

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Новосибирск – 2021

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук

Научный руководитель:

Калинина Людмила Михайловна

кандидат геол.-минер. наук, доцент, старший научный сотрудник ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск.

Официальные оппоненты:

Исаев Валерий Иванович

доктор геол.-минер. наук, старший научный сотрудник, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», г. Томск;

Скузоватов Максим Юрьевич

кандидат геол.-минер. наук, ведущий геолог лаборатории технико-экономического обоснования проектов в отделе геолого-экономического анализа Департамента УВС Акционерного общества «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск.

Ведущая организация:

Федеральное автономное учреждение «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», г. Тюмень.

Защита состоится 16 июня 2021 г. в 15 часов на заседании диссертационного совета Д 003.068.02 при Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, в конференц-зале, 630090, г. Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3.

Отзыв в двух экземплярах, оформленный в соответствии с требованиями Минобрнауки России (см. вклейку), просим направлять по адресу: 630090, г. Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3;

факс (8-383) 330-28-07; e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на официальном сайте ИНГГ СО РАН

<http://www.ipgg.sbras.ru/ru/education/commettee>

Автореферат разослан 14 мая 2021 г.

Ученый секретарь диссертационного совета, к.г.-м.н.



Е.А. Костырева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Объектом исследования в диссертационной работе являются слабо изученные отложения нижней и средней (аален) юры Усть-Тымской мегавпадины и прилегающих территорий Александровского свода, Среднеvasюганского, Парабельского и Пыль-Караминского мегавалов (юго-восток Западной Сибири, Томская область) (Рисунок 1, см. вкл.). 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 Среднеvasюганского НГР Васюганской НГО, а также восточные районы Предьенисейской 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 (Рисунок 2, см. вкл.).

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. Девятов, 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, флюидопоров 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 керна по пяти скважинам, результаты испытаний по 19 скважинам (Рисунок 3, см. вкл.), 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 ИНГТ 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 нефтидогенеза, 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.Р. 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 мегаплатины три самостоятельных нефтегазоносных подкомплекса: геттанг-нижнеюрский, юр-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^в, I^г, II^а, III, IV), карты толщин сейсмогеологических комплексов (геттанг-ааленского, юрского, берриас-нижнеаптского, апт-туронского, коньяк-кайнозойского), построена серия палеоразрезов.

Проведено литологическое расчленение нижне-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 мегавадины. 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 испытаний скважин, а также данные петрофизики и геохимии ОБ;
- 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 ИНГТ СО РАН (W-Seis, GridBuilder, GridMaster, EMFpro).

При решении задачи исследования учитывались все опубликованные научные данные исследователей по Усть-Тымской мегапщадине, 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. Калининной, 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.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1 посвящена анализу современных представлений о геолого-геофизической изученности, стратиграфии осадочного чехла, тектоническому строению юрского структурного яруса и нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений территории исследования. В **Главе 2** приводится описание основных метадит, применяемых в исследовании, включающих структурно-тектонический анализ, интерпретацию материалов ГИС и бассейновое моделирование. **Глава 3** содержит результаты интерпретации данных сейсморазведки и глубокого бурения – структурную характеристику и историю тектонического развития осадочного чехла территории исследования, динамику изменения рельефа геттанг-ааленского сейсмогеологического комплекса. В **Главе 4** приведены модели геологического строения, по которым выделены нефтегазоносные осадочные подкомплексы в геттанг-ааленских отложениях. **Глава 5** включает результаты бассейнового моделирования, построения прогнозных карт. В ней приводится комплексная оценка перспектив нефтегазоносности нижней-средней юры Усть-Тымской мегаплатины и сопредельных положительных структур, а также детальная характеристика трёх нефтегазоперспективных объектов.

ОСНОВНЫЕ ЗАЩИЩАЕМЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Усть-Тымская мегаплатина 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.

Анализ материалов сейсморазведки и глубокого бурения, основанный на методе сейсмостратиграфии, включал выделение и трассирование сейсмических отражающих горизонтов, выделение сейсмогеологических комплексов, структурно-тектонический и палеотектонический анализы.

В осадочном чехле территории исследования на временных разрезах выделяются характерные для юго-востока Западной Сибири основные отражающие сейсмические горизонты: Φ_2 – кровля доюрского основания, Π^a –

подошва баженовской свиты, III – кошайская пачка алымской свиты и IV – кровля кузнецовской свиты, которые ограничивают нефтегазоносные осадочные комплексы и мегакомплексы: юрский, берриас-нижнеаптский, апт-нижнетуронский и коньяк-кайнозойский (Рисунок 4, см. вкл.).

В юрский мегакомплекс входит геттанг-ааленский сейсмогеологический комплекс, который в подошве ограничен отражающим горизонтом Φ_2 , в кровле – отражающим горизонтом I^a (угольный пласт У₁₀). В его составе выделяется отражающий горизонт I^г (кровля тогурской свиты), который разделяет геттанг-ааленский сейсмогеологический комплекс на два подкомплекса: геттанг-нижнетоарский и тоар-ааленский (Рисунок 5, см. вкл.).

Анализ структурных карт по отражающим горизонтам показал, что в центральной части территории исследования расположена отрицательная структура I порядка 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. Основные тектонические элементы в структурных планах всех отражающих горизонтов имеют сходные черты. Вверх по разрезу происходит смещение эпицентров прогибания, меняется пространственное положение мегавпадины, изменяются параметры положительных структур в обрамлении, происходит выполаживание рельефа.

Как показал анализ карт уступов по кровлям сейсмогеологических комплексов и подкомплексов, осадочный чехол территории исследования нарушают разломы преимущественно северо-западного и северо-восточного простираения длиной от нескольких до десятков километров.

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

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

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 зоной относительного воздымания на северо-западе; коньяк-кайнозойский этап, характеризующийся протяженной с севера на юго-запад областью прогибания и эпицентром воздымания на юге.

Основные положительные структуры были сформированы над эрозионно-тектоническими выступами фундамента в геттанг-ааленское время (Рисунок 6, см.

вкл.), в юрское и раннемеловое время развивались преимущественно унаследованно, особенностью берриас-раннеаптского этапа являлись единая область воздымания на севере территории и образование прогиба между Пыль-Караминским и Пайдугинским мегавалами. В апте – раннем туроне происходило относительное воздымание Александровского свода на фоне погружения юго-восточной части района исследования, в целом процессы структурообразования протекали достаточно вяло. В коньяк-кайнозойское время тектонические процессы снова активизировались, сменилась их направленность. В результате активизации раннетриасовых рифтов на северо-западе происходили интенсивные процессы прогибания. Южная часть территории, напротив, воздымалась на фоне альпийской тектонической активности (Рисунок 7, см. вкл.).

Осадочный чехол района исследования нарушен серией разломов ниже-, верхнеюрского и кайнозойского возраста. В кайнозойское время нефтематеринские породы (тогурская и баженновская свиты) начали входить в главную зону нефтеобразования и генерировать жидкие УВ, поэтому можно рассматривать юрские разломы как тектонические экраны, а кайнозойские разрывные нарушения могли быть каналами миграции УВ.

Положительные замкнутые структуры геттанг-ааленского комплекса были сформированы в юре над эрозионно-тектоническими выступами доюрского основания, в аален-волжское время развивались наиболее интенсивно (см. Рисунок 6 А, В, см. вкл.), в меловое время развивались преимущественно унаследованно. Современный облик приобрели в коньяк-кайнозойское время, тогда произошло объединение отдельных куполов в более крупные структуры Окуневского вала и Тростникового структурного мыса, а также увеличение площади и амплитуд большинства локальных поднятий (Рисунок 8, см. вкл.).

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

Комплексный подход позволил детализировать геологическое строение геттанг-ааленских отложений.

За верхнюю границу геттанг-ааленского осадочного комплекса принимается угольный пласт У₁₀, нижней границей является подошва урманской свиты, а в местах ее отсутствия – кровля доюрского основания, глубина залегания кровли комплекса изменяется от 3050 до 2400 м.

В геттанг-ааленское время происходило заполнение осадками депрессионных зон фундамента. В наиболее погруженной части Усть-Тымской мегавпадины выделяется полный разрез комплекса, 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. Отложения комплекса распространены практически на всей исследуемой территории, за исключением возвышенных участков, представленных выходами доюрского фундамента, их мощность достигает 440 м (Рисунок 9, см. вкл.).

По итогам интерпретации сейсморазведочных материалов автору удалось выделить в составе геттанг-ааленского комплекса два сейсмогеологических подкомплекса: геттанг-нижнетоарский и тоар-ааленский. Анализ материалов ГИС позволил разделить тоар-ааленский сейсмогеологический подкомплекс на два самостоятельных нефтегазоносных осадочных подкомплекса: тоар-нижнеааленский и верхнеааленский.

Геттанг-нижнетоарский подкомплекс представлен урманской и тогурской свитами, ограничен кровлей доюрского основания в подошве и тогурской свитой в кровле, распространен в наиболее погруженных зонах территории исследования и заполняет Усть-Тымскую палеовпадину доюрского фундамента, выклиниваясь на ее бортах. Подкомплекс залегает на глубине от 3180 до 2780 м, мощность его изменяется от 15 до 130 м (Рисунок 10 А, Б, см. вкл.).

Урманская свита имеет локальное распространение, мощность изменяется от 0 до 92 м. В ее составе выделяются песчаные пласты Ю₁₇ (нижнеурманская подсвита) и Ю₁₆ (верхнеурманская подсвита), которые рассматриваются как один коллектор геттанг-нижнетоарского подкомплекса. Тогурская свита является потенциальным источником УВ для залежей в базальных горизонтах осадочного чехла и выполняет роль регионального флюидоупора, мощность изменяется от 9 до 41 м.

Геттанг-нижнетоарский подкомплекс содержит песчаный коллектор, источник генерации УВ и флюидоупор, что дает возможность рассматривать его как отдельный нефтегазоперспективный интервал.

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 (Рисунок 10 В, Г, см. вкл.).

Песчаники салатской/пешковской свиты (пласт Ю₁₅) залегают над нефтематеринской тогурской толщей, под радомской пачкой или углисто-глинистой пачкой У₁₄, хорошо выдержанных на территории исследования, которые могут служить флюидоупором. Наличие коллектора, флюидоупора и нефтепроизводящих пород позволяет рассматривать тоар-нижнеааленский

подкомплекс как нефтегазоперспективный.

Верхнеааленский подкомплекс представлен нижней подсвитой тюменской свиты, в кровле ограничен мощной углисто-глинистой пачкой Y_{10} , залегает на глубинах от 3050 до 2390 м на породах салатской/пешковской свиты, а в зонах отсутствия – на породах доюрского основания. Подкомплекс распространен на большей части территории исследования, за исключением наиболее возвышенных участков, представленных выступами фундамента, мощность достигает 200 м (Рисунок 10 Д, Е, см. вкл.).

Нижняя подсвита тюменской свиты содержит группу гидродинамически связанных песчаных пластов $Ю_{11-14}$. Корреляция каждого из пластов $Ю_{11}$, $Ю_{12}$, $Ю_{13}$ и $Ю_{14}$ затруднительна. В разрезе прослеживаются не все песчаные пласты, часто замещаются глинистыми разностями, в присклоновых частях поднятий выклиниваются. В работе они рассматриваются как единый резервуар.

Наличие большой мощности коллектора и выдержанного по площади флюидоупора позволяет рассматривать верхнеааленский подкомплекс в качестве самостоятельного объекта для поисков залежей нефти и газа.

3. По результатам бассейнового моделирования подтверждено, что на юго-востоке Западной Сибири раннетогурская 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.

Оценка нефтегазоносного потенциала геттанг-ааленских отложений территории исследования базируется на определении масштабов генерации УВ и установлении времени погружения нефтематеринской толщи в главную зону нефтеобразования.

Для восстановления истории генерации было проведено 1D и 3D бассейновое моделирование. В результате были получены модели: структурно-литологическая, термическая мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и генерации УВ.

В геттанг-ааленском комплексе основным источником углеводородов является неоднородное по составу органическое вещество тогурской свиты. Свита формировалась в крупных озерах, временами соединявшихся с морем, характеризуется средним остаточным генерационным потенциалом (НГ) порядка 300 мг УВ/г $C_{орг}$ (Рисунок 11, см. вкл.), 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, происхождение которого связано с бактериями и фито-, зоопланктоном, что подтверждается изотопным составом органического углерода $\delta^{13}C$ (от -29 до -34 ‰) и составом углеводородов-биомаркеров, в других

скважинах породы содержат смешанное ОВ, имеющее генетическую связь преимущественно с высшей наземной растительностью.

В работе использовались стандартизованные типы керогена, описанные в литературе, 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. На территории исследования соотношение смешанной и аквагенной составляющих органического вещества тогурской свиты изменяется по площади и в разрезе. В силу недостаточного количества данных не было охарактеризовано площадное распределение керогенов II и III типов, реконструкция истории генерации осуществлялась для каждого типа в отдельности.

Одномерное бассейновое моделирование показало, что в разрезе скважины Толпаровская № 2 основной объем генерации УВ в геттанг-ааленском комплексе происходил в тогурской свите (кероген III типа). По значениям глубин и современных температур (порядка $130^{\circ}C$), достигнутым тогурской свитой, можно сказать, что она находится в зоне нефтеобразования.

Тогурская свита выдержана по толщине и имеет площадное распространение на территории исследования, для нее было проведено 3D бассейновое моделирование. В модели не учитывалась радомская пачка салатской свиты, поскольку она распространена прерывисто и ее вклад в процессы генерации незначителен.

По итогам бассейнового моделирования установлено:

- тогурская свита начала погружаться в ГЗН примерно 110 млн лет назад (к концу раннего мела, апт-альб) в наиболее депрессионных частях Усть-Тымской мегавпадины, а примерно 5 млн лет назад (плиоцен) в прибортовых частях мегавпадины (Рисунок 12, см. вкл.);
- генерация жидких УВ органическим веществом началась II типом керогена примерно 110 млн. лет назад, а III позднее – 90 млн лет назад;
- в настоящее время площадь генерации жидких УВ керогеном II типа составляет 8900 км^2 , а III типа – 7600 км^2 , плотность генерации достигает 3800 тыс. т/ км^2 для керогена II типа и значительно меньше – 700 тыс. т/ км^2 для керогена III типа (Рисунок 13, см. вкл.);
- общие объемы сгенерированных жидких УВ составили 795 млн т для керогена II типа и 173 млн т для III типа;
- объемы сгенерированных УВ возрастают со временем, предполагается, что генерация еще не вышла на максимальный уровень.

4. В геттанг-ааленских отложениях исследуемого региона выделено 2 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.

На территории исследования открыто 17 месторождений углеводородов, большинство из которых связаны с верхнеюрскими отложениями (горизонт Ю₁). В отложениях нижней и средней юры нет залежей, стоящих на Государственном балансе. При испытании скважин получены притоки нефти из этих пород на Толпаровской, Вартовской и Южно-Пыжинской площадях.

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, определение типа насыщения коллекторов, выделение перспективных объектов, подсчет ресурсов нефти категории D₀ методом сравнительного геологического анализа.

Наличие резервуаров, ловушек и значительных объемов сгенерированных УВ подтверждает целесообразность оценки перспектив нефтегазоносности и поиска новых залежей УВ в геттанг-ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины.

Геттанг-нижнетюарский нефтегазоносный подкомплекс содержит песчаные пласты Ю₁₆₋₁₇, имеющие локальное распространение и приуроченные к наиболее погруженным областям. Величины эффективных толщин изменяются от 0 до 28 м. На восток от Вертолетной площади и юго-запад от Толпаровской наблюдается замещение песчаных пластов на глинистые разности. В подкомплексе выделены нефтяная залежь на Толпаровской площади и пять перспективных нефтегазоносных объектов (Рисунок 14 А, см. вкл.).

В тюар-нижнеааленском нефтегазоносном подкомплексе песчаный пласт Ю₁₅ распространен на большей части территории исследования и отсутствует только на возвышенных участках, представленных выступами доюрского фундамента. Эффективные мощности пласта изменяются от 0 до 46 м, на юге территории исследования происходит литологическое замещение песчаных пластов на глинисто-углистые породы. В подкомплексе выделено 11 перспективных объектов (Рисунок 14 Б, см. вкл.).

Верхнеааленский нефтегазоносный подкомплекс содержит песчаные пласты Ю₁₁₋₁₄, которые распространены практически на всей территории исследования, за исключением палеовыступов. Мощность эффективных толщин изменяется от 0 до 110 м, в восточном и южном направлениях от центральной части района исследования происходит глинизация песчаников. В подкомплексе выделены две нефтяные залежи на Толпаровской и Вартовской площадях, 25 перспективных и три водоносных объекта (Рисунок 14 В, см. вкл.).

Для геттанг-ааленского нефтегазоносного комплекса характерны ловушки структурного, структурно-тектонического и структурно-литологического типов.

Суммарные геологические ресурсы нефти категории D₀ геттанг-ааленского комплекса оцениваются в 650 млн т, суммарные извлекаемые ресурсы в 150 млн

т. Для корректности в оценке ресурсов вводился дополнительный параметр – «коэффициент успешности ($K_{усп}$)», для песчаных пластов Ю₁₁₋₁₅ он составил 0,1; для пластов Ю₁₆₋₁₇ – 0.25. С учетом $K_{усп}$ был сделан пессимистичный прогноз, суммарные геологические ресурсы нефти категории D₀ геттанг-ааленского комплекса составили 70 млн т, суммарные извлекаемые ресурсы – 16 млн т.

Комплексный подход позволил выделить зоны наиболее перспективные для поисков залежей УВ и оценить перспективы нефтегазоносности. Объекты, расположенные в области наиболее вероятной миграции УВ из тогурской свиты, в пределах которых пробурены скважины и имеются данные БКЗ, были выбраны в качестве первоочередных для поиска залежей нефти на Толпаровской, Западно-Тымской и Вертолетной площадях. Для объектов построены детальные модели геологического строения геттанг-ааленского комплекса, пластовые модели, выделены нефтенасыщенные интервалы, осуществлен прогноз нефтегазоносности.

По результатам проведенной интерпретации данных БКЗ в испытанных интервалах песчаных пластов геттанг-ааленских отложений в скважинах Толпаровская №1 и Мурсовская №21, установлено, что граничное значение истинного УЭС нефтенасыщенных коллекторов составляет от 8 Ом·м и выше. 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 при испытаниях испытателем пластов (ИП) не было получено притока.

Проведенные исследования позволили отнести Толпаровскую ловушку к объектам с высокими перспективами открытия мелкого нефтяного месторождения, а Вертолетную и Западно-Тымскую к объектам с предполагаемой нефтенасыщенностью (Рисунок 15, см. вкл.).

По итогам оценки нефтегазоносности геттанг-ааленских отложений на территории исследования сделаны следующие выводы:

- выделяется три нефтегазоносных подкомплекса, содержащих резервуары, флюидоупоры и нефтепроизводящие породы;
- нефтематеринская тогурская свита находится в главной зоне нефтеобразования, что указывает на возможность заполнения ловушек и формирование залежей 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 (F_2 , I^g , I^a , II^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-нижнеюарский, юар-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 D₀ с поправкой на коэффициент успешности (для геттанг-нижнеааленского подкомплекса – 0.25, для ааленского и верхнеааленского – 0.1) составляют 70 млн т, суммарные извлекаемые ресурсы – 16 млн т. По более оптимистичному прогнозу суммарные геологические ресурсы нефти категории D₀ 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 глубокозалегающих ниже-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 ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В изданиях, рекомендованных ВАК:

1. **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- 027.

2. Конторович, В.А. Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижеюрских 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.

3. **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.

В других изданиях:

1. **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.). – 2019. – С. 224-226.

2. **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.). – 2019. – С. 190-191.

3. **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.). – 2018. – С. 92-94.

4. **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. – 2018. – Т. 2. – С. 136-143.

5. **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.

6. **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. – 2018. – Т. 1. – С. 292-294.

7. **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.

8. **Локтионова, О.А.** Сейсмогеологическая модель, история формирования Усть-Тымской мегавпадины и прилегающей территории (Томская область) / **Локтионова О.А.** // Материалы 54-й международной научной студенческой конференции МНСК-2016 (г. Новосибирск, 16-20 апреля 2016 г.): Геология. – 2016. – С. 108-108.

Технический редактор Т.С. Курганова

Подписано в печать 06.04.2021

Формат 60x84/16. Бумага офсет №1. Гарнитура Таймс

Печ.л. 1,0. Тираж 165. Зак. № 198

ИНГТ СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3



Рисунок 1 - Географическое расположение района исследования.
Условные обозначения: 1 - административные границы, 2 - район исследования.

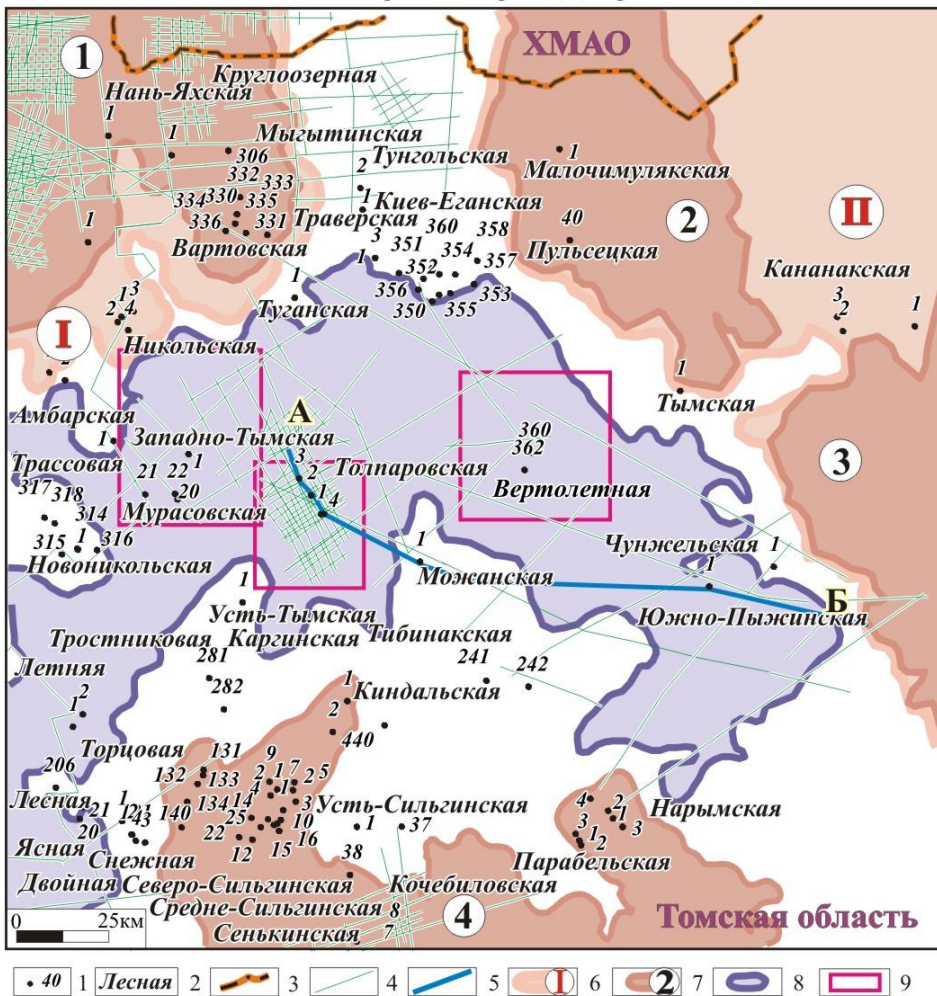


Рисунок 3 - Схема изученности территории исследования.
Условные обозначения: 1 - скважины, 2 - название площади, 3 - административные границы, 4 - сейсмические профили МОГТ, 5 - профиль для построения геологического разреза, 6 - 8 - контуры структур по тектонической схеме по горизонту П^г: 6 - положительные 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 - районы для построения детальных моделей нефтегазоперспективных объектов.

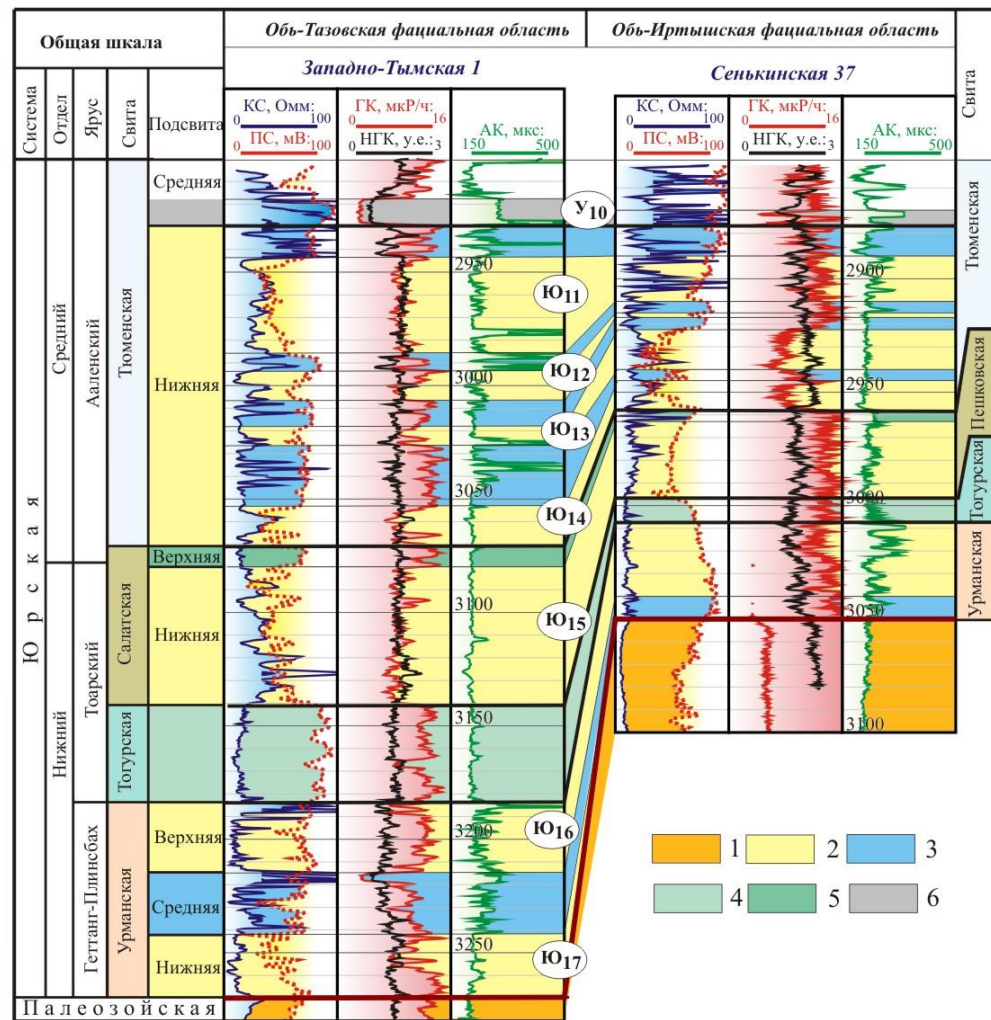


Рисунок 2 - Стратиграфия и сопоставление геологического разреза геттанг-ааленских отложений Обь-Тазовской и Обь-Иртышской СФО.
Условные обозначения: 1 - палеозойские отложения, 2 - песчаные пачки, 3 - глинисто-углистые пачки, 4 - тогурская свита, 5 - радомская пачка, 6 - угольный пласт.

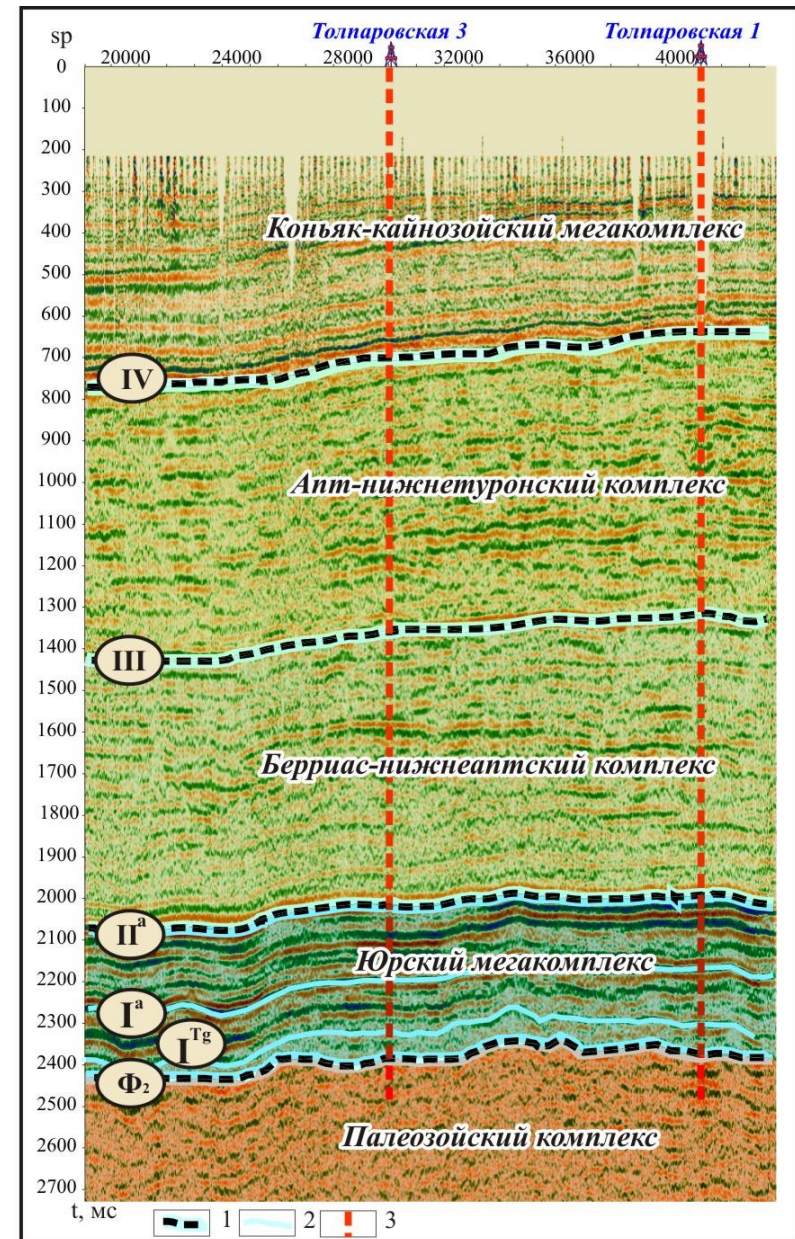
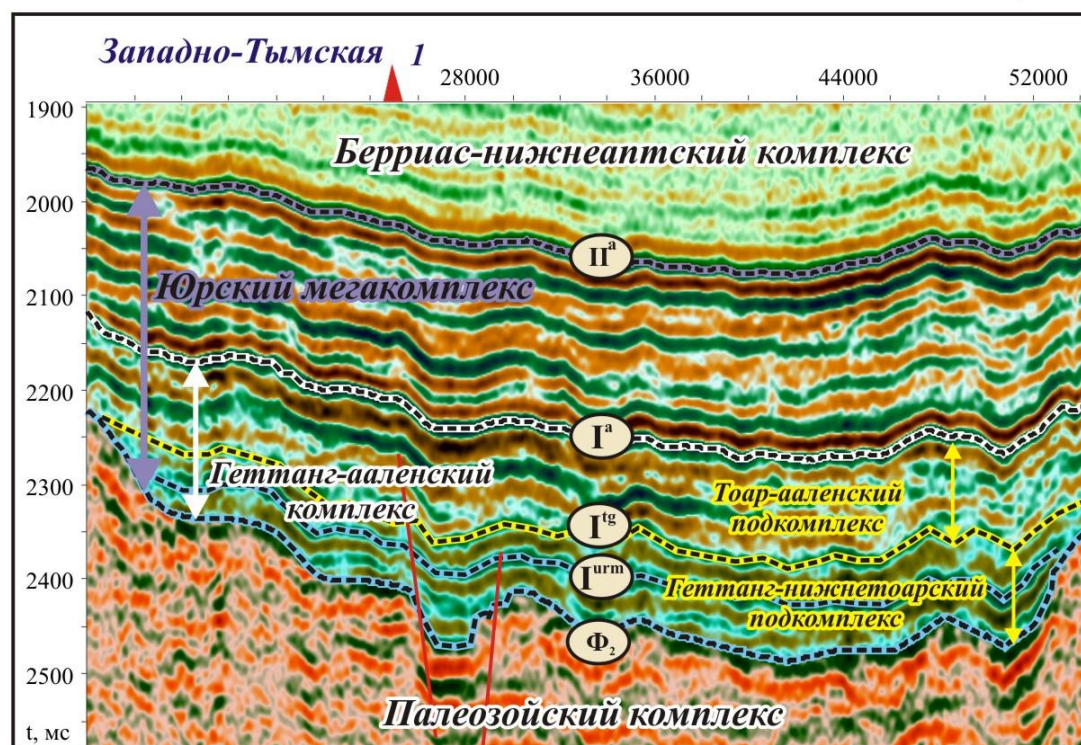


Рисунок 4 - Выделение сейсмических отражающих горизонтов и сейсмогеологических комплексов.
Условные обозначения: 1 - основные отражающие горизонты (Ф₂ - кровля доюрского основания, П^а - подошва баженовской свиты, П^г - кошайская пачка алымской свиты, IV - кровля кузнецовской свиты), 2 - промежуточные отражающие горизонты (I^г - кровля тогурской свиты, I^г - кровля нижнетомской подсвиты (подошва угольного пласта Ю₁₀)), 3 - скважины.

Рисунок 5 - Выделение сейсмогеологических комплексов в составе нижне-среднеюрских отложений.

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

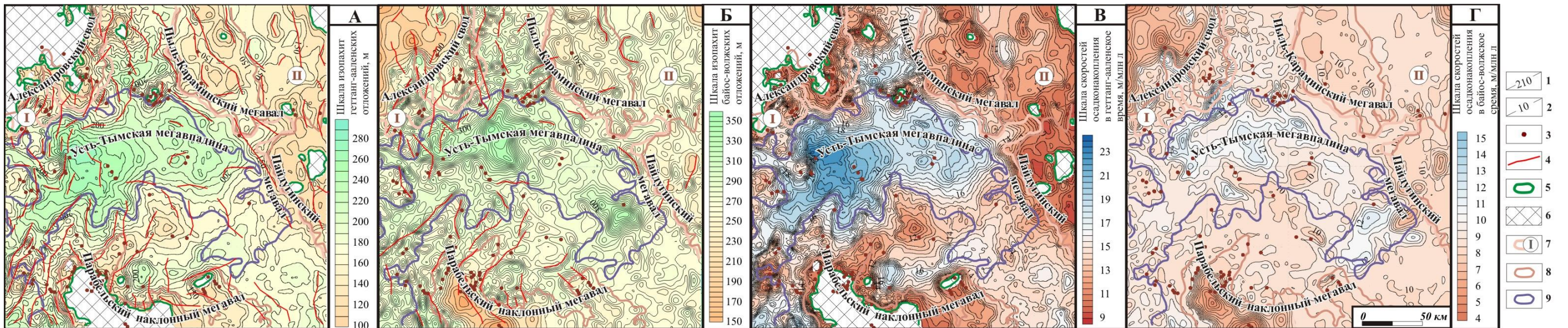


Рисунок 6 - Карты толщин сейсмогеологических комплексов (А – геттанг-ааленского, Б – байос-волжского) и карты скоростей осадконакопления (В – геттанг-ааленских отложений, Г – байос-волжских отложений).
Условные обозначения: 1 – изопахиты, 2 - изолинии м/млн лет, 3 – скважины, 4 – разломы, 5 – область распространения геттанг-ааленских отложений, 6 – выходы доюрского фундамента, 7 – 9 – контуры структур по тектонической схеме по горизонту П²: 7 – положительные структуры 0 порядка (I – Обь-Васюганская гряда, II – Куржская гряда), 8 – положительные структуры I порядка, 9 – отрицательная структура I порядка.

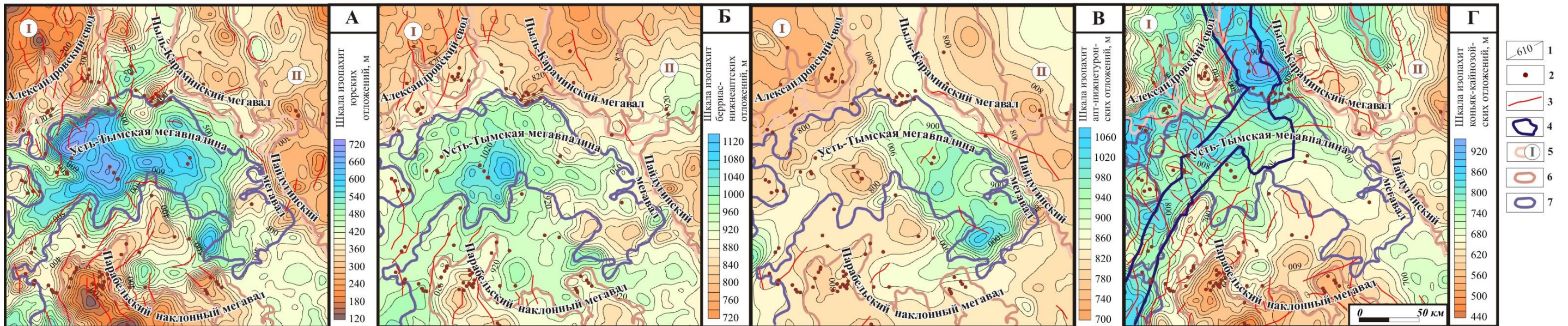


Рисунок 7 - Карты толщин сейсмогеологических комплексов/мегакомплексов: А – юрского, Б – берриас-нижнеаптского, В – апт-нижнетуронского, Г – коньяк-кайнозойского.
Условные обозначения: 1 – изопахиты, 2 – 7 – см. Рисунок 6.

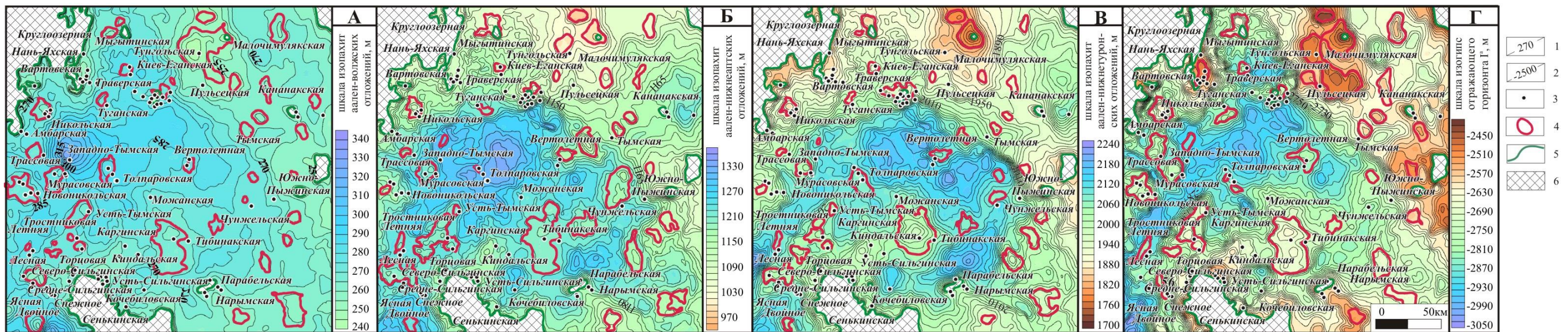


Рисунок 8 - Динамика изменения рельефа кровли геттанг-ааленского комплекса на время формирования баженовской свиты (горизонт П²) (волга) (А), кохайской пачки алымской свиты (П³) (апт) (Б), кузнецовской свиты (П⁴) (турон) (В), современный рельеф (Г).
Условные обозначения: 1 – изопахиты, 2 – изогипсы, 3 – скважины, вскрывшие геттанг-ааленские отложения, 4 - замкнутые положительные структуры, 5 - зона распространения геттанг-ааленских отложений, 6 – выступы доюрского фундамента.

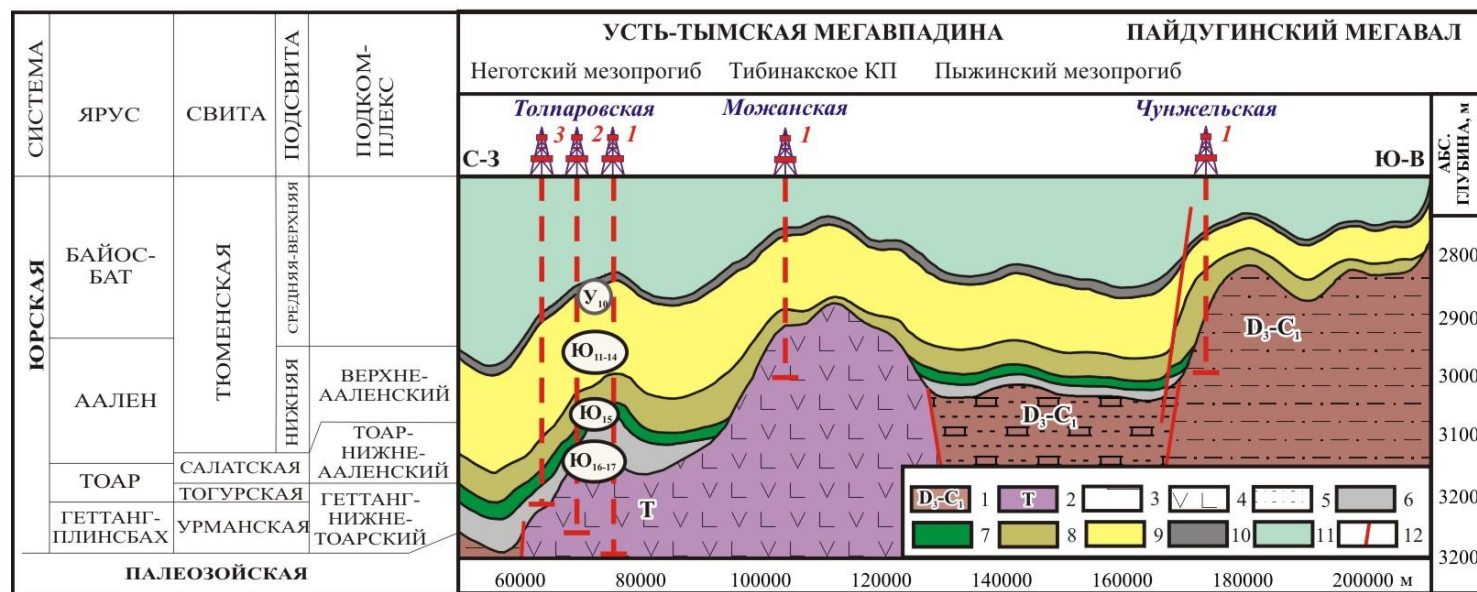


Рисунок 9 - Геологический разрез геттанг-ааленских отложений по линии разреза А-Б (см. Рисунок 2).
Условные обозначения: 1 - девонская система – каменноугольная система, 2 - триасовая система, 3 - глинистые сланцы с известняками, 4 - андезиты, андезито-базальты и их туфы, эффузивы основного состава, 5 - переслаивание пород разного состава, 6 – урманская свита, 7 – тогурская свита, 8 – салатская свита, 9 – нижняя подсвита тюменской свиты, 10 – угольный пласт У₁₀, 11 – средняя и верхняя подсвиты тюменской свиты, 12 – разломы.

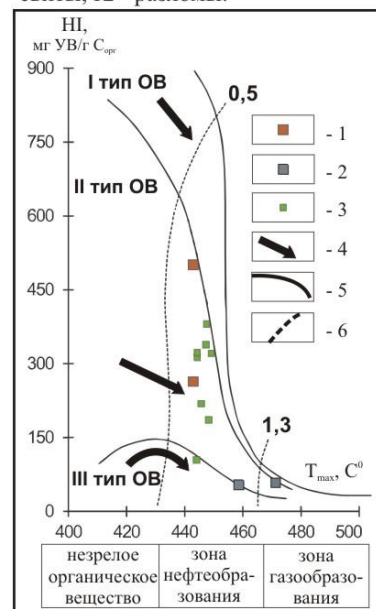


Рисунок 11 - Диаграмма зависимости водородного индекса (HI) от температуры максимальной скорости выделения углеводородов (T_{max}) для пород тогурской свиты (по материалам ИНГГ СО РАН).
Условные обозначения: 1 – 3 – пробы пород из скважин: 1 - Киев-Еганская 211, 2 – Толпаровская 2, 3 – Южно-Пыжинская 1, 4 – направленность изменений величин HI и T_{max} в катагенезе, 5 – линии, ограничивающие максимальные значения HI для трех типов ОБ, 6 – изолинии отражательной способности витринита (R⁰).

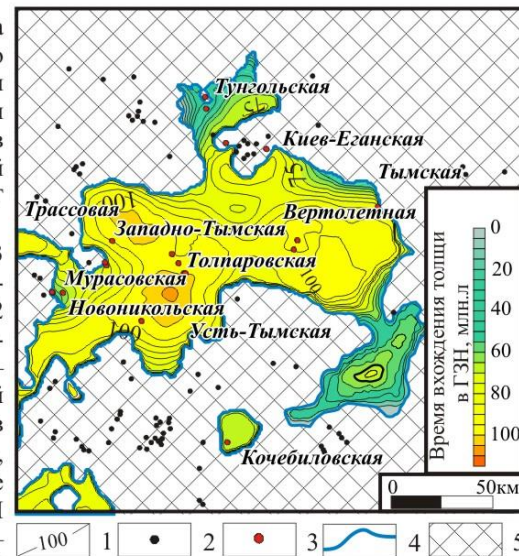


Рисунок 12 - Карта времени вхождения тогурской свиты в ГЗН (R_н⁰ = 0.65) в Усть-Тымском очаге.
Условные обозначения: 1 - изохроны, млн л, 2 – скважины, 3 – скважины, вскрывшие нижнеюрские отложения, 4 - граница распространения тогурской свиты, 5 – зона отсутствия нижнеюрских отложений.

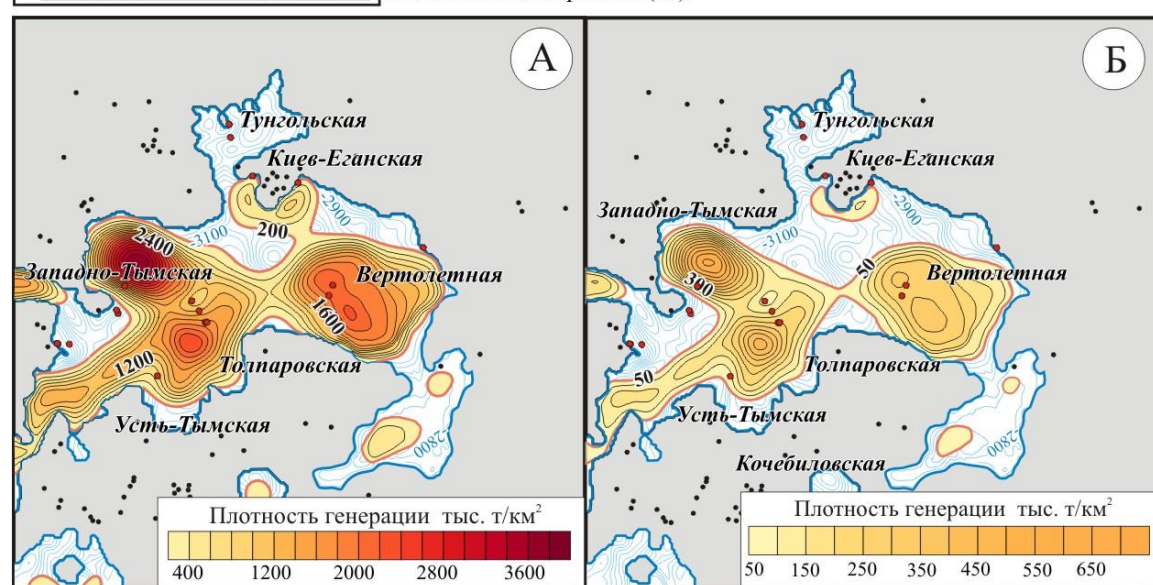


Рисунок 13 - Карты современных кумулятивных масштабов генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для II (А) и III (Б) типов керогена в Усть-Тымском очаге.
Условные обозначения: 1 – изогипсы, 2 – изогипсы, тыс. т/км², 3 - граница области генерации, 4 - скважины, 5 – скважины, вскрывшие нижнеюрские отложения, 6 - граница распространения тогурской свиты, 7 – выступы доюрского фундамента.

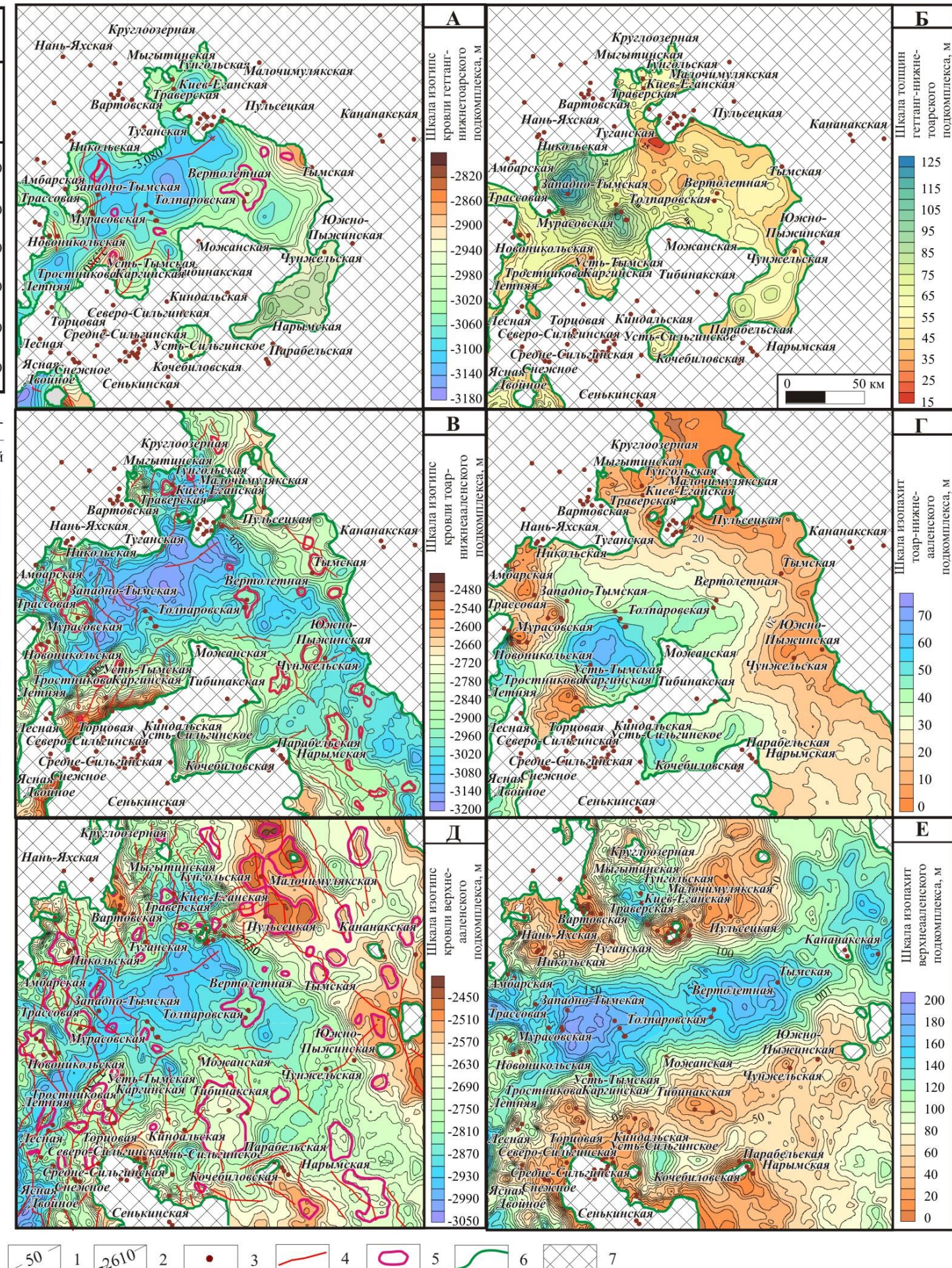


Рисунок 10 - Карты толщин и структурные карты нефтегазоносных осадочных подкомплексов: геттанг-нижнеюрского (А, Б), тоар-нижнеюрского (В, Г) и верхнеюрского (Д, Е).
Условные обозначения: 1 - изогипсы, 2 - изогипсы, 3 - скважины, 4 – разломы, 5 – замкнутые положительные структуры, 6 - область распространения отложений, 7 - выходы доюрского основания.

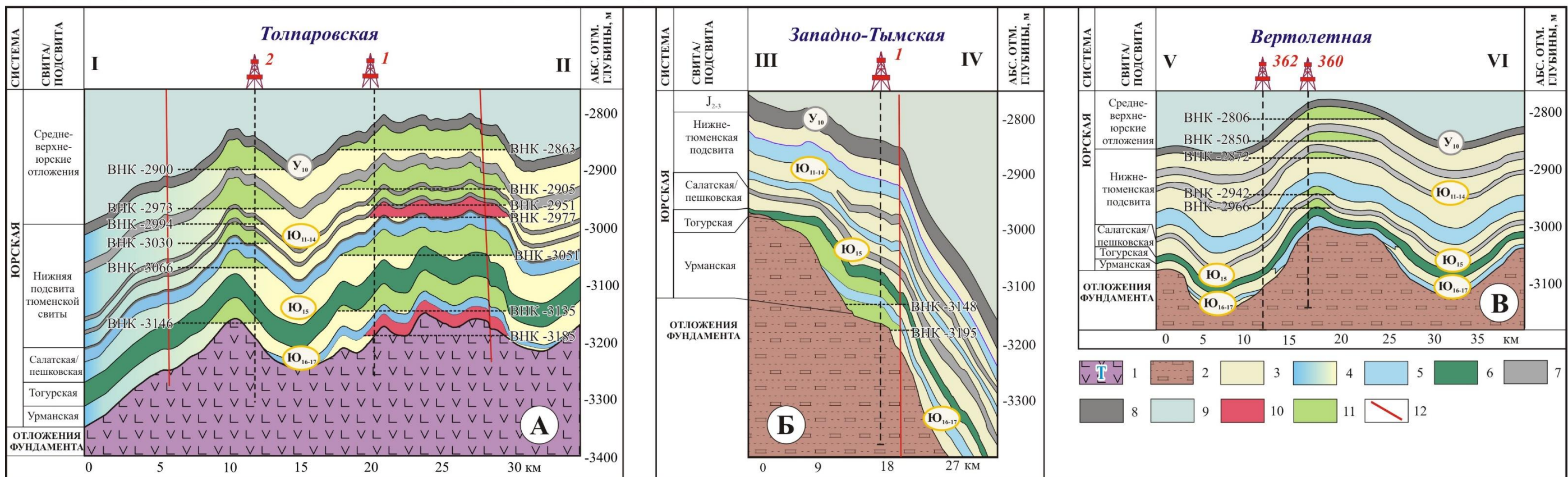
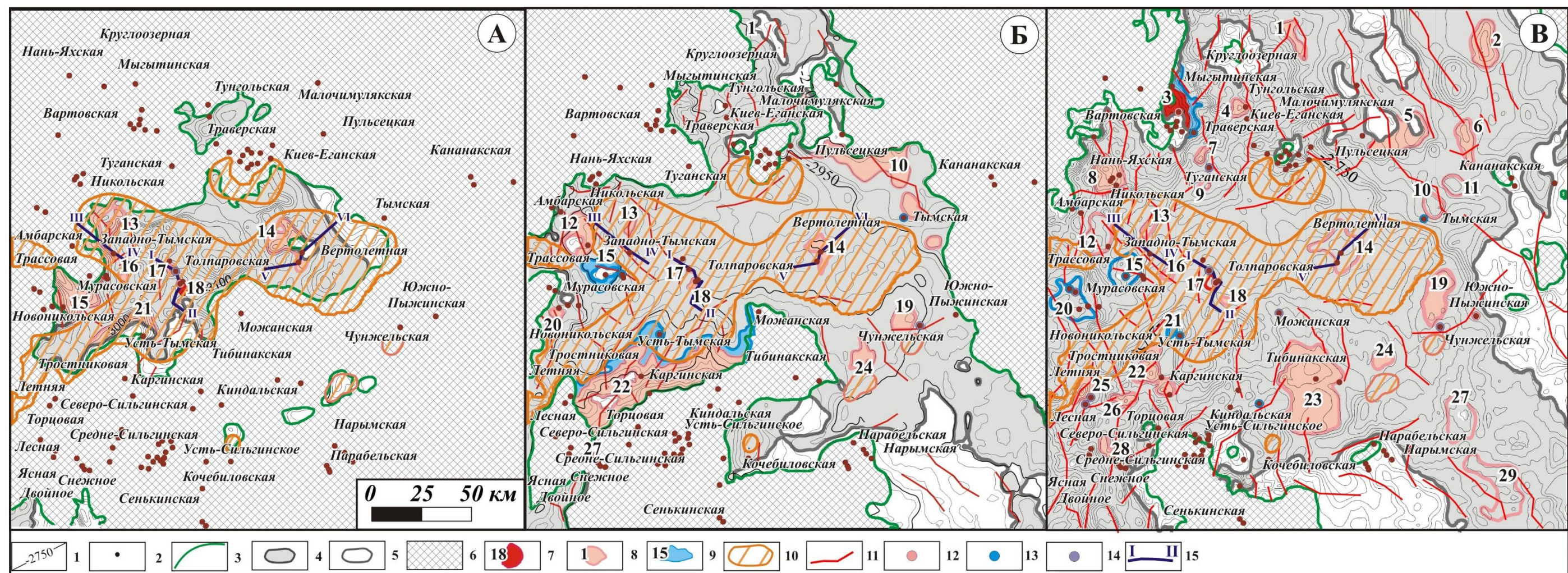


Рисунок 15 – Геологические разрезы геттанг-ааленских отложений: на Толпаровской площади (А) по линии I-II (см. Рисунок 14), на Западно-Тымской площади (Б) по линии III-IV (см. Рисунок 14) и на Вертолетной площади (В) по линии V-VI (см. Рисунок 14).

Условные обозначения: 1 – триасовая система, 2 – палеозойские отложения, 3 – песчаники, 4 – заглинизированные песчаники, 5 – глинистые пакки, 6 – аргиллиты тогурской свиты, 7 – углисто-глинистые пакки, 8 – угольный пласт Y_{10} , 9 – средне-верхнеюрские отложения, 10 – залежь нефти, 11 – объект с предполагаемой нефтенасыщенностью, 12 – разрывные нарушения.