Литолого-петрографические особенности и условия формирования пород регионального циклита Ю₁₅, вскрытых параметрической скважиной 1 Западно-Тымской площади / Е.Н. Осипова, А.В. Ежова, Н.М. Недоливко, Т.Г. Перевертайло, Е.Д. Полумогина // Известия ТПУ. – 2007. - Т. 310, № 1. - С. 21 - 25.
131. Пейнтон, Ч. Сейсмическая стратиграфия / Ч. Пейнтон. – Москва, 1982. - Том 1, 2. – 775 с.
132. Решение и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности (Новосибирск, 15-20 февраля 1960). – Л., 1961. – 465 с.
133. Решение II-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по докембрию и фанерозою Северо-Востока СССР. - Магадан, 1978. - 215 с.

134. Решение 5 Межведомственного регионального стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. - Тюмень, 1990. - ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.
135. Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1999. - 80 с.
136. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.) / под. ред. Гулари Ф.Г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. - 114 с.
137. Ровнина, Л.В. Палинологическая характеристика и обоснование возраста тюменской свиты в стратотипическом разрезе / Л.В. Ровнина // Применение палинологии в нефтяной геологии. - М.: Наука, 1976. - С. 24 - 26.
138. Ровнина, Л.В. Палинологическое обоснование расчленения нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири / Л.В. Ровнина // Биостратиграфия нефтегазоносных бассейнов. - СПб.: ВНИГРИ, 1997. - С. 182 - 189.
139. Ростовцев, Н.Н. Западно-Сибирская низменность / Н.Н. Ростовцев // Очерки по геологии СССР (по материалам глубокого бурения). – Л.: Гостоптехиздат, 1956. - Т. 1. - С. 107 - 152.
140. Ростовцев, Н.Н. Введение. Краткая характеристика серий свит и некоторые спорные вопросы стратиграфии мезозойских и третичных отложений / Н.Н. Ростовцев // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. – М: Госгеолтехиздат, 1958. - С. 34 - 43.
141. Рудкевич, М.Я. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.Ф. Чистякова. – М.: Недра, 1988. – 303 с.
142. Силкин, К.Ю. Геоинформационная система Golden Software Surfer 8. Учебно-методическое пособие для вузов / Ю.К. Силкин. - Издательско-полиграфический центр Воронежского государственного университета, 2008. - С. 66.

143. Старосельцев, В.С. К вопросу образования локальных поднятий в мезозойско-кайнозойском чехле Западно-Сибирской плиты / В.С. Старосельцев // Материалы по тектонике нефтегазоносных областей Сибири. – Новосибирск, 1969. – С. 42 – 46. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 89).
144. Стасова, О.Ф. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / О.Ф. Стасова, А.И. Ларичев, Н.И. Ларичкина // Геология нефти и газа. – 1998. - № 7. – С. 4 - 11.
145. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / под ред. Ростовцева Н.Н. – Л.: Недра, 1978. – 158 с.
146. Сурков, В.С. Объемное тектоническое районирование складчатых поясов / В.С. Сурков, В.П. Коробейников, А.П. Щеглов и др. – Труды СНИИГГиМС, 1977. - Вып. 250. - С. 5 - 18.
147. Сурков, В.С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, О.Г. Жеро. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
148. Сурков, В.С. Арктико-Североатлантическая рифтовая мегасистема / В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, О.Г. Жеро // Геология и геофизика. – 1984. - № 8. – С. 3 – 11.
149. Сурков, В.С. Раннемезозойский рифтогенез и его влияние на структуру литосферы Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, Л.М. Смирнов, О.Г. Жеро // Геология и геофизика. – 1987. - № 9. – С. 3 – 11.
150. Сурков, В.С. Нижнесреднеюрские отложения Западно-Сибирской плиты, особенности их строения и нефтегазоносность / В.С. Сурков, Ф.Г. Гурари, Л.В. Смирнов и др. // Теоретические региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск, 1991. - С. 101 - 110.
151. Сурков, В.С. Проблемы геологии и нефтегазоносности нижней и средней юры Западной Сибири / В.С. Сурков, Л.В. Смирнов // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. – М.: Наука, 1994. – С. 3 – 10.

152. Сурков, В.С. Залежи углеводородов в нижней-средней юре Обь-Иртышской нефтегазоносной области Западной Сибири / В.С. Сурков, Ф.Г. Гулари, В.П. Девятков и др. // Геология и геофизика. – 1995. – Т. 36. - № 6. – С. 60 – 70.
153. Сурков, В.С. Динамика накопления мезозойско-кайнозойского осадочного слоя Западно-Сибирского бассейна / В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, В.П. Девятков, А.М. Казаков // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38, № 5. – С. 919 – 926.
154. Сурков, В.С. Нижне – среднеюрские отложения юга Западной Сибири (геохимия, гидрогеология, нефтегазоносность) / В.С. Сурков, А.М. Казаков, В.П. Девятков и др. // Геология нефти и газа. – 1999. - № 1, 2. - С. 2 – 10.
155. Тектоническая схема мезозойско – кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М-б 1:2 500 000 / под ред. Ростовцева Н.Н. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1968.
156. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство. / под ред. Эпова М.И., Антонова Ю.Н. - Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Издательство СО РАН, 2000. - 121 с.
157. Тищенко, Г.И. Перспективы наращивания углеводородного сырья за счет неантиклинальных ловушек в нефтегазоносных комплексах отложений Томской области / Г.И. Тищенко // Материалы научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производственных сил Томской области. – Томск: ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», 2004. – с. 107 – 110.
158. 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 — 14.
159. Трофимук, А.А. Новые исследования в области диагностики нефтепроизводящих отложений и оценки прогнозных запасов нефти и газа объемно-генетическим методом / А.А. Трофимук, Н.Б. Вассоевич, С.Г. Неручев // Нефтегазоносность осадочных бассейнов: Избр. Тр. – М.: Недра, 1988. – С. 562 – 575.

160. Фомин, А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского бассейна / А.Н. Фомин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. - 326 с.
161. Хаин, В.Е. Общая геотектоника / В.Е. Хаин. - М.: Недра, 1964. – 479 с.
162. Шатский, Н.С. О тектонике северной части Донецкого бассейна / Н.С. Шатский. - Бюл. ОИП. Отд. геол., 1923-1924. - Т. 2. - Вып. 3. - С. 257 - 278, табл., схемы.
163. Шерифф, Р.Е. Сейсмическая стратиграфия [Электронный ресурс] / Р.Е.Шерифф, А.П.Грегори, П.Р.Вейл и др. – М.: Мир, 1982. – 846 с. – Режим доступа: <http://www.scribd.com/doc/2261242/-12->, свободный.
164. Шурыгин, Б.Н. Проблемы стратиграфии нижней и средней юры юго-востока Западной Сибири / Б.Н. Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.И. Ильина, В.И. Москвин // Геология и геофизика. – 1995. - № 11. - С. 34 - 51.
165. 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, филиал «ГЕО», 2000. - 476 с.
166. Эпов, М.И. Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко // Геология и геофизика. – 1993. – Т. 34, № 2. – С. 124 – 130.
167. Эпов, М.И. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro / М.И. Эпов, К.Н. Каюров, И.Н. Ельцов, К.В. Сухорукова, А.Н. Петров, А.Ю. Соболев, А.А. Власов // Бурение и нефть. – 2010. – № 2. – С. 16 – 19.
168. Эпов, М.И. Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в неокомских пластах-коллекторах Широкого Приобья / М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.А. Павлова // Геология нефти и газа. - 2013. - Вып. 3. - С. 21 - 28.
169. Ян, П.А. Строение, состав и условия формирования тогурской свиты по результатам бурения Западно-Тымской скважины № 1 (нижний тоар, Западная

- Сибирь) / П.А. Ян, Л.Г. Вакуленко, А.А. Горячева, Е.А. Костырева, В.И. Москвин // Палеонтология, биостратиграфия и палеогеография бореального мезозоя: материалы науч. сес., Новосибирск, 26-28 апр., 2006 г. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2006. – С. 213 - 216.
170. Abelson, P.H. Organic geochemistry and the formation of petroleum / P.H. Abelson // 6th World Pet. Congr, 1963. – V. 1.
171. 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 and J. Espitalié // Org. Geochem, 1997. - Vol. 26. - P. 321 - 339.
172. Burnham, A.K. A Simple Kinetic Model of Oil Generation, Vaporization, Coking, and Cracking / A.K. Burnham // Energy Fuels. – 2015. – Vol. 29, № 11. – P. 7156 – 7167.
173. Gradstein, F.M. On the Geologic Time Scale 2008 / F.M. Gradstein, J.G. Ogg, M. van Kranendonk // Newsletters on Stratigraphy. – 2008. – V. 3. - № 1.
174. 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.
175. Seismic Stratigraphy – application to hydrocarbon exploration // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Memoir 26. – 1977. – 514 p.
176. Seismic Stratigraphy II. An Integrated approach to hydrocarbon exploration / ed. R.B. Orvill, G. Donald // Woolverton. Amer. Assoc. Petrol. Geol. – 1985. – 276 p.
177. Tissot, B.P. L'evolution thermique de la matiere organique des sediments: Applications d'une simulation mathematique / B.P. Tissot, J. Espitalie // Revue de L'institut Francais du ptrole. – 1975. – V. 24. – P. 743 – 777.
178. Tissot, B.P. Petroleum formation and occurrence: 2d ed. / B.P. Tissot, D.H. Welte. – Berlin: Springer-Verlag. – 1984.
179. 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. – 30(9). – P. 1105 – 1125.
180. Vandenbroucke, M. Kerogen: from Types to Models of Chemical Structure / M. Vandenbroucke // *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*. - Vol. 58 (2003), No. 2. - P. 243 - 269.
181. Vail, R.P. Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy interpretation procedure. *Atlas of Seismic Stratigraphy* / R.P. Vail // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Stud.* – 1987. – Vol. 27. – N 1. – P. 1 - 10.
182. Welte, D.H. Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling / D.H. Welte, B. Horsfield, D.R. Baker. - Berlin, New York: Springer, 1997. – 535 p.
183. Yilmaz, Oz. *Seismic Data Analysis* / Oz. Yilmaz. – Tulsa, SEG. – V. 1. – 1000 p. – V. 2. – 1000 p.

ФОНДОВЫЕ РАБОТЫ

184. Комплексный анализ геолого – геофизических материалов, построение геологической модели и оценка ресурсов палеозоя, юры и мела Томской области с целью оценки возможности воспроизводства и наращивания сырьевой базы ОАО «Томскнефть» ВНК. Отчет в трех книгах и одной папке. Книга 1. Отв. исполнитель В.А. Конторович. - Новосибирск, 2014. – 229 с.
185. Научный анализ ресурсной базы УВ – сырья и добывающей инфраструктуры на территории Томской области. Отчет в трех книгах и одной папке. Книга 2. Отв. исполнитель В.А. Конторович. - Новосибирск, 2005. – 266 с.
186. Обобщение результатов региональных работ и выявление новых перспективных зон нефтегазонакопления в восточных районах Томской области. Отчет в четырех книгах. Книга 1. Отв. исполнители В.А. Конторович, И.А. Мушин. - Новосибирск, 2007. – 195 с.
187. Сурков, В.С. и др. Отчет ФГУП СНИИГГиМС «Разработать геологическую модель домезозойского основания Западно-Сибирской плиты на базе комплексной интерпретации материалов бурения, сейсмических данных и потенциальных полей», 2006ф.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 - Географическое расположение района исследования.

Рисунок 1.2 - Схема изученности территории исследования.

Рисунок 1.3 - Карта вещественного состава пород доюрского основания [Обобщение результатов..., 2007 ф].

Рисунок 1.4 – Фрагмент схемы структурно-фациального районирования нижней и средней (без келловей) юры Западной Сибири [Решение..., 2004].

Рисунок 1.5 - Фрагмент стратиграфической схемы нижней и средней юры Западной Сибири [Решение..., 2004].

Рисунок 1.6 – Стратиграфия и сопоставление геологического разреза геттанг-ааленских отложений Обь-Тазовской и Обь-Иртышской СФО.

Рисунок 1.7 - Фрагмент палеогеографической схемы Западной Сибири, поздний плинсбах [Конторович и др., 2013].

Рисунок 1.8 - Фрагмент палеогеографической схемы Западной Сибири, ранний тоар [Конторович и др., 2013].

Рисунок 1.9 – Фрагмент палеогеографической схемы Западной Сибири, поздний тоар - ранний аален, аален [Палеогеография Западно-Сибирского..., 2013].

Рисунок 1.10 - Фрагмент структурно-тектонической карты домезозойского основания Западно-Сибирской плиты [Сурков и др., 2006ф].

Рисунок 1.11 - Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса [Конторович В.А., 2002].

Рисунок 1.12 – Динамика открытия месторождений УВ на территории Томской области на январь 2018 года: А – по годам, Б – за десятилетие.

Рисунок 1.13 – Характеристика месторождений УВ в юрских и меловых отложениях Томской области с учетом года открытия, типа по флюидам и извлекаемым запасам.

Рисунок 1.14 - Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Комплексный анализ..., 2014 ф].

Рисунок 1.15 – Динамика открытия месторождений УВ на территории исследования.

Рисунок 1.16 – Распределение углеводородов по комплексам (А, Б) и по категориям запасов и ресурсов (В, Г) на территории исследования; А, В – Средневасюганский НГР; Б, Г – Усть-Тымский НГР (по материалам «Научный анализ ресурсной базы...», 2005 ф).

Рисунок 1.17 - Фрагмент схематической карты катагенеза органического вещества в базальных горизонтах нижней-средней юры [Конторович А.Э. и др., 2009].

Рисунок 2.1 – Выделение сейсмических отражающих горизонтов и сейсмогеологических комплексов.

Рисунок 2.2 – Карты изохрон (А), средних скоростей (Б), структурная карта (В) отражающего горизонта П^а.

Рисунок 2.3 – Выделение разрывных нарушений на временном разрезе.

Рисунок 2.4 – Выделение разрывных нарушений на картах градиентов по структурной поверхности кровли доюрского основания (Φ_2) (а) и по карте изопахит коньяк-кайнозойского мегакомплекса (б).

Рисунок 2.5 – Численная инверсия данных БКЗ на интервале 2931.49-2933.46 м в скв. Толпаровская №1.

Рисунок 2.6 – Выделение литологических разностей по материалам ГИС.

Рисунок 2.7 – График линейной зависимости абсолютных глубин залегания кровли урманской свиты от значений глубин залегания кровли тогурской свиты.

Рисунок 2.8 – График зависимости абсолютной глубины залегания кровли салатской/пешковской свиты от глубин залегания отражающего горизонта I^a .

Рисунок 2.9 – График зависимости значений мощности нижней подсвиты тюменской свиты от мощности геттанг-ааленских отложений.

Рисунок 2.10 – Структурно-литологическая модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Усть-Тымского седиментационного суббассейна в разрезе по линии А-Б (А); линия разреза А-Б на схематической карте кровли юрского структурного яруса (Б).

Рисунок 3.1 – Выделение сейсмогеологических комплексов в составе ниже-среднеюрских отложений.

Рисунок 3.2 – Структурные карты: А – подошвы юрского мегакомплекса (Φ_2), Б – кровли геттанг-нижнеарского подкомплекса (I^g), В – кровли геттанг-ааленского комплекса (I^a), Г – кровли юрского мегакомплекса (II^a), Д – кровли берриас-нижнеаптского комплекса (III), Е – кровли апт-нижнетуронского комплекса (IV).

Рисунок 3.3 – Карты скоростей осадконакопления в геттанг-ааленское (А) и байос-волжское (Б) время и карты толщин сейсмогеологических комплексов: В – геттанг-ааленского, Г – байос-волжского.

Рисунок 3.4 – Карты толщин и скоростей осадконакопления сейсмогеологических комплексов/мегакомплексов: юрского (А, Д), берриас-нижнеаптского (Б, Е), апт-туронского (В, Ж), коньяк-кайнозойского (Г, З).

Рисунок 3.5 – Палеорельеф Усть-Тымской мегавпадины по композитному разрезу №2 по линии А – Б (см. Рисунок 2) на момент формирования: А – тогурской свиты, Б – угольного пласта U_{10} , В – баженовской свиты, Г – кошайской пачки алымской свиты, Д – кузнецовской свиты, Е – современный рельеф.

Рисунок 3.6 – Палеорельеф Усть-Тымской мегавпадины по композитному разрезу №1 по линии В – Г (см. Рисунок 2) на момент формирования: А – баженовской свиты, Б – кошайской пачки алымской свиты, В – кузнецовской свиты, Г – современный рельеф.

Рисунок 3.7 - Динамика изменения рельефа кровли урманской свиты на время формирования нижнетюменской подсвиты (горизонт I^a) (аален) (А), баженовской свиты (горизонт II^a) (волга) (Б), кошайской пачки алымской свиты (III) (апт) (В), кузнецовской свиты (IV) (турон) (Г); современный рельеф (Д).

Рисунок 3.8 - Динамика изменения рельефа кровли геттанг-ааленского комплекса на время формирования баженовской свиты (горизонт II^a) (волга) (А), кошайской пачки алымской свиты (III) (апт) (Б), кузнецовской свиты (IV) (турон) (В); современный рельеф (Г).

Рисунок 4.1 – Структурная карта по кровле (А) и карта толщин (Б) геттанг-ааленского комплекса.

Рисунок 4.2 – Корреляционная схема отложений нижней юры и аалена, скважины выровнены по подошве угольного пласта $У_{10}$ и расположены с учетом палеорельефа.

Рисунок 4.3 – Карта толщин геттанг-нижнеааленского сейсмогеологического подкомплекса.

Рисунок 4.4 – Структурная карта по кровле (А) и карта толщин (Б) урманской свиты.

Рисунок 4.5 - Карта толщин тогурской свиты.

Рисунок 4.6 – Корреляционная схема со скважинами, вскрывающими тогурскую свиту и выстроенные по значениям абсолютных отметок глубины и по уменьшению толщины геттанг-ааленского комплекса.

Рисунок 4.7 – Карта толщин тоар-ааленского сейсмогеологического подкомплекса.

Рисунок 4.8 - Структурная карта (А) и карта толщин (Б) салатской/пешковской свиты.

Рисунок 4.9 - Карта толщин нижней подсвиты тюменской свиты.

Рисунок 4.10 – Геологический разрез геттанг-ааленских отложений по линии разреза А-Б.

Рисунок 5.1 – Диаграмма зависимости водородного индекса (НІ) от температуры максимальной скорости выделения углеводородов ($T_{\max}$) для пород тогурской свиты (по материалам ИНГГ СО РАН).

Рисунок 5.2 – Интенсивность образования нефти и газа [Конторович, Трофимук, 1976].

Рисунок 5.3 – Объемы сгенерированных УВ породами тогурской свиты и радомской пачки в скважине Толпаровская №2.

Рисунок 5.4 - Карты теплового потока на границе земной коры и верхней мантии (А) и времени вхождения тогурской свиты в ГЗН ($R_{vt}^0 = 0.65$) в Усть-Тымском очаге (Б).

Рисунок 5.5 - Карты масштабов генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для II типа керогена в Усть-Тымском очаге на время формирования свит: А - покурской (93,9 млн лет), Б - кузнецовской (89.8 млн лет), В - ипатовской (83.6 млн лет), Г - талицкой (61.6 млн лет); Д – на настоящее время.

Рисунок 5.6 - Карты масштабов генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для III типа керогена в Усть-Тымском очаге на время формирования свит: А - кузнецовской (89.8 млн лет), Б - ипатовской (83.6 млн лет), В - талицкой (61.6 млн лет); Г – на настоящее время.

Рисунок 5.7 - Карты современных масштабов генерации газообразных УВ органическим веществом тогурской свиты для II (А) и III (Б) типов керогена в Усть-Тымском очаге.

Рисунок 5.8 - Диаграммы генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для керогена II типа (а) и керогена III типа (б) во времени.

Рисунок 5.9 - Эффективные толщины песчаных пластов: А – Ю₁₆₋₁₇; Б – Ю₁₅; В – Ю₁₁₋₁₄.

Рисунок 5.10 - Карты распределения перспективных объектов УВ в подкомплексах: А – геттанг-нижнеааленском, Б – тоар-нижнеааленском, В – верхнеааленском.

Рисунок 5.11 – Геологический разрез геттанг-ааленских отложений по линии А-Б (положение профиля см. на Рисунке 5.10).

Рисунок 5.12 - Одномерная численная инверсия данных БКЗ в скважине Толпаровская 1.

Рисунок 5.13 – Результаты интерпретации данных БКЗ в интервале верхнеюрского нефтенасыщенного терригенного коллектора на основании одномерной численной инверсии в скважине Киев-Еганская 354.

Рисунок 5.14 – Результаты интерпретации данных БКЗ в интервале ниже-среднеюрского водонасыщенного терригенного коллектора на основании одномерной численной инверсии в скважине Мурасовская 21.

Рисунок 5.15 – Фрагмент временного разреза, пересекающего Толпаровскую площадь.

Рисунок 5.16 – Корреляционная схема геттанг-ааленских отложений Толпаровской площади.

Рисунок 5.17 – Фрагменты карт масштабов генерации жидких УВ для керогена II (А) и III (Б) типов.

Рисунок 5.18 – Структурные карты геттанг-ааленского комплекса Толпаровской площади: А – по кровле геттанг-нижнетоарского подкомплекса, Б – по кровле тоар-нижнеааленского подкомплекса, В – по кровле верхнеааленского подкомплекса.

Рисунок 5.19 – Фрагменты карт эффективных толщин: А - геттанг-нижнетоарского подкомплекса, Б – тоар-нижнеааленского подкомплекса; В – верхнеааленского подкомплекса.

Рисунок 5.20 – Результаты интерпретации данных БКЗ в коллекторах геттанг-ааленских отложений на основании одномерной численной инверсии в скв. Толпаровские № 1 и № 2.

Рисунок 5.21 - Карты распределения перспективных объектов УВ в подкомплексах на Толпаровской площади: А – геттанг-нижнетоарском, Б – тоар-нижнеааленском, В – верхнеааленском.

Рисунок 5.22 - Геологический разрез геттанг-ааленских отложений на Толпаровской площади по линии I-II (см. Рисунок 5.21).

Рисунок 5.23 – Временной разрез по линии 1-2 (А) и литолого-геофизическая характеристика (Б) геттанг-ааленских отложений на Западно-Тымской площади.

Рисунок 5.24 – Фрагменты карт масштабов генерации жидких УВ для керогена II (А) и III (Б) типов.

Рисунок 5.25 – Характеристика Западно-Тымской площади: А – структурная карта по кровле геттанг-нижнетоарского подкомплекса, Б – геологический разрез по линии I-II, В – карта эффективных толщин геттанг-нижнетоарского подкомплекса, Г – модель БКЗ скв. Западно-Тымская № 1, Д – карта распределения перспективных объектов.

Рисунок 5.26 – Временной разрез Вертолетной площади по линии I-II.

Рисунок 5.27 – Корреляционная схема геттанг-ааленских отложений Вертолетной площади (А) и геологический разрез (Б).

Рисунок 5.28 – Фрагменты карт масштабов генерации жидких УВ для керогена II (А) и III (Б) типов на Вертолетной площади.

Рисунок 5.29 – Характеристика Вертолетной площади: А – структурная карта по кровле геттанг-нижнетоарского подкомплекса, Б – структурная карта по кровле тоар-нижнеааленского подкомплекса, В – структурная карта по кровле верхнеааленского подкомплекса, Г – фрагмент карты эффективных толщин геттанг-нижнетоарского подкомплекса, Д – фрагмент карты эффективных толщин тоар-нижнеааленского подкомплекса, Е - фрагмент карты эффективных толщин верхнеааленского подкомплекса, Ж - модель БКЗ скв. Вертолетная № 360, З – К - Карты распределения перспективных объектов УВ в подкомплексах на Толпаровской площади: геттанг-нижнетоарском (З), тоар-нижнеааленском (И), верхнеааленском (К).

Рисунок 5.30 - Геологический разрез геттанг-ааленских отложений на Вертолетной площади по линии III-IV (см. Рисунок 5.22).

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Классификация тектонических элементов мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Западно-Сибирской геосинеклизы по В.Д. Наливкину (1962) с уточнениями и дополнениями В.А. Конторовича (2002).

Таблица 1.2 - Схема стратиграфической приуроченности залежей углеводородов на территории исследования.

Таблица 2.1 - Глубина залегания кровли и литологический состав стратиграфических комплексов (свит, подсвит) в скважине Толпаровская 2.

Таблица 3.1 – Параметры замкнутых положительных структур в рельефе кровли геттанг-нижнетоарского подкомплекса на момент формирования: А – угольного пласта $У_{10}$ (горизонт I^а), Б – баженовской свиты (горизонт II^а); В – современный рельеф.

Таблица 3.2 - Параметры замкнутых положительных структур в рельефе кровли тоар-ааленского подкомплекса: Б - на момент формирования баженовской свиты (горизонт II^а), В – современный рельеф.

Таблица 5.1 – Подсчет ресурсов нефти категории D₀ (млн т) для геттанг-ааленского нефтегазоносного комплекса.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АК – акустический каротаж

БК – боковой каротаж

БКЗ – боковое каротажное зондирование

БР – буровой раствор

ВАК – высшая аттестационная комиссия

ВИКИЗ - высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

ВНК – водонефтяной контакт

ВОП – внутренняя область плиты

ГЗН – главная зона нефтеобразования

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – гамма-каротаж

ГФН – главная фаза нефтеобразования

ДК – диэлектрический каротаж

ЗС – Западная Сибирь

ЗСБ – Западно-Сибирский бассейн

ЗСП – Западно-Сибирская плита

ИК – индукционный каротаж

ИНГГ СО РАН – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук

КП – куполовидное поднятие

КС - метод кажущегося сопротивления электрического каротажа

ЛП – локальное поднятие

МК – микрокаротаж

МОВ – метод отраженных волн в сейсморазведке

МОГТ – метод общей глубинной точки в сейсморазведке

НГК – нейтронный гамма-каротаж

НГО – нефтегазоносная область

НГП – нефтегазоносная провинция

НГР – нефтегазоносный район

ОВ – органическое вещество

ПЗ – переходная зона

ПС - метод самопроизвольной поляризации электрического каротаж

РОВ - рассеянное органическое вещество

СК – сейсмический каротаж

СМ – структурный мыс

СНИИГГиМС – акционерное общество «Сибирский научно-исследовательский институт геологии и минерального сырья»

СПК – спорово-пыльцевой комплекс

СФО - структурно-фациальная область

СФР – структурно-фациальный район

УВ - углеводороды

УС - удельное сопротивление

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства