

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

*На правах рукописи*

ЛОБОВА ГАЛИНА АНАТОЛЬЕВНА

**НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕЮРСКИХ И ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ  
ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ И ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ  
ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ**

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы  
поисков полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ  
на соискание ученой степени  
доктора геолого-минералогических наук

Научный консультант  
доктор геолого-минералогических наук  
В.И. ИСАЕВ

ТОМСК  
2015

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКОГО И ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР.	11
1.1 Верхнеляминский вал.....	14
1.1.1 Геолого-геофизическая изученность.....	14
1.1.2 Тектоническое строение.....	20
1.1.3 Стратиграфия и литология основных нефтегазоносных комплексов.....	24
1.1.4 Нефтегазносность.....	25
1.1.5 Геоплотностная модель и нефтегеологическая интерпретация Красноленинско-Верхнеляминского траверса.....	29
1.2 Нюрольская мегавпадина.....	41
1.2.1 Геолого-геофизическая изученность.....	41
1.2.2 Тектоническое строение.....	42
1.2.3 Стратиграфия и литология основных нефтегазоносных комплексов.....	46
1.2.4 Нефтегазоносность.....	49
1.3 Усть-Тымская мегавпадина.....	54
1.3.1 Геолого-геофизическая изученность.....	54
1.3.2 Тектоническое строение.....	55
1.3.3 Стратиграфия и литология основных нефтегазоносных комплексов.....	58
1.3.4 Нефтегазоносность.....	63
1.4 О юрском «главном источнике» углеводородов доюрского нефтегазоносного комплекса.....	68
1.5 Выводы аналитического обзора.....	76
2 МЕТОДОЛОГИЯ И МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ .....	79
2.1 Методологические основы прогнозирования нефтегазоносности.....	79
2.2 Метод палеотемпературного моделирования.....	83
2.3 Оценка влияние палеоклимата на термическую историю нефтематеринских отложений и способы учета векового хода температур на земной поверхности...	88
2.3.1 Состояние проблемы и постановка задачи.....	88
2.3.2 Оценка влияния палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовской свиты на широтах Томской области. «Упрощенный» тренд векового хода температур.....	89

2.3.3	Оценка влияния палеоклимата на геотермический режим баженовской свиты юго-востока Западной Сибири. «Стандартный» и «местный» вековой ход температур.....	98
2.3.4	Оценка влияния палеоклимата на геотермический режим тогурской свиты. «Стандартный» и «местный» вековой ход температур.....	105
2.4	Сопоставительная оценка характеристик метода палеотемпературного моделирования.....	110
2.5	Выводы по результатам выработки методики интерпретации комплекса геолого-геофизических данных при прогнозировании нефтегазоносности.....	116
3	<b>ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКИХ И ДОЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ.....</b>	<b>119</b>
3.1	Характеристика объекта исследований, постановка задачи.....	119
3.2	Моделирование и картирование очагов генерации тогурских нефтей, оценка распределения плотности ресурсов генерированных нефтей.....	126
3.3	Характеристика нижнеюрских резервуаров.....	138
3.4	Характеристика доюрских резервуаров .....	146
3.5	Выводы по оценке нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских резервуаров, выполненной методом палеотемпературного моделирования.....	155
4	<b>ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ.....</b>	<b>159</b>
4.1	Характеристика объекта исследований, постановка задачи.....	159
4.2	Моделирование и картирование очагов генерации тогурских нефтей, оценка распределения плотности ресурсов генерированных нефтей.....	166
4.3	Характеристика нижнеюрских резервуаров.....	176
4.4	Выводы по оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров .....	184
5	<b>ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКОГО РЕЗЕРВУАРА ВЕРХНЕЛЯМИНСКОГО ВАЛА.....</b>	<b>187</b>
5.1	Характеристика объекта исследований, постановка задачи.....	187
5.2	Моделирование, картирование очагов генерации и зон аккумуляции тогурских нефтей.....	197
5.3	Локализация ресурсов тогурских нефтей нижнеюрского НГК.....	207
5.4	Выводы по оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров .....	212
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>215</b>
	<b>ЛИТЕРАТУРА.....</b>	<b>218</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### *Актуальность темы*

Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция и в перспективе будет преобладать в обеспечении сырьевой базы России. Известно, что промысловые объекты в меловых и верхнеюрских нефтегазоносных комплексах (НГК) находятся в поздней стадии разработки. Открытие крупных скоплений углеводородов (УВ) в этих отложениях вряд ли стоит ожидать. Предлагаются различные варианты решения **проблемы воспроизводства и наращивания ресурсной базы углеводородов**, в том числе, проведение геологоразведочных работ на малоизученных землях и/или новых стратиграфических уровнях. На территориях нефтепромыслов с развитой инфраструктурой наибольший интерес представляют глубокопогруженные нижнеюрский и доюрский НГК.

О перспективах нефтегазоносности пород фундамента Западно-Сибирской плиты еще в 30-40-е годы XX века высказывались И.М. Губкин, Д.Л. Степанов, Н.С. Шатский, М.М. Чарыгин, Н.А. Кудрявцев, М.К. Коровин и другие ученые. Позднее, в 70-е годы, перспективность доюрских отложений в отношении нефтегазоносности отмечали в своих работах А.А. Трофимук, Ф.Г. Гурари, В.С. Сурков, В.С. Бочкарев, В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Н.П. Запивалов. В последние десятилетия большое внимание нефтегазоносности фундамента и зоны контакта уделяется в работах С.Ф. Богачева, Е.Е. Даненберга, Г.И. Тищенко, В.А. Конторовича, А.В. Ежовой, А.Е. Кавешникова и других исследователей. Открытие промышленных залежей на Талинском, Салымском, Новопортовском и ряде других месторождений позволило отнести базальные горизонты нижней юры к одному из перспективных для обнаружения скоплений УВ. Тем не менее, планомерных геологоразведочных работ на обнаружение залежей в этих НГК не проводилось.

Таким образом, **нижнеюрский и доюрский нефтегазоносные комплексы** в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции **являются перспективными объектами** наращивания ресурсной базы на ближайшие годы. Исследования, направленные на решение указанной проблемы – зональную оценку и районирование по плотности ресурсов этих объектов для планирования поисков, являются своевременными и **актуальными**.

### *Степень разработанности темы*

В центральной части Западной Сибири, в Югорской зоне нефтенакпления, включающей Верхнеяминский вал, в нижнеюрских разрезах установлено наличие потенциально нефтематеринских отложений. Мощности *тогурской* и *радомской* толщ, содержание  $C_{орг}$  и катагенетическая зрелость рассеянного органического вещества (РОВ) обуславливают их

высокий нефтегенерационный потенциал. Здесь установлено наличие резервуаров в нижнеюрских и доюрских отложениях, а открытие залежей УВ в этих горизонтах на Тартасинской, Апрельской и Назымской площадях доказывает реализацию их аккумуляционного потенциала. Поэтому малоизученная территория Верхнеяминского вала является перспективной для проведения нефтегеологического прогнозирования и выработки рекомендаций по очередности проведения поисков на нижнеюрский и доюрский НГК в пределах центральной части Западной Сибири.

Для расширения ресурсной базы юго-востока Западной Сибири – территории Томской области, с хорошо развитой инфраструктурой нефтедобычи, необходимо проведение исследований и введение новых объектов, связанных с малоизученными глубокозалегающими нижнеюрскими и палеозойскими отложениями. Анализ результатов геолого-геофизической изученности указывает на распространение в пределах Нюрольской мегавпадины нижнеюрских *тогурских* нефтематеринских отложений в пониженных зонах депрессии. Потенциальная нефтегазоносность палеозойских отложений подтверждена открытием залежей УВ в Чузикско-Чижапской мезоседловине, примыкающей к Нюрольской мегавпадине с юго-востока. Открыты месторождения и в нижнеюрских отложениях. Поэтому Нюрольская мегавпадина является перспективной территорией для проведения нефтегеологического прогнозирования на нижнеюрский и доюрский НГК.

Расширение ресурсной базы УВ Томской области возможно за счет новых земель на Правобережье. В Усть-Тымской мегавпадине нефтематеринская *тогурская* свита вскрыта многими скважинами в пониженных формах рельефа депрессии, Открытие непромышленных залежей нефти на Толпаровской и Колпашевской площадях и общегеологические предпосылки дают основание отнести Усть-Тымскую мегавпадину к категории перспективных на обнаружение УВ в нижнеюрских отложениях. Промышленная нефтегазоносность доюрских отложений установлена на Чкаловском и Ясном месторождениях, что подтверждает перспективность этого стратиграфического уровня. Таким образом, территория Усть-Тымской мегавпадины является перспективной для проведения нефтегеологического прогнозирования на нижнеюрский и доюрский НГК.

***Цель настоящих исследований*** – выполнение зонального прогноза нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских комплексов на территориях центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и выработка предложений по очередности ввода перспективных участков поисков.

### ***Задачи исследований***

1. Систематизация и анализ результатов геолого-геофизической изученности нижнеюрских и доюрских НГК территорий Усть-Тымской, Нюрольской мегавпадин и Верхнелямнинского вала.
2. Разработка методики нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных применительно к зональному районированию нижнеюрских и доюрских резервуаров указанных территорий по плотности ресурсов первично-аккумуляированных нефтей.
3. Моделирование термической истории и реализации нефтегенерационного потенциала тогурских отложений, реализации аккумулярующих возможностей нижнеюрских и доюрских резервуаров, районирование этих резервуаров Усть-Тымской мегавпадины и структур обрамления по относительной плотности ресурсов нефтей.
4. Моделирование термической истории и реализации нефтегенерационного потенциала тогурских отложений, реализации аккумулярующих возможностей нижнеюрских резервуаров, районирование этих резервуаров Нюрольской мегавпадины и структур обрамления по относительной плотности ресурсов.
5. Моделирование термической истории и реализации нефтегенерационного потенциала тогурских отложений, реализации аккумулярующих возможностей нижнеюрских резервуаров, районирование этих резервуаров Верхнелямнинского вала по относительной плотности ресурсов.

### ***Научная новизна работы***

1. В качестве базового звена методики нефтегеологической интерпретации геолого-геофизических данных принят метод палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, основанный на решении прямых и обратных задач нестационарной геотермии. В развернутом виде продемонстрировано применение данных геотермии, как формирующегося метода разведочной геофизики, для решения прогнозно-поисковых задач нефтегазовой геологии.
2. Экспериментально обоснована и принята концепция «юрского источника» как главного источника углеводородов, формирующего залежи в нижнеюрских и доюрских резервуарах центральной части и юго-востока Западной Сибири. Эта концепция определила «конфигурацию» методических средств (методику) интерпретации комплекса имеющихся геолого-геофизических данных, решающих задачу об источнике углеводородов, что обеспечивает эффективность стратегии поисков.
3. Установлено и количественно оценено, как существенное, влияние палеоклимата на термическую историю и степень реализации генерационного потенциала тогурской свиты,

формирующей залежи углеводородов нижнеюрских и доюрских резервуаров Западной Сибири. В примененной методике исследований реализован учет «местного» векового хода температур на поверхности Земли, индивидуального для палеоклиматической зоны территорий исследований.

4. Выполнен зональный прогноз нефтегазоносности для малоизученных земель и стратиграфических уровней центральной и юго-восточной частей Западной Сибири с использованием метода геотермии, позволившего выполнить анализ и количественную интерпретацию всего доступного комплекса геолого-геофизических данных.

### ***Теоретическая и практическая значимость работы***

1. Разработанная методика нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которой принадлежит моделированию геоструктурной и термической истории материнских отложений и резервуаров, может быть рекомендована для прогнозирования нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских НГК других перспективных территорий Западной Сибири.

2. Выполнено построение карт распределения расчетных значений плотности теплового потока Усть-Тымской и Нюрольской мегавпадин – структур I порядка Западной Сибири. Проведено заверочное сопоставление расчетных значений плотности теплового потока с данными о плотности теплового потока, полученными экспериментальным путем А.Р. Курчиковым и Б.П. Ставицким (1987 г.), А.Д. Дучковым (2000 г.). Сопоставление показало, что расчетные результаты вполне согласуются с проведенными экспериментальными исследованиями и, следовательно, заметно дополняют каталог данных о тепловом потоке – фундаментальном параметре для любого геодинамического анализа.

3. Построены модели термической истории и реализации генерационного потенциала нефтематеринских тогурских отложений, проведено районирование и ранжирование зон для резервуаров нижней юры, коры выветривания и палеозоя Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления (более 90 тыс. км<sup>2</sup>).

4. Построены модели термической истории и реализации генерационного потенциала тогурских отложений, проведено районирование и ранжирование зон для резервуаров нижней юры Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (порядка 40 тыс. км<sup>2</sup>).

5. Построены модели термической истории и реализации генерационного потенциала тогурских отложений, проведено районирование и ранжирование зон для резервуаров нижней юры Верхнеяминского вала (более 5 тыс. км<sup>2</sup>).

### ***Методология и методы исследования***

Методологической основой исследований является фундаментальная модель процессов нефтегазообразования А.Э. Конторовича, определяющая пороговые геотемпературы вхождения материнских пород в зону интенсивной генерации нефти – главную зону нефтеобразования (ГЗН) и формирующая прогностические критерии поисков.

Важным теоретическим обоснованием исследований является концепция «юрского источника» как главного источника углеводородов, формирующего залежи в нижнеюрских и доюрских резервуарах центральной части и юго-востока Западной Сибири. Концепция «юрского источника» экспериментально обоснована в работах В.И. Исаева, Ю.В. Коржова и Г.А. Лобовой с соавторами. Эта концепция определила «конфигурацию» методических средств (методику) нефтегеологической интерпретации комплекса имеющихся геолого-геофизических данных.

Базовым элементом методики исследований является метод палеотемпературного моделирования – интерпретационный метод геотермии. Геотермия формируется как метод разведочной геофизики, начиная с работ В.Н. Дахнова и Д.И. Дьяконова, в исследованиях Ю.И. Галушкина, А.Д. Дучкова, В.И. Исаева, А.Р. Курчикова, Р.И. Кутаса, Н.В. Лопатина, В.И. Старостенко, М.Д. Хуторского и других ученых. Геотермия органически «вписывается» в методику прогноза и поисков углеводородов в нижнеюрских горизонтах и доюрском основании Западной Сибири, решая концептуальную задачу об источнике УВ.

### ***Положения, выносимые на защиту***

1. Разработана методика нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, базовая роль в которой принадлежит геотермии – методу палеотемпературного моделирования. Целевое назначение методики – прогнозирование нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских отложений Западной Сибири.

2. Созданы модели термической истории и реализации генерационного потенциала нефтематеринских баженовских и тогурских отложений, модели аккумулирующих резервуаров и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского и доюрского НГК Усть-Тымской мегавпадины и структур обрамления.

3. Определены палеотемпературные условия реализации генерационного потенциала нефтематеринских тогурских отложений, фациальные особенности аккумулирующих резервуаров и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины и структур обрамления.

4. Дана оценка термических условий реализации генерационного потенциала нефтематеринских тогурских отложений, палеоструктурной обстановки аккумулярующего резервуара и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского НГК Верхнелямнинского вала.

#### ***Степень достоверности результатов***

1. Представительные глубокие скважины выбирались по следующим критериям: 1) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) наличие определений максимальных геотемператур по ОСВ, используемых в качестве «наблюденных», что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; 3) достаточно равномерное распределение скважин по территории исследования, что является важным условием корректности последующей интерполяции при построении прогнозных карт.

2. Выполнена оценка погрешностей измеренных пластовых температур и температур по ОСВ, используемых при палеотемпературном моделировании. Это позволило оценить погрешность расчетных значений плотности теплового потока и корректно построить карты расчетных значений плотности теплового потока, карты расчетных значений геотемператур.

3. Выполненное сопоставление расчетных значений плотности теплового потока с ранее проведенными экспериментальными определениями плотности теплового потока Западной Сибири, показало их согласованность.

4. Сопоставительными расчетами установлено, что используемый нами программный комплекс ТеплоDialog, как компьютерная реализация метода палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, по точности расчетов не уступает широко известному отечественному программному комплексу численного моделирования геотермического режима пород нефтематеринских свит – комплексу ГАЛО.

5. Выполненный прогноз нефтегазоносности и районирование нижнеюрских и доюрских резервуаров территорий исследования подтверждается сопоставлением с данными испытаний нижнеюрских пластов, коры выветривания и интервалов палеозоя в глубоких скважинах.

#### ***Апробация результатов исследования***

Основные положения и результаты, представленные в диссертационной работе, докладывались на Международных семинарах «Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей» им. Д.Г. Успенского (Казань, 2009; Воронеж, 2012;

Москва, 2013; Екатеринбург, 2014; Пермь, 2015); на Научных чтениях памяти Ю.П. Булашевича «Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей» (Екатеринбург, 2011, 2013); на Международном научно-практическом форуме «Нефтегазовый комплекс Сибири: современное состояние и перспективы развития» (Томск, 2012, 2013). Основные положения диссертационной работы изложены в 48 публикациях диссертанта, в том числе: 2 монографии и 23 статьи в журналах перечня ВАК. Результаты также представлены в 3-х отчетах о НИР федеральных и отраслевых целевых программ.

### ***Благодарности***

Автор выражает глубокую благодарность за полезные советы в работе научному консультанту профессору В.И. Исаеву. Автор глубоко признателен академику НАН Украины В.И. Старостенко, чл.-корр. РАН В.А. Конторовичу, профессору В.Н. Глазневу, рекомендовавшим для публикации основные материалы исследований. Автор признателен профессору МГУ Ю.И. Галушкину, профессору М. Д. Хуторскому и коллективу сотрудников Лаборатории тепломассопереноса ГИН РАН за консультации при прохождении научной стажировки. Автор признателен д. г.-м. н. А.Н. Фомину А.Н., д.т.н. М.Э. Рояку, д. г.-м. н. В.Ю. Косыгину, к.х.м. Ю.В. Коржову, Власовой А.В., Гуленок Р.Ю., Жильцовой А.А., Исаевой О.С., Искоркиной А.А., Криницыной К.Е., Кудряшовой Л.К., Кузиной М.Я., Лазареву Г.И., Нгуену Х.Б., Осиповой Е.Н., Останковой Ю.Г., Пракойо Ф.С., Попову С.А., Сунгуровой О.Г., Стоцкому В.В., Хашитовой А.Б. – коллегам по совместным исследованиям. Автор благодарит профессора Л.Я. Ерофеева, профессора А.К. Мазурова, директора Института природных ресурсов А.Ю. Дмитриева, заведующего кафедрой геофизики Ю.В. Колмакова за поддержку работы в Томском политехническом университете.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКОГО И ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР

Основные разрабатываемые месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции до настоящего времени, в основном, связаны с меловыми и верхнеюрскими нефтегазоносными комплексами (НГК). Специалисты отмечают, что в настоящее время наблюдается обводненность основных разрабатываемых залежей в юрско-меловых резервуарах, а фонд антиклинальных структур практически исчерпан [1].

В.С. Сурков, И.И. Нестеров, В.А. Скоробогатов и их коллеги в своих работах по Западной Сибири [2–4] отмечают назревшую необходимость сосредоточить поиск и разведку залежей углеводородов (УВ) в сложнопостроенных ловушках доюрского нефтегазоносного комплекса. К настоящему времени в нефтегазоносных бассейнах всего мира открыты месторождения нефти и газа, связанные с вторичными коллекторами пород фундамента [5].

О перспективах нефтегазоносности пород фундамента Западно-Сибирской плиты еще в 30-40-е годы XX века высказывались И.М. Губкин, Н.С. Шатский, М.М. Чарыгин, М.К. Коровин и др. [6]. Позднее, в 70-е годы, необходимость проведения геолого-разведочных работ и перспективность доюрских отложений в отношении нефтегазоносности отмечали в своих работах А.А. Трофимук, А.Э. Конторович, В.С. Сурков, И.И. Нестеров, В.П. Запивалов, Ю.Г. Эрвье и многие другие [7–10]. Первые признаки нефтегазоносности пород фундамента были получены в середине 50-х годов прошлого столетия. На сегодняшний день открыты десятки месторождений, приуроченных к этому стратиграфическому уровню (рис.1.1). И хотя многие исследователи уделяли значительное внимание проблеме нефтегазоносности фундамента Западно-Сибирской молодой платформы, открытие месторождений в этом нефтегазоносном комплексе носило скорее случайный характер, чем закономерный [2, 11].

Нижнеюрские резервуары, приуроченные к базальным горизонтам юры, имеют ограниченное распространение в пределах Западно-Сибирской плиты. Тем не менее, открытие промышленных залежей в этом нефтегазоносном комплексе на Талинском, Салымском, Новопортовском и ряде других месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции, позволяют отнести этот объект к перспективным.

*В целом, слабоизученные нижнеюрский и доюрский нефтегазоносные комплексы в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются одними из перспективных объектов наращивания ее энергетической базы на ближайщие годы. Поэтому изучение этих нефтегазоносных комплексов в настоящее время является актуальной проблемой.*

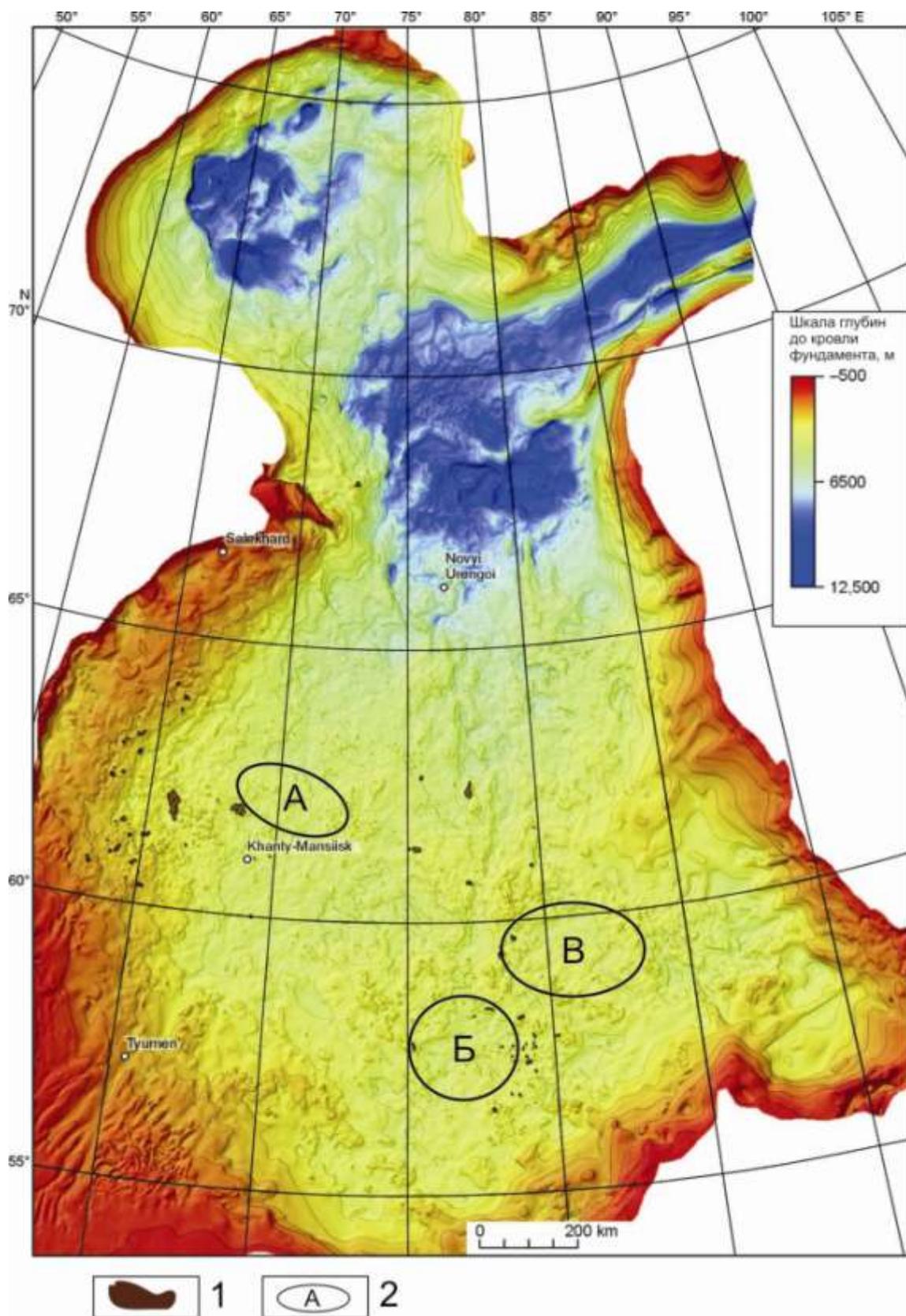


Рис. 1.1. Обзорное положение территорий исследования на «Структурная карта Западно-Сибирской плиты по реперному сейсмическому горизонту А, кровля доюрских отложений» (по Брехунцову и др., 2011 [12]): 1 – месторождения углеводородов в доюрских породах; 2 – территории исследования: А – Верхнеильминский вал, Б – Нюрольская мегавпадина; В – Усть-Тымская мегавпадина

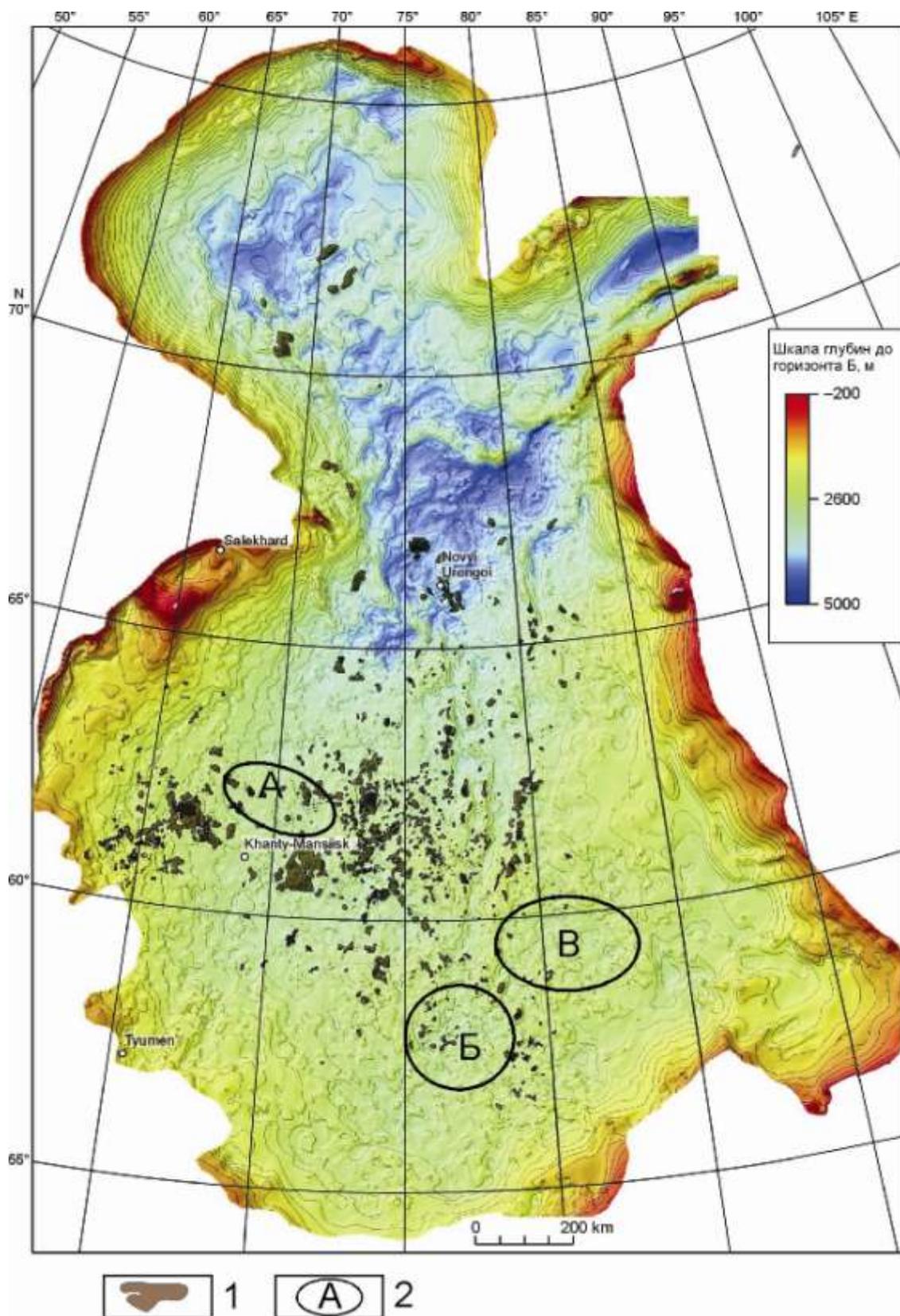


Рис. 1.2. Обзорное положение территорий исследования на «Структурной карте Западно-Сибирской плиты по реперному сейсмическому горизонту Б, кровля юрских отложений» (по Брехунцову и др., 2011 [12]): 1 – месторождения углеводородов в юрских породах; 2 – территории исследования: А – Верхнеяминский вал, Б – Нюрольская мегавпадина; В – Усть-Тымская мегавпадина

Для проведения исследования выбраны три территории, приуроченные к крупным тектоническим структурам. Одной из таких территорий является Верхнеляминский вал, расположенный в центральной части Западно-Сибирской плиты. Эта структура осложняет северный склон Югорского свода, который по своим размерам сопоставим с Сургутским, Красноленинским и Нижневартовским сводами, где доказана промышленная нефтегазоносность доюрских отложений и открыты массивные залежи в приконтактных зонах фундамента и чехла [12]. В этой связи приводимые результаты наших исследований представляют интерес для регионально-зональной оценки нефтегазоносности нового крупного объекта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции – Югорской зоны нефтенакпления.

На юго-востоке Западно-Сибирской плиты территориями для исследования выбраны две крупные депрессии – Нюрольская и Усть-Тымская.

На землях *Нюрольской мегавпадины* сосредоточены основные нефтепромыслы, где добыча углеводородов из пластов верхнеюрского нефтегазоносного комплекса находится на стадии завершения. Нижнеюрские и доюрские резервуары представляют основную базу для наращивания сырьевого потенциала на этих землях.

Третья территория – *Усть-Тымская мегавпадина* слабо изучена и является спорной в отношении перспектив нефтегазоносности. Интерес к этой территории обуславливается определенной общностью нефтегазовой геологии с Нюрольской мегавпадиной, где доказан высокий потенциал нефтегазонакопления.

На рисунках 1.1 и 1.2 показано положение территорий исследования на структурных картах Западно-Сибирской плиты по основным сейсмическим горизонтам: А (кровля доюрского фундамента) и Б (кровля юрских отложений).

## 1.1 Верхнеляминский вал

### 1.1.1 Геолого-геофизическая изученность

В фундаментальной шеститомной работе, вышедшей в 2000 г. под редакцией академиков А.Э. Конторовича и В.С. Суркова, отмечается, что планомерное геолого-геофизическое исследование пород фундамента Западно-Сибирской плиты началось с 1947 года, когда развернулись широкие буровые и геофизические работы по поиску залежей нефти и газа. За первое десятилетие региональными геологическими, гравиметрическими, магнитными исследованиями в масштабе 1:1000000 и 1:200000 и сейсмическими работами МОВ, ЗС МОВ, ТЗ МПВ выявлены общие закономерности в геологическом строении фундамента и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. Начиная с 1957 года, широкое развитие имеют площадные

работы МОВ в сочетании с большим объемом глубокого бурения и сейсмокаротажа и, к 1980 году, более половины территории закрыты детальными площадными сейсморазведочными работами.

В период с 1973 по 2002 год создана сеть региональных профилей в центральной части Западно-Сибирской плиты, протяженностью 18 тыс. км.

К 2001 г. изученность этих земель сейсморазведочными работами достигла 1,3 км/км<sup>2</sup> [13]. Основной объем сейсмических исследований методом ОГТ, как видно на рисунке 1.3, проведен до 1990 г. Территорию исследования пересекают всего три профиля МОВ. В общей сложности за период 1992-2001 гг. из 300-х сейсмопартий на территории Фроловской мегавпадины, в том числе и Югорской зоне, работали лишь 18-ть.

В 2003 году при комплексной интерпретации материалов грави-, магнито-, сейсморазведки и данных бурения В.А. Волковым с группой исследователей [14] была выявлена новая положительная структура. На структурной карте (рис. 1.4) по отражающему горизонту А (кровля доюрского комплекса) в центральной части Фроловской мегавпадины вырисовывается положительная структура I порядка, названная Югорским сводом, северный склон которого осложнен Верхнеляминским валом. Позже, при оценке перспектив нефтегазоносности, зона положительной структуры в кровле доюрского комплекса названа Югорской зоной нефтенакпления [15].

На карте аномалий поля силы тяжести в редукции Граафа-Хантера [16] основные положительные структуры I порядка центральной части ЗСП Нижневартовский, Сургутский, Краснотенинский своды, Александровский, Шаимский, Салымский мегавалы отражаются отрицательными аномалиями. В гравитационном поле (рис. 1.5) северо-восточный склон Верхнеляминского вала выделяется отрицательной аномалией до 20 мГал, обусловленной, скорее всего, внедрением в толщу пород фундамента преимущественно менее плотных гранитных батолитов [17].

В центральной и юго-западной части Югорской зоны положительная аномалия достигает 20 мГал. Точность исходных данных составляет 0,6–0,8 мГл. Плотность промежуточного слоя принята 1,83–1,85 г/см<sup>3</sup>.

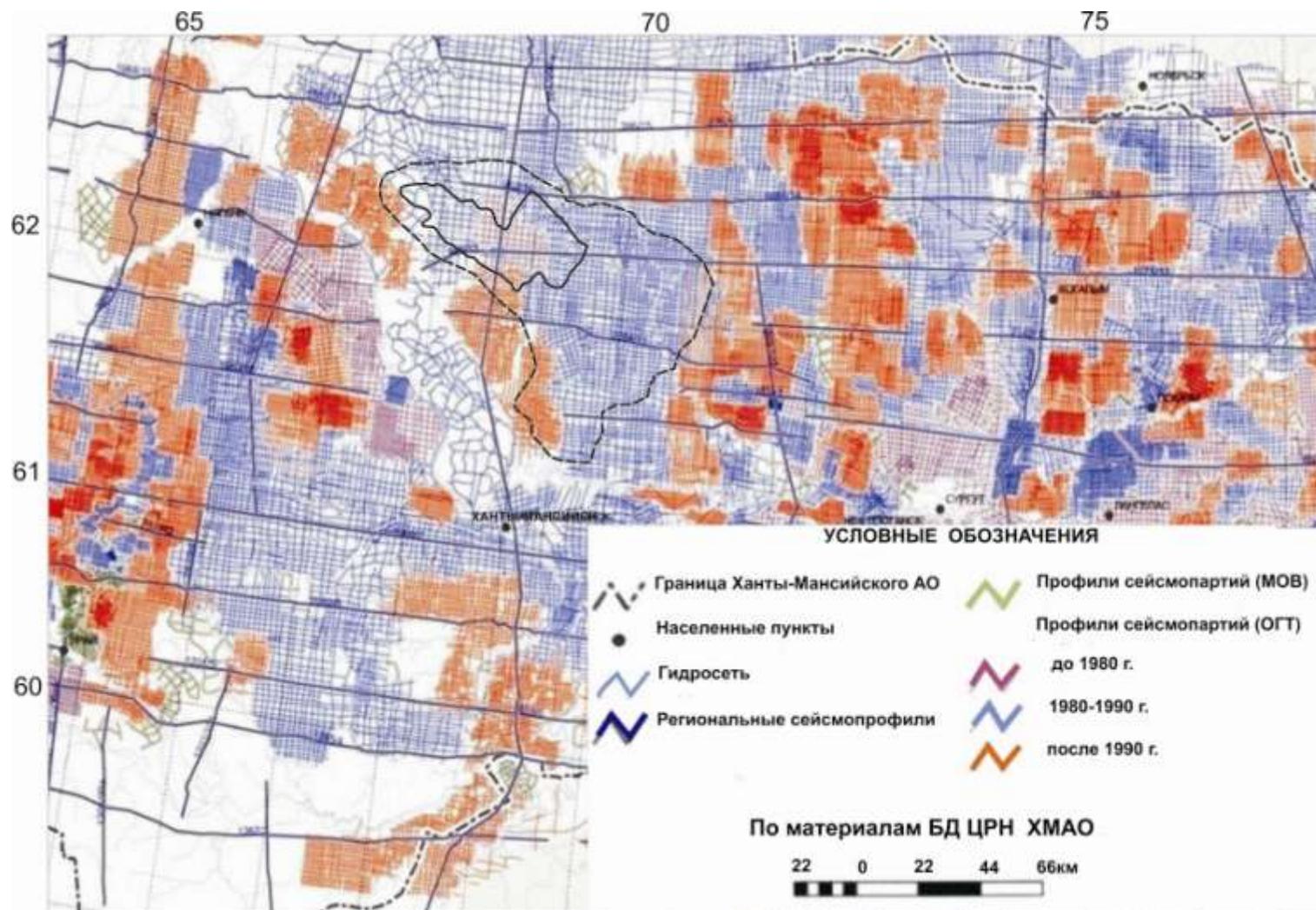


Рис. 1.3. Фрагмент из «Схема расположения профилей сейсмопартий МОВ, ОГТ и региональных сейсмопрофилей, выполненных до 2002 г. в пределах центральной части Западно-Сибирской плиты» (И.И. Одношневная, А.В. Шпильман, 1998 г. [13]). Черным пунктиром показано положение Югорской зоны нефтенакопления, сплошной линией – Верхнеильямского вала

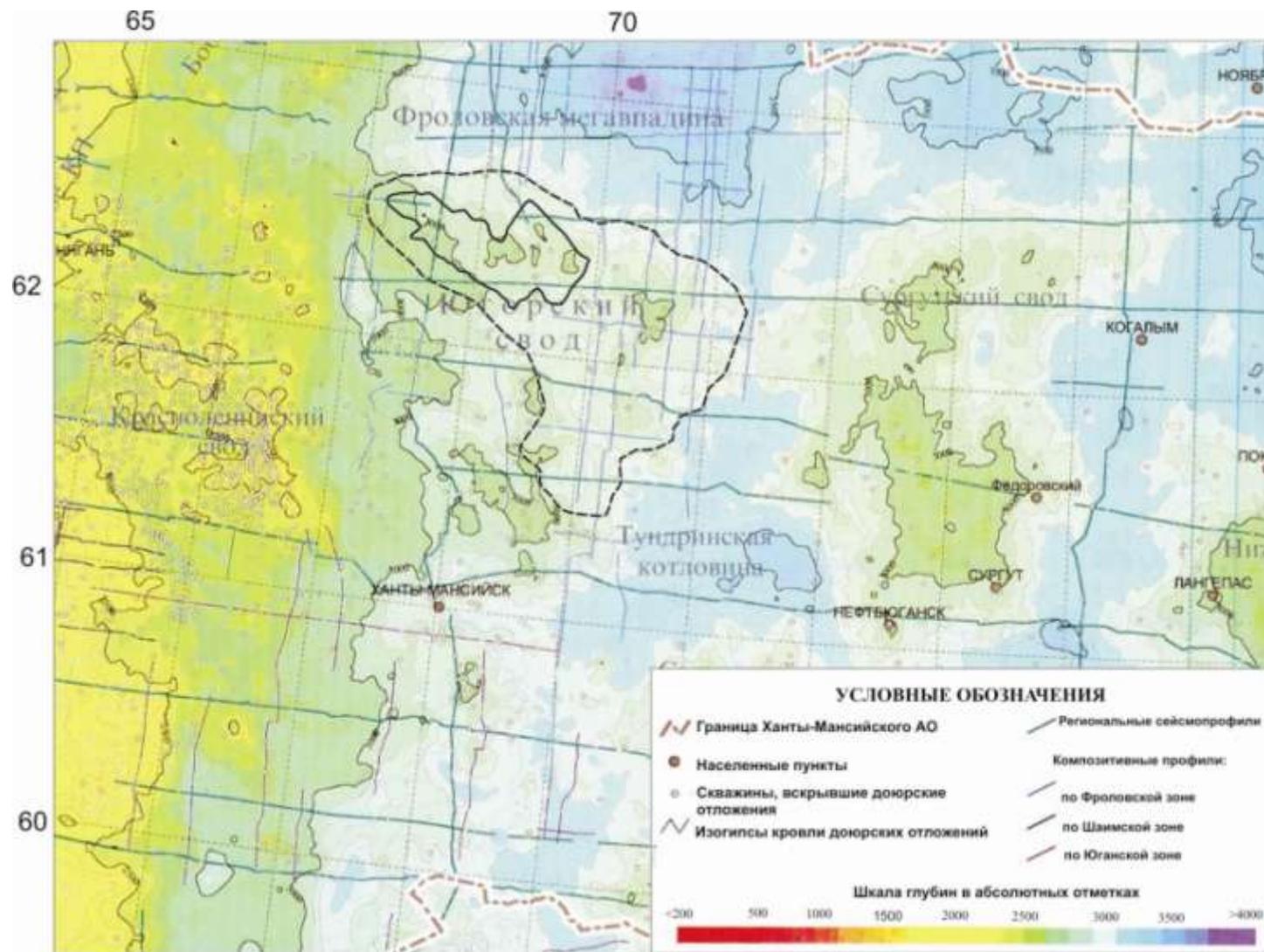


Рис. 1.4. Фрагмент из «Структурная карта по кровле доюрских отложений» (под ред. В. А. Волкова, 2003) [13]. Черным пунктиром показано положение Югорского свода, сплошной линией – Верхнеяминского вала

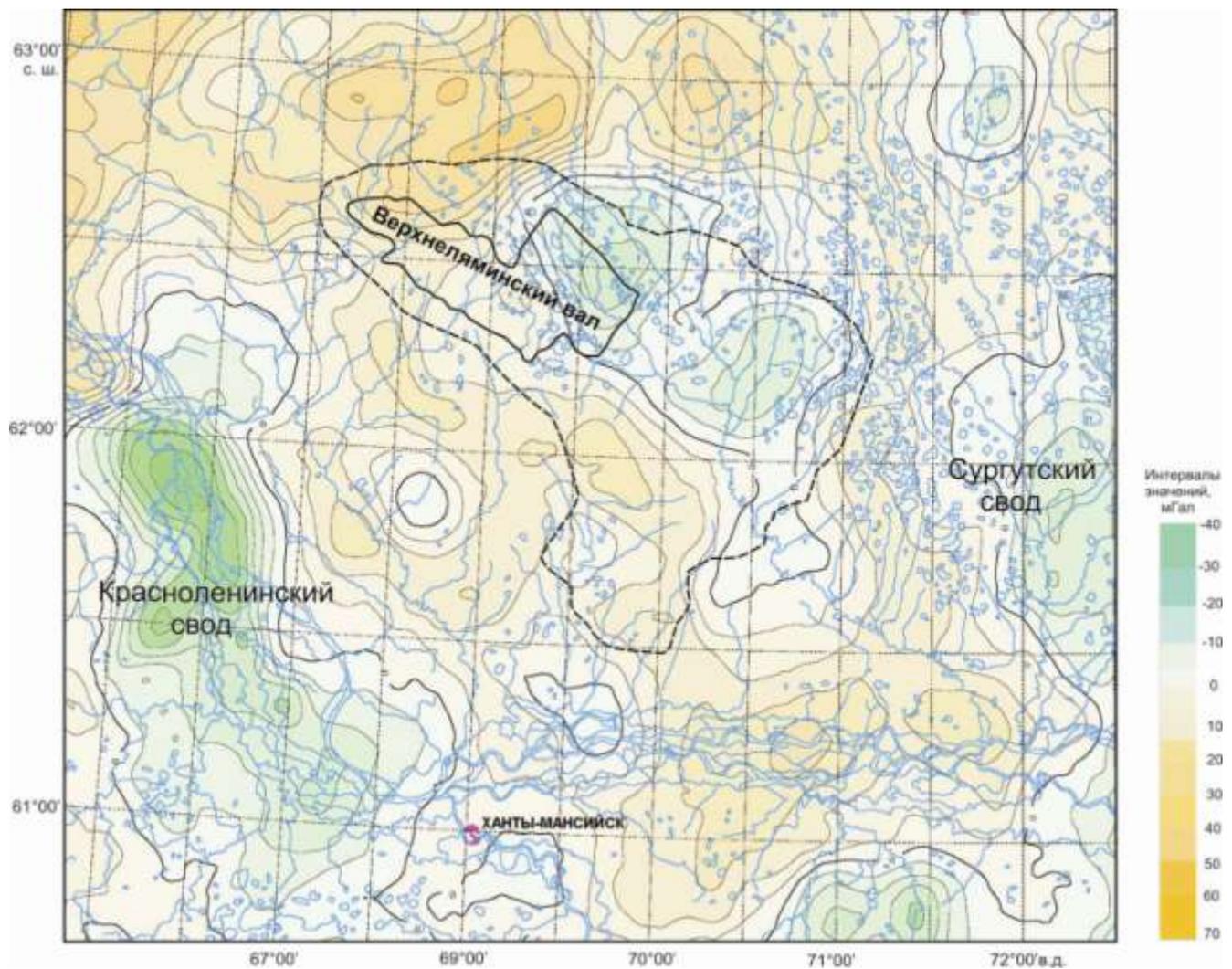


Рис. 1.5. Фрагмент карты аномалий силы тяжести в редукции Граафа-Хантера (под редакцией А.В. Волкова [16]). Черным пунктиром показано положение Югорской зоны, сплошной линией – Верхнеяминского вала

Территория Ханты-Мансийского автономного округа относится к числу наиболее изученных глубоким поисково-разведочным бурением. Однако, визуально на рисунке 1.6, отмечается небольшая плотность изученности глубоким бурением территории Югорской зоны, в том числе и в пределах Верхнеяминского вала. В общей сложности из 1400-х поисково-разведочных скважин, пробуренных с 1996 по 2002 гг в пределах центральной части Западно-Сибирской плиты, на долю Югорской зоны нефтенакопления приходится всего лишь 75-ть.

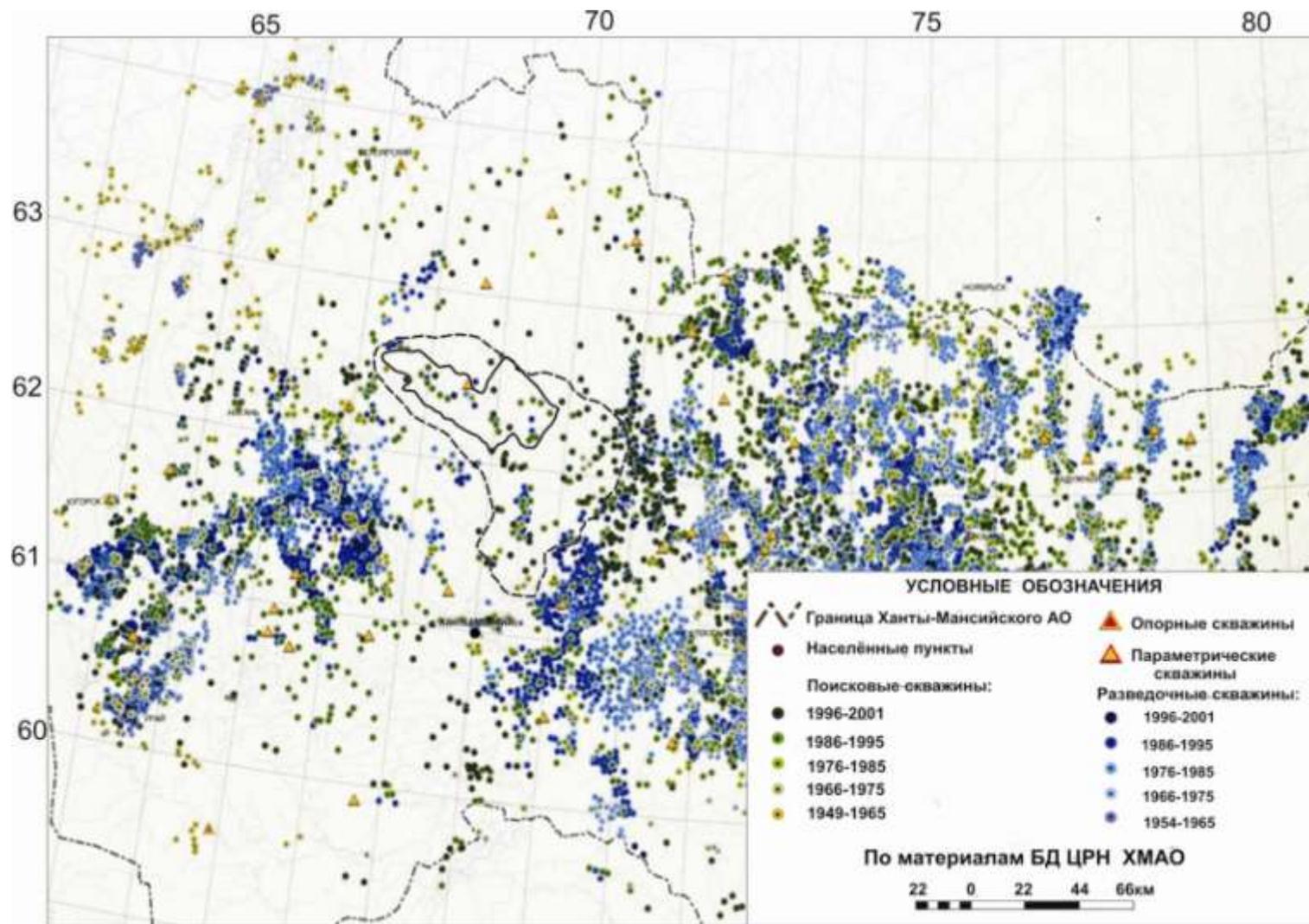


Рис. 1.6. Фрагмент из «Схема изученности опорным, параметрическим и поисково-разведочным бурением доюрского комплекса пород ЗСП на территории ХМАО-Югры по состоянию на 01.01.2002 г.» [13]. Черным пунктиром показано положение Югорской зоны, сплошной линией – Верхнелямнинского вала

С 1990 г. объем бурения увеличивается в связи с открытием залежи нефти в отложениях пермо-триасового тафрогенного этажа на Рогожниковском куполовидном поднятии, примыкающим к Югорскому своду с юго-запада.

В результате нефтеразведочных работ на 13-ти площадях Верхнеляминского вала открыто 6-ть мелких нефтяных месторождений: Центральное, Назымское, Апрельское, Итьяхское, Тункорское и Тортасинское. На первых четырех месторождениях ведутся в небольшом объеме промышленные работы по разработке и эксплуатации.

На 7-и площадях (Верхненазымская, Татьеганская, Панлорская, Северо-Апрельская, Западно-Унлорская, Унлорская и Северо-Санлорская) выполнены поисковые работы разной степени детальности. Поэтому наши результаты исследований, характеризующие локализацию прогнозных ресурсов углеводородов, имеют непосредственный нефтепоисковый интерес.

### 1.1.2 Тектоническое строение

Согласно тектоническому районированию Западно-Сибирской плиты по фундаменту [12], Верхнеляминский вал расположен в пределах Центральной Западносибирской складчатой системы и представляет собой зону распространения байкалид, переработанных в процессе проявления герцинского цикла тектогенеза.

Как видно на рисунке 1.7, восточную часть территории исследования занимает Ляминский выступ байкальского складчатого комплекса с выходами кислых магматических тел на поверхность фундамента. По глубинным разломам выступ контактирует со структурами внешней зоны краевых прогибов байкалид, окончательно консолидированных в герцинское время. На участке исследований складчато-блоковый облик сформирован докембрийскими (район Унлорской площади) и досреднепалеозойскими (район Центральной площади) горстами и грабенами с девонско-каменноугольными и пермо-триасовыми отложениями в районе Восточно-Рогожниковской площади и на участке между 24 Апрельской и 29 Татьеганской скважинами [18]. О существовании на территории исследований в позднем палеозое крупного сводового поднятия (районы Назымской и Унлорской площадей), связанного с образованием гранитных комплексов, указывают и данные по интерпретации грави-магниторазведки [19].

На структурной карте по отражающему горизонту А свод выделяется по поверхности доюрского основания относительно изогипсы минус 3350 м и превышает 150 м, увеличиваясь на локальных поднятиях до 400 м. Верхнеляминский вал по этому структурному этажу представляет структурный нос, оконтуренный изогипсой минус 3200, осложненный структурами низшего порядка.

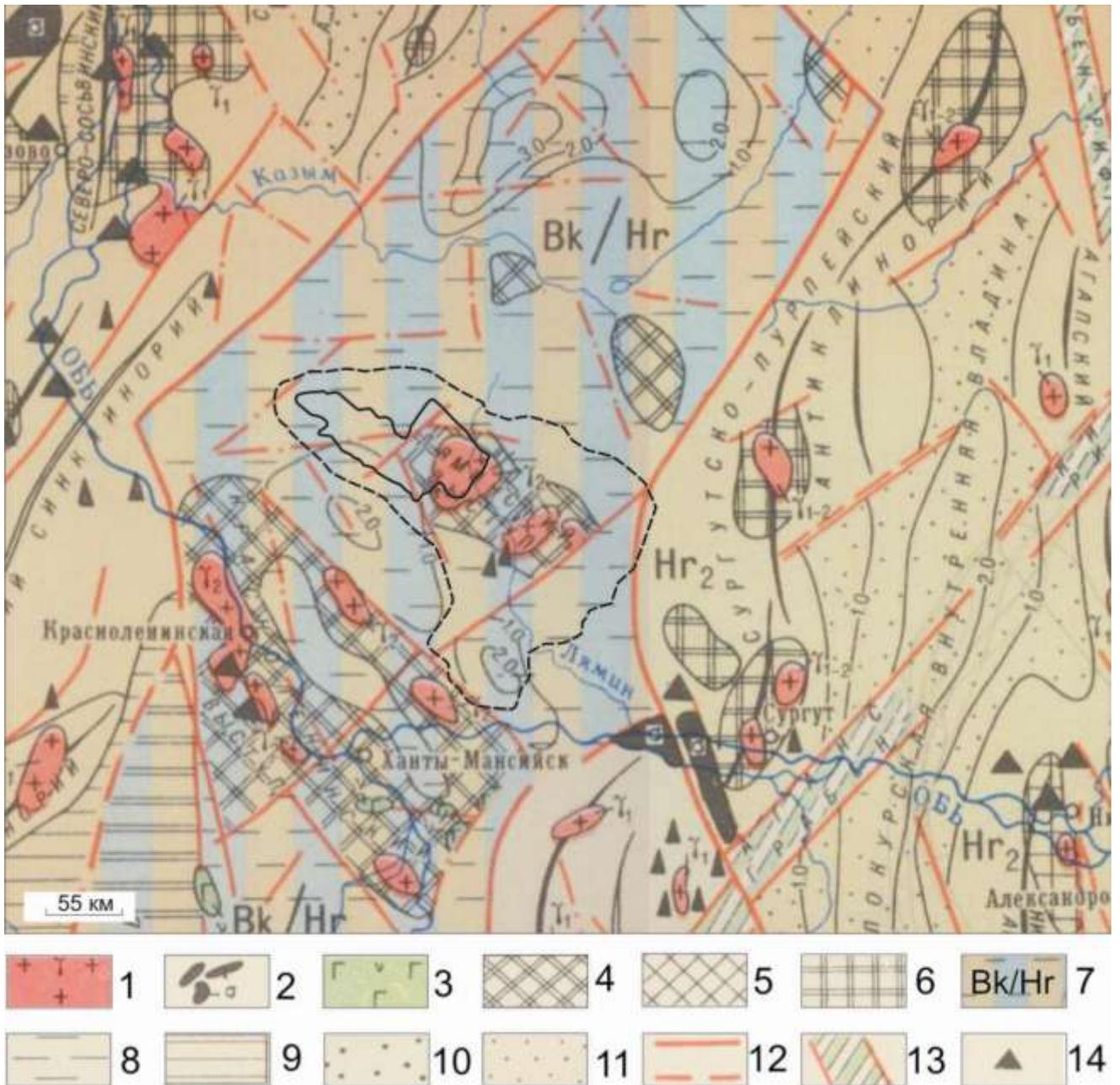


Рис. 1.7. Фрагмент из «Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления» (под ред. В.С. Суркова, 1974 г.) [10]: состав интрузий: 1 – посторогенные кислые; 2 – ультраосновные; 3 – основные; выступы-горсты: 4 – байкальских складчатых комплексов; 5 – салаирских и каледонских складчатых комплексов; 6 – ядра антиклинориев; 7 – зоны байкальской складчатости, переработанные в герцинский цикл тектогенеза; 8 – полуплатформенные чехлы массивов и складчатые покровы районов ранней консолидации; 9 – внутренние зоны краевых прогибов; 10 – протоорогенные прогибы и внутренние впадины; 11 – дейтероорогенные впадины и прогибы; 12 – глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы; 13 – раннемезозойские грабен-рифты; 14 – группы скважин, вскрывших фундамент. Черным пунктиром показано положение Югорской зоны, сплошной линией – Верхнеяминского вала

Промежуточный пермо-триасовый этаж залегает на разновозрастных породах: от докембрийских до ниже-среднекарбоновых. Блочное расположение элементов гетерогенного

складчатого фундамента определяет прерывистое распространение отложений промежуточного комплекса. Седиментологическое изучение прослоев осадочных пород позволило А.Г. Клецу, В.А. Конторовичу, Alexei V. Ivanov и др. [20, 21] предположить, что в триасе, наряду с господством континентального типа осадконакопления, обусловленное существованием Сибирского суперплума, возможно периодическое проникновение морских обстановок по зонам субмеридианально ориентированных палеорифтов.

Мезозойско-кайнозойский платформенный чехол формировался с геттанг-плисбахского времени под воздействием движений структурных зон фундамента. По тектоническому районированию структур осадочного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты [13], Югорский свод приурочен к приподнятой части Фроловской мегавпадины и граничит на западе, через Елизаровский прогиб, с Красноленинским сводом Зауральского геоблока, на востоке – с Сургутским сводом Среднеобского центрального геоблока. В.А. Волков с соавторами [14, 22] приходят к выводу о существовании свода на начало юрского времени как положительного морфологического элемента первого порядка. На структурной карте по отражающему горизонту «Б» (кровля юрских отложений) Югорский свод приблизительно сохраняет размеры и очертания, но утрачивает часть амплитуды. Югорский свод, не имея четких границ, осложнен структурами II порядка: Верхнелямнинским, Туманным и Ай-Пимским валами, Северо-Камынской седловиной и Сыньеганской террасой (рис. 1.8).

Верхнелямнинский вал унаследует северо-западное простирание древних складчатых структурных зон фундамента и по горизонту «Б», не имея единой оконтуривающей изогипсы, объединяет ряд структур IV порядка, в то числе: Центральную, Назымскую, Тункорскую, Татъеганскую, Апрельскую, Северо-Апрельскую, Итьяхскую, Тортасинскую, Панлорскую, Унлорскую, Западно-Унлорскую и ряд других.

В таблице 1.1 приведено иерархическое соподчинение тектонических элементов Югорской зоны нефтенакопления, приуроченность к ним нефтегазоносных районов и известных месторождений нефти и газа.

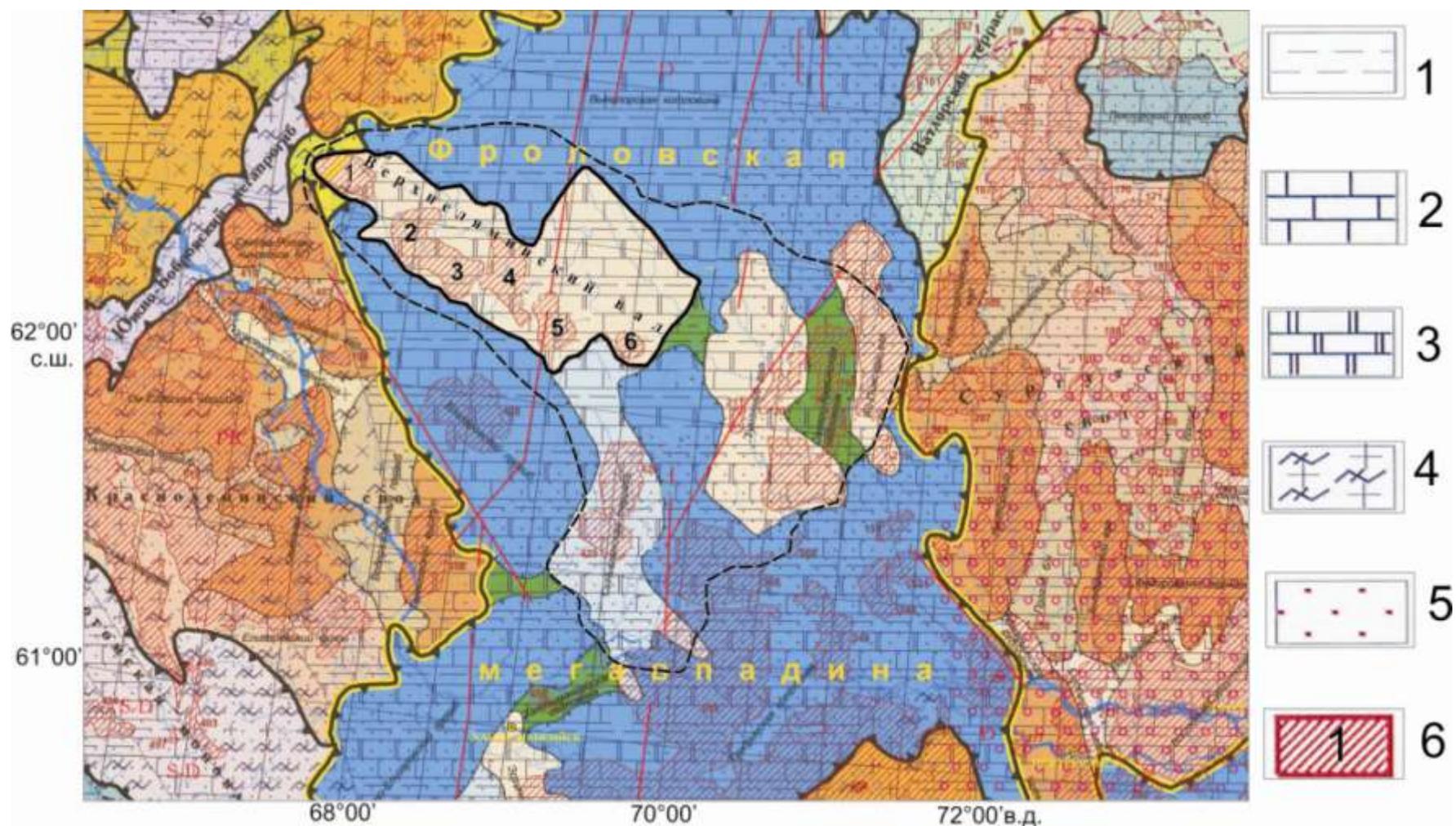


Рис. 1.8. Фрагмент из «Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты» (под редакцией В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г. [13]): комплекс пород фундамента до глубины 2 км от кровли по данным бурения, ОГТ, КМПВ: 1 – терригенные; 2 – известняки; 3 – доломиты; 4 – гнейсы и кристаллические сланцы; 5 – лавы, туфы, туффиты промежуточного перм-триасового этажа, предполагаемая мощность до 1000 м; 6 – открытые месторождения на Верхнеяминском вале: 1 – Центральное; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Апрельское; 5 – Итьяхское; 6 – Тортасинское. Черным пунктиром показано положение Югорской зоны, сплошной линией – Верхнеяминского вала

Таблица 1.1 Тектонические элементы Югорской зоны нефтенакопления

Тектонические элементы и их порядок		Приуроченность месторождений УВ (номер месторождения на рисунке 1.8)	Принадлежность нефтегазносным районам (НГР)
I	II		
Верхнеляминский вал	Центральная	Центральное (1)	Ляминский
	Назымская	Назымское (2)	
	Тункорская	Тункорское (3)	
	Апрельская	Апрельское (4)	
	Итьяхская	Итьяхское (5)	
	Тортасинская	Тортасинское (6)	
Туманный вал			Приобский
Северо-Камынская седловина	Северо-Камынская	Северо-Камынское	
Ай-Пимский вал	Ай-Пимская	Ай-Пимское	
Сыньеганская терраса			

### 1.1.3 Стратиграфия и литология основных нефтегазоносных комплексов

*Доюрский нефтегазоносный комплекс* объединяет коренные породы фундамента (палеозойский) и отложения коры выветривания (промежуточного пермо-триасового комплекса). Отложения доюрского комплекса разновозрастны. В центральной части Верхнеляминского вала, в зоне развития байкальских структур, на поверхность фундамента выходят кристаллические образования разного состава [3]. В скважине 300 Итьяхской площади вскрыты кремнисто-глинистые и черные глинистые сланцы и мергели. Возраст ( $D-C_1$ ) принят условно по сопоставлению с разрезами ближайших скважин – 8 Хантыманийской и 1 Фроловской. Наличие гранитных комплексов установлено по геофизическим данным (районы Назымской и Унлорской площадей) и фактически подтверждено в разрезах скважин 22 Назымской, 15 Центральной [19].

На породах гетерогенного фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения *промежуточного структурного этажа* пермо-триасового возраста. Отложения этого комплекса вскрыты скважинами: Назымская – 21, 22, 24, 26, 31; Апрельская 24; Итьяхская – 300, 301, 302; Унлорская – 3, 20; Тортасинская – 99, 100; Восточно-Рогожниковская 35 [23]. В скважине Тункорская 28 из интервала 3037–3052 м поднята мелкообломочная аркозавая брекчия ноздреватого вида. Его мощность меняется от 10 до 15 м.

Нижнеюрские отложения, объединенные в *нижнеюрский НГК*, залегают в основании осадочного чехла с перерывом на породах доюрского возраста. В пределах Верхнеляминского вала, где развит красноленинградский тип разреза, эти отложения обособляются в горелую (шеркалинскую) свиту ( $J_{1p-t}$ ). В нижней подсвите, в наиболее полных разрезах, формируется

базальный песчаный пласт Ю<sub>12</sub>, имеющий ограниченное распространение. При отсутствии этих образований, первая песчаная пачка соответствует пласту Ю<sub>11</sub>. Во вскрытых глубокими скважинами 1 и 99 Тортасинской площади русловые и делювиально-пролювиальные отложения достигают толщин 16 и 40 м, соответственно. Выше по разрезу согласно залегает *тогурская битуминозная глинистая пачка* толщиной 10–25 м [24]. В верхней подсвите, в нижней ее части, формируется песчаный пласт-коллектор Ю<sub>10</sub>, который перекрывается *радомской битуминозной глинистой пачкой*. Наибольшая мощность и однородность соответствует положительным формам рельефа. В низинах пласт глинизируется и делится на 2-3 песчаных пропластка. Мощность в среднем составляет 25–50 м.

Среднеюрская континентальная *тюменская свита (J<sub>2a-b-bt</sub>)* объединяет резервуары пластов Ю<sub>2-9</sub> в *среднеюрский НГК*. Особенностью строения среднеюрского разреза является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов средней юры и сокращение толщин к сводовым и присводовым частям палеоподнятий. Максимальные мощности отложений тюменской свиты приурочены к отрицательным формам палеорельефа: впадинам, мегавпадинам, котловинам, прогибам. Площади аккумуляции осадков последовательно (снизу-вверх) расширяются во времени. Максимально распространены песчаные пласты Ю<sub>2-3</sub>, залегающие в верхней части тюменской свиты.

*Верхнеюрский НГК* сложен глинистыми отложениями абалакской свиты (*J<sub>3o-km</sub>*), с базальной келловейской пахомовской пачкой (пласт Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>). Выше по разрезу свита перекрывается битуминозными аргиллитами тутлеймской свиты (*J<sub>3tt-K<sub>1</sub>b<sup>1</sup></sub>*), являющейся временным аналогом нефтематеринской баженовской свиты. Скважинами на Итьяхской, Назымской, Тункорской, Тортасинской, Унлорской площадях вскрыты нормальные разрезы с листовато-трещиноватым коллектором (пласт Ю<sub>0</sub>).

В *нижнемеловом нефтегазоносном комплексе* выделяется группа региональных циклитов, или геологических тел, сформированных за длительный трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления [13]. В разрезе неокома выделяют песчано-алевритистые пласты и пачки. Резервуарами для УВ являются отложения ачимовской свиты (пласты группы Ач), клиноформы неокома (пласты группы БС и АС). Покрышкой для каждого клиноформного резервуара является пачка глин трансгрессивной части вышележащего циклита.

#### 1.1.4 Нефтегазность

Согласно нефтегеологическому районированию [13] месторождения Верхнеляминского вала относятся к Ляминскому НГР Фроловской нефтегазоносной области (НГО). Здесь выделено пять нефтегазоносных комплексов: доюрский (зона контакта и палеозойский),

нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский, меловой. Потенциально нефтематеринскими для верхнеюрского и мелового комплексов являются битуминозные глины *тутлеймской свиты*. В фундаментальных работах А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, И.И. Нестерова, Ф.Г. Гурари, А.Н. Фомина и др. [8, 25, 26], *тогурские* глинистые отложения признаны как нефтематеринские и служат источником углеводородов (УВ) для залежей *средне-, нижнеюрского и палеозойского НГК*. Позже, в работах [27, 28] этот факт подтвержден экспериментальными исследованиями.

Большинство выявленных скоплений УВ в *доюрском НГК* приурочены к тектонически экранированным ловушкам горстовых погребенных поднятий. На территории Югорской зоны нефтенакпления существенную роль играют карбонатные отложения девона, возможно обладающие генерационным углеводородным потенциалом. К доюрскому НГК можно отнести с достоверностью залежь нефти в скважине Назымская 21 (рис. 1.9). Получен приток фильтрата бурового раствора (ФБР) с пленкой нефти и при испытании интервала зоны контакта и палеозойского НГК в скважинах 301 и 302 на Итьяхской площади. В ряде скважин на Апрельской, Верхненазымской и Назымской площадях также получены притоки нефти, однако испытания в них были проведены совместно с пластами тюменской, абалакской и тутлеймской свит. На выступах гранитных массивов и дезинтегрированных породах фундамента в зонах контакта с базальными отложениями юры по мнению исследователей [7, 29–32] создаются перспективы для новых открытий залежей УВ в этом районе.

*Нижнеюрский НГК* охватывает пласты Ю<sub>10-11</sub> шеркалинской (горелой) свиты. Распространение резервуаров этого комплекса в пределах Верхнеляминского вала ограничены пониженными формами рельефа [24]. Пласт Ю<sub>11</sub> картируется в районе скважин 1 и 2 Панлорской, а так же на Итьяхской, Тортасинской, Санлорской площадях и характеризуется изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород-коллекторов. На скважине 302 Итьяхской при испытании пласта Ю<sub>11</sub> получен приток нефти дебитом 0,69 м<sup>3</sup>/сут. О хороших ФЕС пластов-коллекторов Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub> говорит приток воды дебитом 24,9 м<sup>3</sup>/сут, полученный при совместном их испытании в скважине 2 Панлорской. При испытании этих пластов в скважинах 1 и 99 на Тортасинской площади притоков не получено. Резервуар пласта Ю<sub>10</sub> развит на Центральной, Верхненазымской, Апрельской, Панлорской, Унлорской и Тортасинской площадях. Притоки газа получены на Унлорской 7 (пласт Ю<sub>10</sub>). При совместном испытании пластов Ю<sub>8-10</sub> в скважине 4 Апрельской получен приток нефти с водой. Признаки нефтеносности в керне отмечены в скважинах 2, 97, 100 Тортасинской площади. По данным ГИС пласт Ю<sub>10</sub> в скважинах 1 Апрельская, 10 Центральная, 100 Тортасинская интерпретируется как нефтенасыщенный, однако при строительстве скважин эти интервалы испытаны не были [24]. Основные перспективы поисков залежей в этом НГК следует, вероятно, связывать с землями распространения пласта Ю<sub>10</sub>.

*Среднеюрский НГК* включает в себя пласты Ю<sub>2-9</sub> тюменской свиты. Максимально распространены верхние пласты Ю<sub>2-3</sub> тюменской свиты, при испытании которых получены дебиты нефти от 0.1 м<sup>3</sup>/сут в скв. Тункорская 28 до 8.1 м<sup>3</sup>/сут в скважине Северо-Апрельская 11.

*Верхнеюрский НГК* объединяет пласты-коллекторы нижнетутлеймской (Ю<sub>0</sub>) и абалакской свит (Ю<sub>1</sub>). Максимальный приток нефти из пласта Ю<sub>0</sub> получен в скв. Тункорская 27, где дебит составил 45 м<sup>3</sup>/сутки. При испытании пласта Ю<sub>0</sub> в скв. Унлорская 7 получен приток газа дебитом 2000 м<sup>3</sup>/сутки.

В *меловом НГК* резервуарами для УВ являются немногочисленные клиноформы неокома (пласты группы АС). Покрышкой для каждого клиноформного резервуара является пачка глини трангрессивной части вышележащего циклита. В пределах района исследований установлена нефтеносность пластов АС на Назымской (скв. 24), Унлорской (скв. 7) и Тортасинской (скв. 1) площадях.

В таблице 1.2 сведена характеристика месторождений в пределах Верхнеляминского вала по фазовому состоянию и приуроченности к НГК.

Таблица 1.2 Характеристика месторождений Верхнеляминского вала

Месторождение (номер на рисунке 1.9)	Фазовый состав	Нефтегазоносные комплексы (свиты)
Центральное (1)	Нефть	Меловой (викуловская)
	Нефть	Среднеюрский (тюменская)
Назымское (2)	Нефть	Меловой (викуловская, фроловская)
	Нефть	Верхнеюрский (тутлеймская, абалакская)
	Нефть	Среднеюрский (тюменская)
	Нефть	Нижнеюрский (горелая)
	Нефть	Палеозойский
Тункорское (3)	Нефть	Меловой (викуловская)
	Нефть	Среднеюрский (тюменская)
Апрельское (4)	Нефть	Верхнеюрский (тутлеймская)
	Нефть	Среднеюрский (тюменская)
	Нефть	Палеозойский
Итьяхское (5)	Нефть	Верхнеюрский (тутлеймская, абалакская)
	Нефть, газ	Среднеюрский (тюменская)
Тортасинское (6)	Нефть	Меловой (уватская, фроловская)
	Нефть	Верхнеюрский (тутлеймская)
	Нефть	Среднеюрский (тюменская)
	Нефть	Нижнеюрский (шеркалинская)

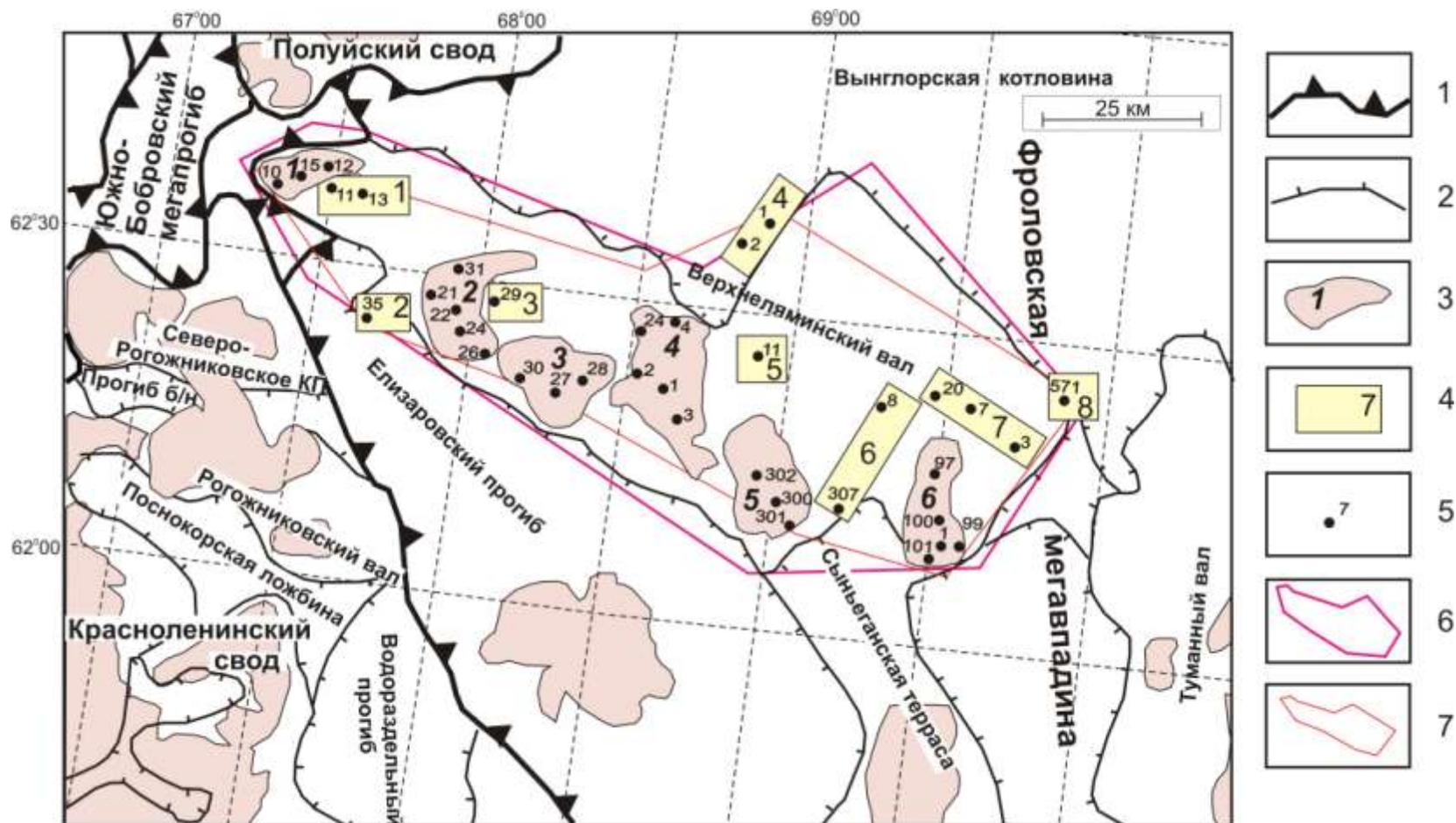


Рис. 1.9. Положение территории исследований – Верхнеламинского вала на тектонической карте (с элементами нефтегазоносности) центральной части Западно-Сибирской плиты [13]: 1 – границы тектонических элементов I порядка; 2 – границы внутреннего районирования; 3 – месторождение УВ и его номер на карте; 4 – площадь нефтепоискового бурения и ее номер на карте; 5 – поисково-разведочная скважина и ее номер; 6 – контур участка исследований; 7 – контур построения прогнозных карт. Месторождения УВ: 1 – Центральное; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Апрельское; 5 – Итьяхское; 6 – Тортасинское. Площади нефтепоискового бурения: 1 – Верхненазымская; 2 – Восточно-Рогожниковская; 3 – Татъеганская; 4 – Панлорская; 5 – Северо-Апрельская; 6 – Западно-Унлорская; 7 – Унлорская; 8 – Северо-Санлорская

### 1.1.5 Геоплотностная модель и нефтегеологическая интерпретация Красноленинско-Верхнелямнинского траверса

Прогноз резервуаров доплитного комплекса Югорской зоны нефтенакпления получен при геоплотностном моделировании регионального профиля XIII (рис. 1.10), пересекающим все структуры I порядка центральной части Западно-Сибирской плиты [33]. Моделируемый геотраверс следует вдоль регионального сейсмопрофиля XIII и пересекает Западно-Сибирскую плиту с востока на запад на широте  $62^{\circ}20'$ . Общая протяженность профиля составляет 1300 км.

При построении плотностной модели вдоль сейсмопрофиля XIII решались следующие задачи: 1) плотностное картирование кровли доюрских отложений; 2) изучение плотностной структуры доюрских отложений до глубины 7 км; 3) сопоставительный анализ плотностной структуры доюрских отложений и известных зон нефтегазонакопления; 4) прогноз зон нефтегазонакопления.

Для решения поставленной задачи использовались следующие цифровые материалы вдоль регионального профиля XIII: 1) Grid структурной карты по кровле юрских отложений (по опорному горизонту Б, 1x1 км, ошибка 25 м); 2) Grid структурной карты по кровле доюрских отложений (по опорному горизонту А, 1x1 км, ошибка 50 м); 3) Grid аномалий силы тяжести в редукции Граафа-Хантера (1x1 км, ошибка 0,6–0,8 мГл); 4) стратиграфические разбивки по скважинам, вскрывшим доюрские отложения; 5) литологическое описание керн доюрских отложений по «реперным» скважинам Восточно-Сабунской 10 (ВСА-10), Западно-Варьеганской 194 (ЗВА-194), Поснокортской 831 (ПО-831), Озерной 338 (ОЗ-338), Рогожниковской 718 (Р718) и Северо-Рогожниковской 765 (СР765).

Реализована следующая схема геоплотностного моделирования.

1) На карту аномалий силы тяжести вынесены скважины и проложена линия профиля моделирования. Линия задана с учетом двухмерности решаемой задачи, с минимальным числом изломов (два), ближе к центру полосы окрестностей сейсмопрофиля XIII, ближе к скважинам, на изломах – скважины, прямые участки профиля опираются на две скважины.

2) Построен геолого-геофизический разрез в масштабе 1:500 000. Структурные горизонты и график поля вынесены с шагом 2,5 км.

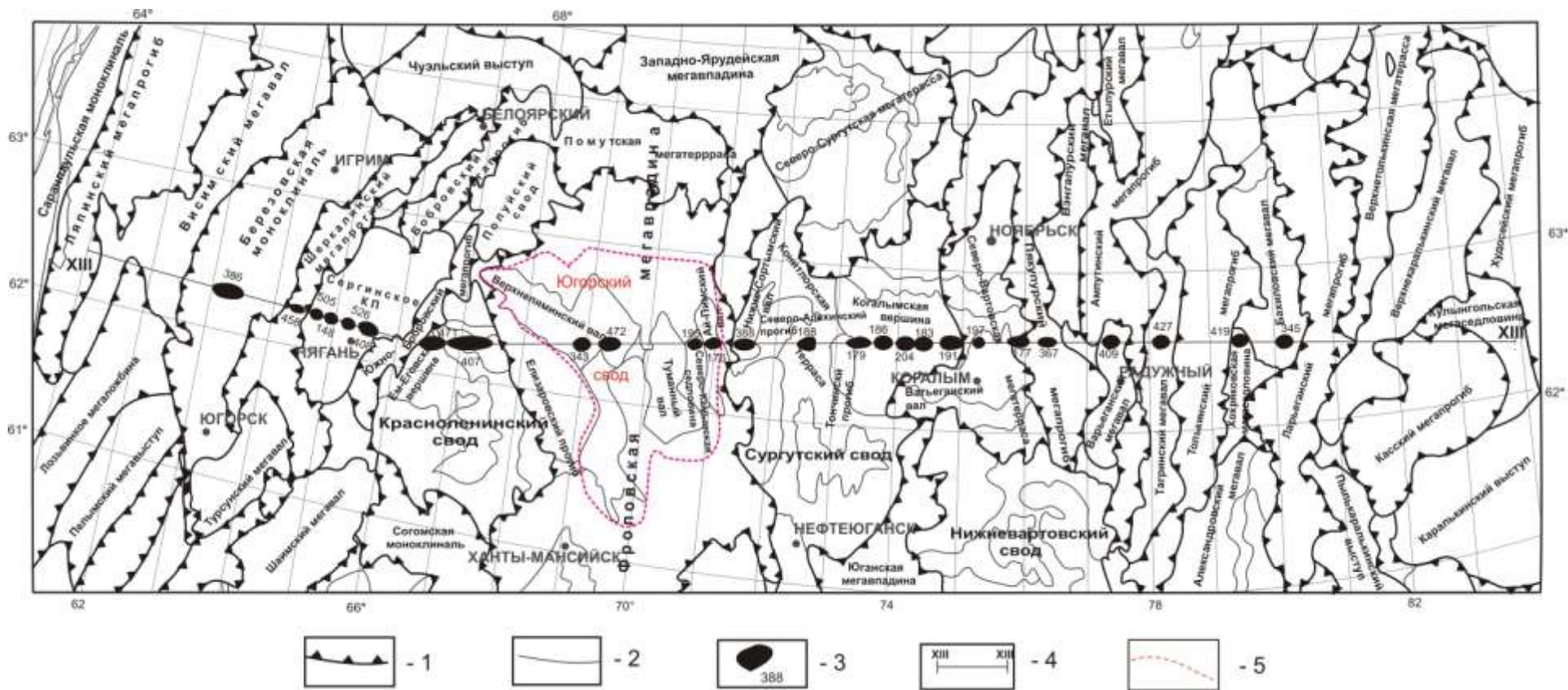


Рис. 1.10. Положение моделируемого геотраверса (профиль XIII) на фрагменте из «Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты» (под ред. В. И. Шпильмана и др., 1998): 1 – границы тектонических элементов I порядка; 2 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; 3 – месторождение УВ и его номер; 4 – линия моделируемого геотраверса; 5 – Югорская зона нефтенакопления (Волков В.А. и др., 2003). Месторождения: 386 - Озерное, 458 - Южно-Сотэюганское, 505 - Овальное, 148 - Аржановское, 526 - Западно-Вандмторское, 408 – Песчаное, 471 – Поснокортское, 407 – Рогожниковское, 343 – Апрельское, 472 – Итьяхское, 195 – Северо-Камыньское, 176 – Ай-Пимское, 388 – Нижнее-Суртымское, 188 – Конитлорское, 179 – Тевлинско-Рускинское, 186 – Когалымское, 204 – Восточно-Ягунское, 183 – Южно-Ягунское, 191 – Дружное, 197 – Ватьеганское, 177 – Повховское, 367 – Западно-Варьеганское, 409 – Северо-Варьеганское, 427 – Тагринское, 419 – Северо-Хохряковское, 345 – Верхнеколигъеганское

3) Для моделирования геотраверс по точкам изломов (скважины Западно-Варьеганская 194, Поснокортская 831) разбит на 3 части: Восточную (Кулынгольская мегаседловина – Пякупурский мегапрогиб) – 405 км, Центральную (Пякупурский мегапрогиб – Рогожниковский вал) – 518 км, Западную (Южно-Бобровский мегапрогиб – Ляпинский мегапрогиб) – 315 км. Этим достигается уменьшение: а) чрезмерного числа одновременно моделируемых блоков; б) влияния нелинейности регионального фона; в) влияния дефектов двухмерности модели; г) влияния кривизны Земли.

4) Априорная блокировка разреза по латерали осуществлена по следующим критериям: а) по точкам перегиба графика поля («уступ», «локальное тело»); б) по точкам перегиба сильно сглаженного графика поля; в) по точкам перегиба структурных горизонтов. При этом размер каждого блока должен быть не меньше двойной глубины до верхней кромки.

5) Априорная блокировка фундамента по вертикали осуществлена по следующим критериям: а) фундамент исследуется на нескольких, примерно одинаковой глубины, срезах и от дневной поверхности, и от кровли фундамента; б) 4 км – это уровень, на котором существенно может меняться вертикальный градиент плотности пород одной литологии (петрографического состава).

б) Априорные значения плотностей блоков доюрских пород принимались в соответствии с литологией отложений в «реперных» скважинах (табл. 1.3): известняки и сланцы известняков –  $2,50 \text{ г/см}^3$  до глубины 4 км,  $2,65 \text{ г/см}^3$  – на глубинах 4–7 км; кварцевые диориты и метаморфические сланцы –  $2,60 \text{ г/см}^3$  до глубины 4 км,  $2,75 \text{ г/см}^3$  – на глубинах 4–7 км.

Ограничения на априорные значения плотностей блоков задавались следующим образом: послеюрские отложения –  $\pm 0,05 \text{ г/см}^3$ ; юрские отложения –  $\pm 0,05 \text{ г/см}^3$ ; доюрские породы (до глубины 4 км) –  $\pm 0,10 \text{ г/см}^3$ ; доюрские породы (глубины 4–7 км) –  $\pm 0,20 \text{ г/см}^3$ . В западной части геотраверса оказалось необходимым расширить ограничения на плотности доюрских пород: до глубины 4 км –  $\pm 0,20 \text{ г/см}^3$ ; глубины 4–7 км –  $\pm 0,40 \text{ г/см}^3$ .

7) Непосредственно решение обратных задач выполнялось отдельно для восточной, центральной и западной частей геотраверса. «Реперами» приведения модельного и наблюдаемого полей явились гравитационные эффекты плотностных колонок в районе скважин Восточно-Сабунская 10, Западно-Варьеганская 194, Поснокортская 831, Озерная 338.

Характеристики решения обратных задач приведены в таблице 1.4.

В качестве критериев оптимальности решения обратной задачи принято: а) «невязка» стремиться к ошибке наблюдаемого поля; б) выход значения «невязки» (от итерации к итерации) на асимптоту; в) на ограничениях определилось минимальное число параметров плотности; г) при возможности нет «инверсий» плотности.

«Невязка» оптимального решения в западной части геотраверса несколько велика за счет более грубого подбора в области аномалии типа «океанический желоб» (Висимский мегавал – Ляпинский мегапрогиб – Саранпаульская моноклираль).

Таблица 1.3 Априорные значения плотностей (начальное приближение), г/см<sup>3</sup>

Отложения	Запад	Участок скважины ОЗ-338	Между скважинами	Участок скважины ПО-831	Между скважинами	Участок скважины ЗВА-194	Между скважинами	Участок скважины ВСА-10	Восток
1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Послеюрские	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30
Юрские	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Доюрские (до 4 км)	2,55	2,60	2,55	2,60	2,55	2,50	2,55	2,50	2,55
Доюрские (4-7 км)	2,70	2,75	2,70	2,75	2,70	2,65	2,70	2,65	2,70

Таблица 1.4 Характеристики решений обратной задачи

Характеристики	Западная часть геотраверса	Центральная часть геотраверса	Восточная часть геотраверса
1	2	3	4
«Невязка» наблюдаемого поля и поля априорного разреза, мГал, максимальное отклонение, мГал	±21,5	± 12,2	± 9,0
	62,3	24,8	18,8
«Невязка» наблюдаемого поля и поля оптимального решения, мГал, максимальное отклонение, мГал, число итераций формализованного подбора	± 1,2	± 0,6	± 0,6
	5,7	2,4	1,8
	26	26	26
Линейный региональный фон, мГал/км	0,21	-	- 0,03
Количество блоков разреза	190	243	209

В полосе окрестностей профиля, с отстоянием от линии профиля до 15 км, расположены 25 параметрических, поисковых и разведочных скважин, вскрывших доюрские отложения.

Прогнозное плотностное картирование кровли доюрских отложений вдоль регионального сейсмопрофиля XIII выполнено с дискретностью 5–10 км (рис. 1.11) [33, 34]. Освещена плотностная структура доюрских отложений до глубины 7 км, с шагом дискретизации по глубине 0,7–1,0 км. Прогнозное плотностное картирование доюрских отложений на глубинах 4–7 км выполнено с дискретностью по латерали 15–30 км.

Разуплотнения и уплотнения в разрезе выделены по отношению к априорным значениям плотности (табл. 1.3).

На траверсе профиля разуплотнения кровли доюрских отложений (мощности 0,5–1,0 км) представлены, вероятно, слабометаморфизованными терригенными и карбонатными осадками или кислыми и/или трещиноватыми магматическими породами на следующих участках: Ай-Пимский вал (крайняя западная часть), Северо-Камынская седловина, Туманный вал (восточная часть), Верхнеляминский мегавал (крайняя восточная часть), Елизаровский прогиб (западная часть), Рогожниковский вал (центральная и восточная часть). Наиболее интенсивные разуплотнения в кровле доюрских отложений (до  $0,10\text{--}0,15\text{ г/см}^3$ ) фиксируются узкими «окнами» на западе Северо-Камынской седловины, а также широкими зонами – на Рогожниковском вале (северо-восточная часть Красноленинского свода).

Характерную структуру (до глубины 6–7 км), выполненную в основном породами с плотностями слабометаморфизованных терригенно-осадочных или кислых магматических разностей, имеют несколько крупных обособленных зон разуплотнения доюрского комплекса: в западной части Ай-Пимского вала, Северо-Камынская седловина, Туманный вал и в восточной части Верхнеляминского вала; западная часть Елизаровского прогиба и северо-восточная часть Красноленинского свода. Наиболее интенсивными разуплотнениями (до  $0,15\text{ г/см}^3$ ) характеризуются Северо-Камынская седловина и Рогожниковский вал. Заметных вариаций плотности юрских отложений на описываемых участках не выявлено.

Послеюрские отложения разуплотнены: на западном борту Южно-Бобровского мегапрогиба; Рогожниковский вал – западная часть Елизаровского прогиба; локально – в центральной части Верхнеляминского вала; на сочленении Верхнеляминского и Туманного валов; восточный склон Туманного вала – Северо-Камынская седловина – западный склон Ай-Пимского вала.

Уплотнения послеюрских отложений отмечаются: локально – на сочленении Елизаровского прогиба и Верхнеляминского вала; локально – на восточном склоне Ай-Пимского вала.

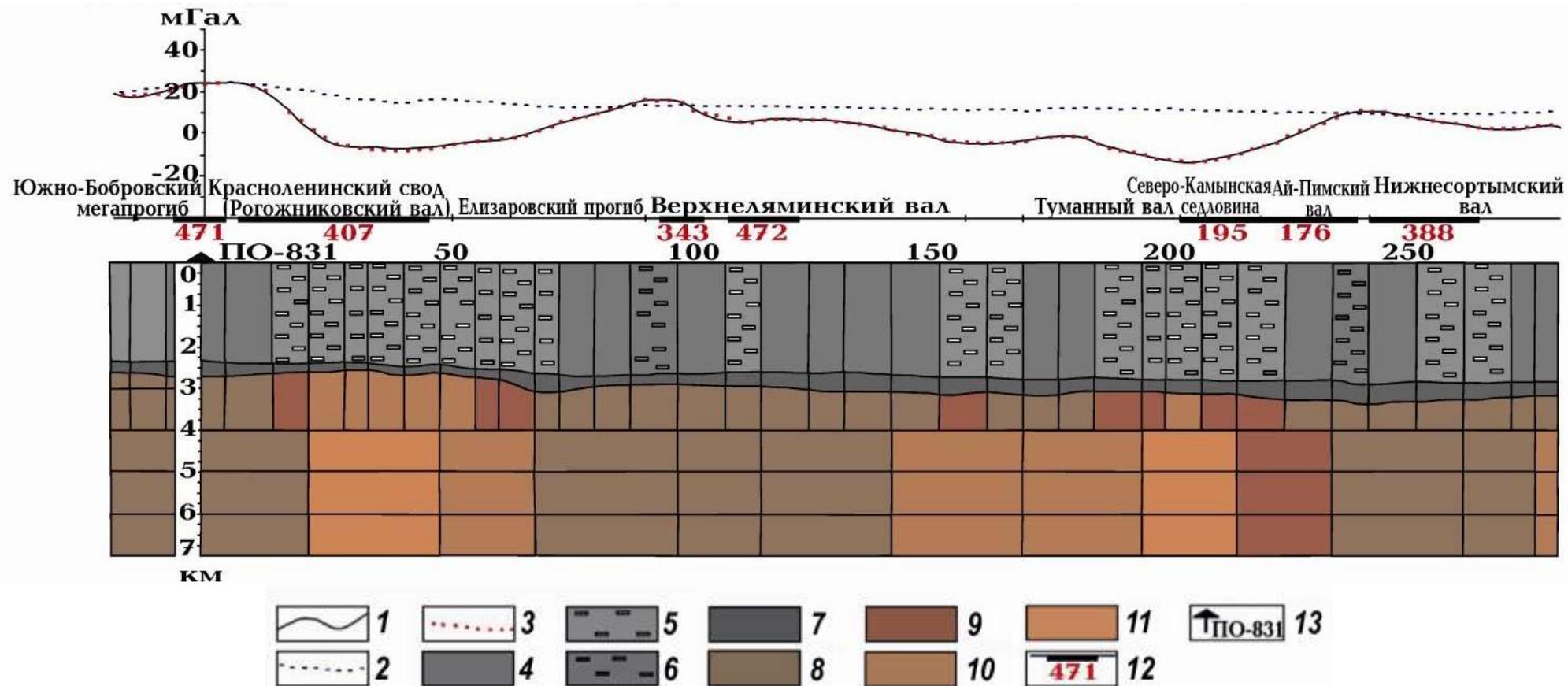


Рис. 1.11. Геоплотностная модель Красноленинско-Верхнеляминского траверса регионального сейсмопрофиля XIII (по линии Красноленинский свод – Ай-Пимский вал): поле силы тяжести: наблюдаемое (1), априорного разреза (2), расчетного разреза (3); 4 – послелюрские отложения: участки латерального разуплотнения (5), участки уплотнения (6), до  $0,05 \text{ г/см}^3$ ; 7 – юрские отложения; 8 – доюрские отложения: разуплотнения до  $0,05 \text{ г/см}^3$  (9), на  $0,05\text{--}0,10 \text{ г/см}^3$  (10), на  $0,10\text{--}0,15 \text{ г/см}^3$  (11); 12 – месторождение УВ и его номер на фрагменте тектонической карты (рис. 1.10); 13 – «реперная» скважина

Проведенное геоплотностное моделирование позволило выявить в пределах Красноленинского свода зоны разуплотнения меловых отложений, разуплотнения кровли доюрских отложений и, в целом, крупную обособленную зону разуплотнений доюрского комплекса до глубины 7 км (рис. 1.12). Над зоной разуплотнения всего доюрского комплекса, приуроченной к северо-восточной части Красноленинского свода (Рогожниковский вал), находится Рогожниковское нефтяное месторождение с залежами почти во всех НГК юры и неокома. Возможно, что основным источником нефти этих залежей являются потенциально материнские породы тутлеймской (баженовской) свиты. По глубине положения тутлеймская свита «вошла» в главную зону нефтеобразования (ГЗН). Разуплотненная структура послеюрских отложений способствовала миграции нефти в ловушки викуловской свиты (ВК<sub>1</sub>).

Непосредственное примыкание к материнской тутлеймской свите пластов абалакской свиты и верхней подсвиты тюменской свиты, отсутствие нижнеюрских отложений способствовало миграции нефти в ловушки пластов Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>2</sub> и Тг (рис. 1.12). Масштабная зона разуплотнения доюрского комплекса на участке Рогожниковского вала представляется сосредоточением резервуаров и генерирующих толщ в слабометаморфизованных палеозойских терригенно-карбонатных породах (*D*, *C*) или в трещиновато-кавернозных магматических породах (*T*).

Перспективной является западная часть Елизаровского прогиба (рис. 1.13). Увеличение мощности юрского разреза предполагает наличие нефтегенерирующих ниже- и верхнеюрских отложений – тогурская (*tg*) и радомская (*rd*) пачки шеркалинской свиты и тутлеймская (*tt*) (баженовская *bg*) свита, а разуплотнения в меловых отложениях формируют аккумулярующий потенциал. В доюрских терригенно-карбонатных отложениях девона (*D*) возможно наличие генерирующих глинистых пропластков, а трещиноватые эффузивы триаса (*T*) образуют резервуары для углеводородов, мигрирующих из юрских и палеозойских очагов генерации.

На рисунке 1.14 представлен фрагмент геоплотностной модели Югорской зоны (Верхнелямского вала) и схема нефтегеологической интерпретации. Генерация нефти на Итьяхском месторождении связана, очевидно, с нефтематеринскими отложениями верхнеюрской тутлеймской свиты (*tt*) и нижнеюрскими радомской (*rd*) и тогурской (*tg*) пачками. Залежи сформировались в резервуарах средне-, и верхнеюрского НГК. Разуплотненные меловые отложения, залегающие над этими очагами генерации, имеют потенциальные аккумулярующие возможности, в них могут быть обнаружены залежи нефти.

На рисунке 1.15 представлен фрагмент геоплотностной модели по линии Туманный вал – Северо-Камыньская седловина – Ай-Пимский вал и схема нефтегеологической интерпретации.

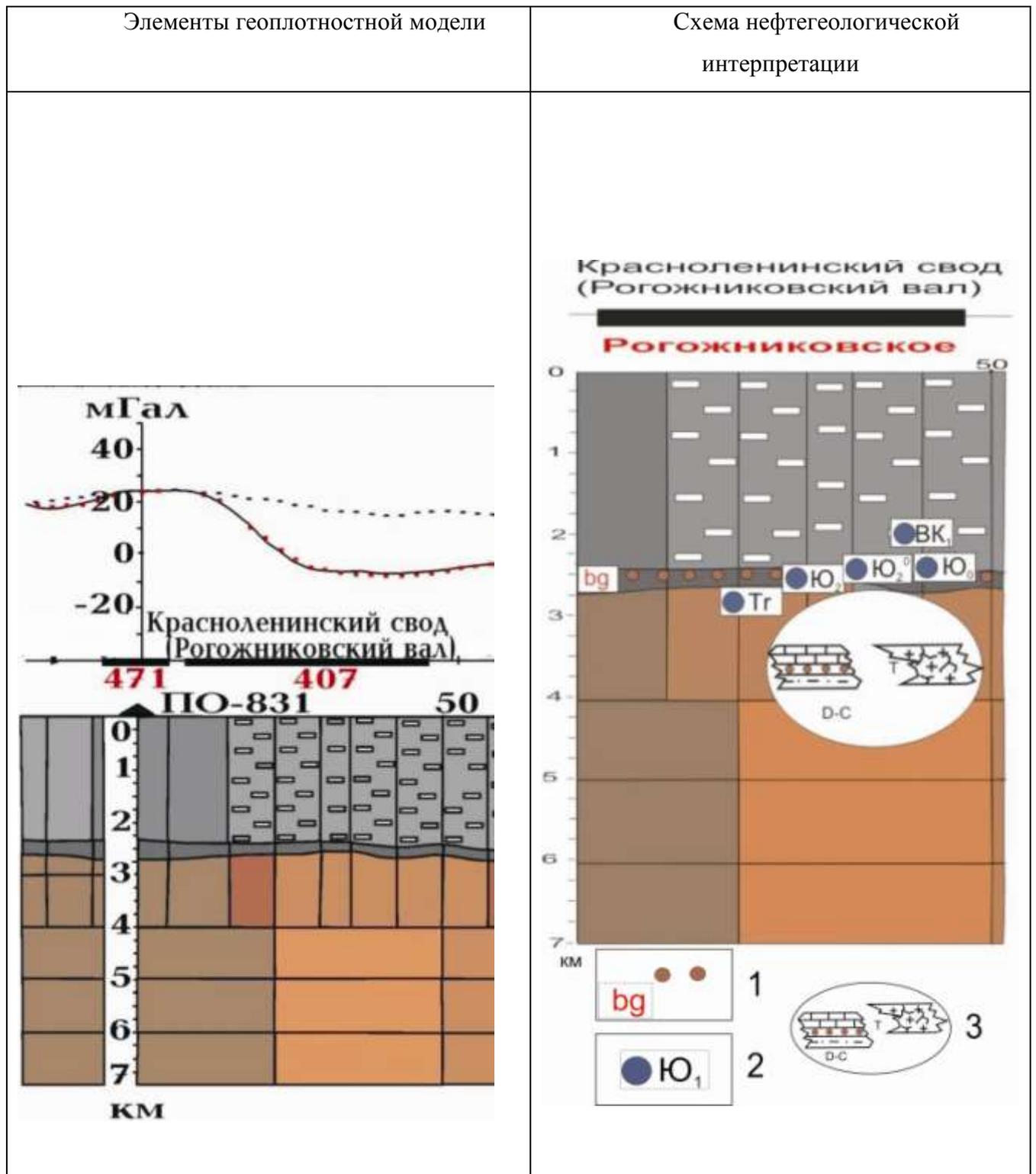


Рис. 1.12. Элементы геоплотностной модели (рис. 1.11) и схема нефтегеологической интерпретации. Красноленинско-Верхнеляминский траверс (Красноленинский свод): 1 – материнские отложения; 2 – нефтяные залежи с указанием индекса пласта; 3 – прогнозируемые зоны нефтегазонакопления в доюрском комплексе и их литолого-петрографическая интерпретация с качественной оценкой генерационного потенциала. Остальные условные обозначения на рисунках 1.10, 1.11

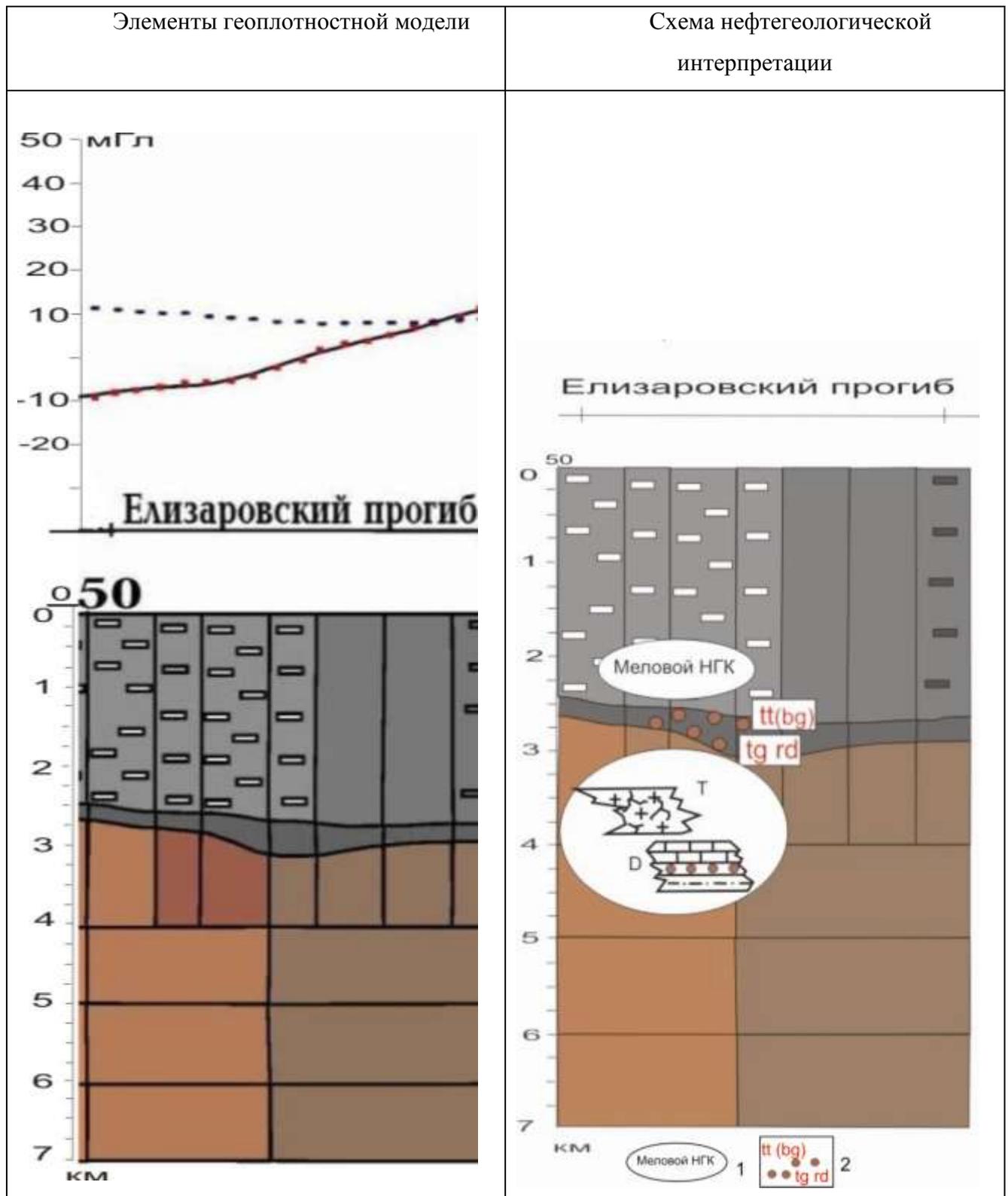


Рис. 1.13. Элементы геоплотностной модели (рис. 1.11) и схема нефтегеологической интерпретации. Красноленинско-Верхнеяминский траверс (Елизаровский прогиб): 1 – прогнозируемые зоны нефтегазонакопления в меловом комплексе; 2 – тутлеймские (*tt(bg)*), тогурские (*tg*), радомские (*rd*) материнские отложения. Остальные условные обозначения на рисунках 1.10, 1.11, 1.12

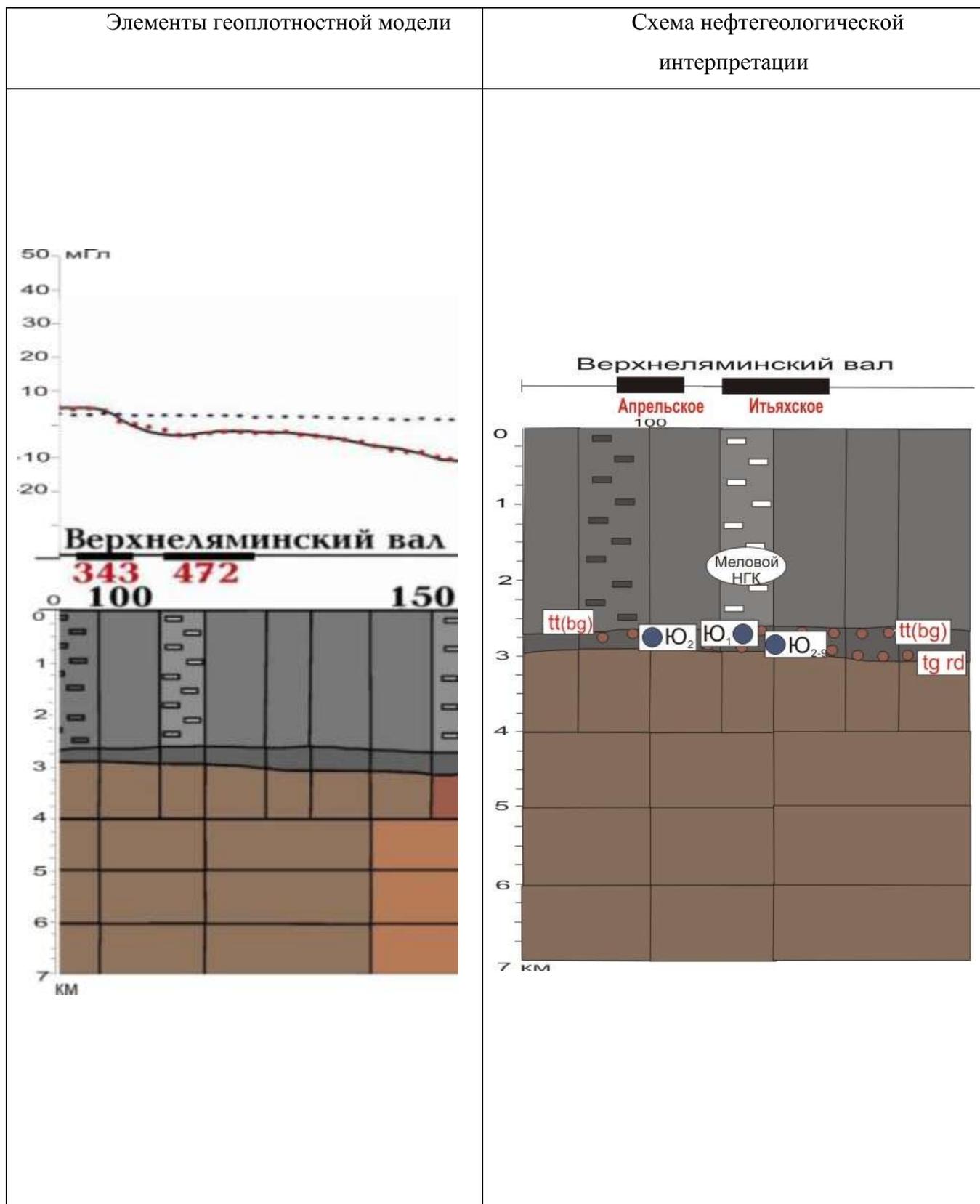


Рис. 1.14. Элементы геоплотностной модели (рис. 1.11) и схема нефтегеологической интерпретации. Красноленинско-Верхнеяминский траверс (Югорский свод, Верхнеяминский вал). Условные обозначения на рисунках 1.12, 1.13

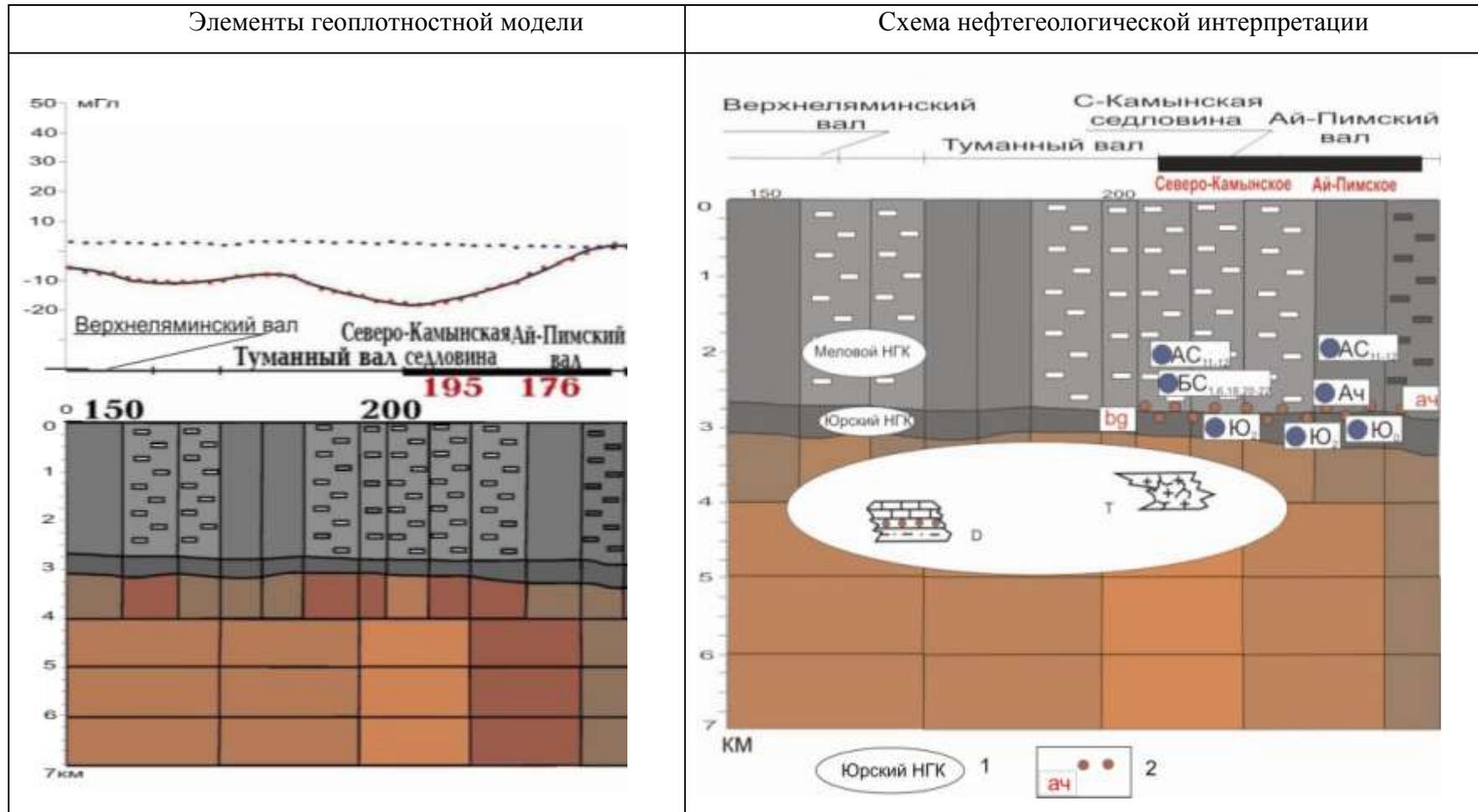


Рис. 1.15. Элементы геоплотностной модели (рис. 1.11) и схемы нефтегеологической интерпретации. Красноленинско-Верхнеляминский траверс (Туманный вал – Северо-Камынская седловина – Ай-Пимский вал): 1 – прогнозируемые зоны нефтегазонакопления в юрском комплексе; 2 – ачимовские (ач) материнские отложения. Остальные условные обозначения на рисунках 1.10, 1.11, 1.12, 1.13.

Источником УВ небольшой залежи в среднеюрском НГК (пласт Ю<sub>2</sub>) на Апрельском нефтяном месторождении является, вероятнее всего, РОВ отложений тутлеймской свиты, т.к. нижнеюрский разрез сокращен. Послеюрские толщи уплотнены и резервуары здесь отсутствуют. В восточной части с зоной разуплотнения доюрской толщи и меловых отложений положительно коррелируют скопления УВ. Здесь расположены Ай-Пимское нефтяное месторождение с залежами в средне-, верхнеюрском и меловом НГК и Северо-Камыньское месторождение с залежами нефти в верхнеюрском и меловом НГК. Источниками нефти, вероятно, являются баженовские (*bg*) и ачимовские (*ач*) отложения. Разуплотнения послеюрских пород способствуют образованию залежей в меловых резервуарах.

Западная же часть (сочленение Верхнеляминского и Туманного валов), расположенная также над разуплотненными доюрской и меловой толщами, может являться перспективной зоной в отношении скопления УВ в юрском и меловом НГК. Разуплотненные триасовые эффузивы кислого состава (*T*), органогенные известняки девона (*D*) могут служить резервуарами для нефтей (?), газоконденсата и газа, генерируемых глинистыми прослоями.

Результаты геоплотностного моделирования, выполненного по данным сейсморазведки и гравиразведки, позволили выявить на Красноленинско-Верхнеляминском траверсе масштабную зону разуплотнения доюрского комплекса пород, отождествленную с вторичными коллекторами (резервуарами).

Такие зоны разуплотнения в доюрском основании, выявленные геоплотностным моделированием, и последующее интерпретационное заключение о сосредоточении резервуаров в доюрских отложениях вполне согласовались с результатами геологоразведочных работ на Рогожниковском лицензионном участке [35 и др.].

#### *Выводы:*

*Таким образом, анализ результатов проведенных геофизических исследований и глубокого бурения Югорской зоны нефтенакопления, включая Верхнеляминский вал, показывает их слабую геолого-геофизическую изученность. Вместе с тем, в верхнеюрских и нижнеюрских разрезах пробуренных скважин установлено наличие потенциально нефтематеринских отложений. Мощности тутлеймской, тогурской и радомской толщ, содержание  $C_{орг}$  и катагенетическая зрелость РОВ в них позволяют отметить их высокий нефтегенерационный потенциал.*

*Геоплотностным моделированием установлено наличие резервуаров в меловых, юрских и доюрских отложениях Югорской зоны нефтенакопления [33, 36–38] а открытие залежей углеводородов в этих НГК доказывает реализацию их аккумуляционного потенциала. Разрабатываемые залежи на этих месторождениях принадлежат, в основном, меловому и верхнеюрскому НГК.*

*Малоизученная территория Верхнелемяминского вала в пределах Югорской зоны, сопоставимой по размерам с Сургутским и Нижневартовским сводами, гигантскими зонами нефтенакопления, является перспективной для проведения нефтегеологического прогнозирования и выработки рекомендаций по очередности проведения поисков на нижнеюрский и доюрский НГК в пределах центральной части Западной Сибири.*

## 1.2 Ньюрольская мегавпадина

### 1.2.1 Геолого-геофизическая изученность

Изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности юго-восточных районов Западной Сибири геолого-геофизическими методами было начато в конце 40-х годов. Первые исследования, датируемые 1947-1951 гг., включали геологическую съёмку масштаба 1:1 000 000. В результате проведения аэромагнитной съёмки масштаба 1:200 000 в 1954-1956 годах установлена унаследованность древних форм рельефа и структур платформенного чехла. Наряду с аэромагнитной съёмкой масштаба 1:500 000 для изучения глубинного строения фундамента была поставлена гравиметрическая съёмка масштаба 1:1 000 000, выполняются электроразведочные работы [39]. Параллельно осуществлялось бурение опорных, параметрических и поисково-разведочных скважин. Комплексные геолого-геофизические исследования позволили провести структурно-тектоническое районирование осадочного чехла и складчатого фундамента, расчленение геологического разреза, выделить структуры I, II и III порядков, а также нефтегазоносные горизонты.

В середине 50-х годов, в связи с открытием первых месторождений углеводородов в Западной Сибири, увеличивается объем сейсморазведочных исследований с выполнением как региональных, так и поисковых задач.

К началу 70-х годов площадными работами МОВ масштаба 1:100 000 наиболее крупные структуры западных районов Томской области подготовлены и сданы в бурение. В результате этих работ в юго-восточной части Ньюрольской мегавпадины к 1971 г. были закартированы Урманское, Западно-Останинское, Нижнетабаганское и Калиновое и другие поднятия. Для выявления более мелких структур с 1973 года МОВ заменяют на более эффективный в решении этих задач метод общей глубинной точки (МОГТ).

С середины 70-х годов, когда была подтверждена нефтегазоносность доюрского комплекса открытием ряда месторождений и юго-восточная часть Ньюрольской впадины становится полигоном для изучения палеозойских образований. В этом районе осуществляется опробование, как новых геофизических методов разведки, так и новых обрабатывающих систем

и программ [40]. Несмотря на достаточно высокую степень изученности Чузикско-Чижапской зоны сейсморазведочными работами и глубоким бурением, открытия здесь не прекращаются и по сей день [41].

На 2012 г. изученность сейсморазведочными работами Нюрольской мегавпадины оценивается как весьма высокая и составляет более 1,5 км/км<sup>2</sup>.

Начало изучения территории исследования глубоким бурением можно отнести к 1956 году прошлого столетия, когда в соответствии с принятыми Министерством нефтяной промышленности СССР в 1947-1949 гг. планами исследования Западно-Сибирской равнины, была пробурена Ново-Васюганская опорная скважина 1 до глубины 3004 м, вскрыв нижнеюрские отложения. К концу 60-х годов объем поисково-разведочного бурения значительно увеличивается. Возросший объем бурения позволил открыть месторождения с залежами в доюрском НГК в Чузикско-Чижапской зоне нефтенакпления и уточнить геологическое строение района.

К 2010 г. на территории исследования пробурено порядка 10 параметрических и сотни поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Однако, из всего количества пробуренных скважин лишь 1/3 вскрыли породы фундамента. На большей части территории изученность колеблется от 20 до 50 м/км<sup>2</sup>. В юго-восточной части, в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины и на Каймысовском своде, этот показатель составляет 50–100 м/км<sup>2</sup>.

### 1.2.2 Тектоническое строение

На тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова, 1974 г.) [10] Нюрольская мегавпадина расположена в пределах развития поздних герцинид. Как показано на рисунке 1.15, выходящие на поверхность фундамента тектонические структуры имеют сложный характер. Территория исследования разбита на блоки глубинными разломами северо-восточного и северо-западного простирания. Верхневасюганский антиклинорий и Нюрольский внутренний прогиб протягиваются в северо-западном направлении и разграничены глубинным разломом. В крест простирания к этой зоне развиты раннемезозойские Колтогорско-Уренгойский и Усть-Тымский грабен-рифты. К глубинным разломам приурочены выхода вулканитов ультраосновного состава. Широко развита разрывная тектоника, способствующая образованию зон флюидомиграции [42]. В южной части района исследования отмечены проявления синорогенного кислого и основного магматизма. По отражающему горизонту  $\Phi_2$  Нюрольская мегавпадина оконтурена изогипсой минус 3240 м, имеет амплитуду 400 м и площадь 11800 км<sup>2</sup> [43].

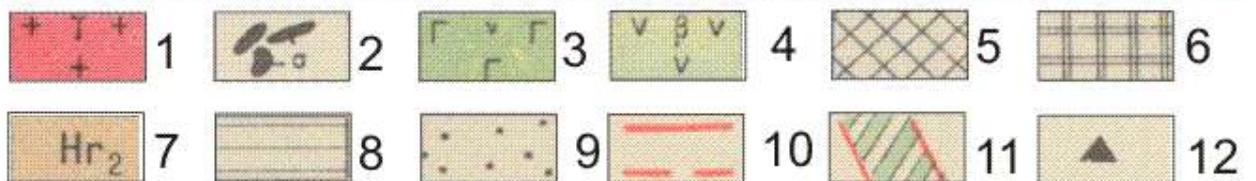
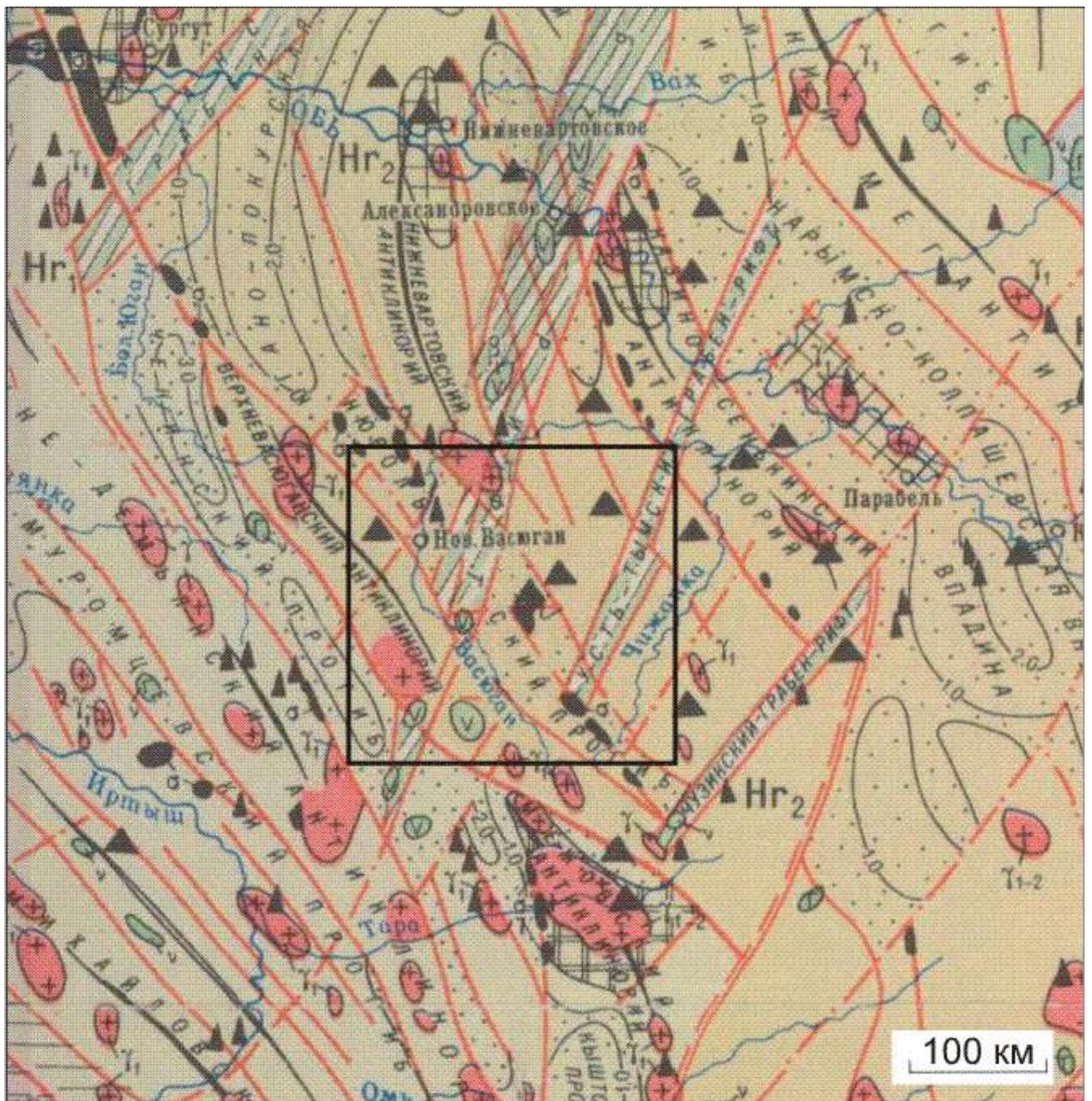


Рис. 1.15. Фрагмент «Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления» (под ред. В.С. Суркова, 1974 г.) [10]. Черным контуром показано положение территории исследования – Нюрольская мегавпадина: состав интрузий: 1 – посторогенные кислые; 2 – ультраосновные; 3 – основные; 4 – траппы; 5 – выступы-горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов; 6 – ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами; 7 – области позднегерцинской складчатости; 8 – внутренние зоны краевых прогибов; 9 – протоорогенные прогибы и внутренние впадины; 10 – глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы; 11 – раннемезозойские грабен-рифты; 12 – группы скважин, вскрывших фундамент

На тектонической карте осадочного чехла отрицательная структура I порядка Нюрольская мегавпадина относится к структурам внутренней области Западно-Сибирской плиты и осложняет южную часть Колтогорско-Нюрольского желоба, надпорядковой структуры, как показано на рисунке 1.16 [43].

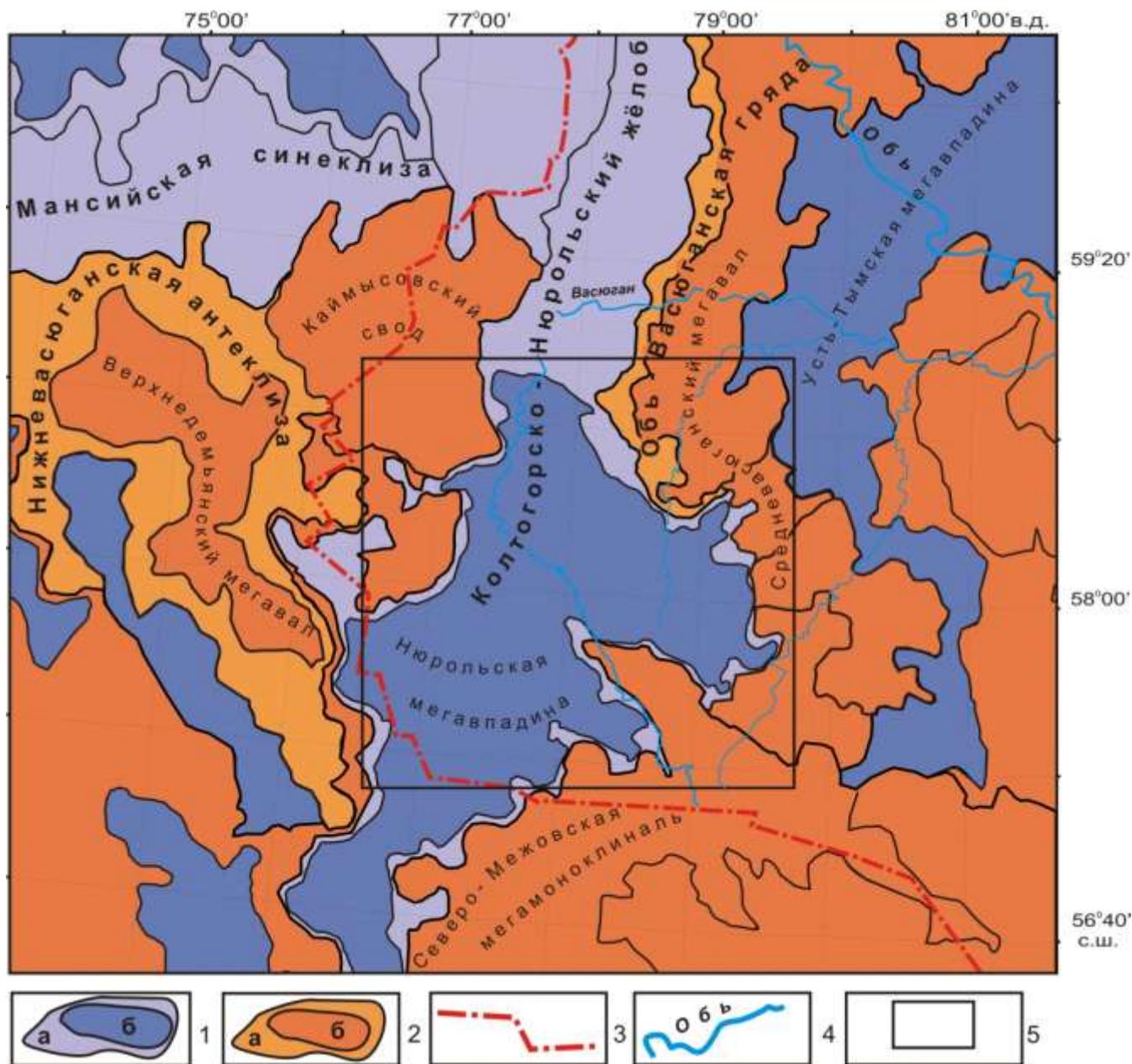


Рис. 1.16. Фрагмент из «Тектоническая карта юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири. Томская область и сопредельные территории» (под ред. В.А. Конторовича, 2002 г.[43]): 1 – отрицательные тектонические элементы надпорядковые (а), I порядка (б); 2 – положительные тектонические элементы: надпорядковые (а), I порядка (б); 3 – юго-западная граница Томской области; 4 – основные реки; 5 – контур территории исследования

По отражающему горизонту II<sup>a</sup> мегавпадина оконтурена изогипсой минус 2600 м. Ее площадь составляет 20150 км<sup>2</sup>, амплитуда 340 м. Депрессия ограничена положительными структурами: с северо-запада – восточным склоном Каймысовского свода; с северо-востока – Среднеवासюганским мегавалом, с юго-востока – Северо-Межовской мегамоноклиной. Мегавпадину осложняют структуры II порядка: Центральнюрольская и Южно-Нюрольская мезовпадины. Кулан-Игайская и Тамрадская впадины, структуры III порядка, расположены в пределах Центральнюрольской мезовпадины, а Осевой и Тамянский прогибы – в Южно-Нюрольской.

Многочисленные локальные поднятия IV порядка приурочены к структурам высших рангов. Локальные складки представляют собой основной объем верхнеюрских антиклинальных ловушек (рис. 1.17). В таблице 1.5 приведена соподчиненность тектонических элементов осадочного чехла Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления [43].

Таблица 1.5 Тектонические элементы Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления

Тектонические структуры и их порядок					Приуроченность месторождений УВ (номер на рисунке 1.17)	Принадлежность НГР	
надпорядковые	I	II	III	IV			
1	2	3	4	5	6	7	
Колгорско-Нюрольский желоб		Черемшанская мезоседловина		Южно-Черемшанская	Южно-Черемшанское (1)	Нюрольско-Колтогорский	
				Заячья			
				Чворовая			Чворовое (13)
	Нюрольская мегавпадина	Центральнюрольская мезовпадина	Тамратская впадина				
					Поньжевая		Поньжевое (21)
					Налимья		Налимье(33)
				Тамратская	Тамратское (26)		
			Кулан-Игайская впадина				
				Фестивальный вал	Северо-Фестивальная		Северо-Фестивальное (40)
					Глуховская		Глуховское (20)
			Фестивальная		Фестивальное (41)		
				Игольско-Таловое куполовидное поднятие	Карайская		Карайское (24)
					Игольская		Игольско-Таловое (25)
	Таловая						
	Южно-Нюрольская мезовпадина		Осевой прогиб	Западно-Карайская	Западно-Карайское(23)		
			Тамянский прогиб				
				Федюшкинская	Федюшкинское (22)		
				Пешеходная			
			Айсазская		Демьянский		

1	2	3	4	5	6	7	
Обь-Васюганская гряда	Каймысовский свод	Нововасюганский мезовал	Лонтынь-Яхский вал	Лонтынь-Яхская	Лонтынь-Яхское (8)	Каймысовский	
				Двуреченская	Двуреченское (15)		
				Сев-Карасёвская	Сев-Карасёвское (10)		
				Карасёвская	Карасёвское (11)		
					Поселковая		Поселковое (9)
				Северо-Карандашовский врез	Западно-Карасёвская		Западно-Карасёвское (12)
				Крапивинско-Моисеевское куполовидное поднятие	Моисеевская		Моисеевское (17)
					Западно-Моисеевская		Западно-Моисеевское (16)
					Крапивинская		Крапивинское (18)
			Тагайская		Тагайское (19)		
	Средневасюганский мегавал			Мыльджинское куполовидное поднятие	Мыльджинская	Мыльджинское (3)	Средневасюганский
					Ю-Мыльджинская	Ю-Мыльджинское (2)	
					Мыгинская	Мыгинское (47)	
					Ключевская	Ключевское (6)	
					Глухариная	Глухариное (48)	
					Пуглалымская	Пуглалымское (5)	
					Колотушная	Колотушное (31)	
					Средненюрольская	Средненюрольское (4)	
					Западно-Ключевская	Западно-Ключевское (7)	
		Шингинская мезоседловина		Западно-Лугинецкая	Западно-Лугинецкое (27)		
				Шингинская	Шингинское (32)		
Северо-Межовская мегамоноклиналь	Чузикско-Чижапская мезоседловина			Тамбаевская	Тамбаевское (38)	Межовский	
				Ю-Тамбаевская	Ю-Тамбаевское (38)		
				Широтная	Широтное (39)		
				Урманская	Урманское (44)		
				Арчинская	Арчинское (43)		
				Нижнетабаганская	Нижнетабаганское (35)		
	Лавровский мезовыступ			Лавровский вал	Еллейская	Еллейское (29)	
					Водораздельная	Водораздельное (36)	
					Смоляная	Смоляное (37)	
					Чагвинская	Чагвинское (45)	
					Майская	Майское (34)	
					Южно-Майская	Южно-Майское (28)	
					Среднемайская	Среднемайское (46)	
					Кулгинская	Кулгинское (30)	

### 1.2.3 Стратиграфия и литология основных нефтегазоносных комплексов

К доюрскому НГК относятся широко развитые в Нюрольской мегавпадине и структурах ее обрамления карбонатные формации с прослоями эффузивов основного, среднего и кислого составов ордовик-каменноугольного возраста. Карбонатная формация хорошо изучена в пределах Чузикско-Чижапской нефтегазносной зоны, расположенной на юго-востоке района исследований [42, 44–49]. В карбонатном разрезе выделены павловская ( $O_{2-3}$ ), ларинская ( $S_{1-2}$ ), ниже-, среднедевонские: кыштовская, армичевская, солоновская, надеждинская, герасимовская ( $D_{1-2}$ ), лугинецкая ( $D_3$ ), табаганская ( $C_1^1$ ), среднеvasюганская ( $C_1^2-C_2^1$ ) и

елизаровская ( $C_2$ ) свиты. Терригенная формация, предположительно верхнего палеозоя, вскрыта скважиной 53 на Широтной площади. Базальтовая формация расположена в северо-западной части Нюрольской впадины и приурочена к Фестивальному глубинному разлому. Породы интенсивно брекчированы и карбонатизированы. Розовато-серые кварцевые липариты, фельзиты, туфы липаритовой формации покровного типа распространены на Квензерской, Шингинской площадях. Породы подвержены значительным пневмолито-гидротермальным изменениям. Ультраосновные породы вскрываются на Фестивальной площади и представлены темно-зелеными апогарцбургитовыми серпентинитами с трещинами, выполненными кальцитом. Эрозионно-тектонические выступы фундамента, сложенные эффузивами кислого состава являются наиболее перспективными зонами на поиски залежей нефти и газа [51, 52].

Перекрывают палеозойские образования фрагментарно присутствующие терригенные породы тампейской серии. Они образуют промежуточный пермо-триасовый этаж, сложенный конгломератами, аргиллитами, гравелитами, максимальная мощность которых достигает 150 м [53]. Интенсивно измененные породы образуют коры выветривания, при вторичных преобразованиях в которых образуются пустоты [54], способные вмещать углеводороды, как на Фестивальной площади. В других случаях образуются каолинитовые профили, сложенные непроницаемыми разностями, служащими флюидоупором для залежей в доюрском резервуаре.

Доюрский фундамент повсеместно перекрыт мощным (до 3500 м) осадочным мезозойско-кайнозойским чехлом. *Нижнеюрский НГК* включает урманскую, тогурскую и салатскую свиты с резервуарами песчаных пластов Ю<sub>17-15</sub>. *Урманская свита ( $J_1h-p$ )*, с песчаными пластами-коллекторами Ю<sub>17-16</sub>, согласно «Решения 6-го...» [55], формируется в геттанг-плинсбахское время. Базальный пласт Ю<sub>17</sub> нижеурманской подсвиты, сложенный разнозернистыми полимиктовыми песчаниками и гравелитами, занимает ограниченные пространства в наиболее погруженных участках впадины. В случае их редуцирования непосредственно с фундаментом контактируют вышележащие толщи верхнеурманской подсвиты [56]. Пласт Ю<sub>16</sub> формируется в позднем плинсбахе-раннем тоаре с трансгрессивным, более широким залеганием по латерали. Основное формирование коллекторов аллювиального генезиса [57] в пределах участка исследований, происходит в руслах двух основных водотоков. Огибая Лавровский выступ и небольшие останцы фундамента, они сливаются в центральной части в общее русло палеореки северо-западного направления. Наиболее перспективными по В.А. Лифанову [58] представляются зоны разгрузки палеопотоков с палеовершин эрозионных выступов фундамента, сложенных магматическими породами кислого состава, где формируются коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.

Глинистые озерно-болотные образования *тогурской свиты ( $J_1t_1$ )* почти полностью перекрывают нижележащие урманские отложения и, в случае их достаточной мощности,

служат покрывкой для залежей в этом резервуаре. Её распространение в Нюрольской мегавпадине ограничивается пониженными формами рельефа, выклиниванием заливообразно окаймляющим положительным структурам и выступам кристаллического фундамента.

Выше по разрезу согласно залегает *салатская свита* ( $J_{1t2}-J_{2a1}$ ), в нижней подсвите которой песчаные разности образуют пласт Ю<sub>15</sub>. Глинистая родомская пачка верхней подсвиты служит флюидоупором. При выклинивания урманских отложений полностью, к породам фундамента примыкают образования салатской свиты.

*Среднеюрский НГК* объединяет резервуары континентальной *тюменской свиты* ( $J_{2b-bt}$ ), которая формируется в континентальных условиях. Терригенные породы этого стратиграфического уровня представлены переслаивание песчаных (пласты Ю<sub>2-14</sub>) и глинистых толщ с прослоями углей.

В *верхнеюрский НГК* объединены прибрежно-морские осадки васюганской, георгиевской и баженовской свит. Литологически *васюганская свита* ( $J_{2k}-J_{3o3}$ ) представлена переслаиванием песчаных и глинистых разностей с прослоями углей. В объеме свиты исследователями [43, 59] выделяются до 5 песчаных пластов (Ю<sub>1<sup>1-5</sup></sub>), с которыми связаны основные промышленные залежи нефти и газа. *Георгиевская свита* ( $J_{3k}$ ) имеет глинистый состав и весьма непостоянную мощность по площади. Выше по разрезу залегают карбонатно-кремнисто-глинистые отложения *баженовской свиты* ( $J_{3tt}-K_{1b}^1$ ), которые служат как региональным флюидоупором для резервуаров горизонта Ю<sub>1</sub>, так и нефтематеринскими породами для верхнеюрских и меловых резервуаров. В течение волжского века и раннего берриаса здесь накапливается огромное количество углеводородистого материала, предопределившее высокий генерационный потенциал этих отложений [8, 43, 59, 60]. Кроме того, в глинистых, богатых ОВ породах баженовской свиты, образуются баженинты [6], обладающие коллекторскими свойствами (пласт Ю<sub>0</sub>).

*Меловой НГК* объединяет песчано-глинистые отложения нижнемеловых *куломзинской* ( $K_{1v-b}$ ), *тарской* ( $K_{1v}$ ), *киялинской* ( $K_{1br-g}$ ) свит и характеризуются сложным геологическим строением пластов-коллекторов [59]. Отложения ачимовской пачки (до 40 м) распространены в северо-западной части мегавпадины, западной части Осевого прогиба и северо-восточнее Тамянского прогиба. Отсутствие ачимовских отложений обозначается крупным «заливом» в юго-западной части территории исследований и подковообразной полосой на востоке. Выше по разрезу залегает *покурская свиты* ( $K_{1a-a1}-K_{2c}$ ), песчаные разности в которой обособляются в пласты группы ПК. Глинистые толщи *кузнецовской свиты* ( $K_{2t-cn}$ ) толщиной до 20 м являются региональным сейсмическим репером и служат хорошим флюидоупором.

#### 1.2.4 Нефтегазоносность

Основная часть территории исследования расположена в пределах Каймысовской нефтегазоносной области. Месторождения, приуроченные к структурам Нюрольской мегавпадины, объединены Нюрольско-Колтогорским нефтегазоносным районом. Территория исследований, как показано на рисунке 1.17, представляет сосредоточение основных нефтепромыслов Томской области. Распространение баженовской (повсеместно) и тогурской (зонально) нефтематеринских толщ и резервуаров в отложениях осадочного чехла и фундамента, определяет нефтегазоносность района. Основными нефтегазоносными комплексами являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский.

На территории исследований открыто 49 месторождений УВ (табл. 1.6). Здесь, как и в целом для Западной Сибири, отмечают А.М. Брехунцов и другие [12, 52], мезозойский разрез характеризуется слабой изученностью в его нижней части, а также в неоконе.

Для нижнеюрского и палеозойского НГК основной генерирующей толщей признана [8, 43, 61] *тогурская нефтематеринская свита* ( $J_{1t_1}$ ). Её распространение в Нюрольской мегавпадине ограничивается пониженными формами рельефа с выклиниванием заливообразно к окаймляющим положительным структурам и к выступам кристаллического фундамента на Фестивальном вале, Игольско-Таловом куполовидном поднятии, Пешеходной площади. Достаточно высокое содержание  $C_{орг}$  (от 1,5 до 5,0 %) и катагенетическая преобразованность органического вещества на уровне градаций  $МК_1^2$ – $МК_2$  [62] определяют её региональный генерационный потенциал.

Залежи углеводородов в *палеозойском НГК* связаны как с внутripалеозойскими резервуарами [9, 44, 63, 64], приуроченными к осадочно-органогенным породам среднего и верхнего палеозоя ( $M_{1-10}$ ), так и к дезинтегрированным породам кор выветривания (М) [2, 4, 48, 65–67 и др.]. Нефтяные залежи в трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах палеозоя открыты на Тамбаевском, Нижнетабаганском, Арчинском месторождениях. С резервуарами коры выветривания (пластом М) связаны залежи газоконденсата на Речном месторождении и нефтегазоконденсата на Урманском.

*Нижнеюрский НГК* объединяет пласты Ю<sub>17-16</sub> урманской и Ю<sub>15</sub> салатской свит, залежи в которых связаны со структурно-литологическими и тектонически экранированными ловушками [28]. С резервуаром Ю<sub>16</sub> связаны промышленные залежи нефти на Майском месторождении и залежь газоконденсата на Северо-Фестивальном. Непромышленные притоки получены при испытаниях этого пласта на Нижнетабаганской, Широкой, Южно-Табаганской, Южно-Фестивальной и ряде других площадей [58].

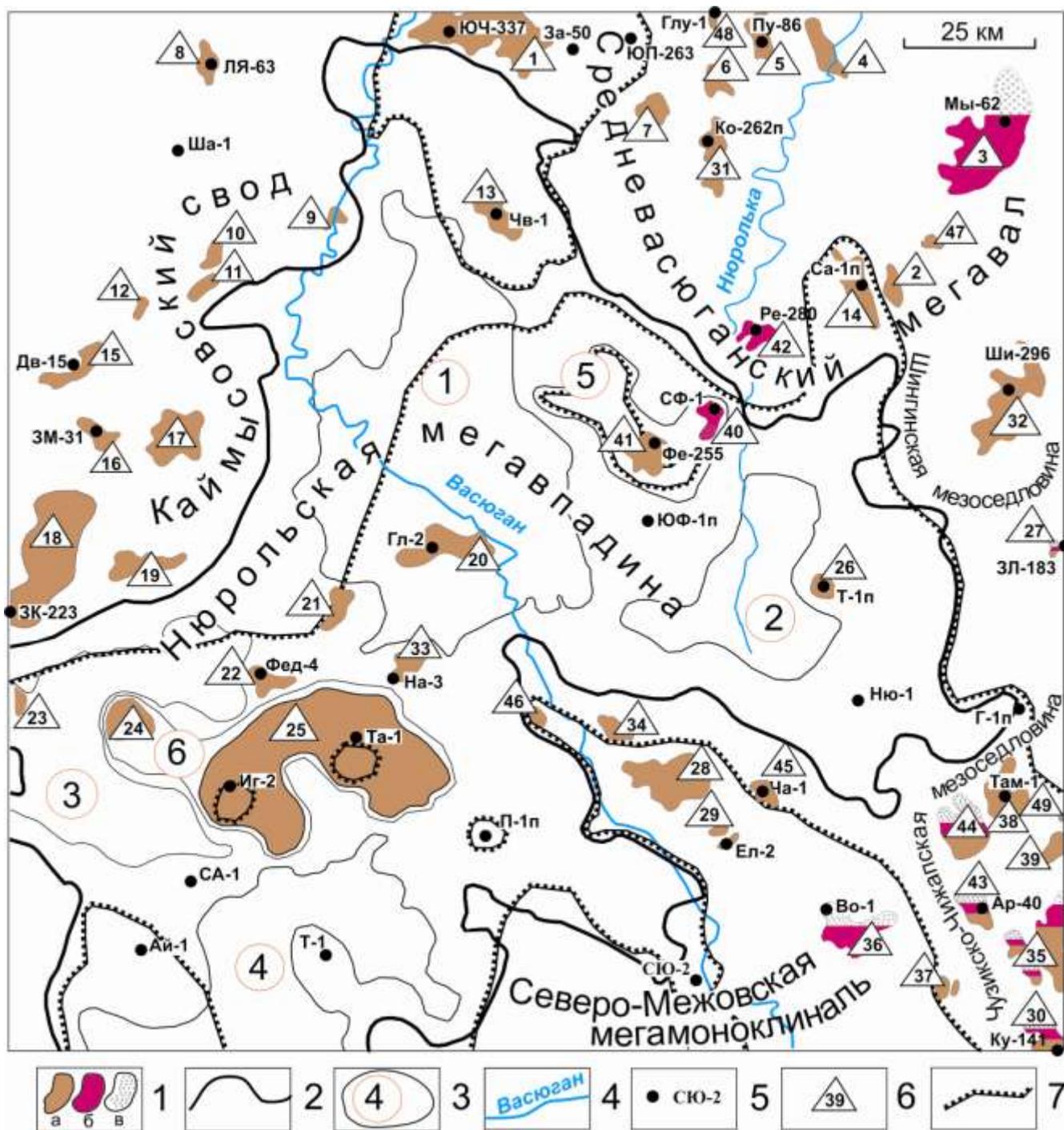


Рис. 1.17. Схема нефтегазоносности Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (на основе [43]): 1 – месторождения: а – нефтяное; б – конденсатное; в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее условный номер; 6 – условный номер месторождения; 7 – граница зоны распространения тогурской свиты. Структуры III порядка: 1 – Кулан-Игайская впадина; 2 – Тамрадская впадина; 3 – Осевой прогиб; 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал; 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие

Площадь аккумуляции осадков салатской свиты увеличена и песчаный пласт Ю<sub>15</sub> имеет более широкое распространение, чем пласт Ю<sub>16</sub>. При приближении к палеовыступам доюрского основания, он нередко объединяется в одну песчаную толщу с вышележащим пластом, образуя общий резервуар с единой залежью (Ю<sub>14-15</sub>), как на Среднемайском месторождении. На сегодняшний день открыто 3 нефтяных и 2 нефтегазоконденсатных месторождения с залежами в пластах-коллекторах салатской свиты (табл. 1.6). Непромышленные притоки УВ получены при испытании пласта Ю<sub>15</sub> в скважинах на Широтной, Северо-Айсазской, Тамбаевской, Черталинской, Нижнетабаганской площадях, признаки нефтепроявлений в керне отмечены в 27 скважинах [58].

Залежи в *среднеюрском НГК* связаны с пластами Ю<sub>2-14</sub> континентальной тюменской свиты (*J<sub>2b-bt</sub>*). Пласты комплекса фациально неоднородны, латерально неустойчивы и развиты на нескольких месторождениях в пределах участка исследования. Залежи литологически экранированные различного фазового состояния. На Мыльджинском и Южно-Мыльджинском месторождении залежь нефти связана с пластом Ю<sub>2</sub>. В пласте Ю<sub>3</sub> открыта залежь на Нижнетабаганском месторождении. Пласт Ю<sub>4</sub> содержит залежи нефти на Смоляном и Западно-Карайском месторождениях. Залежь газа в пласте Ю<sub>5</sub> открыта на Нижнетабаганском месторождении.

Основным источником углеводородов для залежей в верхнеюрском и меловом НГК является рассеянное органическое вещество (РОВ) сапропелевого типа *баженовской свиты*. Высокий генерационный потенциал этих отложений в пределах исследуемого района обусловлен их повсеместным распространением, достаточной мощностью (до 30 м) и высоким содержанием С<sub>орг</sub> (до 12 %) [43].

Разрабатываемые месторождения разного фазового состояния приурочены к пластам-коллекторам горизонта Ю<sub>1</sub> *верхнеюрского НГК* (табл. 1.6). На Федюшкинском месторождении открыта залежь нефти в пласте Ю<sub>0</sub> *баженовской свиты*.

*Меловой НГК* объединяет залежи пластов группы А в киялинской свите (*K<sub>1br-g</sub>*) и группы Б в тарской (*K<sub>1v</sub>*), куломзинской (*K<sub>1v-b</sub>*) свитах. Меловой НГК характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта [43, 48], преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов. Отложения неокома, залегающие непосредственно над нефтегенерирующей *баженовской свитой* и имеющие выдержанную глинистую покрышку, интересны в связи с их нефтегазоносностью. Клиноформные склоновые осадки (ачимовские пласты) отнесены к перспективным, их промышленная нефтегазоносность установлена на Мыльджинском месторождении.

Таблица 1.6 Характеристика месторождений УВ в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления

Месторождение	Условный номер (на рисунке 1.17)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласты)
1	2	3	4	5
Южно-Черемшанское	1	Меловой	Нефть	A <sub>2-7</sub> , A <sub>9</sub> , B <sub>0</sub> , B <sub>4-10</sub> , B <sub>12-13</sub>
		Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Южно-Мыльдзинское	2	Меловой	Нефть	B <sub>9-13</sub>
		Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1-4</sup>
		Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>2</sub>
Мыльдзинское	3	Меловой	Газоконденсат	B <sub>16-20</sub> (Aч), B <sub>9-10</sub> , A <sub>3</sub>
		Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
		Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>2</sub> <sup>1</sup>
Средненюрольское	4	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>M</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Пуглалымское	5	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Ключевское	6	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Западно-Ключевское	7	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>
Лонтынь-Яхское	8	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Поселковское	9	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Северо-Карасёвское	10	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Карасевское	11	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Западно-Карасёвское	12	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
Чворовое	13	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
Верхнесалатское	14	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1-5</sup>
Двуреченское	15	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Западно-Моисеевское	16	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Моисеевское	17	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Крапивинское	18	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>2-3</sup>
Тагайское	19	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Глуховское	20	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Поньжевое	21	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>
Федюшкинское	22	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>0</sub> , Ю <sub>1</sub>
Западно-Карайское	23	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub> <sup>1-4</sup> ,
		Среднеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>4,6</sub>
Карайское	24	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>
Игольско-Таловое	25	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>
Тамратское	26	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
Западно-Лугинецкое	27	Верхнеюрский	Нефть, газоконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
Южно-Майское	28	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>15</sub>
Еллейское	29	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Кулгинское	30	Верхнеюрский	Нефть, газконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
Колотушное	31	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub>
Шингинское	32	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Налимье	33	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Майское	34	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
		Нижнеюрский	Нефть+газ	Ю <sub>16-15</sub>

1	2	3	4	5
Нижнетабаганское	35	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю <sub>1</sub>
		Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>3</sub>
		Среднеюрский	Газ	Ю <sub>5</sub>
		Палеозойский	Нефть	М, М <sub>1-10</sub>
Водораздельное	36	Среднеюрский	Газ, конденсат	Ю <sub>7</sub>
Смоляное	37	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>4</sub>
Тамбаевское	38	Палеозойский	Нефть	PZ
Широтное	39	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>13</sub>
Северо-Фестивальное	40	Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>16</sub>
		Палеозойский	Нефть, газ	М
Фестивальное	41	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>13</sub>
		Палеозойский	Нефть	М
Речное	42	Палеозойский	Газоконденсат	М <sub>1</sub>
Арчинское	43	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
		Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>14</sub>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>15</sub>
		Палеозойский	Нефть	М <sub>1</sub>
Урманское	44	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>7,14</sub>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>15</sub>
		Палеозойский	Нефтегазо-конденсат	М, М <sub>1</sub>
Чавгинское	45	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Среднемайское	46	Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>14-15</sub>
Мыгинское	47	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Глухаринское	48	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Южно-Тамбаевская	49	Палеозойский	Нефть	М, М <sub>1</sub>

*Выводы:*

*Высокая степень изученности сейсморазведочными работами структур Нюрольской мегавпадины и ее обрамления практически исключает возможность открытия новых локальных поднятий, с которыми связаны залежи углеводородов разрабатываемого верхнеюрского НГК. Для расширения ресурсной базы на этой территории (территории районов нефтепромыслов Томской области), с хорошо развитой инфраструктурой нефтедобычи, необходимо проведение исследований и введение новых объектов, связанных с малоизученными меловыми и с глубокозалегающими нижнеюрскими и палеозойскими отложениями. Потенциальная нефтегазоносность палеозойских отложений этой территории подтверждена открытием залежей УВ в Чузикско-Чижапской мезоседловине, примыкающей к Нюрольской мегавпадине с юго-востока. Открыты месторождения и в нижнеюрских отложениях.*

*Основным источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского НГК и мелового комплекса в промысловых районах Томской области являются очаги генерации баженовских нефтей [38, 68]. Анализ результатов геолого-геофизической изученности указывает на распространение в пределах Нюрольской мегавпадины и тогурских нефтематеринских отложений, хотя и ограничено, в пониженных зонах депрессии. Здесь*

*развиты нижнеюрские резервуары, а в карбонатных и кислых магматических доюрских коренных образованиях, а также в зонах дезинтеграции в кровле доюрского основания, возможно образование коллекторов с хорошими ФЕС.*

*Таким образом, Нюрольская мегавпадина и структуры ее обрамления являются перспективной территорией для проведения нефтегеологического прогнозирования и выработки рекомендаций по очередности проведения поисков на нижнеюрский и доюрский НГК юго-востока Западной Сибири.*

### 1.3 Усть-Тымская мегавпадина

#### 1.3.1 Геолого-геофизическая изученность

Начало изучения Усть-Тымской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур: Александровского, Средневасюганского, Пудинского мегавалов, Парабельского мегавыступа как и для всей территории Западной Сибири, относится к 40-м годам прошлого века. Региональными сейсмическими исследованиями КМПВ, МОВ, ЗПВ и гравиметрической, магнитометрической, геологической съемками масштабов 1:1000000, 1:200000 были закартированы крупные тектонические структуры. Комплексные геолого-геофизические исследования позволили провести структурно-тектоническое районирование осадочного чехла и складчатого фундамента, расчленение геологического разреза, выделение структур I, II и III порядка. К площадному детальному изучению Усть-Тымской впадины методом отраженных волн (МОВ) приступили в 1954 году.

Начиная с 1977 года региональные и детализационные исследования проводятся методом МОГТ, в основном, в пределах локальных поднятий (Киев-Еганская, Вартовская, Толпаровская, Мурасовская, Тибинакская, Песчаная и др.) и прилегающих к ним площадях. Особенно редкая сеть профилей МОГТ отмечается в районе Неготкинской котловины и юго-западного борта Пыль-Караминского мегавала. В юго-восточной части территории исследований сейсморазведка МОГТ, кроме опытных работ на Песчаной площади, не ставилась.

С 1999 года одним из объектов геологического изучения федерального значения становится Усть-Тымская мегавпадина. Начиная с этого года за счет федеральных средств, здесь осуществляется производство региональных сейсморазведочных работ и его научное сопровождение [40]. Однако достигнуть такой же изученности, как на землях левобережья, пока не удастся. В центральной части мегавпадины она составляет от 0,5 до 1 км/км<sup>2</sup>, уменьшаясь до градации 0,1–0,5 км/км<sup>2</sup> в южном и северо-восточном направлениях.

Бурение глубоких скважин на локальных структурах Усть-Тымской впадины начинается с 1956 года. С 1967 по 1992 год значительно увеличивается бурение опорных, параметрических и поисково-разведочных скважин. В 24-х скважинах проведен сейсмический каротаж и вертикальное сейсмическое зондирование. Открыты месторождения: Чкаловское газоконденсатнонефтяное, Киев-Еганское, Никольское, Вартовское и Тунгольское нефтяные месторождения. На скважине 1 Толпаровской площади выявлена непромышленная залежь нефти в нижнеюрских отложениях.

Однако изученность района исследований глубоким бурением остается слабой. Имеющиеся глубокие скважины пробурены, в основном, на сводах положительных структур и вскрывают лишь верхнюю часть доюрских образований. Всего глубоким бурением изучено 40 площадей. По сравнению с Нюрольской мегавпадиной, изученность глубоким бурением Усть-Тымской мегавпадины весьма низкая и составляет от 3 до 10 м/км<sup>2</sup>.

### 1.3.2 Тектоническое строение

По тектоническому районированию фундамента Усть-Тымская мегавпадина приурочена к Центральной Западносибирской складчатой системе позднегерцинской консолидации. На рисунке 1.20 показано распространение основных тектонических форм поверхности фундамента. Структуры северо-западного простирания представляют чередование положительных и отрицательных структур, разделенных глубинными разломами [10]. В центре фундамента изучаемой территории выделяется Усть-Тымский срединный массив [69], который представляет собой фрагмент салаирской складчатой системы. Массив полностью перекрыт породами каменноугольного, пермского и триасового возраста, образующими одноименную впадину, и вскрыт скважинами на Никольской и Вартовской площадях [70]. Здесь установлены красноцветные терригенные отложения и известняки, а также терригенные угленосные комплексы и эффузивы. В герцинский цикл тектогенеза массив погружался с накоплением мощной толщи терригенно-карбонатных отложений. На стадии инверсии и орогенеза срединный массив испытывал подъем и осадочный палеозойский чехол разрушался, однако в прогнутых зонах массива осадочные отложения сохранились и имеют в настоящее время определенный интерес как потенциально нефтеносный комплекс. Карбонатно-терригенные породы распространены в пределах зоны сочленения Усть-Тымской мегавпадины с обрамляющими с юго-запада положительными структурами.

Структуры осадочного чехла унаследует отрицательные формы поверхности фундамента Усть-Тымского грабен-рифта северо-восточного простирания и Нарымско-Колпашевской впадины северо-западного простирания [10], образуя подковообразную мегавпадину.

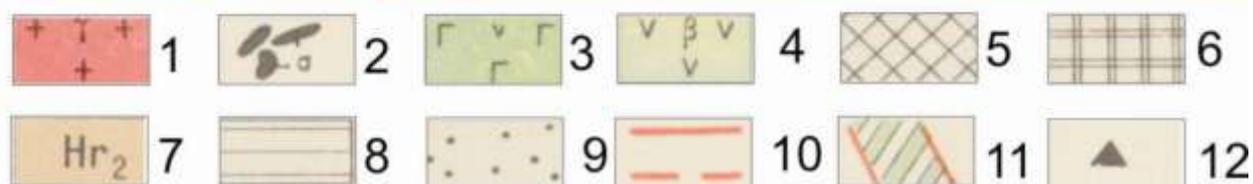
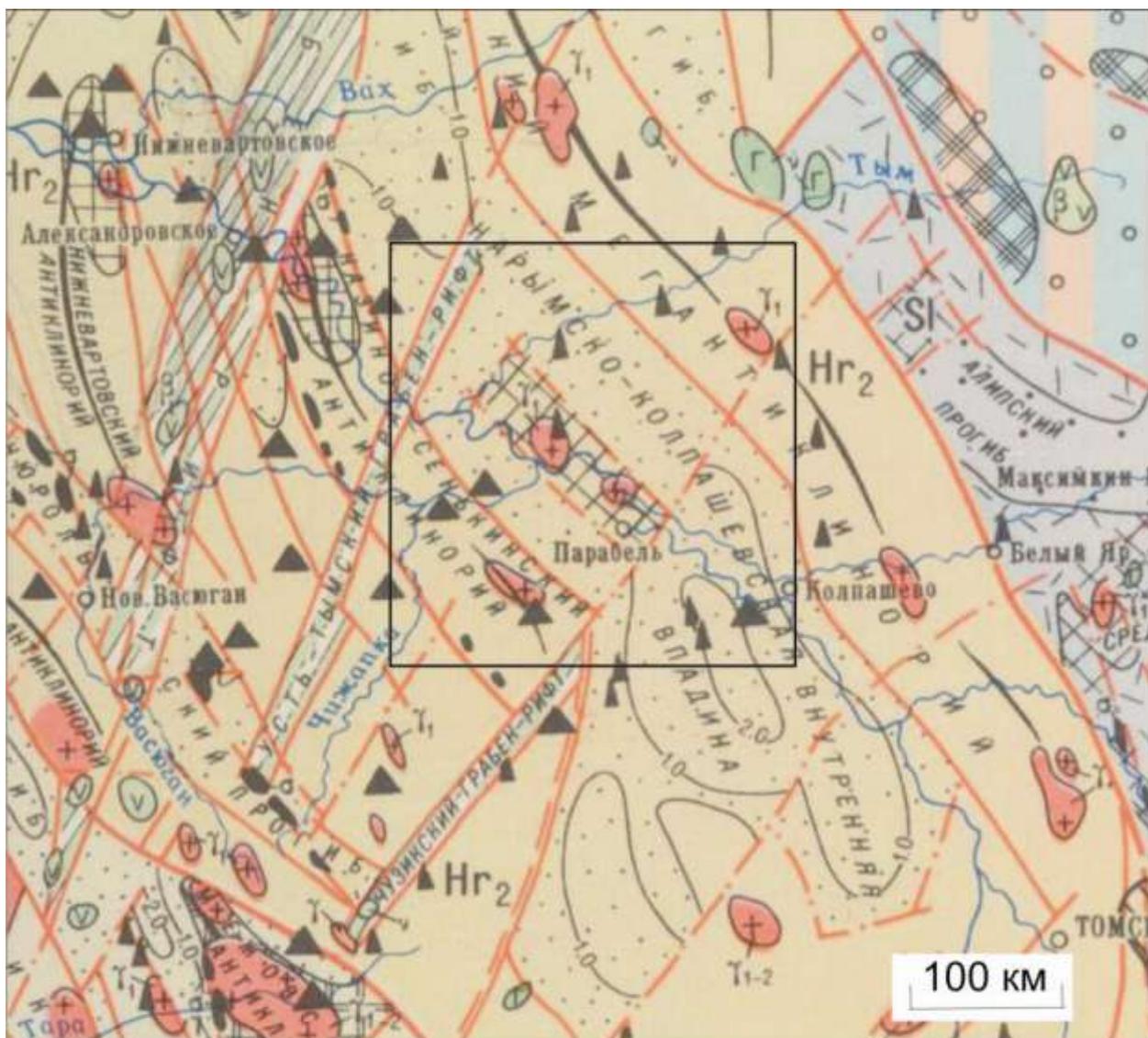


Рис. 1.20. Фрагмент «Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления» (под ред. В.С. Суркова, 1974 г.[10]): состав интрузий: 1 – посторогенные кислые; 2 – ультраосновные; 3 – основные; 4 – траппы; 5 – выступы-горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов; 6 – ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами; 7 – области позднегерцинской складчатости; 8 – внутренние зоны краевых прогибов; 9 – протоорогенные прогибы и внутренние впадины; 10 – глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы; 11 – раннемезозойские грабен-рифты; 12 – группы скважин, вскрывших фундамент. Черным контуром показано положение территории исследования – Усть-Тымской мегавпадины

По тектоническому районированию [43] Усть-Тымская депрессия является структурой I порядка и расположена в юго-восточной части Внутренней области Западно-Сибирской плиты.

Как показано на рисунке 1.21, депрессия граничит с положительными структурными формами I порядка.

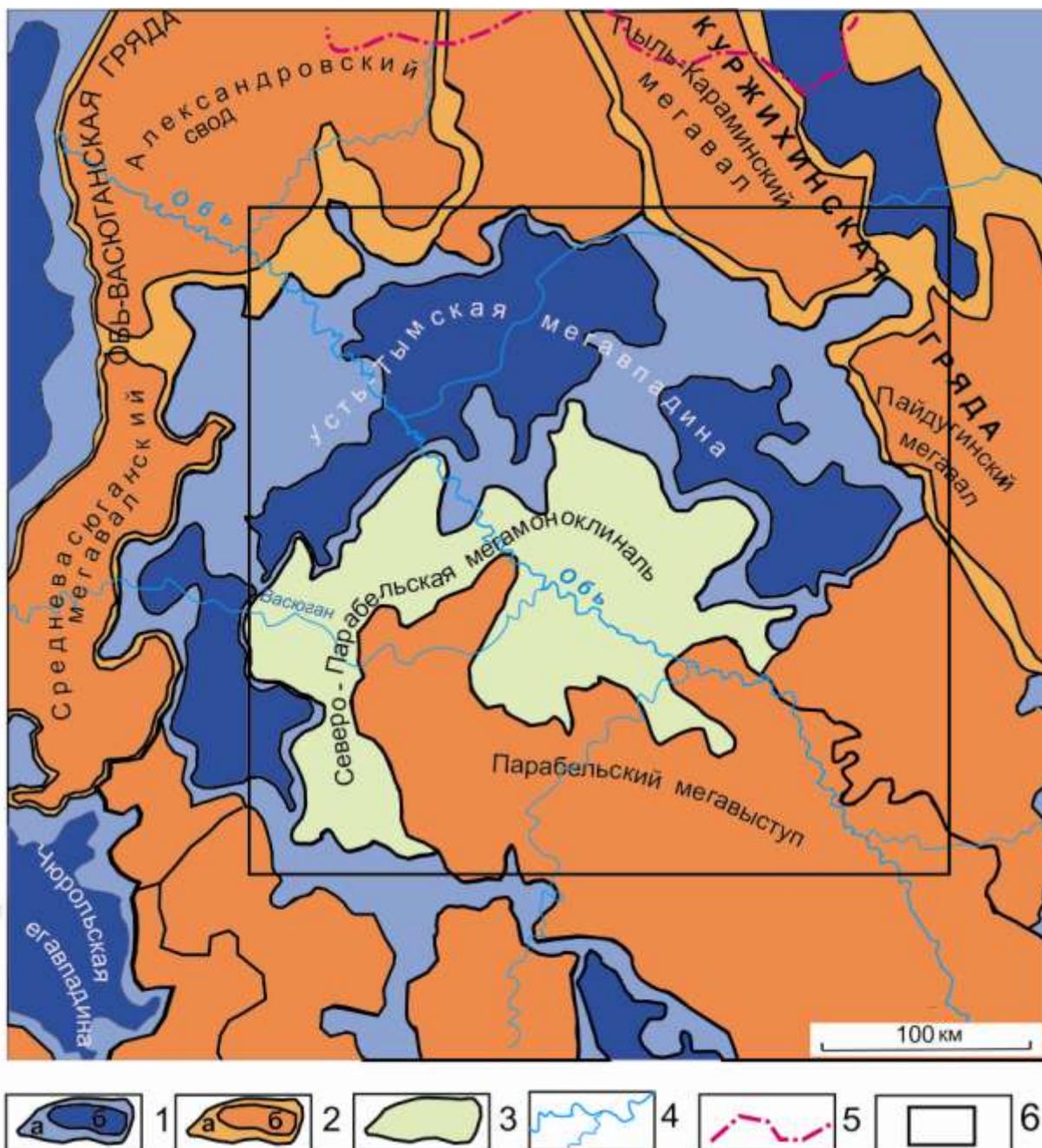


Рис. 1.21. Фрагмент «Тектоническая карта юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири. Томская область и сопредельные территории» (под ред. В.А. Конторовича, 2002 г.[43]): 1 – отрицательные тектонические элементы I порядка (а), II порядка (б); 2 – положительные тектонические элементы надпорядковые надпорядковые (а), I порядка (б); 3 – промежуточные структуры; 4 – основные реки; 5 – северная граница Томской области; 6 – контур территории исследования

На юге, через Северо-Парабельскую мегамоноклираль, она сочленяется с Парабельским мегавыступом. На востоке мегавпадина ограничена Пайдугинским и Пыль-Караминским мегавалами, на западе – Александровским сводом и Северовасюганским мегавалом.

Мегавпадина осложнена структурами II порядка: в центральной части Неготским, в западной Сампатским, в восточной Пыжинским мезопрогибами. На юго-востоке, через Зайкинскую мезоседловину, мегавпадина сочленяется с Восточно-Пайдугинской, а на юго-западе, через Шингинскую мезоседловину, с Нюрольской мегавпадинами. На севере мегавпадина ограничивается Караминской мезоседловиной. В качестве самостоятельных элементов Усть-Тымскую депрессию осложняют немногочисленные мелкие положительные структуры IV порядка.

По отражающему горизонту II<sup>a</sup> (кровле юрских отложений) по замкнутой изогипсе минус 2560 м площадь мегавпадины составляет 19400 км<sup>2</sup>, в рельефе доюрского основания мегавпадина увеличивается в размерах до 38000 км<sup>2</sup> и включает в себя Северо-Парабельскую мегамоноклираль, Караминскую и Зайкинскую мезоседловины.

В таблице 1.7 приведена соподчиненность тектонических структур осадочного чехла Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления.

### 1.3.3 Стратиграфия и литология основных нефтегазоносных комплексов

*Доюрский нефтегазоносный комплекс* в Усть-Тымской мегавпадине включает отложения палеозоя и промежуточного пермо-триасового этажа. Депрессия и структуры ее обрамления по геологическому строению доюрского комплекса располагаются в нескольких структурно-фациальных зонах [70]). Центральная часть района исследований находится в пределах Никольско-Сильгинской, восточная часть располагается в Колывань-Томской, а западная – в Нюрольско-Варьеганской СФЗ. Наиболее древние отложения доюрского комплекса установлены в Нюрольско-Варьеганской СФЗ. Кварцсодержащие метаморфизованные породы, туфогенно-песчаноглинистые сланцы с ксинолитами биотит-амфиболовых гнейсов вскрыты в скважине 2 Нарымской площади на глубине 2737–2778 м.

В Никольско-Сильгинском СФР самостоятельные рифогенно-аккумуляционные комплексы обособляются условно. К ним отнесена пономаревская толща, вскрытая на Соболиной площади. Разрез представлен темно-серыми измененными алевролитами, аргиллитами, песчаниками, глинисто-хлоритовыми сланцами с линзами доломитизированных известняков и покровов базальтов. Палеонтологически толща не охарактеризована и условно считается венлок-лудловской.

Таблица 1.7 Тектонические структуры Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления

Структуры и их порядок				Приуроченность месторождений УВ (номер месторождения на рисунке 1.22)	Принадлежность НГР
I	II	III	IV		
1	2	3	7	8	9
	Караминская мезоседловина		Киев-Еганская Траверсная	Киев-Еганское (1)	Усть-Тымский
Усть-Тымская мегавпадина	Сампатский мезопргиб	Южно-Соболиная впадина	Чарусная		
	Неготский мезопргиб		Толпаровская		
			Вертолетная		
		Мурасовский выступ	Мурасовская		
			Никольская	Никольское (12)	
			Трассовая		
	Трассовое к.п.	Головная	Головное (11)		
		Чкаловская	Чкаловское (10)		
	Пыжинский мезопргиб		Чунжельская		Усть-Тымский
	Зайкинская мезоседловина		Зайкинская		Средневазюганский
Северо-Парабельская мегамоноклиналь		Соболиный вал	Среднесоболиная	Гуаринское (4)	
			Соболиная	Соболиное (5)	
		Двойной структурный мыс	Двойная	Двойное (3)	
			Ясная	Ясное (2)	
			Лесная		
			Бурановская	Бурановское (13)	
		Тростниковый структурный мыс	Тростниковая		
			Усть-Тымская		
		Балкинская впад.	Кочебиловская		
		Тибинакское к.п.	Каргасокская		
Тибинакская					
		Киндальская			
		Можанская			
Парабельский мегавыступ	Восточно-Чижапское мезоподняtie	Сильгинское к.п.	Сев-Сильгинская	Сев-Сильгинское (7)	
			Сильгинская		
			Усть-Сильгинская	Усть-Сильгинское (8)	
			Ср-Сильгинская	Ср-Сильгинское (9)	
			Зап-Сильгинская		
			Снежная	Снежное (6)	
	Сенькинское к.п.	Сенькинская			
		Зап-Сенькинское			
		Вост-Белоярская			
	Колпашевский мезовал	Шудельское к.п.	Шудельская		
			Колпашевская		
		Инкинское к.п.	Ельцовская		
			Инкинская		
Нарымский вал		Нарымская			
		Парабельская			
		Басмановская			
Пыль-Караминский мегавал			Тымская		Пыль-Караминский
			Кананакская		

*Отложения девона* разнообразны по фациальному составу, часто хорошо охарактеризованы палеонтологически. В Никольско-Сильгинском СФР в отложениях девона увеличивается роль эффузивных и терригенных пород с небольшим содержанием органических остатков, что затрудняет определение возраста и корреляцию разрезов. Комбарская свита мощностью около 450 м представлена чередованием зеленовато-серых и черных кальциюлитов, глинистых известняков с базальтовыми и диабазовыми порфиритами, пирокластическими породами, туфами без органических остатков. Возраст  $D_1$  определен по положению в разрезе. Толща вскрыта на Толпаровской, Селимхановской, Горело-Ярской, Ярской и Боровой площадях. Выше по разрезу залегает лугинецкая свита. На Северо-Сильгинской, Усть-Сильгинской свита имеет мощность порядка 600 м и представлена серыми детритовыми известняками с фораминиферами, остракодами, водорослями, по которым определен возраст как  $D_{3f-fm}$ . Для Томь-Колыванской СФЗ характерно резкое сокращение разреза девона. Серые известняки мощностью около 150 м с фрагментами раковин брахиопод, по которым определен возраст в объеме пражского и эмского веков, вскрыты на Громовской, Пульсецкой, Чимулякской, Шудельской, Парабельской и других площадях этой зоны. На ней с перерывом залегает инская толща черно-серых углистых, глинисто-карбонатных, хлорит-серицитовых сланцев, филлитов с линзами известняков и покровов диабазов, эффузивов кварцевых, липаритовых, дацитовых порфиров, кварцевых кератофиров и фельзитов. Толща вскрыта в скважинах Колпашевской 2 (интервал 2931–3002 м), Парбигской 3 (интервал 2732–3331 м) и др.

*Отложения каменноугольного возраста* вскрыты на Пульсецкой, Малочемулякской, Парбигской площадях и представлены глинисто-углистыми сланцами, алевролитами, туфопесчаниками, туфами, черными органогенными известняками с прослоями и телами диабазов и керсантитов.

Песчано-глинистые отложениями *перми* с углефицированными остатками и пресноводными двухстворками вскрыты на сопредельной Вартовской площади.

Тампейская серия *триаса* с угловым и стратиграфическим несогласием залегает на нижележащих отложениях в наиболее прогнутых участках. Темносерые аргиллиты, полимиктовые песчаники с пропластками каолинизированных конгломератов и галечников вскрыты на Проточной, Чкаловской, Саймовской площадях. Возраст определен по спорово-пыльцевым спектрам и единичным находкам флоры. На Траверсной, Киев-Еганской, Шудельской площадях вскрыты базальты афанитовые и миндалекаменные, аргиллиты, местами углистые, песчаники с рассеянной галькой палеозойских пород туринской серии. Абсолютный возраст, определенный по радиологическому методу, составляет 250-255 млн. лет. К

отложениям дезинтегрированных пород фундамента в зонах контакта с базальными отложениями юры приурочен нефтегазоносный горизонт зоны контакта (НГГЗК).

Нижнеюрские отложения залегают в основании осадочного чехла, перекрывая с угловым и стратиграфическим несогласием разновозрастные породы фундамента или комплекс промежуточного пермо-триасового этажа и объединяются в *нижнеюрский НГК*. В пределах Усть-Тымской мегавпадины выделяется *урманская свита* ( $J_{1g1-s-pl}$ ), в основании которой залегают песчаный пласт (Ю<sub>17</sub>), сложенный отсортированным кварцевым песчаником с пористостью до 9,7% и проницаемостью 9,7 мД (скв. Толпаровская 1). Пласт перекрывается глинистой пачкой средней подсвиты с маломощными прослоями песчаников и алевролитов. В кровле свиты выделяют пласт Ю<sub>16</sub>, который слагают литологические разности от пелито-алевролитовых до псефитовых с углистыми пропластками и обугленными растительными остатками. В северо-восточной части мегавпадины, на Вертолетной площади, наряду с пролювиально-аллювиальными фациями присутствуют и озерные. Здесь этот пласт образуют граувакковые песчаники, часто заглинизированные. Перекрывается урманская свита *тогурской* ( $J_{1tr1}^1$ ), сформированной, в основном, в лагунных и озерных условиях в нижней половине раннего тоара. Буровато-серые, черные аргиллиты с редкими прослоями разнозернистых песчаников и алевролитов нередко битуминизированы. Толща является как потенциально нефтематеринской, так и флюидоупором для нижележащего пласта-коллектора Ю<sub>16</sub>. В изучаемом районе она залегают не повсеместно и вскрыта скважинами на Толпаровской, Трассовой, Чкаловской, Вертолетной площадях. Ее толщина колеблется от 22 до 51 м [71].

Выше по разрезу залегают *салатская свита* ( $J_{1t1}^2-J_{2aa}$ ), в подошве которой выделяется песчаный пласт Ю<sub>15</sub>, сложенный средне- и крупнозернистыми песчаниками с прослоями аргиллитов, часто углистых. В верхней части свиты разрез преимущественно глинисто-углистый (пачка У<sub>14</sub>) сложного строения из-за выклинивания углей и появлением линзовидных прослоев аргиллитов, алевролитов и песчаников. Флюидоупором для пласта Ю<sub>15</sub> служат глины родомской пачки.

*Среднеюрский НГК* представлен в объеме *тюменской свиты* ( $J_{2b-bt}$ ). Это мощный комплекс континентальных отложений, который залегают над угольным пластом У<sub>14</sub> (скв.1 Толпаровская, скв. 316 Трассовая и др.) или сразу на доюрских образованиях (скв. 352 Киев-Ёганская, скв.1 Можанская, скв. 11 Айгольская и др.). Распространение свиты практически повсеместное с изменением мощности от 562 м в центральной части Усть-Тымской впадины и до 43 м на её бортах. Литологически разрез представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами с многочисленными прослоями углей и углистых аргиллитов. Свита содержит слабо выдержанные по площади горизонты песчаников (пласты Ю<sub>14</sub>–Ю<sub>2</sub>). Разрез

континентальных отложений свиты заканчивается либо реперным угольным пластом  $У_2$ , либо залегающей на нем базально-трансгрессивной пахомовской пачкой ( $Ю_2^0$ ) мощностью до 26 м.

Стратиграфический разрез *верхнеюрского НГК* формируется в разных фациальных условиях. В западной части района исследований преимущественно прибрежно-морские осадки обособляются в *васюганскую свиту* ( $J_2k-J_3o$ ) [55]. Полный разрез васюганской свиты содержит 4-5 песчаных пластов, совокупность которых формирует здесь регионально-нефтегазоносный горизонт  $Ю_1$ . Толщина свиты изменяется от 40 до 115 м. На исследуемой территории келловей-оксфордские отложения почти повсеместно перекрыты аргиллитоподобными, темно-серыми до черных, глинами *георгиевской свиты* ( $J_3kt$ ). В основании выделяется барабинская пачка песчаников, образующих пласт  $Ю_1^0$  мощностью до 10 м. На участках ряда сводов свита выпадает из разреза. Завершается разрез верхнеюрского комплекса глинисто-кремнисто-карбонатной *баженовской свитой* ( $J_3tt-K_1b^1$ ). В позднекимериджское и титонское время, а также в начале берриасского века в условиях глубоководного морского бассейна с некомпенсированным осадконакоплением формируются высокоуглеродистые породы [57]. Свита, с одной стороны, является основным генератором УВ, с другой – выполняет роль регионального флюидоупора. В восточной части мегавпадины в это же время формируется *марьяновская свита* ( $J_3tt-K_1b^1$ ). Для нее характерно уменьшение битуминозности и появление в нижней части песчаного горизонта ( $Юм$ ).

*Меловой НГК* объединяет несколько комплексов, формирующихся в разных фациальных условиях. Глубоководно-склоновые, преимущественно, глинистые отложения обособляются в *куломзинскую свиту* ( $K_1b+v$ ), в подошве которой выделяют ачимовскую песчаную пачку (пласты группы  $Б_{16-20}$ ). Шельфовые, в основном песчаные циклиты (пласты  $Б_{9-12}$ ), слагают *тарскую свиту* ( $K_1v$ ). Прибрежно-аллювиальная *вартовская свита* ( $K_1v+g+br$ ) с песчаными пластами-коллекторами группы А или континентальный ее аналог, преимущественно, пестроцветная глинистая *киялинская свита* ( $K_1v+g+br$ ), перекрывается песчаниками (пласт  $A_1$ ) *алымской свиты* ( $K_1a$ ) [43]. Выше по разрезу глины кошайской трансгрессивной пачки, выделяемой в кровле алымской свиты, служат надежным региональным флюидоупором для залежей УВ. Песчано-глинистая *покурская свита* ( $K_1a+al-K_2c$ ) формируется в континентальных условиях в апте – начале альба. Нижняя часть представлена глинами темными, плотными, аргиллитоподобными. Выше по разрезу залегают песчаники с прослоями глинистых алевролитов. К песчаным разностям приурочены пласты группы ПК. С перерывом на нижележащей толще формируется глинистая региональная трансгрессивная *кузнецовская свита* ( $K_2t$ ), которая является надежным сейсмическим репером (Г).

### 1.3.4 Нефтегазоносность

По нефтегеологическому районирования юго-восточной части ЗСНГП [39] Усть-Тымская мегавпадина, прилегающая с юга Северо-Парабельская мегамоноклиналь и северная часть Парабельского наклонного мегавала расположены в пределах Усть-Тымского нефтегазоносного района Пайдугинской нефтегазоносной области (НГО). Восточная и южная части района исследования входят в земли Пыль-Караминского и Парабельского НГР этой же области. Западная часть участка приурочена к Васюганской НГО, охватывая отдельные месторождения Александровского, Среднеवासюганского, Межовского и Пудинского НГР.

В Усть-Тымском НГР условно выделяются доюрский с нефтегазоносным горизонтом зоны контакта (НГГЗК), нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский и меловой комплексы. Немногочисленные месторождения по запасам относятся к категории мелких и расположены в западной части территории исследований (рис. 1.22).

Основной нефтегенерирующей толщей для резервуаров доюрского НГК по устоявшемуся мнению многих исследователей [60–72] являются глины тогурской свиты ( $J_{1t_1}$ ), концентрация  $C_{орг}$  в которой достигает 5% [43]. В пределах Усть-Тымской мегавпадины РОВ тогурских отложений находится по уровню катагенеза главной зоны нефтеобразования. Значения градаций колеблется от  $МК_1^1$  на Парабельском мегавыступе (Басмасовская площадь) до  $МК_2$  на ряде площадей на востоке впадины (Вертолетная, Чунжельская и др.) [62]. Границы распространения нижнетоарских битуминозных пород практически повторяют очертания Усть-Тымской депрессии на севере. Южная граница трассирует распространение тогурской свиты в центральной части Северо-Парабельской мегамоноклинали и заливообразно заходит на северный и юго-восточный склоны Парабельского мегавыступа. В юго-западной части Северо-Парабельской мегамоноклинали (Соболиная площадь) тогурская свита имеет локальное распространение (рис. 1.22).

Флюидоупором для залежей в резервуарах коры выветривания служат нижне-среднеюрские глинистые толщи [52]. Наши исследования ограничены зоной распространения тогурской свиты, а значит, для открытых здесь залежей, покрывкой будут служить нижнеюрские локальный левинский и/или региональный китербютский флюидоупоры. При выклинивании нижнеюрских глинистых толщ роль покрывки выполняют среднеюрские локальные лайдинская и/или леонтьевская глинистые пачки.

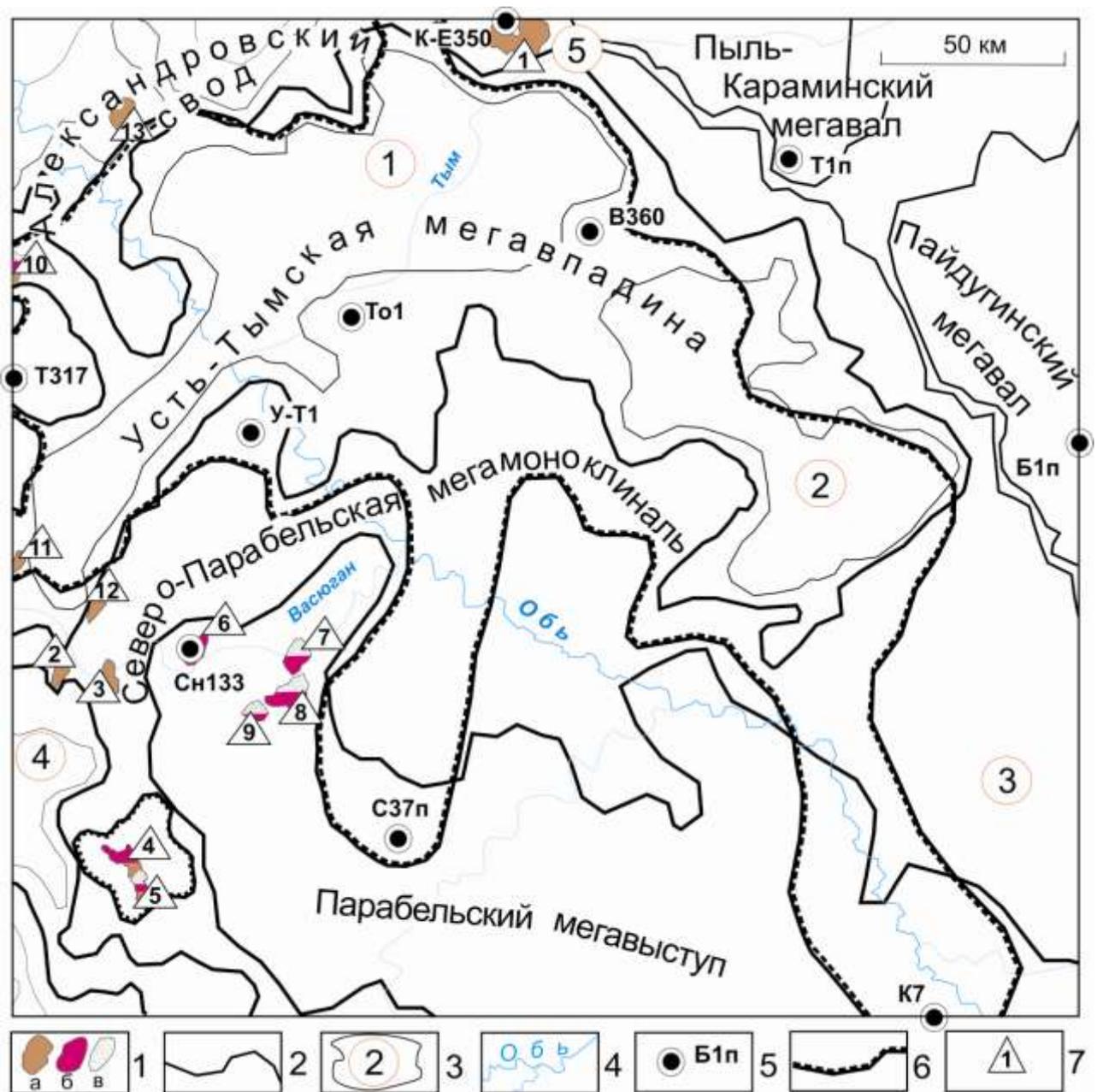


Рис. 1.22. Схема нефтегазоносности Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления (на основе [43]): 1 – месторождения: а) нефтяное, б) газоконденсатное, в) газовое; границы тектонических элементов: 2 – I порядка, 3 – II порядка и номер структуры; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее номер; 6 – граница распространения тогурских отложений; 7 – условный номер месторождения. Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Зайкинская мезоседловина, 4 – Сампатский мезопрогиб, 5 – Караминская мезоседловина. Скважины: К-Е350 – Киев-Еганская 350, Т1п – Тымская 1 параметрическая, Б1п – Береговая 1 параметрическая, К7 – Колпашевская 7, С37п – Сенькинская 37 параметрическая, Сн133 – Снежная 133, У-Т1 – Усть-Тымская 1, То1 – Толпаровская 1, Т317 – Трассовая 317, В360 – Вертолетная 360

В доюрском НГК наиболее высокими емкостными свойствами обладают вторичные коллектора, образованные по породам собственно палеозойских структур при сочетании

эрозийных, деформационных и гидротермальных процессов. Залежи углеводородов связаны с кавернозными, трещиноватыми, брекчированного типа измененными породами, развитыми по карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям [44, 45, 52].

Скопления УВ в коренных породах фундамента образуют как массивные, так и тектонически и литологически экранированные локальные залежи. Флюидоупорами могут также служить глинистые образования коры выветривания или возникают экраны из непроницаемых карбонатных или магматических пород внутри палеозойских резервуаров [54]. Покрышки рассматриваемых залежей в основном локальные и представлены глинистыми или глинисто-углисто-алевролитовыми породами ранне-среднеюрского возраста или, при их выклинивании, позднеюрского. Залежь нефти в доюрском НГК открыта на Чкаловском месторождении.

По мнению многих ученых [54, 66, 67, 73, 74] наиболее высокими емкостными свойствами обладают породы коры выветривания, образованные по кремнисто-карбонатным, глинисто-кремнистым породам. Перспективы связывают и с корой выветривания по магматическим и метаморфическим породам кислого состава [51, 64 др.], названной в 80-е годы А.Э. Конторовичем и Е.Е. Даненбергом нефтегазоносным горизонтом зоны контакта [8]. Коллекторы по генезису являются вторичными. Нефтегазоносный горизонт зоны контакта (НГГЗК) промышленно продуктивен на Ясном месторождении [74]. На Чкаловском месторождении из этих отложений получен приток газоконденсата. На Ступенчатой площади из этого же интервала получен приток нефти с пластовой водой. На Толпаровской площади, расположенной на южном борту Неготской впадины, был поднят керн с запахом нефти. В скважине 1 на Парабельской площади при бурении этого интервала отмечены водогазопроявления.

*Нижнеюрский НГК* объединяет резервуары пластов урманской (Ю<sub>17-16</sub>) и салатской (Ю<sub>15</sub>) свит. Для пластов урманской свиты характерно постепенное расширение площади распространения вверх по разрезу и выклинивание на склонах и вершинах поднятий к доюрскому фундаменту [75]. Наилучшими емкостными свойствами обладают песчаники кварцевые и кварц-полевошпатовые, формирование которых связано с разрушением массивов гранитоидов, кремнистых пород и эффузивов кислого состава. На территории исследования непромышленный приток УВ получен на Толпаровской площади. При испытании скважины 1 из интервала 3221-3224 м получен приток разгазированной нефти дебитом 6.5 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1557 м. Нефтепроявления в горизонте Ю<sub>16</sub> отмечены в скважинах Толпаровская 2, Чкаловская 3, Соболина 172 [76]. Перспективными являются площади палеодепрессий, где идет накопление пролювиальных отложений. Верхнюю часть нефтегазоносного комплекса представляют позднеюрско-раннеаленский резервуар пласта-

коллектора Ю<sub>15</sub>. Покрышкой служит глинистая родомская пачка. Отложения этого горизонта образуют неантиклинальные ловушки в северо-западной части изучаемого района – на Александровском мегавале (Надеждинская зона), в пределах Пудинского мегавала и окружающих его депрессиях (Тамратская площадь) [77].

*Среднеюрский НГК* формируется в байос-батское время в объеме тюменской свиты. В нижней части свиты выделяются серия резервуаров (Ю<sub>11-14</sub>), разделенных глинисто-углистыми пачками. Наиболее выдержан пласт Ю<sub>14</sub>, который нередко имеет гидродинамическую связь с нижележащим пластом Ю<sub>15</sub>. При испытании этого горизонта на Южно-Пыжинской 1 получен приток пластовой воды с пленкой нефти. Песчаные пласты Ю<sub>11-13</sub> выделяются хуже, не выдержаны по площади и скорее являются местными флюидоупорами, чем коллекторами. В верхней части свиты выделяются пласты Ю<sub>2-10</sub>. При формировании песчаных резервуаров большое значение здесь приобретают пойменные фации, среди которых прирусловые осадки имеют локальное распространение, но и они не выдержаны даже в пределах одной площади. На Киев-Еганском месторождении из пласта Ю<sub>9</sub> поднят керн с запахом нефти. Прямые признаки нефтенасыщенности получены в интервале пласта Ю<sub>2</sub> на Толпаровской площади.

*Верхнеюрский НГК* объединяет резервуары горизонта Ю<sub>1</sub> васюганской свиты. Литолого-фациальные особенности формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> обусловлены его развитием по обрамлению впадин в виде узких (1-2 км) песчаных полос фаций пляжного типа. Иногда они наращиваются баровыми образованиями. Региональной покрышкой служат аргиллиты бажендовской и георгиевской свиты. В отложениях васюганской свиты открыты мелкие по запасам месторождения нефти на Киев-Еганском, Линейном, Тунгольском, Двойном, Соболином месторождениях. Кроме того зафиксированы нефтегазопроявления как при испытании в колонне, так и в процессе бурения, а также был поднят керн с запахом нефти из скважин на Лесной, Летней, Тростниковой, Толпаровской площадях [76, 77].

*Меловой НГК* имеет в нижней части клиноформную модель геологического строения. Здесь выделяют несколько типов обстановки осадконакопления, к образованиям которых приурочены пласты-коллекторы. В нижней части разреза пласты представлены сравнительно выдержанными шельфовыми группами регрессивных циклитов, сложенных песчаниками и алевролитами (пласты Б<sub>11-20</sub>). К этим пластам приурочены залежи газоконденсата на Гураринском месторождении [47]. Нефтегазопроявления зафиксированы на Трассовой, Передовой, Межозерной, Воскресенской площадях. На Соболином месторождении залежи газоконденсата приурочена к пластам А<sub>12</sub>, Б<sub>12</sub>, Б<sub>10</sub> киялинской свиты (табл. 1.8).

В таблицу 1.8 сведены данные о нефтегазоносности Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления.

Таблица 1.8 Характеристика нефтегазоносных комплексов месторождений, расположенных в пределах Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления

НГО	НГР	Месторождение УВ, (номер на рисунке 1.22)	Категория по запасам	НГК	Фазовое состояние	Пласты, горизонты
Пай дуги нская я	Усть-Тымский	Киев-Еганское, (1)	мелкое	Меловой	Нефть	Б <sub>12</sub> , Б <sub>10</sub>
				Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
		Ясное, (2)	мелкое	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>
				Доюрский	нефть	НГГЗК (М)
		Двойное, (3)	мелкое	Верхнеюрский	нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
		Гуларинское, (4)	мелкое	меловой	Нефтегазоконденсат	Б <sub>12</sub> , Б <sub>10</sub>
	Соболиное, (5)	мелкое	Меловой	Нефть, газ	А <sub>12</sub> , Б <sub>12</sub> , Б <sub>10</sub>	
			Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>	
	Парабельский	Снежное, (6)	Мелкое	Верхнеюрский	Нефть, газоконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup> Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
		Северо-Сильгинское, (7)	Мелкое	Верхнеюрский	Газ свободный, конденсат	Ю <sub>1</sub>
		Усть-Сильгинское, (8)	Мелкое	Верхнеюрский + среднеюрский	Газ свободный, конденсат	Ю <sub>1</sub> + Ю <sub>2</sub>
		Средне-Сильгинское, (9)	Мелкое	Верхнеюрский + среднеюрский	Газ свободный, конденсат	Ю <sub>1</sub> + Ю <sub>2</sub>
	Васюганская я	Средневазюганский	Чкаловское, (10)	Мелкое	Верхнеюрский	Нефть разгазированная
Доюрский					Газ, конденсат, нефть	НГГЗК (М)
					Нефть	PZ
Головное, (11)		Мелкое	Верхнеюрский	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
					Нефть	Ю <sub>1</sub>
Александровский		Никольское, (13)	Мелкое	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>

*Выводы:*

*Интерес к Усть-Тымской мегавпадине обуславливается определенной общностью геологического строения с промышленно нефтегазоносной Нюрольской мегавпадиной, расположенной на Левобережье Оби. Кроме того, зона Усть-Тымской мегавпадины, как переходная от Левобережья к Правобережью Оби, интересна тем, что расширение ресурсной базы углеводородов Томской области возможно за счет новых земель в Правобережье Оби. Анализ выполненных работ в пределах Усть-Тымской мегавпадины отмечает ее недостаточную изученность как геофизическими методами исследования, так и глубоким бурением.*

*В Усть-Тымской мегавпадине присутствуют и верхнеюрские (баженовские) и нижнеюрские (тогурские) потенциально нефтематеринские отложения. Баженовская свита претерпевает фацимальное и геохимическое изменение по латерали, вплоть до полной потери*

*своих генерационных способностей на востоке территории исследований. Тогурская нефтематеринская свита вскрыта многими скважинами в пониженных формах рельефа депрессии, однородна по своему составу и имеет геохимические параметры, определяющие ее высокий генерационный потенциал. Поэтому здесь перспективы связываются с нижнеюрскими и доюрскими резервуарами.*

*До настоящего времени месторождений в нижнеюрском НГК не открыто. Тем не менее, открытие непромышленных залежей нефти на Толпаровской и Колпашевской площадях и общегеологические предпосылки дают основание отнести Усть-Тымскую мегавпадину и структуры ее обрамления к категории перспективных на обнаружение углеводородов в нижнеюрских отложениях. Промышленная нефтегазоносность доюрских отложений установлена на Чкаловском и Ясном месторождениях, что подтверждает перспективность этого стратиграфического уровня.*

*Таким образом, земли Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления представляют собой перспективную территорию для проведения прогнозных исследований. Последующее ранжирование площадей по перспективности позволит дать рекомендации по первоочередности поисков для расширения ресурсной базы углеводородов юго-востока Западной Сибири.*

#### 1.4. О юрском «главном источнике» углеводородов доюрского нефтегазоносного комплекса

Проблематичность возможности и дальности миграции нефти из нижнеюрских (нефтепроизводящих) отложений в нижележащие коллекторы находит разрешение в результатах геоплотностного моделирования и послойного изучения «прямыми» методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений по Рогожниковской группе месторождений Краснотенинского свода [78].

Известно, что стратегия и технология поисков объектов, перспективных в отношении нефтегазоносности, должны строиться на концепции «главного источника» УВ и критерии «зон разуплотнения» фундамента. На Рогожниковской группе месторождений данные сейсморазведки и гравиразведки применены для выявления в доюрском основании зон разуплотнения, а данные геохимии – для определения источника нефтяных УВ в доюрском комплексе пород.

Выбор района проведения экспериментальных исследований определяется наличием предполагаемых зон разуплотнения, установленных бурением как резервуары, представленные вторичными коллекторами, а этаж установленной нефтеносности охватывает залежи доюрского

НГК. Таким условиям удовлетворяет Рогожниковский лицензионный участок (ЛУ), расположенный в пределах одноименного вала (рис. 1.23). Здесь пробурено более 100 скважин, вскрывших доюрские отложения, треть из которых являются коллекторами. Из кислых вулканитов и терригенных отложений триаса начата опытно-промышленная добыча нефти [35].

**Геоплотностное моделирование.** Для выявления зон разуплотнения в доюрском основании выполнено геоплотностное моделирование вдоль регионального сейсмопрофиля XIII, пересекающего Западно-Сибирскую плиту с востока на запад [34]. Основой для геоплотностного моделирования послужили структурные карты по кровле юрских и доюрских отложений, аномалии силы тяжести в редукции Граафа-Хантера, стратиграфические разбивки «реперных» скважин, вскрывших доюрские отложения, и литологическое описание керн.

В «реперной» скважине Поснокортская 831 (рис. 1.23), наиболее близко расположенной к району исследований, доюрский разрез представлен кварцевыми диоритами и метаморфическими сланцами [23].

Для выполнения геоплотностного моделирования использован программный комплекс «Решение прямой и обратной линейной задачи гравиметрии блоково-слоистых сред» [33, 36]. Программный комплекс обеспечивает технологию многопараметрического, многовариантного моделирования абсолютных значений плотности. В режиме формализованного подбора возможно одновременно моделировать плотности до 300 геоблоков разреза по 400 расчетным точкам на профиле. Погрешность расчета геоплотностей составляет порядка  $0,02 \text{ г/см}^3$  при точности наблюдаемого поля  $0,50 \text{ мГл}$ .

**Геохимические исследования.** Установление перемещения УВ-флюидов от «источника» (материнских пород, залежи) в вышележащие и нижележащие отложения выполнено на основе детального послойного изучения над- и подпродуктивных отложений на содержание и молекулярно-массовое распределение (ММР) компонентов, вскрытых разведочной скважиной 765 (рис. 1.23) Северо-Рогожниковского месторождения [28]. В разрезе скважины к нефтематеринским толщам, активно реализующим свой генерационный потенциал, отнесены нижняя часть тюменской свиты и тутлеймские (баженовские) аргиллиты.

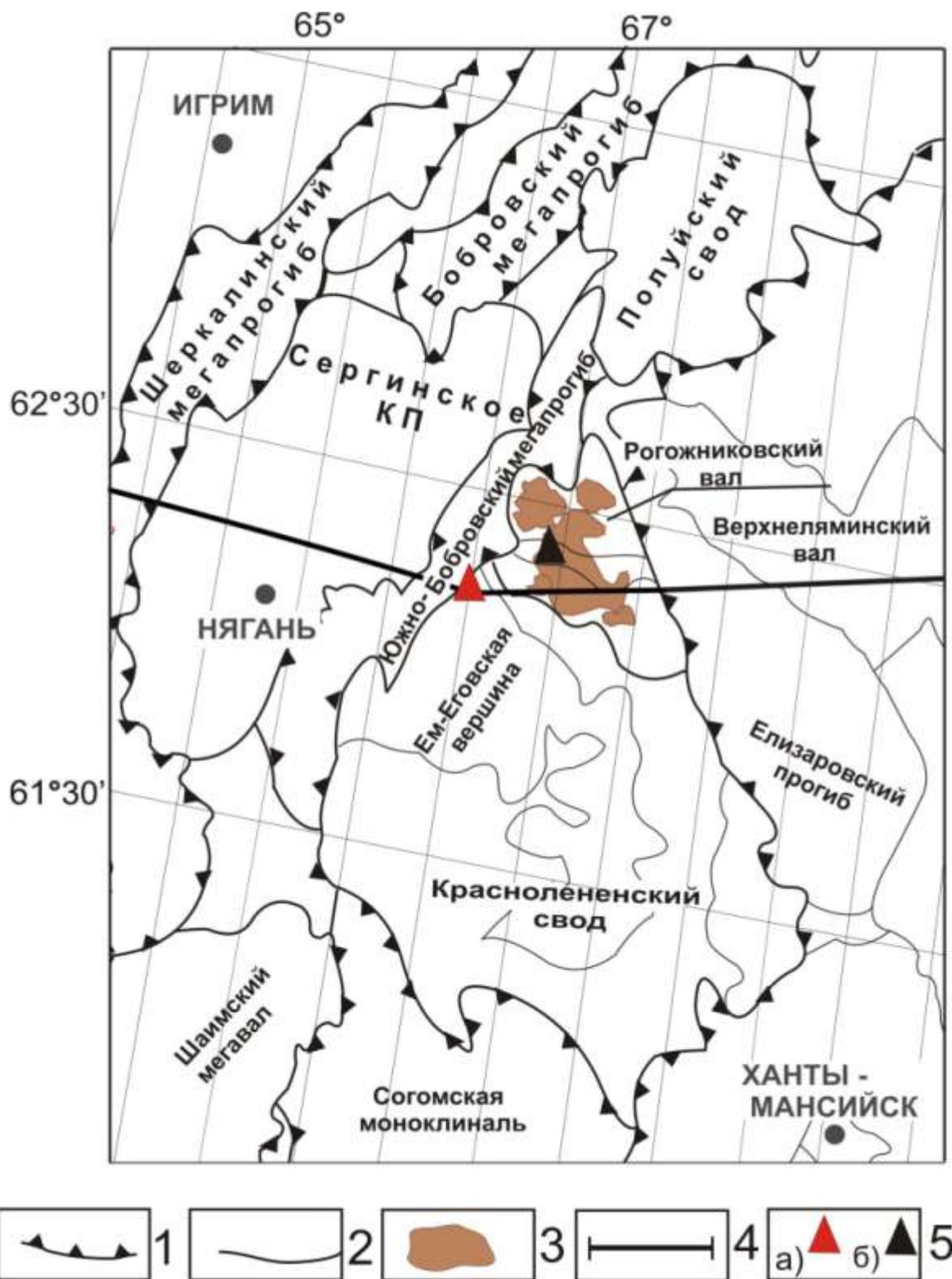


Рис. 1.23. Обзорная схема района экспериментальных исследований Рогожниковской группы месторождений, на основе [13]: границы тектонических структур: 1 – I порядка, 2 – II порядка; 3 – месторождения нефти Рогожниковского ЛУ; 4 – фрагмент регионального сейсмопрофиля XIII; 5 – скважины: а) Поснокортская 831, «реперная» при геоплотностном моделировании, б) Северо-Рогожниковская 765, керновый материал которой использован для геохимических исследований

**Интерпретация геоплотностной модели.** Региональный сейсмопрофиль XIII пересекает Рогожниковский вал. Здесь геоплотностным моделированием выявлены зоны разуплотнения в меловых отложениях, разуплотнения кровли доюрских отложений и крупная обособленная зона разуплотнения доюрского фундамента (рис. 1.24). Над зоной разуплотнения всего доюрского комплекса северо-восточной части Красноленинского свода находится Рогожниковское нефтяное месторождение с залежами в меловом, юрском и доюрском НГК (рис. 1.25).

Основным источником нефти для этих залежей являются материнские породы баженовской свиты ( $J_{3t}-K_{1b}^1$ ).

Разуплотненная структура послеюрских отложений способствовала миграции нефти в ловушки викуловской свиты ( $K_{1a}$ ), образуя залежь в пласте  $ВК_1$ .

Непосредственное примыкание к материнским отложениям пород абалакской свиты ( $J_{3o-km}$ ) и верхней подсвиты тюменской свиты ( $J_{2bt}$ ) содействовало миграции нефти в ловушки, формируя залежи в пластах  $Ю_1^0$ ,  $Ю_2$ .

Сокращенный разрез нижнеюрских отложений способствовал нефти мигрировать в ловушки зоны контакта осадочного чехла и фундамента ( $Tr$ ).

Масштабную зону разуплотнения доюрского комплекса на участке Рогожниковского вала можно интерпретировать как сосредоточением резервуаров и генерирующих толщ (подводящих каналов?) в трещиновато-кавернозных магматических породах ( $T$ ) и в слабометаморфизованных палеозойских терригенно-карбонатных породах ( $D-C$ ).

Можно констатировать, что зона разуплотнения в доюрском основании, выявленная геоплотностным моделированием по данным сейсморазведки и гравirazведки, и последующее интерпретационное заключение о сосредоточении резервуаров в доюрских отложениях, вполне согласуются с результатами геологоразведочных работ на Рогожниковском ЛУ. Выявленная зона разуплотнения, обозначенная на рисунке 1.25 овалом, подлежит детальному опoискованию как по вертикали, так и по латерали.

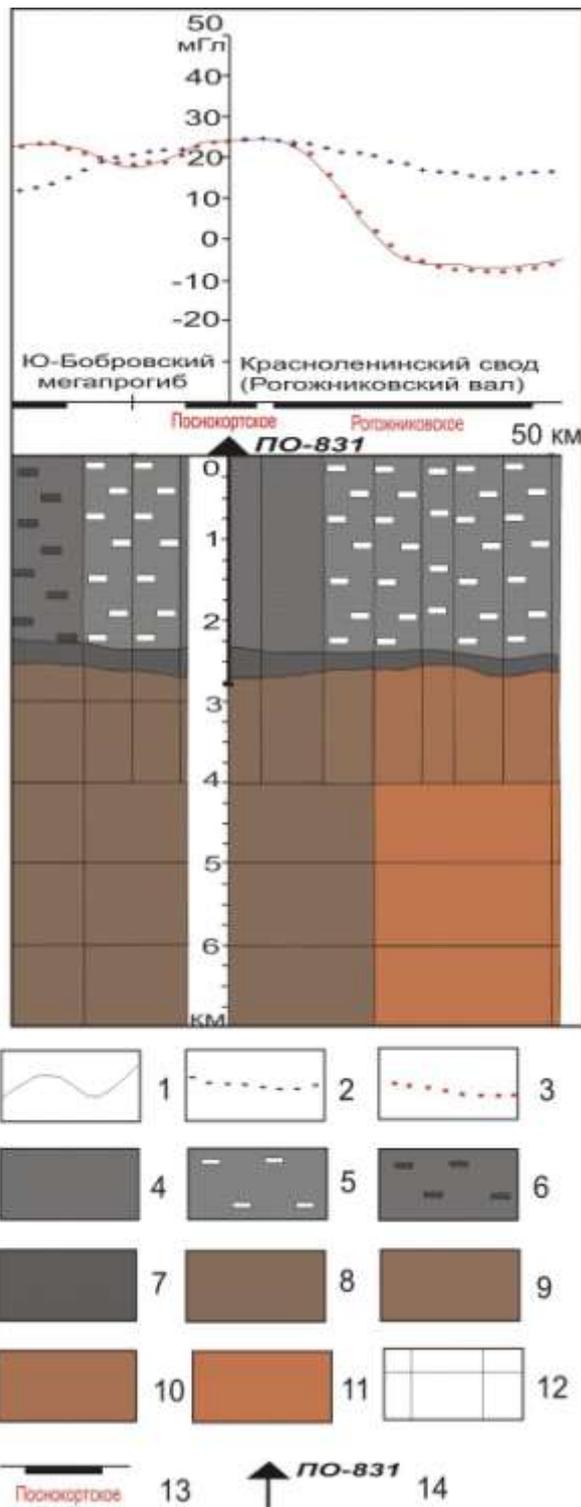


Рис. 1.24. Фрагмент геоплотностной модели вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (рис. 1.11): графики силы тяжести 1 – наблюдаемого поля, 2 – априорного разреза, 3 – расчетного разреза; 4 – послеюрские отложения; 5 – разуплотнения послеюрских отложений, до  $0,05 \text{ г/см}^3$ ; 6 – уплотнения послеюрских отложений, до  $0,05 \text{ г/см}^3$ ; 7 – юрские отложения; 8 – доюрские отложения; 9 – разуплотнения доюрских отложений, до  $0,05 \text{ г/см}^3$ , 10 – разуплотнения доюрских отложений на  $0,05\text{-}0,10 \text{ г/см}^3$ ; 11 – разуплотнения доюрских отложений на  $0,10\text{-}0,15 \text{ г/см}^3$ ; 12 – блокировка разреза при моделировании; 13 – месторождение УВ и его название; 14 – «реперная» скважина

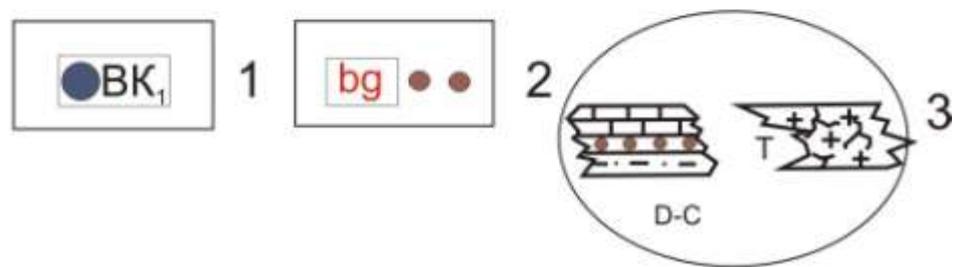
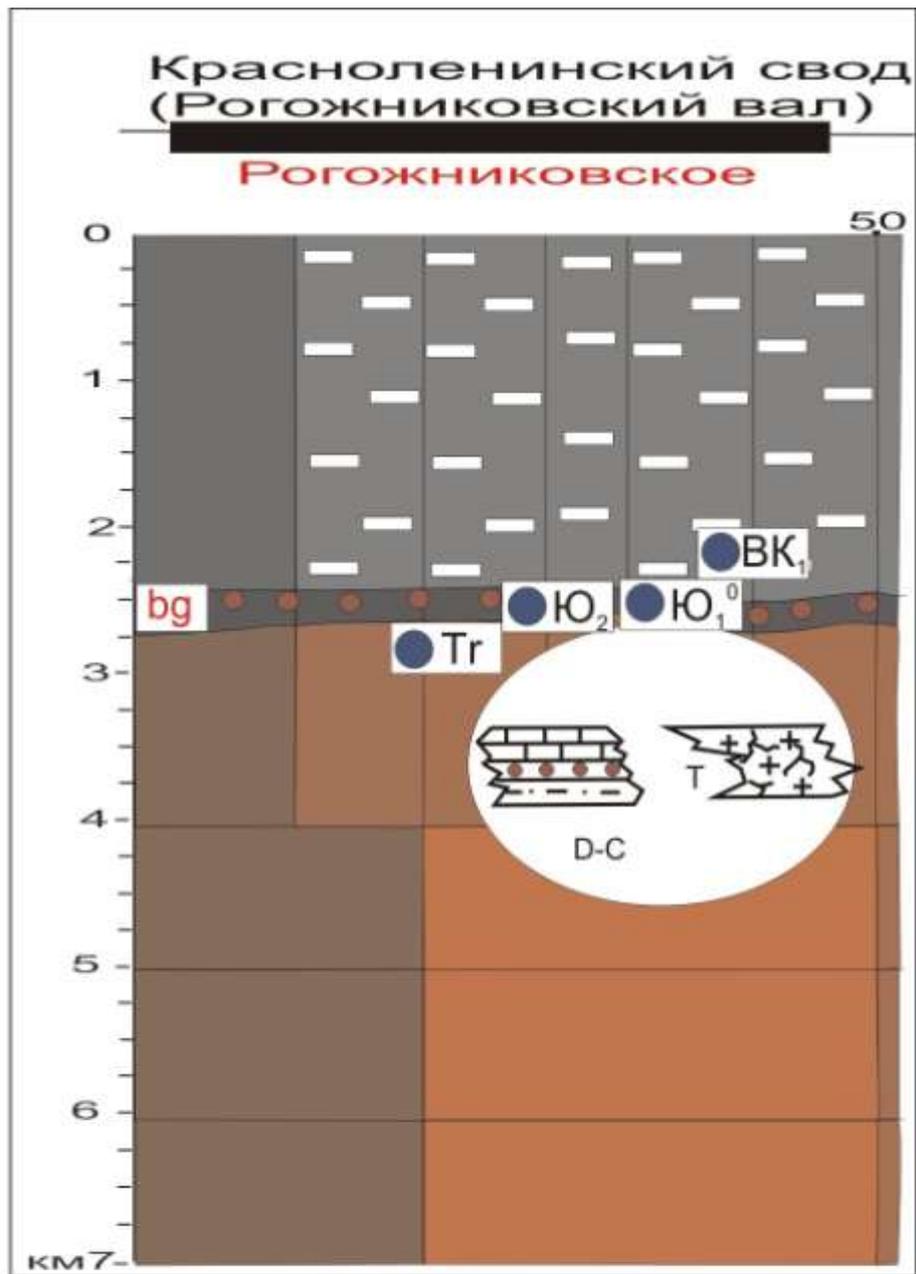


Рис. 1.25. Схема нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участке Красноленинского свода: 1 – нефтеносные комплексы (пласты); 2 – материнские отложения; 3 – прогнозируемая зона нефтегазонакопления и ее литолого-петрографическая интерпретация с качественной оценкой генерационного потенциала. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 1.24

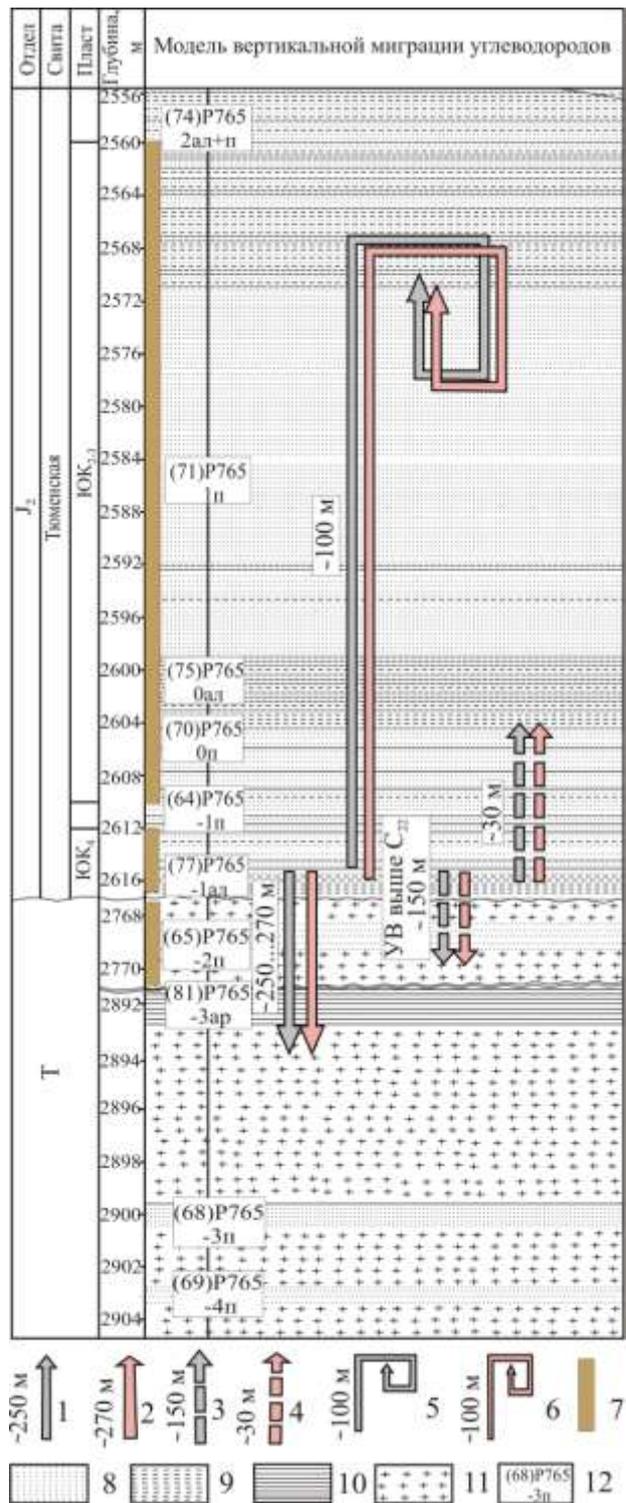


Рис. 1.26. Геохимическая модель вертикальной миграции углеводородов в разрезе юрских и триасовых отложений Северо-Рогожниковского месторождения, фрагмент из [79]: 1 – межпластовая миграция насыщенных УВ; 2 – межпластовая миграция ароматических УВ; 3 – межпластовая диффузия насыщенных УВ; 4 – межпластовая диффузия ароматических УВ; 5 – внутрипластовая миграция насыщенных УВ; 6 – внутрипластовая миграция ароматических УВ; 7 – нефтепроявления; 8 – песчаник; 9 – алевролит; 10 – аргиллит; 11 – вулканиты триаса; 12 – шифр образца керна геохимических исследований

*Геохимическая модель вертикальной миграции углеводородов.* По результатам послойного изучения ММР нефтяных УВ составлена схематичная геохимическая модель меж- и внутрипластовой вертикальной миграции [79]. На рисунке 1.26 приведен фрагмент геохимической модели для среднеюрских и доюрских отложений, имеющей следующие особенности. Зона юрского нефтепроявления сформирована в результате активных межпластовых перетоков из низов тюменской свиты и из баженовской свиты. Миграция из низов тюменской свиты происходит как в нижележащие доюрские отложения, так и в вышележащие пласты, заполняя углеводородами юрский комплекс до абалакского резервуара. Идентифицируемые УВ богаты легкими гомологами алкилбензолов (C<sub>9</sub>–C<sub>21</sub>), нафталинами (C<sub>10</sub>–C<sub>12</sub>). Расстояние нисходящей миграции нефти составляет 150–300 м в доюрские слои. Ниже по разрезу фиксируются фоновые концентрации сингенетичного битумоида. Расстояние, проходимое восходящими потоками до абалакской свиты, составляет около 100 м. Выше абалакского флюидоупора в юрской зоне нефтепроявлений начинает доминировать органика баженовской свиты.

Основываясь на приведенной выше геохимической модели можно утверждать, что в результате экспериментальных геохимических исследований образцов керн из скважины 765 Северо-Рогожниковского месторождения, установлена миграция нефтяных УВ из юрских в нижележащие отложения триаса.

*Выводы:*

*И так, результаты геоплотностного моделирования, выполненного по данным гравirazведки и сейсморазведки, позволили выявить на траверсе Рогожниковского ЛУ масштабную зону разуплотнения доюрского комплекса пород, отождествленную с вторичными коллекторами. Выделенная геофизическая «зона разуплотнения» в доюрском основании согласуется с данными глубокого бурения.*

*Установленная на Рогожниковском ЛУ дальность миграции нефтяных УВ из юрских в нижележащие отложения согласуется с концепцией о юрском генезисе нефтей в залежах доюрского основания. Согласно полученным результатам, расстояние вертикального межпластового перемещения УВ из нижнеюрской (нефтепроизводящей) зоны в доюрские разуплотненные отложения составляет 150–250 м [78, 80].*

*Вероятно, что для условий центральной части и юго-востока Западной Сибири основной нефтегенерирующей толщей для образований залежей УВ в верхних горизонтах коренного фундамента, как и для отложений коры выветривания, являются нижнеюрские отложения тогурской свиты. Экспериментальные исследования показали, что вклад юрского источника для залежей доюрского НГК при определенных структурно-формационных условиях может достигать 98 % [78].*

## 1.5 Выводы аналитического обзора

В центральной части и юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции нижнеюрский и доюрский нефтегазоносные комплексы слабоизучены и являются перспективными объектами для воспроизводства и наращивания ресурсной базы региона. Поэтому изучение и освоение этих комплексов является актуальной проблемой нефтегазовой геофизики и геологии Западной Сибири.

Диссертационные исследования охватывают три территории, приуроченные к крупным тектоническим структурам или зонам нефтегазакпления – Верхнелеяминский вал, расположенный в центральной части Западно-Сибирской плиты, Нюрольская и Усть-Тымская мегавпадины, расположенные в юго-восточной части плиты.

Выбор объектов и территорий прогнозных исследований аргументируется следующими выводами из аналитического обзора характеристик нефтегазоносности нижнеюрского и доюрского комплексов Западной Сибири:

1. Анализ результатов ранее проведенных геофизических исследований и глубокого бурения Югорской зоны нефтенакпления, включающей Верхнелеяминский вал, показывает их весьма слабую геолого-геофизическую изученность. Вместе с тем, в верхнеюрских и нижнеюрских разрезах пробуренных скважин установлено наличие потенциально нефтематеринских отложений. Мощности тутлеймской, тогурской и радомской толщ, содержание Сорг и катагенетическая зрелость РОВ в них позволяют отметить их высокий нефтегенерационный потенциал.

2. Геофизическими исследованиями выявлены резервуары в меловых, юрских и доюрских отложениях Югорской зоны нефтенакпления, а открытие залежей углеводородов в этих резервуарах доказывает реализацию их аккумуляционного потенциала. Разрабатываемые залежи на этих месторождениях принадлежат, в основном, меловому и верхнеюрскому НГК.

3. Вероятно, что для условий центральной части и юго-востока Западной Сибири основной нефтегенерирующей толщей для образований залежей УВ в верхних горизонтах коренного фундамента, как и для отложений коры выветривания, являются нижнеюрские отложения тогурской свиты.

4. Экспериментально установленная на Рогожниковской группе месторождений центральной части Западной Сибири дальность миграции нефтяных УВ из юрских в нижележащие отложения согласуется с концепцией о юрском генезисе нефтей в залежах доюрского основания. Согласно полученным результатам, расстояние вертикального межпластового перемещения УВ из нижнеюрской (нефтепроизводящей) зоны в доюрские разуплотненные отложения составляет 150–250 м. Экспериментальные исследования и расчеты

показали, что вклад юрского источника для залежей доюрского НГК при определенных структурно-формационных условиях может достигать 98 %.

5. *Территория Верхнелеяминского вала в пределах Югорской зоны, сопоставимой по размерам с Сургутским и Нижневартовским сводами, гигантскими зонами нефтенакопления, является перспективной для проведения нефтегеологического прогнозирования и выработки рекомендаций по очередности проведения поисков на нижнеюрский и доюрский НГК в пределах центральной части Западной Сибири.*

6. Для расширения ресурсной базы на территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (районы нефтепромыслов Томской области, Левобережье Оби), с хорошо развитой инфраструктурой нефтедобычи, актуально проведение исследований и введение новых объектов, связанных с малоизученными меловыми и с глубокозалегающими нижнеюрскими и палеозойскими отложениями. Потенциальная нефтегазоносность палеозойских отложений этой территории подтверждена открытием залежей УВ в Чузикско-Чижапской мезоседловине. Открыты месторождения и в нижнеюрских отложениях.

7. Основным источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского НГК и мелового комплекса в промысловых районах Томской области являются очаги генерации баженовских нефтей. Анализ результатов геолого-геофизической изученности указывает на распространение в пределах Нюрольской мегавпадины и тогурских нефтематеринских отложений в пониженных зонах депрессии. Здесь развиты нижнеюрские резервуары, а в карбонатных и кислых магматических доюрских коренных образованиях, а также в зонах дезинтеграции в кровле доюрского основания, возможно образование коллекторов с хорошими ФЕС.

8. *Нюрольская мегавпадина и структуры ее обрамления, имеющие хорошо развитую инфраструктуру нефтедобычи из верхнеюрского НГК, являются перспективной территорией для проведения нефтегеологического прогнозирования и выработки рекомендаций по очередности проведения поисков на нижнеюрский и доюрский НГК юго-востока Западной Сибири.*

9. Усть-Тымская мегавпадина – это зона, переходная от Левобережья к Правобережью Оби, интересна тем, что расширение ресурсной базы углеводородов Томской области возможно за счет новых земель в Правобережье Оби. Анализ выполненных работ в пределах Усть-Тымской мегавпадины отмечает ее недостаточную изученность как геофизическими методами исследования, так и глубоким бурением.

10. В Усть-Тымской мегавпадине присутствуют и верхнеюрские (баженовские) и нижнеюрские (тогурские) потенциально нефтематеринские отложения. Баженовская свита претерпевает фаціальное и геохимическое изменение по латерали, вплоть до полной потери

своих генерационных способностей на востоке территории исследования. Тогурская свита вскрыта многими скважинами в пониженных формах рельефа депрессии, однородна по своему составу и имеет геохимические параметры, определяющие ее высокий генерационный потенциал. Поэтому, здесь перспективы связываются с нижнеюрскими и доюрскими резервуарами.

11. Месторождений в нижнеюрском НГК Усть-Тымской мегавпадины еще не выявлено. Тем не менее, открытие непромышленных залежей нефти на Толпаровской и Колпашевской площадях и общегеологические предпосылки дают основание отнести исследуемую территорию к категории перспективных на обнаружение углеводородов в нижнеюрских отложениях. Промышленная нефтегазоносность доюрских отложений установлена на Чкаловском и Ясном месторождениях, что подтверждает перспективность этого стратиграфического уровня.

*12. Земли Усть-Тымской мегавпадины и структуры ее обрамления представляют собой перспективную территорию для проведения прогнозных исследований. Последующее ранжирование площадей по перспективности позволит дать рекомендации по первоочередности поисков для расширения ресурсной базы углеводородов юго-востока Западной Сибири.*

Авторские результаты, способствующие обоснованию выбора объектов и территорий исследований, изложены в опубликованных работах [33, 34, 36–38, 68, 78, 80–86].

## 2 МЕТОДОЛОГИЯ И МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

### 2.1 Методологические основы прогнозирования нефтегазоносности

Важным теоретическим обоснованием принятой нами стратегии поисков перспективных объектов в доюрском основании является *концепция юрского источника* как «главного источника» углеводородов, формирующих залежи в доюрских резервуарах.

Концепция юрского источника углеводородов залежей доюрского основания Западной Сибири [78] базируется на результатах послойного исследования продуктивных отложений, над- и подпродуктивных пород Рогожниковской группы месторождений Красноленинского свода и последующего создания геохимической модели направленности вертикальной (межпластовой) миграции нефтяных углеводородов.

*Концепция юрского источника углеводородов залежей доюрского основания определяется следующими положениями:*

1. Основным источником углеводородов для залежей триасового и палеозойского комплексов являются нижнеюрские осадочные толщи (нефтематеринские отложения). Вероятный механизм межпластовой миграции – нисходящая фильтрация флюидов и парогазовая фильтрация. Форма массопереноса – гидротермальные растворы, гидротермальные эмульсии, свободная газоконденсатная и нефтяная фазы.

2. В качестве дополнительного источника нефтяных компонентов залежей доюрского комплекса можно рассматривать выявленный в доюрских породах углеводородный фон сингенетичного битумоида. Предположительный механизм миграции – восходящая направленная диффузия в изменяющемся геотемпературном поле. Форма массопереноса – перемещение молекул в паро-газовой фазе, файлоуация.

3. По количественным оценкам соотношение вклада основного (юрского) источника и дополнительного (доюрского) источника углеводородов в формировании залежи в доюрском основании составляет 98 и 2 %, соответственно.

4. Наличие залежей в доюрском основании определяется литолого-петрофизическими условиями, необходимыми для миграции УВ и аккумуляции в залежь. Это имеет место только в пределах зон с признаками вторичного изменения доюрских пород – зон вторичных коллекторов (резервуаров).

Юрский генезис («главный источник») залежей нефти в доюрском комплексе экспериментально установлен в пределах Рогожниковской группы месторождений Красноленинского свода [28, 80, 87]. Эта территория признана в качестве экспериментального

(эталонного) объекта для Западной Сибири [35, 88]. Последнее позволяет применить концепцию юрского источника углеводородов, в качестве основной, для залежей доюрского основания центральной и юго-восточной частей Западной Сибири, в сходных по геологическим условиям с территорией Красноленинского свода.

Согласно сформулированной «концепции главного» источника, *стратегия поисков нефтеперспективных объектов в доюрском основании, т.е. районирование территории, ранжирование и определение первоочередных поисковых площадей, определяется на основе следующих концептуальных поисковых признаков (системных критериев).*

*1-й критерий.* Перспективными площадями поисков являются участки разрабатываемых, разведываемых месторождений и опоскованных объектов с залежами УВ в нижне-, среднеюрских НГК. Ранг перспективности (первоочередности) участков определяется богатством нижне-, среднеюрских залежей, а также степенью освоения этих залежей. Чем более достоверная информация о нижне-, среднеюрских залежах, тем перспективнее участок. Чем более богаты нижне-, среднеюрские залежи, тем перспективнее участок. Чем ниже стратиграфический интервал/гипсометрическое положение нижне-, среднеюрских залежей, тем перспективнее участок.

*2-й критерий.* Перспективными площадями поисков являются участки, на которых установлено развитие потенциально материнских нижнеюрских (тогурских) отложений. Ранг перспективности участков определяется степенью катагенетической преобразованности рассеянного органического вещества (РОВ) материнских отложений, т. е. фактом современного или палео вхождения потенциально материнских отложений в главную зону нефтепреобразования [89], а также способом (прямым, косвенным) получения данных о степени катагенеза РОВ. Чем значительнее достигнутая реализация нефтегенерационного потенциала материнских отложений, тем перспективнее участок. Чем более достоверна информация о степени реализации генерационного потенциала, тем перспективнее участок. Максимум достоверности и полноты информации о степени реализации генерационного потенциала достигается применением комплекса способов, включающего и прямые, и косвенные. К прямым способам относятся определения отражательной способности витринита (ОСВ) и пиролитические исследования Rock-Eval – исследования образцов [61, 62, 90], к косвенным – картирование пространственно-временных параметров очагов генерации УВ на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций [91–94]. Прямые способы дают «точечную» информацию, а косвенные – объемно-площадную.

*3-й критерий.* Перспективными площадями поисков являются участки, на которых установлено развитие коллекторов (резервуаров) в доюрском основании. Ранг перспективности участков определяется степенью достоверности получения данных о наличии резервуаров –

способом получения данных. Способы получения данных включают прямые и косвенные. Прямые способы – литолого-петрографические, петрофизические и петрохимические (исследования образцов керн) дают «точечную» информацию о зонах развития коллекторов, а косвенные – геоплотностное моделирование (данные сейсморазведки и гравиразведки) дают объемно-площадную информацию о геофизических зонах разуплотнения [95].

На первом этапе более доступна (и предпочтительна) косвенная информация – результаты нефтегеологической интерпретации комплекса данных сейсморазведки и гравиразведки (геофизические зоны разуплотнения). С подтверждением геофизических зон разуплотнения бурением и последующими лабораторно-аналитическими исследованиями ранг перспективности (первоочередности) участка возрастает. Кроме того, чем ближе гипсометрический диапазон положения доюрского резервуара относительно кровли доюрского основания (чем ближе резервуар к генерирующим/питающим толщам нижней юры), тем перспективнее участок.

Самым простым, и вместе с тем первостепенным, для районирования (ранжирования) является 1-й критерий. Если выполняется и 2-критерий, особенно если он установлен по комплексу способов, то степень перспективности участка не только возрастает, но и определяются местоположение и предельные размеры возможной площади нефтесбора для залежей в доюрском основании. 3-й критерий становится определяющим, если для участка выполняется 1-й и/или 2-й критерии.

Среди 3-х системных критериев, определяющих стратегию поисков нефтеперспективных объектов в доюрском основании, дана *формулировка 2-го критерия* – перспективными площадями поисков являются участки, на которых установлено развитие потенциально материнских нижнеюрских (тогурских) отложений.

К *косвенным* способам определения степени реализации генерационного потенциала материнских отложений, но обеспечивающим картирование *пространственно-временных параметров* очагов генерации УВ, относятся палеотектонические и палеотемпературные реконструкции, основанные на решении обратной и прямых задач нестационарной геотермии (в условиях седиментации).

*Способ (метод) палеотектонических и палеотемпературных реконструкций в нефтяной геологии принято называть «нефтегеологическим моделированием» [96], «бассейновым моделированием» [93, 97 и др.].* Рассчитанные максимальные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ (рис. 2.1) позволяют прогнозировать в разрезе нефтегазоматеринских толщ присутствие: газа первой генерации – 50-90 °С (градация МК<sub>1</sub><sup>1</sup>);

нефти – 90-130 °С (МК<sub>1</sub><sup>2</sup>); газа второй генерации и газоконденсата – 130-190 °С (МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>); более 190 °С – разрушительные для УВ температуры. При этом прогнозе мы опираемся на известную шкалу катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования [98], в последующем уточненную [99].

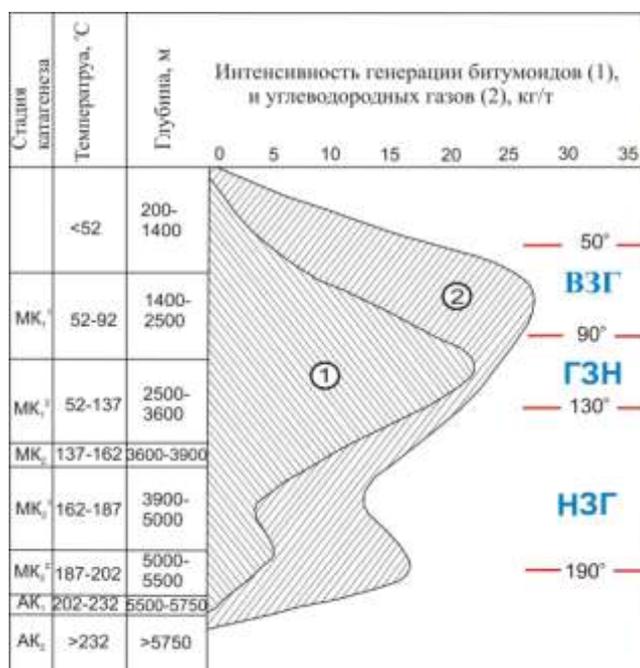


Рис. 2.1 Шкала катагенеза и зональности процессов нефтегазообразования, по [99]: ВЗГ – верхняя зона газообразования; ГЗН – главная зона нефтеобразования; НЗГ – нижняя зона газообразования

Балансовая модель процессов нефтегазообразования [99] позволяет по геотемпературному критерию выполнить картирование очагов интенсивного образования нефтей из РОВ тогурских отложений: с 95 °С – вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования. *Фундаментальность балансовой модели А.Э. Конторовича и пороговых геотемператур ГЗН* подтверждаются результатами экспериментальных и теоретических исследований [100, 101], а также прямой корреляцией выделенных по замерам пластовых температур очагов генерации нефтей с размещением залежей, вскрытых бурением [102, 103 и др.]

*Геотермия – это не только область теоретической геофизики, но и сформировавшийся метод разведочной геофизики* [104], дающий важнейшую количественную информацию и при решении фундаментальных геодинамических и палеоклиматических проблем [105–111], и в региональных нефтегеологических и металлогенических исследованиях [112-116], и в прогнозно-поисковых работах [92, 93, 117, 118 и др.]. Особая ценность данных геотермии проявляется в проведенных нами прогнозно-поисковых нефтегеологических исследованиях.

Ценность состоит в том, что на начальном этапе исследований по геотемпературному критерию определяются очаги генерации нефти. Так решается концептуальная задача о «главном источнике» углеводородов, решение которой определяет эффективность стратегии поисков [119].

***Таким образом, методологической основой выполняемых нами прогностических исследований нефтегазоносности являются:***

1 *Концепция «юрского источника» как главного источника углеводородов, формирующего залежи в нижнеюрских и доюрских резервуарах центральной части и юго-востока Западной Сибири. Концепция «юрского источника» экспериментально обоснована в работах В.И. Исаева и Ю.В. Коржова с соавторами [28, 78, 80, 87, 95].*

2 *Фундаментальная модель процессов нефтегазообразования академика А.Э. Конторовича, определяющая пороговые геотемпературы вхождения материнских пород в зоны интенсивной генерации нефти и газа [89, 98, 99].*

3 *Новый метод разведочной геофизики – геотермия, сформировавшийся в области фундаментальных исследований теоретической геофизики [96, 104, 112, 113]. Этот метод органически «вписывается» в технологию поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири, решая концептуальную задачу об источнике углеводородов, что определяет эффективность стратегии поисков [92, 93, 117, 118].*

## 2.2 Метод палеотемпературного моделирования

В последние годы для изучения термического режима осадочных комплексов и оценки степени катагенеза потенциально нефтематеринских пород получили широкое распространение математические методы палеотемпературного моделирования [36, 92, 120–123 и др.].

Применяемое математическое моделирование, учитывающее изменение во времени многочисленных параметров геотермополя, позволяет достаточно достоверно и точно *рассчитывать температуры на любой заданный момент геологического времени в любой заданной точке разреза.*

В настоящей работе применен метод палеотемпературного моделирования для прогноза очагов генерации углеводородов в материнских породах, наиболее полно учитывающий изменение во времени параметров геотермополя, в математическую термодинамическую модель непосредственно включены палеоклимат – вековой ход температур на земной поверхности (граничное условие) и палеотемпературы определений отражательной способности витринита (ОСВ), как «наблюденные» [94, 124]. Применяемая математическая модель палеотектонических и палеотемпературных реконструкций реализована в программном

комплексе ТеплоDialog, разработанном на кафедре прикладной математики Новосибирского ГТУ Ю.Г. Соловейчиком и М.Э. Рояком [124, 125].

В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left( \lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (2.1)$$

где  $\lambda$  – теплопроводность;  $a$  – температуропроводность;  $f$  – плотность тепловыделения внутренних источников тепла;  $U$  – температура;  $Z$  – расстояние от основания осадочного разреза;  $t$  – время. С краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2.2)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (2.3)$$

где  $\varepsilon = \varepsilon t$  – верхняя граница осадочной толщи;  $q(t)$  – тепловой поток из основания осадочного разреза. Как видно из формулировки задачи, палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с расчетом палеотемператур.

Алгоритм палеотектонических реконструкций основывается на «методе выравнивания профилей» по В.Б. Нейману. Исходной основой является геоплотностной разрез. Для его перестроения на момент времени  $t$  накопления любой стратиграфической единицы используются эмпирические зависимости плотности одновозрастных отложений от глубины

$$\sigma(Z) = B_1 - B_2 \exp(-B_3 Z).$$

Коэффициент  $B_1$  – это минеральная плотность отложений, коэффициент  $B_2$  соответствует величине пористости неуплотненных осадков, а  $B_3$  – интенсивности воздействия фактора геологического времени. Палеомощность свиты на гипсометрической отметке  $Z$  определяются

$$h_i = ((2B_1 - 1) - \sigma(Z)) / ((2B_1 - 1) - \sigma) h,$$

где  $\sigma$  – плотность пород свиты в современном разрезе,  $h$  – мощность свиты в современном разрезе.

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов  $h_i$ , для каждого из которых заданы теплопроводность  $\lambda_i$ , температуропроводность  $a_i$ , плотность тепловыделения радиоактивных источников  $f_i$  в породах осадочного разреза и время осадконакопления  $t_i$  (рис. 2.2). Скорость осадконакопления  $v_i$  может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию. Для решения одномерной начально-краевой задачи (2.1)–(2.3) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов. Краевое условие (2.2) определяется температурой

поверхности осадконакопления, т.е. определяется палеоклиматом, и задается в виде кусочно-линейной функции векового хода температур на поверхности Земли.

В случае стационарности глубинного теплового потока  $q$ , решение обратной задачи определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_\tau} U(Z_i, t, q) - T_i^2 \xrightarrow{-q} \min, \quad (2.4)$$

где  $T_i$  – «наблюдаемые» значения температур в  $k_\tau$  точках на различных глубинах  $Z_i$  в моменты времени  $t$ . Здесь задача решается в предположении постоянства значения плотности теплового потока из основания, начиная с юрского времени. Так, согласно [112], величина коэффициента изменений теплового потока в этот период варьирует в пределах 1,03–1,15. Решение обратной задачи строится с учетом того, что функция  $U(Z, t, q)$ , являющаяся решением прямой задачи (2.1) с краевыми условиями (2.2) и (2.3), в этом случае линейно зависит от  $q$ . Поэтому неизвестный параметр  $q$  определяется однозначно.

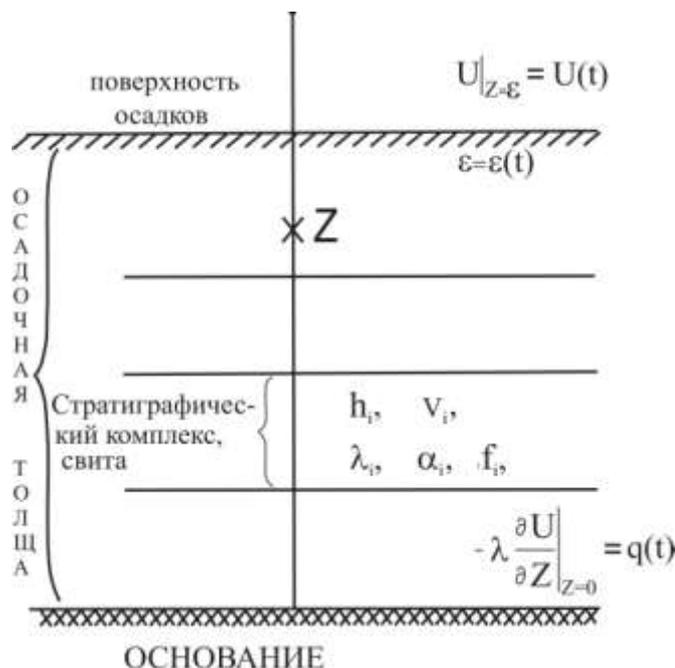


Рис. 2.2 Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании:  $\varepsilon = \varepsilon(t)$  – верхняя граница осадочной толщи;  $t$  – время осадконакопления;  $U$  – температура;  $q$  – тепловой поток;  $Z_i$  – точки расчета температур;  $h_i$  – мощность;  $v_i$  – скорость осадконакопления;  $\lambda_i$  – теплопроводность;  $\alpha_i$  – температуропроводность;  $f_i$  – плотность тепловыделения радиоактивных источников

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению «наблюдаемых» температур  $T_i$  в скважине рассчитывается тепловой поток  $q$  через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением  $q$  решается прямая задача геотермии – непосредственно

рассчитываются температуры  $U$  в заданных точках осадочной толщи  $Z$  в заданные моменты геологического времени  $t$ . После расчета значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза  $q$ , являющегося фундаментальным (базовым) параметром, создается и реализуется возможность расчета геотемператур (путем решения прямых задач) *в любой точке геологического разреза скважины на любой момент геологического времени.*

Для решения обратной задачи геотермии – определения теплового потока из основания  $q$  используем в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур ( $\tau=0$ ), полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы ( $\tau \neq 0$ ), определенные по отражательной способности витринита (ОСВ) –  $R_{vt}^0$ . В случае использования данных ОСВ указывается время срабатывания «максимального палеотермометра».

Способ перехода от  $R_{vt}^0$  к соответствующей геотемпературе обоснован вариативными исследованиями и приведен в [126]. Для перехода от  $R_{vt}^0$  к соответствующей геотемпературе используется диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [127]. На диаграмме фиксированы линия соответствия  $R_{vt}^0=0,5$  % и температуры 80 °С, линия соответствия  $R_{vt}^0=0,8$  % и температуры 120 °С. При определении температуры для промежуточных значений  $R_{vt}^0$  выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями.

Сопоставление «наблюденных» геотемператур в скважинах и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического времени) показывает, выполняется ли один из основных критериев оптимальности решения обратной задачи геотермии – критерий «невязки» [128]. «Невязки» решений обратных задач (2.4) для каждой скважины – среднеквадратические отклонения расчетных значений от «наблюденных» – должны составлять порядка  $\pm 2$  °С. Такие «невязки» оптимальные, т. к. «наблюденные» геотемпературы имеют погрешность порядка  $\pm 2$  °С.

При отсутствии прямых определений теплопроводности  $\lambda_i$  используем петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности  $\sigma$ . Эти зависимости получены в интервале плотностей 1.5–2.6 г/см<sup>3</sup> как для песчанистых отложений, так и для алевролитов-аргиллитовых толщ [124]. Коэффициенты температуропроводности  $a_i$ , плотности тепловыделения радиоактивных источников  $f_i$  также зависят от породного состава стратиграфических комплексов и задаются как табличные.

Динамика палеоклимата (векового хода температур на поверхности Земли) – краевое условие (2.2) – принята с учетом работ [112, 129, 130].

Представляет интерес оценка влияния каждого из основных параметров принятой математической модели (2.1)–(2.4) на результаты палеотемпературного моделирования. На примере палеогеновых отложений Лунской впадины Сахалина и юрских отложений юго-

востока Западной Сибири были исследованы зависимости величины максимума палеотемператур материнских отложений и времени его проявления [96, 125]: от величины плотности теплового потока из основания; от значений теплопроводности, температуропроводности и тепловой мощности радиоактивных источников пород осадочного чехла; от мощностей и скорости осадконакопления стратиграфических подразделений, от темпа и величины их денудации, а также от векового хода температур на поверхности Земли. Изменяемые при исследованиях параметры перекрывали возможный диапазон реальных природных ситуаций.

Установлено, что существенными факторами, влияющими на *величину максимума палеотемпературы*, являются: 1) величина плотности теплового потока из основания (чем больше плотность теплового потока, тем больше максимум, прямая линейная зависимость); 2) теплопроводность отложений, непосредственно перекрывающих материнскую свиту (чем больше теплопроводность, тем меньше максимум); 3) плотность тепловыделения радиоактивных источников в породах осадочного чехла (их вклад достигает порядка 10%, прямая линейная зависимость); 4) мощность осадочного чехла (прямая линейная зависимость); 5) скорость осадконакопления, при ее величинах в 5–10 раз превышающих «нормальную», т. е. при «лавиной» седиментации 70–80 м/млн л и более (зависимость обратная нелинейная); 6) наличие перерывов в осадконакоплении, размывов перекрывающих отложений, которые приводят к временной стационарности геотемпературного режима а, в случае денудации, к локальному по времени охлаждению материнской свиты.

Существенными факторами, влияющими на *время проявления максимума палеотемпературы* являются: 1) теплопроводность перекрывающих отложений (чем больше величина теплопроводности, тем «древнее» палеотемпературный максимум); 2) наличие размывов перекрывающих отложений (размывы могут обуславливать абсолютный и несколько относительных максимумов палеотемпературы в геологическом прошлом); 3) увеличение скоростей осадконакопления, которые «омолаживают» максимум палеотемпературы.

Установлено [125, 131], что вековой ход температур земной поверхности (палеоклимат) – краевое условие (2) модели распространения тепла – также оказывает влияние на термический режим глубоководных материнских отложений. Наибольшее влияние на формирование геотемператур материнской свиты оказывает изменение климатических условий (похолодание) в олигоцен-раннечетвертичное время (37,6 – 0,5 млн лет назад). Резкое похолодание в позднечетвертичное время (0,25 – 0,03 млн лет назад) не столь значительно снижает геотемпературы материнской свиты, однако, на некоторых участках может «вывести» свиту из ГЗН.

*Как следует из вышеизложенного, применение метода палеотектонических и палеотемпературных реконструкций – метода палеотемпературного моделирования – для картирования очагов интенсивной генерации нефтей обеспечивает системный подход к изучению территории исследований. Выполняется анализ и количественная интерпретация всего доступного комплекса геолого-геофизических данных о геологическом строении, о седиментационной истории и термическом режиме всех осадочных комплексов, включая материнские отложения [36,68, 118, 125, 132–137].*

## 2.3 Оценка влияния палеоклимата на термическую историю нефтематеринских отложений и способы учета векового хода температур на земной поверхности

### 2.3.1 Состояние проблемы и постановка задачи

В настоящее время накоплен значительный исследовательский материал, показывающий влияние векового хода температур земной поверхности (палеоклимата) на термическую историю нефтематеринских отложений. Ряд ученых и специалистов, занимающихся моделированием термической истории осадочных бассейнов Западной Сибири и других нефтегазоносных провинций, учитывают вековой ход температур на поверхности Земли [92, 93 и др.]. При этом используются отечественные системы палеотемпературного моделирования, например широко известный программный комплекс ГАЛЮ [93]. Применяемый здесь вековой ход температур можно условно назвать «стандартным», т.к. он не учитывает особенностей региональных палеоклиматических зон [138]. Известные зарубежные комплексы бассейнового моделирования (например, Temis), используемые для определения ресурсов УВ Западной Сибири, не учитывают в полной мере вековой ход температур на поверхности Земли [139]. Эти комплексы не позволяют количественно моделировать климатические события, приводящие к существенному изменению геотемпературного поля во всем осадочном чехле. Поэтому этот вопрос требует специального рассмотрения [97].

Цель наших исследований – оценить влияние палеоклимата на геотермический режим нефтематеринских отложений Западной Сибири, на примере районов нефтепромыслов Томской и Новосибирской областей. Оценка выполняется на основе анализа вариабельности результатов палеотемпературных реконструкций при трех основных допущениях: 1) палеоклимат не учитывается; 2) палеоклимат учитывается по «упрощенному», «стандартному» вековому ходу температур; 3) палеоклимат учитывается по «местному» вековому ходу температур, полученному для южно-сибирской палеоклиматической зоны. «Местный» вековой ход температур земной поверхности построен [111] на основе аналитической сводки

позднечетвертичных палеоклиматических реконструкций для Западно-Сибирской низменности А.А. Шарботяна (1974), результатов реконструкции климатических условий мезозоя юга Западной Сибири Н.А. Ясаманова (1985), результатов реконструкции палеоклиматов Сибири в меловом и палеогеновом периодах по А.В. Гольберту с соавторами (1977, 1987), истории климата Западной Сибири, начиная с позднего миоцена, по В.А. Зубакову (1990), установленных В.С. Волковой (2011) трендов среднегодовых температур в палеогене и неогене Западной Сибири.

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов при 3-х основных допущениях выступает лучшая согласованность максимума расчетных геотемператур с температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по отражательной способности витринита (ОСВ). В качестве второго основного критерия принята степень согласованности очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному критерию, с установленной нефтегазоносностью недр.

Применяемая авторам математическая модель палеотемпературных реконструкций и реализующий модель программный комплекс TeploDialog описаны выше. Адекватность полученных результатов аргументируется согласованностью с показаниями «максимального палеотермометра» и нефтегазоносностью разреза месторождений. Отражательная способность витринита, как свидетельствуют современные экспериментальные и теоретические исследования [62, 101], является наиболее достоверно определяемым индикатором максимальных геотемператур.

### 2.3.2 Оценка влияния палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовской свиты (на широтах Томской области).

«Упрощенный» тренд векового хода температур

**Характеристика объекта исследований.** Территория исследований расположена (рис. 2.3) между  $57^{\circ}20'$  и  $60^{\circ}20'$  северной широты, что соответствует пограничной зоне кромки самаровского ледника и Мансийского приледникового озера-моря [140]. По оценкам, приведенным в [141], среднегодовые температуры в плейстоцене-голоцене на этих широтах были ниже современных на 9–10 °С.

Основным источником формирования залежей углеводородов в ловушках горизонта Ю<sub>1</sub> ( $J_{3vs}$ ) и всего мелового комплекса в западных районах Томской области являются потенциально нефтематеринские отложения баженовской свиты ( $J_{3bg}$ ).

Моделирование геотермического режима баженовских отложений выполнено для осадочных разрезов шести глубоких скважин: на Нижневартовском своде – Малореченская 121,

на Среднеvasюганском мегавале – Пуглалымская 86 и Лугинецкая 183, в пределах южной части Нюрольской мегавпадины – Таловая 1 и Айсазская 1 и на Лавровском мезовыступе – Кулгинская 141. В таблице 2.1 приведена характеристика разрезов этих скважин.

На Лавровском мезовыступе скважиной Кулгинская 141 при забое 3185 м пройдено по породам фундамента 107 м. Толщина баженовской свиты составляет 15 м, температура пластовых флюидов в васюганской свите достигает 82 °С, в тюменских отложениях колеблется от 82 °С до 86 °С. В отложениях верхней юры открыто Кулгинское нефтяное месторождение.

Скважина Айсазская 1 вскрыла 27 м палеозойских отложений и 19 м пород коры выветривания. Мощность баженовских отложений составляет 37 м, геотемпература флюидов в пластах киялинской свиты равна 67 °С, покурской – 31°С.

Скважина Таловая 1 отложений фундамента не вскрыла. Мощность баженовских отложений – 24 м. Промышленные притоки нефти получены в интервалах песчаных пластов васюганской свиты. Измеренные пластовые температуры флюида достигают в них 88 °С.

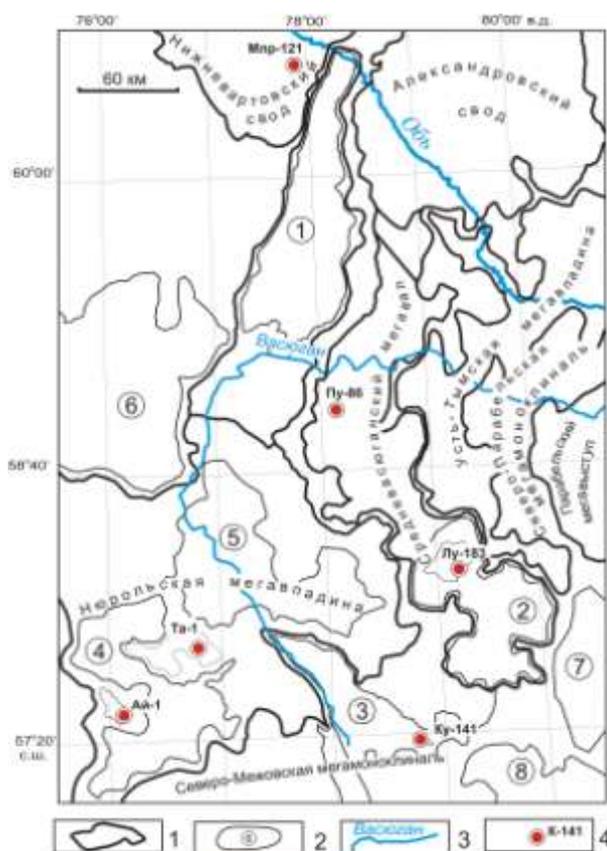


Рис. 2.3 Обзорная схема территории исследований (на основе [43]): 1 – структуры I порядка; 2 – структуры II порядка: 1 – Колтогорский мезопрогиб, 2 – Пудинское мезоподнятие, 3 – Лавровский мезовыступ, 4 – Южно-Нюрольская мезовпадина, 5 – Центральнонюрольская мезовпадина, 6 – Нововасюганский мезовал, 7 – Горелоярское мезоподнятие, 8 – Калгачский мезовыступ; 3 – реки; 4 – исследуемые скважины: Ай-1 – Айсазская 1, Та-1 – Таловая 1, Ку-1 – Кулгинская 141, Лу-183 – Лугинецкая 183, Пу-86 – Пуглалымская 86, Млр-121 – Малореченская 121.

Таблица 2.1. Характеристика разрезов глубоких скважин [131]

Характеристики	Кулгинская 141	Айсазская 1	Таловая 1	Лугинецкая 183	Пуглалымская 86	Малореченская 121
Забой, м	3185	3204	2909	2500	2703	2683
Отложения на забое (свита)	Палеозой	Палеозой	Тюменская	Тюменская	Палеозой	Кора выветривания
Кровля баженовской свиты, м	2597	2700	2757	2313	2439	2430
Мощность баженовской свиты, м	15	35	24	16	10	15
Мощность палеогеновых отложений, м	290	490	518	356	442	450
Мощность неогеновых отложений, м	0	45	18	48	0	0
Мощность четвертичных отложений, м	28	18	8	50	45	40
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)	Васюганская; 2661 м; 82 °С. Тюменская; 2745 м; 82 °С. Тюменская; 2758 м; 84 °С. Тюменская; 2793 м; 86 °С.	Покурская; 862 м; 31 °С. Киялинская; 2156 м; 67 °С.	Васюганская; 2784 м; 88 °С. Васюганская; 2802 м; 88 °С.	Куломзинская; 2200 м; 77 °С. Тюменская; 2350 м; 84 °С.	Тюменская; 2630 м; 90 °С.	Васюганская; 2452 м; 90 °С.

На Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении залежи УВ связаны в основном с верхнеюрскими коллекторами. В скважине 183 баженовская свита имеет мощность 16 м, замеренные пластовые температуры в киялинской свите – 77 °С, в тюменской – 84 °С.

Бурением скважины 86 на Пуглалымском месторождении открыта залежь в верхнеюрском нефтегазоносном комплексе. Скважиной вскрыта кора выветривания мощностью 16 м и 13 м пород фундамента. Мощность баженовской свиты составляет 10 м. Замеренная пластовая температура в тюменской свите – 90 °С.

Залежь нефти разведана на Малореченской складке. Промышленные притоки нефти получены из песчаных пластов васюганской свиты оксфордского возраста. Пластовые температуры флюида составили 90 °С. Скважина вскрыла породы коры выветривания на 19 м. Мощность баженовской свиты 15 м.

*Палеотемпературное моделирование выполнялось* в предположении постоянства значения плотности теплового потока из основания, начиная с юрского времени. Так, согласно [112], величина коэффициента изменений теплового потока в этот период варьирует в пределах 1,03–1,15. Динамика приповерхностной палеотемпературы (2.2) для осадочного разреза принята по тренду, с учетом работ [112, 129, 140]. *Этот тренд – вековой ход температуры на поверхности Земли – условно назовем «упрощенным».*

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур  $T_i$  в скважине рассчитывается тепловой поток  $q$  через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением  $q$  решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры  $U$  в заданных точках осадочной толщи  $Z$  в заданные моменты геологического времени  $t$ .

Решение прямых задач выполнено на 31-н ключевой момент геологического времени, для 3-х допущений: 1) без учета палеоклимата; 2) с учетом палеоклимата, но без позднечетвертичного похолодания; 3) с учетом позднечетвертичного похолодания.

По геотемпературному критерию выделены очаги интенсивной генерации баженовских нефтей. Пороговая температура очагов генерации нефти баженовской свитой принята 85 °С, так как РОВ в этих отложениях сапропелевого типа.

Определение максимальных палеотемператур по ОСВ ( $R_{vt}^0$ ), являющихся природным «максимальным палеотермометром», позволяет использовать их в качестве опорных, «реперных» [142]. Для перехода от  $R_{vt}^0$  к соответствующей палеотемпературе применен способ, обоснованный и предложенный В.И. Исаевым и А.Н. Фоминым [126].

**Результаты моделирования геотемператур баженовской свиты** для разрезов 6-ти глубоких поисково-разведочных скважин представлены в таблице 2.2.

По значениям пластовых температур в скважинах (табл.2.1) решением обратной задачи геотермии рассчитан тепловой поток из основания для трех разных допущений моделирования. Без учета палеоклимата его расчетные значения варьируют от 40,6 мВт/м<sup>2</sup> в Айсазской 1 до 52,2 мВт/м<sup>2</sup> для Малореченской 121. В моделях, рассчитанных с учетом палеоклимата, но без плейстоцен-голоценового похолодания, тепловой поток во всех разрезах снижается, но весьма незначительно (на 0,1–0,2 мВт/м<sup>2</sup>). Для последнего варианта моделирования, проведенного с учетом позднечетвертичного похолодания, величина теплового потока увеличивается, но также незначительно, от 0,7 мВт/м<sup>2</sup> на Кулгинской 141 и Таловой 1 до 1,0 мВт/м<sup>2</sup> на Лугинецкой 183.

На втором этапе исследований рассчитаны геотемпературы баженовских отложений.

Таблица 2.2 Геотемпературы баженовской свиты в разрезе глубоких скважин

Время, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С	Кулгинская 141, °С			Айсазская 1, °С			Таловая 1, °С			Лугинецкая 183, °С			Пуглальмская 86, °С			Малореченская 121, °С		
		Без учета палеоклимата	Учет палеоклимата *	Учет палеоклимата	Без учета палеоклимата	Учет палеоклимата *	Учет палеоклимата	Без учета палеоклимата	Учет палеоклимата *	Учет палеоклимата	Без учета палеоклимата	Учет палеоклимата *	Учет палеоклимата	Без учета палеоклимата	Учет палеоклимата *	Учет палеоклимата	Без учета палеоклимата	Учет палеоклимата *	Учет палеоклимата
0	0	80	80	80	78	78	78	87	87	87	82	82	82	84	84	84	90	90	90
0,03	-4 (0)*	80	80	79	78	78	78	87	87	86	82	82	80	84	84	83	90	90	88
0,07	-4 (0)*	80	80	79	78	79	78	87	87	86	82	82	81	84	84	83	89	90	88
0,11	-4 (0)*	80	80	80	78	79	78	87	88	87	82	82	81	84	84	84	89	90	89
0,19	-8 (0)*	80	80	80	78	79	79	87	88	87	82	82	81	84	85	84	89	90	89
0,235	-10 (0)*	80	81	81	78	79	80	87	88	88	82	83	82	84	85	85	89	90	90
0,245	0	80	81	82	78	79	81	87	88	90	82	83	84	84	85	86	89	90	92
0,5	2	80	81	83	78	80	82	87	89	91	82	84	85	84	86	87	89	91	93
1,64	3	79	81	83	78	81	82	87	89	91	82	84	85	83	85	87	89	92	94
3	3	79	82	84	78	81	83	87	90	92	81	84	86	83	86	87	89	92	94
5	4	79	83	85	78	80	84	87	91	93	81	85	87	83	87	88	89	93	95
10	7	79	86	87	78	85	87	87	94	95	81	88	89	83	89	91	89	95	97
15	10	79	88	90	78	87	89	87	96	98	81	90	92	83	92	93	88	98	99
20	7	79	86	87	78	85	86	87	94	95	81	88	89	83	89	91	88	95	96
24,0	4	79	83	85	78	82	84	87	91	93	81	85	87	82	87	88	88	92	94
30	8	76	84	86	73	81	82	81	89	91	78	87	88	80	88	89	80	88	90
35	13	75	88	89	70	83	84	78	91	92	77	90	91	77	90	92	76	89	90
37,6	20	74	93	95	69	88	89	77	96	97	76	95	97	76	95	97	75	94	95
40	20	74	93	95	68	87	89	76	96	97	75	95	97	75	95	96	74	94	95
45	21	72	93	94	65	86	87	74	94	95	74	95	96	73	93	94	71	91	93
50	21	71	92	93	63	84	88	71	92	93	73	94	96	70	91	92	69	89	90
54,8	20	70	91	92	61	82	83	69	90	91	72	93	94	67	88	89	66	86	87
61,7	20	68	87	89	60	80	81	69	88	89	70	89	91	65	85	86	63	83	84
73,2	20	63	82	83	55	74	75	62	81	82	65	84	85	61	78	81	56	76	76
89,8	20	56	76	77	52	71	72	58	77	78	57	77	78	56	75	76	51	71	72
91,6	20	53	73	74	49	69	70	55	75	76	55	75	76	53	73	74	49	69	70
98,2	21	45	66	67	42	64	64	47	69	69	47	68	68	46	67	68	42	63	64
114,1	21	27	48	49	27	48	48	30	51	51	28	49	50	28	49	50	26	47	47
116,3	20	27	48	49	25	46	47	29	50	51	28	49	50	27	48	49	25	46	46
120,2	20	27	48	48	25	46	46	29	50	50	28	49	49	26	47	48	23	44	44
142,2	22	3	25	25	3	25	25	4	26	26	3	25	25	3	25	26	4	26	26
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup>		43,7	43,6	44,4	40,6	40,4	41,4	45,0	44,9	45,7	51,2	51,1	52,2	49,5	49,4	50,4	52,2	52,0	53,0

\*без позднечетвертичного похолодания. Коричневой заливкой обозначены времена палеотемпературных максимумов в баженовской свите, синей заливкой - температуры главной зоны нефтеобразования (преимущественно сапропелевый тип РОВ).

Анализируя полученные расчетные геотемпературы, видим, что в разрезе Кулгинской 141, без учета палеоклимата, геотермические условия для интенсивной генерации нефти из РОВ баженовской свиты не наступили (табл. 2.2, рис.2.4). Во втором варианте расчета максимальная палеотемпература достигает 88 °С и в течение 10 млн л (в миоцене) существуют геотемпературные условия для генерации нефти. При расчетах в 3-м варианте максимальная температура достигает 95 °С, а очаг существует со времени формирования талицкой свиты (61,7 млн. л назад) до начала миоцена (5 млн. л назад). Таким образом, длительное существование палеоочага генерации в модели с учетом векового хода температур, хорошо объясняет наличие залежи в верхнеюрских отложениях.

Иная картина наблюдается в разрезе скважины Айсазской 1. В первом варианте расчета очаг не присутствует (табл. 2.2, рис.2.4). Во втором и третьем вариантах образуется разнесенный по времени очаг с небольшими интервалами действия и незначительными геотемпературами. С хаттского по рюпельское время разрез охлаждается и на 15 млн л выходит из главной зоны нефтеобразования.

По моделированию без учета палеоклимата, проведенному в разрезах скважин Лугинецкая 183 и Пуглалымская 86, условий для интенсивной генерации УВ не наступает (табл. 2.2, рис.2.4). При расчетах, с учетом палеоклимата, очаг зарождается на рубеже позднего мела и палеогена и существует в течение 72,7 млн. л в разрезе Лугинецкой 183 и 61,5 млн. л в разрезе Пуглалымской 86. Максимальный прогрев баженовской свиты в моделях с учетом векового хода температур приходится на время 37,6 млн. л назад и достигает 97 °С. В современном разрезе очаги интенсивной генерации нефти не фиксируются, при всех 3-х допущениях. Существование палеоочагов генерации нефти в моделях с учетом векового хода температур хорошо объясняет наличие залежей в верхнеюрских отложениях.

В моделях без учета палеоклимата скважин Таловая 1 и Малореченская 121 условия существования очага наступают в хаттско-рюпельское время, при максимальных геотемпературах 87–90 °С (табл. 2.2). При построении модели с учетом векового хода температур (как с учетом похолодания, так и без похолодания) время существования очагов в разрезах этих скважин существенно увеличивается. Максимальный прогрев в разрезе Таловая 1 достигает 98 °С, а в разрезе скважины Малореченская 121 – 99 °С.

**Обсуждение результатов.** В таблице 2.3 приведено сопоставление «реперных» палеотемператур (по ОСВ) и расчетных максимальных палеотемператур для разрезов исследуемых скважин.

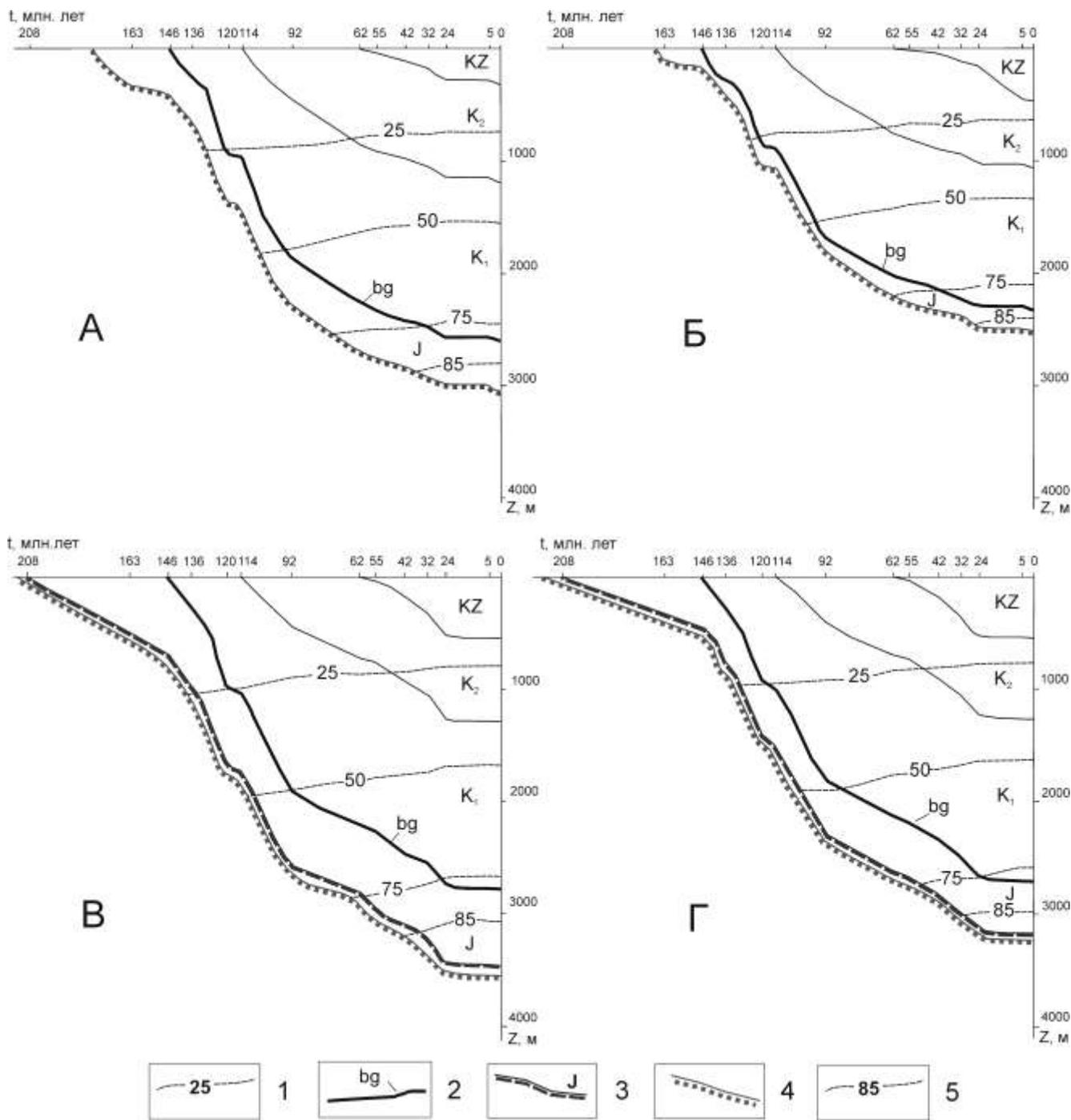


Рис. 2.4 Палеорекострукции геотемператур без учета мезозойско-кайнозойского климата (векового хода температур на земной поверхности) в разрезах скважин Кулгинская 141 (А), Лугинецкая 183 (Б), Тальянская 1 (В) и Айсазская 1 (Г): 1 – изотермы; 2 – баженовская свита; 3 – подошва мезозойско-кайнозойского чехла; 4 – стратиграфический уровень на забое скважин (ограничение модели); 5 – пороговая температура ГЗН

В моделях, построенных без учета палеоклимата, расхождение между «реперными» и расчетными максимальными геотемпературами для разрезов практически всех скважин имеет очень высокое значение, до 28 °С. Причем все расчетные геотемпературы занижены по отношению к «реперным».

Таблица 2.3. Сопоставление «реперных» температур по ОСВ и расчетных максимальных палеотемператур

Скважина	«Реперный» уровень (свита; интервал в современном разрезе, м)	«Репер» по ОСВ - $R_{vt}^0$ , %	«Реперная» температура по ОСВ, °С	Расчетные максимальные палеотемпературы, °С						Тектоническая приуроченность	Географическая широта
				Без учета палеоклимата		Учет палеоклимата *		Учет палеоклимата			
				Значение	Разница с ОСВ	Значение	Разница с ОСВ	Значение	Разница с ОСВ		
Кулгинская 141	Васюганская; 2661...2676	0,67	103	81	-22	95	-8	96	-7	Юго-восточная часть Лавровского мезовыступа	57°20'
	Тюменская; 2894	0,77	115	87	-28	101	-14	102	-13		
Айсазская 1	Баженовская; 2700	0,62	96	78	-18	88	-8	89	-7	Сочленение Тамянского и Осевого прогибов	57°21'
	Тюменская; 3150	0,76	101	89	-12	99	-3	100	-1		
Таловая 1	Баженовская; 2760	0,59	92	87	-5	96	+4	97	+5	Игольско-Таловое куполовидное поднятие	57°29'
Лугинецкая 183	Васюганская; 2345	0,63	98	83	-15	96	-2	98	0	Северо-восточная часть Пудинского мезоподнятия	57°31'
Пуглалымская 86	Тюменская; 2673	0,76	115	91	-24	102	-13	104	-11	Васюганский мезовал	58°45'
Малореченская 121	Васюганская; 2470	0,67	103	91	-12	99	-4	100	-3	Юго-восточная часть Нижневартовского свода	60°20'
	Тюменская; 2620	0,70	106	95	-11	104	-2	105	-1		

\*без позднечетвертичного похолодания

При моделировании геотемпературного режима с учетом изменения палеоклимата за всю историю формирования осадочного разреза разница максимальных расчетных геотемператур и «реперных», в основном, не превышает 5 °С. Причем в третьем варианте расчетов, с учетом резкого похолодания в квартере, сходимость улучшается, хотя и незначительно,

Для разрезов скважин Пуглалымская 86 и Кулгинская 141 (для геотемператур тюменской свиты), хотя изменения в лучшую сторону и заметны по сравнению с геотемпературами в модели без учета палеоклимата, но расхождение с «реперными» приемлемых значений не достигает. Здесь, по-видимому, может влиять такой неучтенный, но вероятный фактор, как значительное сокращение мощности палеоразреза в результате размыва

какой-то его части. И действительно, положительные структуры Среднеvasюганский мегавал и Лавровский мезовыступ, где расположены эти скважины, испытывали тенденцию к «росту» во все времена их развития, а стратиграфические границы формирующихся свит в мелкайнозойское время имеют несогласное залегания [43].

Результаты моделирования с учетом палеоклимата, по временным и температурным характеристикам выделяемых очагов интенсивной генерации нефти (табл. 2.2), лучшим образом согласуются с установленной нефтегазонасностью недр. Так мощные очаги генерации баженовских нефтей в разрезах скважин Таловая 1 и Малореченская 121 объясняют генезис одноименных месторождений. Выявляемые палеочаги генерации баженовских нефтей в разрезах скважин Кулгинская 141, Лугинецкая 183 и Пуглалымская 86 объясняют вскрытые здесь залежи. Незначительный, прерывистый очаг в разрезе скважины Айсазская 1 объясняет встреченные в разрезе газопроявления.

Важно заметить, что учет палеоклимата при палеорекострукциях термического режима материнских отложений существенно улучшает временные и температурные характеристики очагов интенсивной генерации нефти, что в конечном итоге увеличивает прогнозные ресурсы УВ при их оценке объемно-генетическим методом.

Вопрос влияния резкого похолодания на поверхности земли в позднечетвертичное время на геотермический режим материнских отложений не является актуальным для баженовской свиты, т.к. это влияние установлено как весьма незначительное (табл. 2.2 и 2.3).

Следует отметить, что степень влияние палеоклимата на результаты моделирования геотермического режима баженовских отложений не зависит от территориального положения в пределах широт Томской области (табл. 2.3).

*Выводы [131]:*

- 1. Привлечение геотемператур, определенных по отражательной способности витринита, в качестве реперных позволило определить наиболее адекватный ход термической истории нефтематеринских баженовских отложений на широтах Томской области.*
- 2. Вековой ход температур земной поверхности (палеоклимат), учтенный по «упрощенному» тренду, оказывает существенное влияние на термический режим и интенсивность генерации нефти РОВ отложений баженовской свиты.*
- 3. Наиболее существенное влияние на формирование палеотемператур баженовской свиты оказывает изменение климатических условий в олигоцен-раннечетвертичное время (37–0,5 млн. л. назад).*

2.3.3 Оценка влияния палеоклимата на геотермический режим баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская и Новосибирская области). «Стандартный» и «местный» вековой ход температур

**Характеристика объекта исследований.** Моделирование палеогеотемпературных условий для баженовских отложений выполнено для осадочных разрезов глубоких скважин Лугинецкой 183 и Верх-Тарской 7 (рис. 2.5, табл. 2.4).

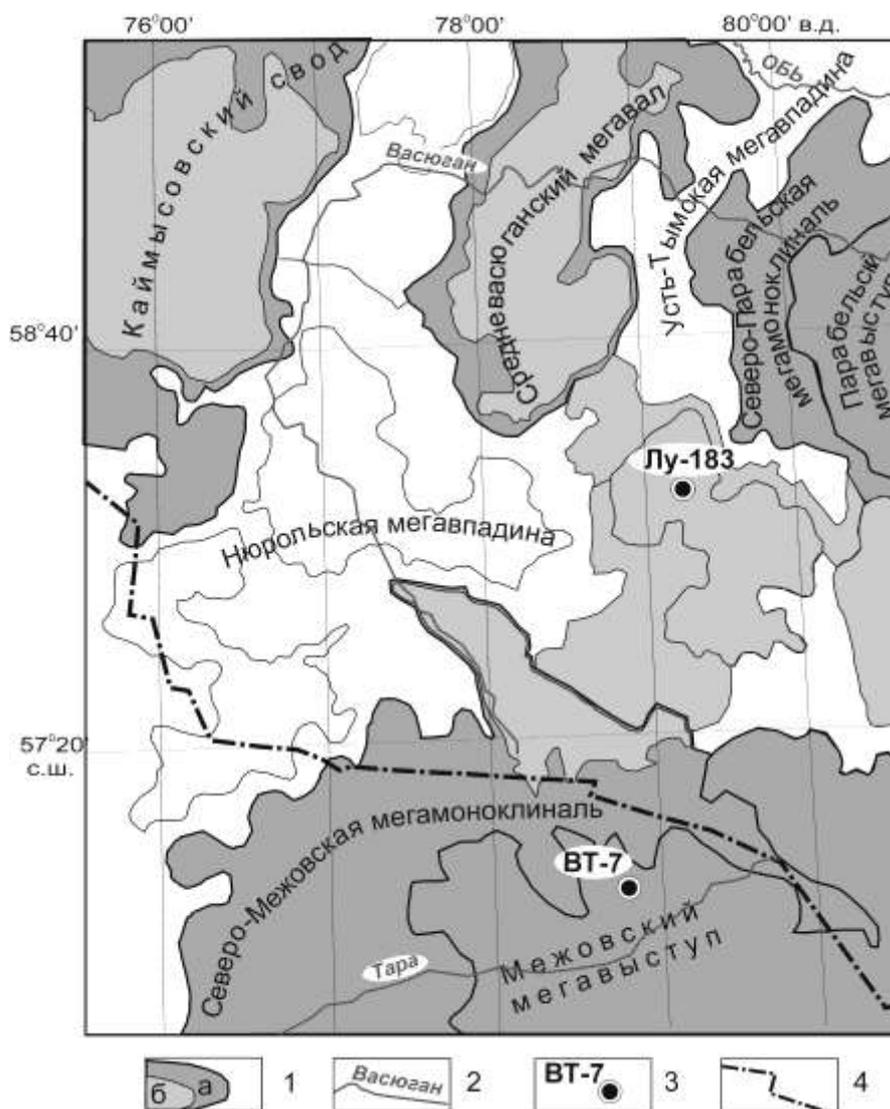


Рис. 2.5 Обзорная схема территории исследований (на основе [43]): 1 – структуры: а – I порядка, б – II порядка; 2 – реки; 3 – исследуемые скважины: Лу-183 – Лугинецкая 183, ВТ-7 – Верх-Тарская 7; 4 – административная граница между Томской и Новосибирской областями

В Томской области нефтепромыслы сосредоточены главным образом в Ньюрольской мегавпадине и на структурах ее обрамления. Основным источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК) являются

нефтематеринские породы баженовской свиты ( $J_{3v}$ ). Генерационный потенциал этих отложений в пределах территории исследования обусловлен высоким содержанием сапропелевого материала ( $C_{орг}$  до 12 %), их повсеместным распространением и мощностью до 30 м [43]. На Лугинецком месторождении, расположенном в пределах Пудинского мезоподнятия, залежи УВ связаны в основном с верхнеюрскими коллекторами (горизонт Ю<sub>1</sub>).

В Новосибирской области все открытые залежи сосредоточены на севере. Верх-Тарское месторождение нефти является наиболее крупным. Оно приурочено к одноименной локальной структуре, осложняющей Межовский мегавыступ. Промышленно нефтегазоносными комплексами на Верх-Тарском месторождении являются верхнеюрский (горизонт Ю<sub>1</sub>) и палеозойский (пласт М). Основным источником УВ для залежи горизонта Ю<sub>1</sub> служит рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты. Ее мощность в скважинах колеблется от 40 до 58 м. Содержание  $C_{орг}$  достигает 15–20 % [143].

Таблица 2.4 Характеристики разрезов скважин [146]

Характеристики	Исследуемые скважины	
	Лугинецкая 183	Верх-Тарская 7
Забой, м	2500	2821
Отложения на забое (свита)	Средняя юра (тюменская)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2313	2408
Мощность баженовской свиты, м	16	58
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м <sup>3</sup> /сут.)	Васюганская; Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> ; нефть; 11, 5. Васюганская; Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> ; нефть; 13, 0.	Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; нефть; 264,0. Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; нефть; 40,8. Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; нефть; 40,8.
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)	Куломзинская; 2200 м; 77 °С. Тюменская; 2350 м; 84 °С	Васюганская; 2488 м; 80 °С. Васюганская; 2485 м; 85 °С. Васюганская; 2485 м; 86 °С.
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; ( $R_{vt}^0$ ); температура)	Васюганская; 2345 м; (0,63); 98 °С	Тюменская; 2735 м; (0,70); 106 °С

*Данные ОСВ предоставлены Лабораторией геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск).*

***Вариативность результатов реконструкций геотермического режима баженовской свиты и их анализ.*** Решение прямых задач геотермии выполнено на 46-ть ключевых моментов геологического времени, соответствующих временам начала/завершения формирования каждой свиты и точкам «излома» векового хода температур на земной поверхности (табл. 2.5 и 2.6). Оценка вариабельности результатов палеотемпературных реконструкций выполняется при трех основных допущениях: 1) палеоклимат не учитывается; 2) *палеоклимат учитывается по «стандартному» вековому ходу температур [92, 93];* 3) *палеоклимат учитывается по «местному» вековому ходу температур [111].*

По геотемпературному критерию главной зоны нефтеобразования (ГЗН) [99] выделены очаги интенсивной генерации баженовских нефтей. Пороговая температура очагов генерации нефти баженовской свитой принята 85 °С, так как РОВ в этих отложениях сапропелевого типа.

Анализ значений теплового потока из основания осадочного разреза (табл. 2.5 и 2.6) показывает, что неучет палеоклимата (Вариант 1) приводит к существенно большим расчетным значениям плотности теплового потока – увеличение до 5–10 %. Это объясняется фактическим отсутствием в этом варианте соляного источника тепла (2.2) в модели палеотемпературных реконструкций (2.1)-(2.3). В этом случае минимизация функционала (4) «потребовала» большего значения плотности теплового потока из основания  $q$ .

Анализ термической истории баженовской свиты в разрезах скважин свидетельствует о том, что в Варианте 1 (без учета палеоклимата) материнская свита «пережила» самую короткую и самую холодную главную фазу нефтеобразования (ГФН). Если при этом не учитывать и данные ОСВ – Вариант 2, то баженовская свита практически как бы и не входила в ГЗН. Последнее не согласуется со вторым основным критерием предпочтительности – не согласуется с установленной нефтегазоносностью пласта Ю<sub>1</sub> (табл. 1).

Вариант 2 интересен тем, что позволяет оценить корректность результатов моделирования в случае, когда данные ОСВ отсутствуют или игнорируются по какой либо причине.

В Вариантах 3 и 4 с учетом палеоклимата баженовская свита имеет «богатые», но разные термические истории ГФН. Главные фазы нефтеобразования этих вариантов различаются геологическим временем проявления не только абсолютного максимума палеотемператур, но и временем проявления относительных максимумов геотемператур в геологическом прошлом. Эта разница в термической истории ГФН имеет существенное значение с точки зрения сингенетичности созревания РОВ материнских отложений, генерации УВ и формирования структурных планов площадей нефтесбора, локальных ловушек.

Таблица 2.5 Расчетные геотемпературы баженовской свиты скважины Лугинецкая 183

Время, млн. лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С		Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы баженовской свиты, °С			
	«Стандартный» [92, 93]	«Местный» [111]		Без учета палеоклимата (Вариант 1)	Без учета палеоклимата, без учета ОСВ (Вариант 2)	Учет палеоклимата, «стандартный» ход температур (Вариант 3)	Учет палеоклимата, «местный» ход температур (Вариант 4)
0	+2	0	2321	89	82	83	84
0,005	+2	+3	2320	89	82	83	84
0,03	+2	-2	2320	89	82	83	83
0,05	+2	-1	2320	89	82	83	83
0,07	+2	-4	2319	89	82	84	83
0,09	+2	-1	2319	89	82	83	84
0,11	+2	-4	2319	89	82	83	83
0,13	+2	-1	2319	89	82	83	83
0,15	+2	-4	2318	89	82	83	83
0,19	+2	-9	2318	89	82	83	84
0,21	+2	-6	2317	88	82	83	84
0,235	+2	-10	2317	88	82	83	84
0,24	+2	0	2317	88	82	83	85
1,64	+2	+1	2296	88	82	84	86
3,1	+2	+2	2295	88	81	85	87
3,2	+2	+2	2295	88	81	86	88
3,8	+5	+12	2295	87	81	87	86
4,7	+4	+3	2295	87	81	83	86
5,2	+4	-3	2294	87	81	82	85
5,7	+4	+7	2294	87	81	83	92
6,3	+4	+10	2294	87	81	83	93
7	+4	+4	2294	88	81	84	89
20	+7	+15	2294	88	81	87	99
24	+8	+16	2294	88	81	85	99
31,5	+9	+17	2218	85	78	87	98
32,3	+10	+16	2210	84	77	87	97
34	+12	+15	2200	84	77	87	96
37,6	+15	+14	2178	82	76	95	93
41,7	+19	+12	2154	82	75	95	90
42	+20	+11	2152	81	75	95	89
46	+21	+8	2129	81	74	94	84
54,8	+21	+19	2077	79	72	92	96
58	+20	+24	2058	78	72	91	98
61,7	+20	+22	2037	76	70	89	95
73	+20	+15	1899	71	65	83	83
73,2	+20	+16	1897	70	65	83	83
86,5	+20	+22	1735	64	59	78	83
89,8	+20	+22	1694	62	57	77	83
90	+20	+23	1692	62	57	77	83
91,6	+20	+22	1673	59	55	74	80
114,1	+20	+21	870	31	28	49	49
118	+20	+19	869	30	28	49	48
120,2	+20	+19	869	29	28	49	48
132,4	+20	+19	319	11	10	32	30
136,1	+20	+19	245	9	8	30	27
145,8	+20	+19	8	0,3	0,3	23	19
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup>				56	51	51	54

Примечание. Синей заливкой показаны температуры главной зоны нефтеобразования (ГЗН), красной заливкой – абсолютный палеотемпературный максимум ГЗН, светло-коричневой – относительные палеотемпературные максимумы ГЗН.

Таблица 2.6 Расчетные геотемпературы баженовской свиты скважины Верх-Гарская 7

Время, млн. лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С		Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы баженовской свиты, °С			
	«Стандартный»	«Местный»		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
0	+2	0	2441	88	82	85	82
0,005	+2	+3	2441	88	82	85	82
0,03	+2	-2	2441	88	82	85	81
0,05	+2	-1	2440	88	82	85	81
0,07	+2	-4	2440	88	82	85	80
0,09	+2	-1	2440	88	82	85	81
0,11	+2	-4	2440	88	82	85	81
0,13	+2	-1	2439	88	82	85	80
0,15	+2	-4	2439	88	82	85	81
0,19	+2	-9	2439	88	82	85	82
0,21	+2	-6	2438	88	82	85	83
0,235	+2	-10	2438	88	82	85	82
0,24	+2	0	2438	88	82	85	84
1,64	+2	+1	2421	87	82	84	84
3,1	+2	+2	2421	87	82	84	86
3,2	+2	+2	2420	87	82	85	87
3,8	+5	+12	2420	87	82	87	93
4,7	+4	+3	2420	87	82	86	86
5,2	+4	-3	2420	87	82	86	87
5,7	+4	+7	2420	87	82	86	90
6,3	+4	+10	2420	87	82	86	91
7	+4	+4	2420	87	82	86	87
20	+7	+15	2419	87	82	89	98
24	+8	+16	2419	87	81	90	99
31,5	+9	+17	2302	82	77	86	95
32,3	+10	+16	2289	82	77	87	94
34	+12	+15	2276	81	76	88	92
37,6	+15	+14	2250	80	75	90	90
41,7	+19	+12	2219	79	74	94	87
42	+20	+11	2218	79	74	94	86
46	+21	+8	2203	78	73	94	82
54,8	+21	+19	2169	77	72	93	92
58	+20	+24	2160	76	72	92	97
61,7	+20	+22	2149	76	71	91	94
73	+20	+15	2045	72	67	87	84
73,2	+20	+16	2043	72	67	87	84
86,5	+20	+22	1981	69	65	85	87
89,8	+20	+22	1819	63	59	79	82
90	+20	+23	1815	63	59	79	82
91,6	+20	+22	1786	59	55	76	79
114,1	+20	+21	940	31	29	49	50
118	+20	+19	939	31	29	49	48
120,2	+20	+19	938	31	29	49	48
132,4	+20	+19	265	9	8	28	27
136,1	+20	+19	214	7	6	26	25
145,8	+20	+19	29	1	1	21	20
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup>				52	49	49	49

Интересно отметить (табл. 2.5 и 2.6) кажущуюся синхронность изменения геотемператур материнской свиты и палеоклимата (векового хода температуры на земной поверхности). Однако эта синхронность наблюдается при шаге дискретизации геологического времени в млн. лет. При более детальном шаге дискретизации проявляется инерционность геотемператур баженовской свиты к изменению палеоклимата.

Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважинах (табл. 2.7) показывает, что в Варианте 1 (без учета палеоклимата) «невязка» решения обратной задачи геотермии (2.4) достигает 14–17 °С. Такой результат является неприемлемым, свидетельствующим о неадекватности параметрического описания модели (2.1)–(2.3). Далее, если данные ОСВ исключить (Вариант 2), то имеет место минимальная «невязка». Эта согласованность кажущаяся, т.к. получаемая при этом термическая история (табл. 2.5 и 2.6) не согласуется с результатами испытаний пласта Ю<sub>1</sub>. В случае учета палеоклимата и данных ОСВ (Варианты 3 и 4) «невязки» решений обратных задач (4) приемлемы, т. к. измеренные и расчетные геотемпературы имеют погрешность порядка ±2 °С. Можно отметить, что «невязки» в случае учета палеоклимата по «местному» ходу температур на земной поверхности (Вариант 4) заметно меньше.

Таблица 2.7 Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Способ измерения	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4	
			Расчетные, °С	Разница, °С						
Скважина Лугинецкая 183										
2200	77	Пластовые	85	+8	78	+1	80	+3	80	+3
2350	84	Пластовые	90	+6	83	-1	85	+1	85	+1
2345	98	По ОСВ	84	-14	-	-	93	-5	94	-4
Скважина Верх-Гарская 7										
2485	85	Пластовые	89	+4	84	-1	86	+1	83	-2
2485	86	Пластовые	89	+3	84	-2	86	0	83	-3
2488	80	Пластовые	89	+9	84	+4	86	+6	83	+3
2735	106	По ОСВ	89	-17	-	-	99	-7	108	+2

**Нефтегеологический анализ результатов.** Для сопоставительной оценки степени согласованности очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному

критерию, с установленной геологоразведочными работами нефтегазоносностью недр для каждого варианта реконструкций термической истории баженовской свиты рассчитывается показатель относительной плотности ресурсов генерированных нефтей ( $R$ ) по формуле [144]:

$$R = \sum_{i=1}^n U_i \cdot t_i \cdot 10^{-2},$$

где  $U_i$  – расчётная температура очага генерации нефти в  $i$ -м интервале геологического времени, °С;  $t_i$  – время действия очага в  $i$ -м интервале, млн. лет; количество расчетных временных интервалов  $n$ , равное числу ключевых моментов геологического времени действия очага.

Такой подход оценки генерированных ресурсов УВ кумулятивно учитывает динамику геотемператур материнских отложений и позволяет достаточно просто, в первом приближении, определить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции УВ. Оценка плотности генерированных ресурсов выполняется в условных единицах и используется для сопоставления (табл. 2.8).

Таблица 2.8 Оценка относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей для вариантов учета векового хода температур на поверхности Земли

Вариант	Расчетные ресурсы, усл. ед.	Количество расчетных временных интервалов работы очага ( $n$ )	Периоды работы палеоочага генерации нефти, млн. лет назад	Время работы палеоочага, млн. лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, °С
Скважина Лугинецкая 183					
1	28	25	31,5–0,03	31,5	89
2	-	-	-	-	-
3	49	15	61,7–20; 3,8–3,1	42,4	95
4	67	22	61,7–0,24	61,5	99
Скважина Верх-Тарская 7					
1	25	24	24–0	24	88
2	0	-	-	0	-
3	79	35	86,5–3,1; 0,24–0	83,6	94
4	59	20	86,5–73,2; 61,7–46,0; 42,0–1,64	69,4	99

Расчет относительной плотности генерированных баженовских нефтей дает минимальные значения плотности при неучете палеоклимата – Вариант 1. Если при этом еще проигнорировать данные ОСВ (Вариант 2), то расчет не дает генерированных ресурсов. В Вариантах 3 и 4 (с учетом палеоклимата) расчетные ресурсы заметно отличаются – до 30–40 %. Для Верх-Тарской площади (Новосибирская область) при учете палеоклимата по «местному» ходу температур получены меньшие ресурсы, чем при учете палеоклимата по «стандартному» вековому ходу. В то время как для Лугинецкой площади (Томская область), соотношение величин ресурсов Вариантов 3 и 4 получено обратное.

*Выводы [146]:*

1. *На примере районов нефтепромыслов Томской и Новосибирской областей показано, что неучет палеоклимата не позволяет адекватно восстановить термическую историю материнских отложений. Это может занижать до 2-х раз и более величины расчетных ресурсов объемно-генетическим методом.*

2. *Получены результаты, указывающие на необходимость учета данных ОСВ («максимального палеотермометра») для корректного восстановления термической истории нефтематеринских отложений. Показано, что неучет данных ОСВ может приводить к существенным ошибкам в оценке ресурсов, вплоть до «пропуска» ресурсов.*

3. *Установлено, что при определении ресурсов углеводородов на землях юго-востока Западной Сибири предпочтительно применять «местный» вековой ход температур на земной поверхности, построенный для южной палеоклиматической зоны Западной Сибири. Это позволит более корректно учесть историю главной фазы нефтеобразования и не завышать/занижать (до 30–40 %) расчетные ресурсы.*

### 2.3.3 Оценка влияния палеоклимата на геотермический режим тогурской свиты.

«Стандартный» и «местный» вековой ход температур

Для нижнеюрского и палеозойского НГК основной генерирующей толщей является тогурская нефтематеринская свита ( $J_{1t1}$ ). Ее распространение в Нюрольской мегавпадине ограничивается пониженными формами рельефа. Высокое содержание гумусово-сапропелевого  $C_{орг}$  (до 10 %) и катагенетическая преобразованность рассеянного органического вещества (РОВ) на уровне градации  $МК_1^2$ – $МК_2$  определяет ее региональный генерационный потенциал [62].

Моделирование геотермического режима нефтематеринских тогурских отложений выполнено В.И. Исаевым и А.А. Искоркиной [130] для осадочного разреза глубокой скважины Северо-Фестивальная 1, пробуренной на северо-восточном борту Нюрольской мегавпадины

(рис. 1.17). В табл.2.9 приведены характеристики разреза этой скважины. На Северо-Фестивальном нефтегазоконденсатном месторождении залежи УВ связаны в основном со средне-нижнеюрскими коллекторами (пласты Ю<sub>13-16</sub>).

Таблица 2.9 Характеристики разреза скважины Северо-Фестивальная 1 (Нюрольская мегавпадина) [130]

Характеристики	Значение
Забой, м	3270
Отложения на забое (свита)	Палеозой (PZ)
Кровля тогурской свиты, м	3165
Мощность тогурской свиты, м	30
Кровля баженовской свиты, м	2708
Мощность баженовской свиты, м	23
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит)	Тюменская; Ю <sub>13-15</sub> ; нефть; 2,57 м <sup>3</sup> /сут. Тюменская; Ю <sub>13-14</sub> ; нефть; 0,28 м <sup>3</sup> /сут. Тюменская; Ю <sub>16</sub> ; нефть; 0,13 м <sup>3</sup> /сут. Тюменская+палеозой; Ю <sub>16</sub> +PZ; нефть, газ; 1,54 м <sup>3</sup> /сут, 890 м <sup>3</sup> /сут. Палеозой; PZ; газ; 410 м <sup>3</sup> /сут.
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)	Тюменская; 3130 м; 118 °С. Тюменская; 3145 м; 123 °С
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; температура)	Тюменская; 3232м; 124 °С

Данные ОСВ предоставлены Лабораторией геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск)

**Восстановление термической истории тогурской свиты** выполнено методом палеотемпературного моделирования на 51-н ключевой момент геологического времени (табл. 2.10). Оценка вариабельности результатов палеотемпературных реконструкций выполняется при трех основных допущениях: 1) палеоклимат не учитывается; 2) палеоклимат учитывается по «стандартному» вековому ходу температур [92, 93]; 3) палеоклимат учитывается по «местному» вековому ходу температур [111]. Пороговая температура очагов генерации нефти тогурской свитой принята 95 °С, так как РОВ в этих отложениях в основном гумусового типа.

Таблица 2.10 Расчетные геотемпературы тогурской свиты (скв. Северо-Фестивальная1) [130]

Время, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С		Глубина положения тогурской свиты, м	Геотемпературы тогурской свиты, °С			
	«местный» [92, 93]	«стандартный» [111]		Без учета палеоклимата	Без учета палеоклимата (без данных ОСВ)	Учет палеоклимата («местный» ход)	Учет палеоклимата («стандартный» ход)
0	0	+2	3177	125	122	120	121
0,005	+3	+2	3176	125	122	120	121
0,03	-2	+2	3176	125	122	119	121
0,05	-1	+2	3175	125	122	119	121
0,07	-4	+2	3175	125	121	119	121
0,09	-1	+2	3175	125	121	119	121
0,11	-4	+2	3174	125	121	119	120
0,13	-1	+2	3174	125	121	119	120
0,15	-4	+2	3173	124	121	120	120
0,19	-9	+2	3172	124	121	121	120
0,21	-6	+2	3172	124	121	121	120
0,235	-10	+2	3171	124	121	121	120
0,24	0	+2	3171	124	121	122	120
1,64	+1	+2	3142	124	120	122	120
3,1	+2	+2	3141	123	120	125	120
3,2	+2	+2	3141	123	120	126	120
3,8	+12	+5	3141	123	120	130	122
4,7	+3	+4	3141	123	120	124	122
5,2	-3	+4	3141	123	120	125	121
5,7	+7	+4	3141	123	120	128	121
6,3	+10	+4	3141	123	120	129	121
7	+4	+4	3141	123	120	124	121
20	+15	+7	3140	123	120	135	124
24	+16	+8	3140	123	120	136	125
31,5	+17	+9	3000	117	114	130	120
32,3	+16	+10	2986	116	113	129	121
34	+15	+12	2973	116	113	127	122
37,6	+14	+15	2946	115	112	125	124
41,7	+12	+19	2916	113	110	122	127
42	+11	+20	2910	113	110	120	127
46	+8	+21	2837	110	107	115	125
54,8	+19	+21	2676	102	100	118	118
58	+24	+20	2643	101	98	122	116
61,7	+22	+20	2606	99	97	118	114
73	+15	+20	2439	92	90	105	107
73,2	+16	+20	2436	92	89	105	107
86,5	+22	+20	2306	86	84	106	102
89,8	+22	+20	2305	86	84	106	102
90	+23	+20	2303	86	84	106	101
91,6	+22	+20	2290	85	83	105	101
114,1	+21	+20	1490	54	52	73	71
118	+19	+20	1458	53	51	70	69
120,2	+19	+20	1449	52	50	69	69
132,4	+19	+20	836	29	29	48	48
136,1	+19	+20	782	27	27	46	46
145,8	+19	+20	469	17	16	35	35
151,2	+19	+20	446	16	15	34	35
156,6	+19	+20	441	15	15	34	34
162,9	+19	+20	371	13	13	31	32
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup>				57,2	55,7	55,6	54,2

Примечание: коричневой заливкой обозначены времена палеотемпературных максимумов в тогурской свите, синей заливкой – температуры главной зоны нефтеобразования.

Анализ расчетных геотемператур показывает, что в варианте без учета палеоклимата, но с использованием температур по ОСВ, геотемпературные условия для генерации нефти существуют в течение 62 млн. лет. Но в этом варианте расхождение измеренных и расчетных геотемператур велико (табл. 2.11).

Таблица 2.11 Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур (скважина Северо-Фестивальная 1) [130]

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Способ измерения	Расчетные (без учета палеоклимата), °С		Расчетные (без учета палеоклимата, без учета данных ОСВ), °С		Расчетные (учет палеоклимата, «местный» ход температур), °С		Расчетные (учет палеоклимата, «стандартный» ход температур), °С	
			Значение	Разница	Значение	Разница	Значение	Разница	Значение	Разница
3130	118	пластовые	124	+6	120	+2	119	+1	119	+1
3145	123	пластовые	124	+1	121	-2	119	-4	120	-3
3232	124	по ОСВ	117	-7	-	-	128	+4	126	+2

Примечание: принимая во внимание, что измеренные пластовые температуры и температуры по ОСВ получены с погрешностью  $\pm(2-4)$  °С, то погрешность расчетных значений теплового потока (при решении обратной задачи) оценивается в  $\pm(1-2)$  мВт/м<sup>2</sup>. В свою очередь, погрешность расчетных значений геотемператур (при решении прямых задач) составляет те же  $\pm(2-4)$  °С.

Таблица 2.12 Оценка относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей для вариантов учета векового хода температур на поверхности Земли (скважина Северо-Фестивальная 1) [130]

№№ п/п	Вариант (сценарий)	Расчетные ресурсы (R), усл.ед.	Количество расчетных временных интервалов работы очага (n)	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад	Время работы палеоочага, млн, лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, °С
1	Без учета палеоклимата	78	34	61,7–0	61,7	125
2	Без учета палеоклимата (без учета данных ОСВ)	70	34	61,7–0	61,7	122
4	Учет палеоклимата («местный» вековой ход температур)	109	40	91,6–0	91,6	136
3	Учет палеоклимата («стандартный» вековой ход температур)	106	40	91,6–0	91,6	127

Примечание: принимая во внимание, что погрешность расчетных значений геотемператур очагов генерации нефти составляет  $\pm(2-4)$  °С, т.е. порядка (2–4)%, то погрешность расчета ресурсов не превышает 5%.

При восстановлении термической истории разреза с учетом палеоклимата как «местным», так и «стандартным» ходом температур поверхности Земли, расхождения расчетных максимальных геотемператур и «реперных» по ОСВ находятся в пределах допустимых значений (табл. 2.11). Однако, *в варианте с учетом «местного» хода температур в период 20–24 млн лет назад (табл. 2.10) наступают катагенетические условия глубинной зоны газообразования (геотемпературы достигают 136 °С), что хорошо согласуется с газоносностью нижнеюрского и палеозойского НГК (табл. 2.9).*

Оценка относительной плотности генерированных нефтей  $R$  для всех сценариев термической истории тогурских отложений в скважине Северо-Фестивальная 1 показала (табл. 2.12), что *в сценарии с «местным» трендом температур получено максимальное значение относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей.*

*Выводы:*

1. *Получена оценка [130] существенного влияния палеоклимата на степень реализации генерационного потенциала тогурской свиты, формирующей залежи углеводородов нижнеюрских и доюрских резервуаров юго-востока западной Сибири.*

2. *Использование «местного» векового хода температур на поверхности Земли позволяет более адекватно учесть термическую историю материнских тогурских отложений, что повышает эффективность технологий оценки прогнозных ресурсов углеводородов объемно-генетическим методом.*

***Выводы по оценке влияния палеоклимата на термическую историю нефтематеринских отложений [131, 145, 146]:***

1. Современное состояние задачи теоретического обоснования и экспериментальной оценки влияния мезозойско-кайнозойского климата на термическую историю и реализацию генерационного потенциала нефтематеринских отложений Западной Сибири характеризуется как состояние научного поиска.

2. Экспериментально установлено, что палеоклимат, учтенный как по «упрощенному» тренду, так и по «стандартному» или «местному» ходу температур земной поверхности, существенно влияет на расчетный геотермический режим и интенсивность генерации нефти рассеянным органическим веществом отложений материнских свит.

3. На примере районов нефтепромыслов Томской и Новосибирской областей показано, что не учет палеоклимата не позволяет адекватно восстановить термическую историю материнских отложений. Это может занижать до 2-х раз и более величины расчетных ресурсов объемно-генетическим методом.

4. Привлечение геотемператур, определенных по отражательной способности витринита, в качестве реперных, позволило определить наиболее адекватный вековой ход температур на земной поверхности и ход термической истории нефтематеринских отложений юго-востока Западной Сибири.

5. Установлено, что при оценке ресурсов углеводородов на землях юго-востока Западной Сибири предпочтительно применять «местный» вековой ход температур на земной поверхности, построенный для южной палеоклиматической зоны Западной Сибири. Это позволяет более корректно учитывать историю главной фазы нефтеобразования и не завышать/занижать (до 30-40 %) расчетные ресурсы.

*Таким образом, имеет место существенное влияние палеоклимата на термическую историю и степень реализации генерационного потенциала тогурской свиты, формирующей залежи углеводородов нижнеюрских и доюрских резервуаров Западной Сибири. Поэтому учет векового хода температур на поверхности Земли, реализованный в диссертационной работе, является важным вкладом в совершенствование геотермического метода, применяемого как метод прикладной нефтегазовой геофизики.*

#### 2.4 Сопоставительная оценка характеристик метода палеотемпературного моделирования

Так как в нашей работе применяется метод математического (численного) палеотемпературного моделирования, то нельзя не провести сравнительной оценки характеристик его программной реализации ТеплоDialog [94, 124, 125] с другими программными комплексами численного моделирования истории погружения и температурного изменения пород в осадочных разрезах скажин.

*Сопоставление проводится с широко известной отечественной системой бассейнового моделирования ГАЛО [93], применяемой для численной оценки изменения температуры и степени преобразования РОВ в истории погружения осадочных свит [123].*

В системе ГАЛО численная реконструкция термической истории осадочного разреза осуществляется путем решения одномерного нестационарного уравнения теплопроводности с краевыми условиями (2.1)–(2.3). В процессе моделирования на верхней границе задаются среднегодовые температуры, соответствующие палеоклиматическим условиям осадконакопления. В расчетах учитываются уплотнение пористых осадков при погружении, перерывы в осадконакоплении и эрозия, связь теплофизических свойств пород с литологией и пористостью. *Отличительные особенности ГАЛО от ТеплоDialog состоят в том, что в ГАЛО учитывается зависимость изменения с глубиной (температурой) теплопроводности*

пластовой воды и минерального скелета породы. Кроме того, в процессе моделирования на нижней границе области счета, ниже подошвы литосферы (глубины от 70 до 100 км), поддерживается постоянная температура. В системе ГАЛО, с использованием параметров кинетического спектра созревания керогена, оценивается степень катагенеза РОВ (в значениях отражательной способности витринита – ОСВ).

Сопоставительное моделирование геотермического режима баженовских и тогурских отложений выполнено для осадочного разреза глубокой скважины Толпаровская 1, расположенной в центральной части Усть-Тымской мегавпадины (рис. 1.22). Скважина вскрыла кору выветривания (табл. 2.13). Мощность тогурских отложений составляет 80 м, мощность баженовских отложений – 17 м. Геотемпература флюида в пласте Ю<sub>1</sub> васюганской свиты 97 °С.

Таблица 2.13 Характеристика разреза скважины Толпаровская 1 (Усть-Тымская мегавпадина) [147]

Характеристики	Значение
Забой, м	3261
Отложения на забое (свита)	Т-Р (кора выветривания)
Кровля тогурской свиты, м	3130
Мощность тогурской свиты, м	80
Кровля баженовской свиты, м	2592
Мощность баженовской свиты, м	17
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м <sup>3</sup> /сут.)	Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; вода; 4,1. Тюменская; Ю <sub>17</sub> ; нефть; 6,5. Тюменская; Ю <sub>9-11</sub> ; нефть; 0,5; газ; 1000.
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)	Васюганская; 2630 м; 97 °С.
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; ( $R_{vt}^0$ ); температура)	Куломзинская; 2590 м; (0,64); 99 °С Урманская; 3217 м; (0,73); 111 °С

Данные ОСВ предоставлены Лабораторией геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск).

Необходимо оговориться, что указанное в табл. 2.13 измерение пластовой температуры флюида не используется в окончательном варианте моделирования термической истории осадочного разреза скв. Толпаровская 1. В силу технологических особенностей измерения пластовых температур, более достоверными признаем температуры по отражательной способности витринита [125]. Поэтому, при решении задачи (2.4), по «невязке» более 5 °С из расчетов была исключена измеренная пластовая температура.

Моделирование в системе ТеплоDialog выполнено диссертантом на кафедре геофизики ТПУ при консультациях проф. В.И. Исаева. Моделирование в системе ГАЛО выполнено диссертантом на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ под руководством

проф. Ю.И. Галушкина и в лаборатории тепломассопереноса ГИН РАН под руководством проф. М.Д. Хуторского.

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели (2.1)–(2.3), приведена в табл. 2.14.

Таблица 2.14 Параметры осадочной толщи, вскрытой скважиной Толпаровская 1 (рис. 1.22, табл. 2.13)

Свита, толща* (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст, млн л **	Время накопления, млн.лет	Плотность***, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, Вт/м <sup>3</sup>
Четвертичные $Q$	70	0–1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые $N_2$	-	1,64–4,71	3,07	-	-	-	-
Миоценовые $N_1$	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-	-
Некрасовская $nk Pg_3$	103	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская $hg Pg_{3-2}$	104	32,2–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская $ll Pg_2$	168	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая $tl Pg_1$	35	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская $gn Pg_{1-K_2}$	125	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская $sl K_2$	71	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская $ip K_2$	162	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская $kz K_2$	13	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская $pk K_{1-2}$	788	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская $a_2 K_1$	-	114,1–116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская $a_1 K_1$	-	116,3–120,2	3,9	-	-	-	-
Киялинская $kls K_1$	622	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская $tr K_1$	52	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская $klm K_1$	277	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская $bg J_3$	17	145,8–151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская $gr J_3$	5	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Васюганская $vs J_3$	60	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская $tm J_{1-2}$	563	162,9–208,0	45,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

\* – Данные литолого-стратиграфических разбровок глубоких скважин из каталога литолого-стратиграфических разбровок скважин [147].

\*\* – В качестве основы использована Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами [148].

\*\*\* – Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты с учетом материалов обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа, приведенных в диссертационной работе С.Ф. Богачева (1987).

Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического времени [148], увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса (1992 г.), определяют время и скорости осадконакопления стратиграфических комплексов (табл. 2.14).

Для решения обратной задачи геотермии в системе ТеплоDialog – определения теплового потока из основания – в качестве «наблюденных» использованы температуры, рассчитанные по отражательной способности витринита – по ОСВ (табл. 2.15).

Таблица 2.15 Сопоставление «наблюденных» и расчетных геотемператур при палеотемпературном моделировании разреза скважины Толпаровская 1 (ТеплоDialog)

Интервал (глубина), м	«Наблюденные» температуры, °С	Способ «наблюдения»	Расчетные температуры, °С	Разница, °С	Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup>
2590	99	По ОСВ	96	-3	46,3
3217	111	По ОСВ	114	+3	
Среднеквадратическое отклонение, °С				±3	

На следующем этапе программой ТеплоDialog в модели распространения тепла скважины Толпаровская 1 восстановлена термическая история всех свит и толщ, в т.ч. баженовских и тогурских отложений, на ключевые моменты геологического времени (на начало/завершение формирования свит). По геотемпературному критерию выделены (заливкой) очаги интенсивной генерации баженовских и тогурских нефтей (табл. 2.16).

Далее, для скважины Толпаровская 1 в системе ГАЛЮ выполнены численные реконструкции погружения, эволюции температуры и степени созревания РОВ (%R<sub>0</sub>) осадочных пород разреза (рис. 2.6). На рисунке приведены принятые среднегодовые температуры на поверхности бассейна осадконакопления (палеоклимат), а также палеоизотермы и изолинии значений ОСВ (%R<sub>0</sub>) в разрезе.

Таблица 2.16 Термическая история осадочного разреза скв. Толпаровская 1, восстановленная в программном комплексе *TempoDialog*

Свита, толща	Возраст		Геотемпературы в центре свиты, толщи (°С) в палеоразрезе (млн. лет)																	
	индекс	млн. лет	0 <i>Q</i>	1,64 <i>N<sub>2</sub></i>	4,71 <i>N<sub>1</sub></i>	24,0 <i>Pg<sub>3</sub>nk</i>	32,3 <i>Pg<sub>3-2</sub>hq</i>	37,6	41,7 <i>Pg<sub>2</sub>ll</i>	54,8 <i>Pg<sub>1</sub>tl</i>	61,7 <i>Pg<sub>1</sub>-K<sub>2</sub>gn</i>	73,2 <i>K<sub>2</sub>sl</i>	86,5 <i>K<sub>2</sub>ip</i>	89,8 <i>K<sub>2</sub>kz</i>	91,6 <i>K<sub>1-2</sub>pk</i>	114,1 <i>K<sub>1</sub>kls</i>	132,4 <i>K<sub>1</sub>tr</i>	136,1 <i>K<sub>1</sub>klm</i>	145,8 <i>J<sub>3</sub>bg</i>	151,2 <i>J<sub>3</sub>gr</i>
Четвертичные	<i>Q</i>	0-1,64	1																	
Плиоценовые	<i>N<sub>2</sub></i>	1,64-4,71	3	5																
Миоценовые	<i>N<sub>1</sub></i>	4,71-24,0	3	5	4															
Некрасовская	<i>Pg<sub>3</sub>h+r</i>	24,0-32,3	5	5	6	6		-												
Чеганская	<i>Pg<sub>3r</sub>+P<sub>g<sub>2</sub>P</sub></i>	32,3-41,7	8	8	10	10	11	21												
Люлинворская	<i>Pg<sub>2</sub>b+l ++i</i>	41,7-54,8	13	14	15	15	16	24	23											
Талицкая	<i>Pg<sub>1</sub>t+m</i>	54,8-61,7	17	17	19	19	20	28	27	21										
Ганькинская	<i>Pg<sub>1</sub>d- K<sub>2</sub>m</i>	61,7-73,2	19	20	22	22	23	31	30	24	22									
Славгорская	<i>K<sub>2</sub>km+st</i>	73,2-86,5	23	24	25	26	27	34	34	28	26	20								
Ипатовская	<i>K<sub>2</sub>st+k+ t</i>	86,5-89,8	27	28	29	30	31	38	38	32	30	25	22							
Кузнецовская	<i>K<sub>2</sub>t</i>	89,8-91,6	30	31	32	33	34	41	41	35	33	28	26	20						
Покурская	<i>K<sub>2</sub>s- K<sub>1</sub>al</i>	91,6-114,1	43	44	46	46	47	55	54	48	46	41	39	33	33					
Киялинская	<i>K<sub>1</sub>br+g +a</i>	114,1-132,4	65	66	68	68	69	77	76	70	68	63	61	56	55	31				
Тарская	<i>K<sub>1</sub>v</i>	132,4-136,1	78	76	78	78	79	87	86	80	78	73	71	66	65	41	22			
Куломзинская	<i>K<sub>1</sub>v+b</i>	136,1-145,8	80	81	83	83	84	92	91	85	83	78	76	70	70	45	27	26		
Баженовская	<i>J<sub>3</sub>tt(v)</i>	145,8-151,2	84	85	87	87	88	96	95	89	87	82	80	75	74	50	31	30	23	
Георгиевская	<i>J<sub>3</sub>km</i>	151,2-156,6	84	86	87	88	89	96	95	90	87	82	80	75	75	50	31	30	23	22
Васюганская	<i>J<sub>3</sub>c+o</i>	156,6-162,9	85	87	88	88,4	90	97	97	91	88	83	81	76	76	51	32	31	24	23
Тюменская	<i>J<sub>2</sub>a+b+ bt</i>	162,9-208,0	94	96	97	97	99	106	105	99	97	92	90	85	84	60	41	40	33	32
Тюменская (тогурская)	<i>J<sub>1</sub>t</i>		100	102	104	104	105	113	112	106	104	99	97	91	91	66	48	47	40	39
Кора выветривания	<i>T-P</i>	208,0-232,7	102	104	105	106	107	115	114	108	106	101	98	93	93	68	50	48	41	40
Мощность разреза, м			3261	3191	3190	3189	3086	3027	2982	2814	2779	2654	2583	2421	2408	1620	998	946	669	652

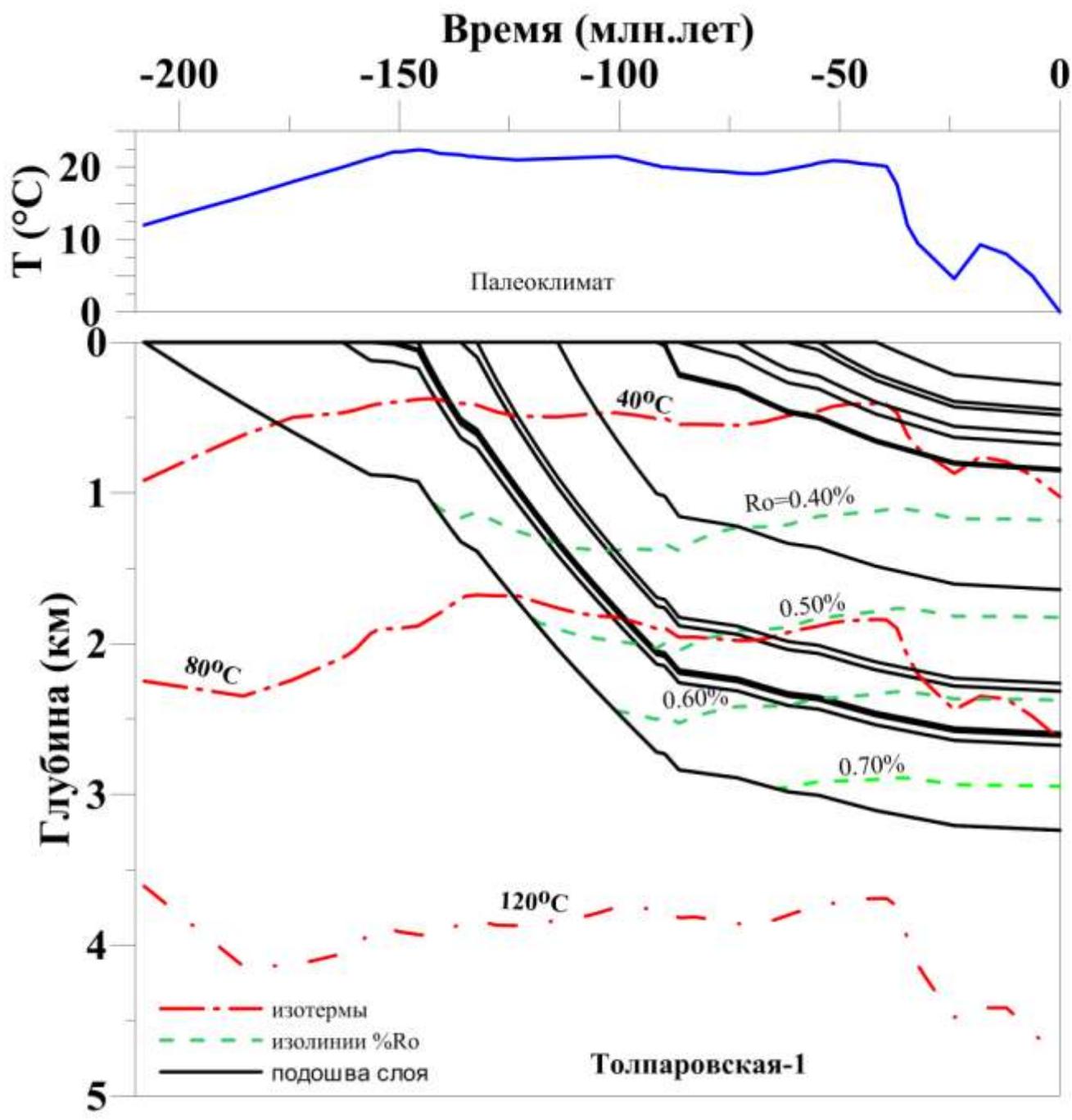


Рисунок 2.6 Палеорекострукции геотемператур в разрезе скважины Толпаровская 1 (Усть-Тымская мегавпадины), выполненные в программном комплексе ГАЛО

В табл. 2.17 приведено сопоставление результатов восстановления термической истории нефтематеринских свит в разрезе скважины Толпаровская 1, полученных с применением программных комплексов TermoDialog и ГАЛО. Из сопоставления видно, что практически за всю историю существования очагов генерации баженовских и тогурских нефтей разница расчетных геотемператур по TermoDialog и ГАЛО не превышает 4–5 °С, т.е. эта разница находится в пределах, обусловленных погрешностью исходных данных.

Таблица 2.17 Сопоставление результатов восстановления термической истории нефтематеринских свит в разрезе скважины Толпаровская 1 (Усть-Тымская мегавпадина), полученных с применением программных комплексов TeploDialog [94] и ГАЛО [93].

Геологическое время, млн л назад	Палеотемпература по TeploDialog, °С	Палеотемпература по ГАЛО, °С	Разница, °С
Баженовская свита			
61,7	87	85	+2
54,8	89	90	-1
37,6	96	95	+1
32,3	88	85	-3
24,0	87	83	+4
0	83	80	+3
Среднеквадратическое отклонение, °С			±2
Тогурская свита			
86,5	97	100	-3
61,7	104	102	+2
54,8	106	105	+1
37,6	113	110	+3
24,0	104	105	-1
0	100	95	+5
Среднеквадратическое отклонение, °С			±3
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup>	46	50-42	-

*Таким образом, можно сделать заключение, что используемый программный комплекс TeploDialog, как компьютерная реализация метода палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, по возможностям и эффективности не уступает лучшим отечественным программным комплексам численного моделирования палеотемпературного режима пород осадочного разреза глубокой скважины.*

## 2.5 Выводы по результатам выработки методики интерпретации комплекса геолого-геофизических данных при прогнозировании нефтегазоносности

1. Нами принята и экспериментально обоснованна [28, 78, 80, 95] концепция «юрского источника» как главного источника углеводородов, формирующего залежи в нижнеюрских и доюрских резервуарах структурно-формационных зон Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Эта концепция является теоретической основой стратегии проведенных нами прогностических исследований нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских отложений центральной части и юго-востока Западной Сибири. В то же время, принятая концепция определила «конфигурацию» методических средств (методику) интерпретации всего комплекса имеющихся геолого-геофизических данных.

2. Центральным звеном методики нефтегеологической интерпретации геолого-геофизических данных является метод палеотектонических и палеотемпературных реконструкции, основанный на решении прямых и обратных задач нестационарной геотермии (в условиях седиментации).

3. Геотермия – это новый метод разведочной геофизики, сформировавшийся в области фундаментальных исследований теоретической и прикладной геофизики. Интерпретационная модель, ведущая роль в которой принадлежит геотермическим данным, органически вписывается в технологию поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири, решая задачу выявления и картирования очагов генерации нефтей [117, 118, 132] – концептуальную задачу об источнике углеводородов.

4. Применение метода палеотектонических и палеотемпературных реконструкций – метода палеотемпературного моделирования – для картирования очагов интенсивной генерации нефтей обеспечивает системный подход к изучению территории исследований. Выполняется анализ и количественная интерпретация всего доступного комплекса геолого-геофизических данных о геологическом строении, о седиментационной истории и термическом режиме всех осадочных комплексов, включая материнские отложения [36, 68, 82, 118, 125, 133–137, 149].

5. Принимая во внимание, что измеренные пластовые температуры и температуры по ОСВ, используемые нами при палеотемпературном моделировании, определены с погрешностью порядка  $\pm 2$  °С, то погрешность расчетных значений теплового потока оценивается в  $\pm(1-2)$  мВт/м<sup>2</sup>. Это позволяет строить *схематические* карты расчетных значений плотности теплового потока с сечением изолиний (1–2) мВт/м<sup>2</sup>. В свою очередь, погрешность расчетных значений геотемператур (при решении прямых задач) составляет те же  $\pm 2$  °С. Это позволяет строить *схематические* карты расчетных значений геотемператур с сечением изолиний (1–2) °С.

6. Установлено, что используемый нами программный комплекс TeploDialog, как компьютерная реализация метода палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, по возможностям и эффективности не уступает лучшим отечественным программным комплексам численного моделирования геотермического режима пород нефтематеринских свит.

7. Имеет место существенное влияние палеоклимата на термическую историю и степень реализации генерационного потенциала тогурской свиты, формирующей залежи углеводородов нижнеюрских и доюрских резервуаров Западной Сибири. Не учет палеоклимата может занижать до 2-х раз и более величины расчетных ресурсов углеводородов. В методике диссертационных исследований реализован учет «местного» векового хода температур на поверхности Земли [145, 146, 150–152], характерного для палеоклиматической зоны территорий

исследований. Это позволяет более корректно учитывать историю главной фазы нефтеобразования и не завышать/занижать (до 30–40 %) расчетные ресурсы.

***Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое положение:***

***«Разработана методика нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, базовая роль в которой принадлежит геотермии – методу палеотемпературного моделирования. Целевое назначение методики – прогнозирование нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских отложений Западной Сибири».***

### 3 ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКИХ И ДОЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

#### 3.1 Характеристика объекта исследований, постановка задачи

Одно из направлений развития нефтегазового комплекса Томской области связывается с изучением и освоением слабоизученных, возможно нефтегазоперспективных, земель Правобережья Оби, включающих и Усть-Тымскую мегавпадину со структурами ее обрамления. Территория исследований представляет собой переходную зону между западными районами нефтепромыслов Томской области (Левобережье Оби) и восточными районами (Правобережье), спорными в отношении перспектив поисков скоплений УВ. Самостоятельный интерес к Усть-Тымской мегавпадине обуславливается и определенной общностью нефтегазовой геологии с Нюрольской мегавпадиной, где доказан высокий потенциал нефтегазонакопления [43]. В Усть-Тымской депрессионной зоне распространены баженовская (bg,  $J_{3tt-K_1b}$ ) и тогурская (tg,  $J_{1t}$ ) нефтегенерирующие толщи и, при наличии резервуаров в отложениях осадочного чехла и доюрском основании, определяют ее потенциальную перспективность.

#### **Геолого-структурная характеристика**

Усть-Тымская мегавпадина является структурой I порядка и располагается в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Структуры осадочного чехла унаследует отрицательные формы поверхности фундамента – Усть-Тымского грабен-рифта северо-восточного простирания и Нарымско-Колпашевской впадины северо-западного простирания [10].

В строении чехла [43] подковообразная депрессия оконтурена положительными структурными формами I и II порядков (рис. 3.1). На юге, через Северо-Парабельскую мегамоноклиналь, она сочленяется с Парабельским мегавыступом. На востоке мегавпадина ограничена Пайдугинским и Пыль-Караминским мегавалами, на западе – Александровским сводом и Северовасюганским мегавалом. Депрессия осложнена структурами II порядка: в центральной части Неготским, в западной Сампатским, в восточной Пыжинским мезопрогибами. На юго-востоке, через Зайкинскую мезоседловину, отрицательная структура сочленяется с Восточно-Пайдугинской, а на юго-западе, через Шингинскую мезоседловину, с Нюрольской мегавпадинами. На севере она ограничена Караминской мезоседловиной. В качестве самостоятельных элементов Усть-Тымскую депрессию осложняют немногочисленные мелкие локальные поднятия III-IV порядков.

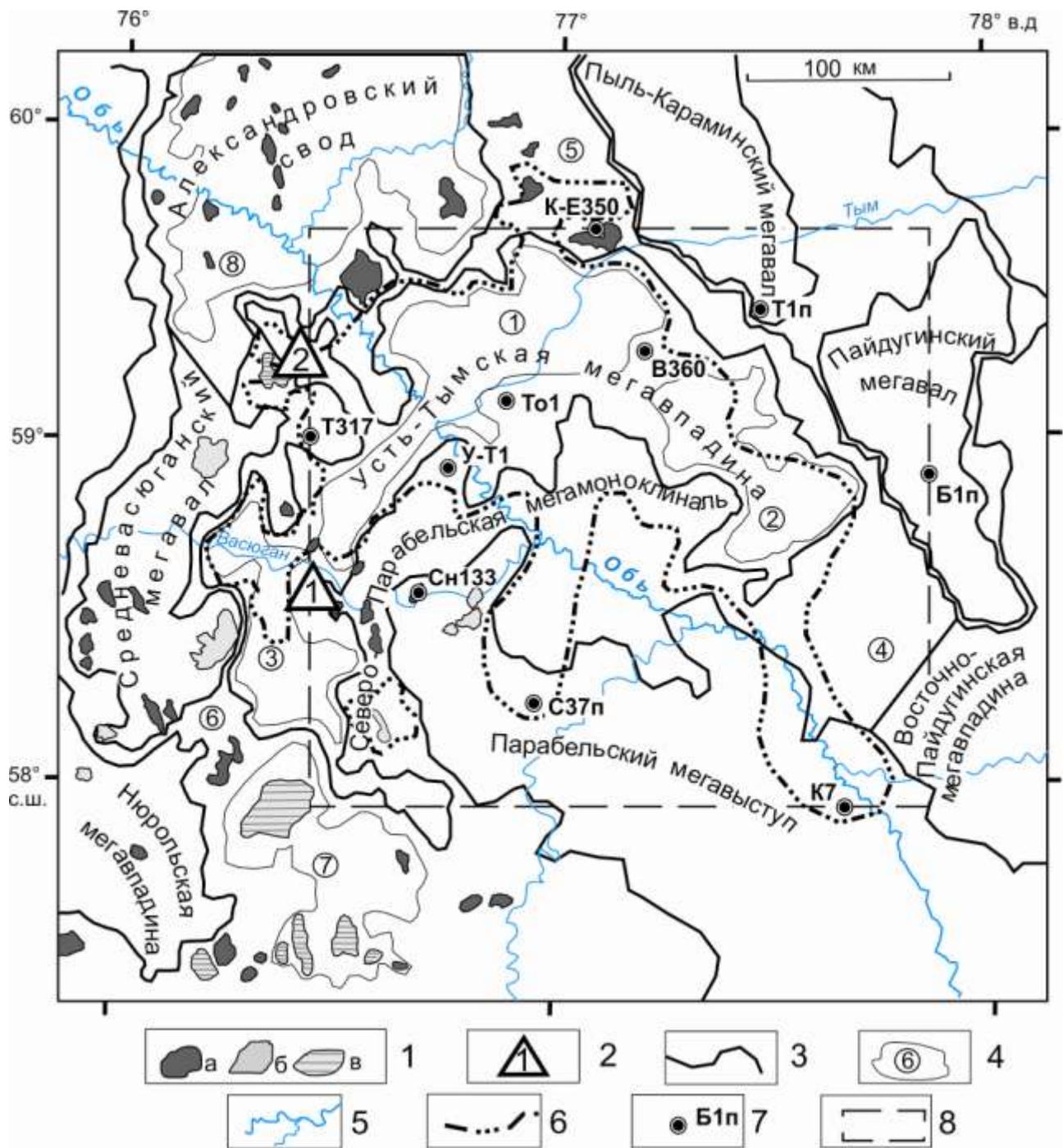


Рис. 3.1 Обзорная схема территории исследования на структурно-тектонической основе [43]: 1 – месторождения: а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное; 2 – условный номер месторождения с залежами в доюрском НГК: 1 – Ясное; 2 – Чкаловское; границы тектонических элементов: 3 – I порядка, 4 – II порядка и условный номер структуры; 5 – речная сеть; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты; 7 – скважина палеотемпературного моделирования и ее условный индекс (табл. 3.2); 8 – контур территории построения прогнозных карт. Структуры II порядка: 1 – Неготский мезогиб, 2 – Пыжинский мезогиб, 3 – Сампатский мезогиб, 4 – Зайкинская мезоседловина, 5 – Караминская мезоседловина, 6 – Шингинская мезоседловина, 7 – Пудинское мезоподняtie, 8 – Трайгородский мезовал.

Геологический разрез Усть-Тымской мегавпадины представлен континентальными и морскими терригенными отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, залегающими на разновозрастных породах доюрского фундамента или, фрагментарно, на пермо-триасовых образованиях. Отличительной чертой Усть-Тымской мегавпадины является широкое развитие кислого вулканизма и терригенных пород в северо-восточной части. В центре и на юго-востоке преобладают горные породы основного состава. По доюрскому фундаменту развиты коры выветривания различного профиля. В наиболее погруженных зонах депрессии, на Толпаровской площади, мощность осадочного чехла достигает 3237 м (табл. 3.1).

Таблица 3.1 Литолого-стратиграфическая колонка осадочной толщи Усть-Тымской мегавпадины, вскрытой скважиной Толпаровская 1

Свита, толща (стратиграфия)	Глубина кровли, м	Мощность, м	Возраст, млн л	Время накопления, млн.лет	Литология (долевое содержание)		
					Глины	Алевриты	Песчаники
Четвертичные $Q$	0	70	0–1,64	1,64	0.3	0.3	0.4
Плиоценовые $N_2$	70	-	1,64–4,71	3,07	-	-	-
Миоценовые $N_1$	70	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-
Некрасовская $nk Pg_3$	70	103	24,0–32,2	8,3	0.4	0.3	0.3
Чеганская $hg Pg_{3-2}$	173	104	32,2–41,7	9,4	0.7	0.1	0.2
Люлинворская $ll Pg_2$	278	168	41,7–54,8	13,1	1.0	0.0	0.0
Талицкая $tl Pg_1$	446	35	54,8–61,7	6,9	0.9	0.1	0.0
Ганькинская $gn Pg_{1-K_2}$	481	125	61,7–73,2	11,5	1.0	0.0	0.0
Славгородская $sl K_2$	606	71	73,2–86,5	13,3	0.6	0.2	0.2
Ипатовская $ip K_2$	677	162	86,5–89,8	3,3	0.3	0.0	0.7
Кузнецовская $kz K_2$	839	13	89,8–91,6	1,8	1.0	0.0	0.0
Покурская $pk K_{1-2}$	852	788	91,6–114,1	22,5	0.4	0.3	0.3
Алымская $a_2 K_1$	1640	-	114,1–116,3	2,2	-	-	-
Алымская $a_1 K_1$	1640	-	116,3–120,2	3,9	-	-	-
Киялинская $kls K_1$	1640	622	120,2–132,4	12,2	0.3	0.3	0.4
Тарская $tr K_1$	2262	52	132,4–136,1	3,7	0.4	0.3	0.3
Куломзинская $klm K_1$	2314	277	136,1–145,8	9,7	0.5	0.3	0.2
Баженовская $bg J_3$	2592	17	145,8–151,2	5,4	1.0	0.0	0.0
Георгиевская $gr J_3$	2609	5	151,2–156,6	5,4	1.0	0.0	0.0
Васюганская $vs J_3$	2614	60	156,6–162,9	6,3	0.5	0.2	0.3
Тюменская $tm J_{1-2}$	2674	563	162,9–208,0	45,1	0.0	0.4	0,4; угли, до 0,2
Кора выветривания $T-P$	3237	24	208,0–224,5	16,5	Кора выветривания по породам фундамента основного состава		
Забой		3261					

Данные литолого-стратиграфических разбивок из каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин [147]. В качестве основы для возраста использована Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами [148].

## Характеристика нефтегазоносности территории исследований

По нефтегеологическому районированию территории, принятому согласно схеме, составленной в 1975 году [98] и уточненной в 1997–1999 гг. [153], в Усть-Тымском НГР выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: доюрский (собственно палеозойский и нефтегазоносный горизонт зоны контакта – НГГЗК), нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, позднеетоар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский). Залежи УВ связаны с доюрским, нижнеюрским, среднеюрским, верхнеюрским и меловым комплексами.

В Усть-Тымской депрессионной зоне распространены *баженовская* (*bg, J<sub>3tt</sub>–K<sub>1b</sub>*) и *тогурская* (*tg, J<sub>1t</sub>*) нефтегенерирующие свиты. По генезису рассеянного органического вещества (РОВ) верхнеюрские нефтепроизводящие породы в пределах впадины имеют зональное строение [43]. Значения  $C_{орг}$  варьируют от 9–12% в зоне распространения баженовской свиты в западной части мегавпадины (сапропелевое РОВ), постепенно уменьшаясь до 6–8% в переходной зоне (РОВ смешанного типа) и достигает значений 2–3% в породах марьяновской свиты в восточной части депрессии («псевдогумусовое» РОВ), практически теряя свой генерационный потенциал.

По генезису РОВ нефтепроизводящие породы *тогурской свиты* в пределах Усть-Тымской мегавпадины являются типичными озерными отложениями с РОВ сапропелево-гумусового типа, с показателем  $C_{орг}=1,5–5,0$  %. Мощность тогурских отложений достигает 100м [43]. Распространены они в центральных, восточных частях мегавпадины и в Северо-Парабельской мегамоноклинали, а также «заливообразно» – в северной и юго-восточной части Парабельского мегавыступа, «озерообразно» – в южной части Северо-Парабельской мегамоноклинали. Кроме того, отложения тогурской свиты встречены в разрезе скв. 20 и скв. 22 месторождения Ясное. РОВ тогурских отложений являются источником УВ для *среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК*.

В *доюрском НГК* наиболее высокими емкостными свойствами обладают измененные породы, развитые по карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям. Перспективы связывают и с корой выветривания по магматическим и метаморфическим породам кислого состава. В пределах Усть-Тымской мегавпадины открыты залежи нефти в палеозойском НГК на Чкаловском и, в отложениях коры выветривания, на Ясном месторождениях. На Чкаловском месторождении открыта залежь газоконденсата в коре выветривания (НГГЗК). Получены прямые признаки нефтенасыщения пород коры выветривания при бурении скв. Толпаровской 2 и газопроявления при бурении скв. Парабельской 1.

В *нижнеюрском НГК* залежи УВ связаны с геттанг-раннетоарскими резервуарами пластов Ю<sub>17-16</sub> урманской свиты и позднеетоар-ааленским резервуаром (пласт Ю<sub>15</sub>) салатской

свиты. Месторождений в этом комплексе до настоящего времени не открыто. При испытании интервала залегания пласта Ю<sub>17-16</sub> получен приток нефти в скважине 1 Толпаровской. Признаки УВ в керне выявлены в скважинах Толпаровская 2, Чкаловская 3, Соболиная 172, Тунгольская 3 [43]. В скважине Вертолетная 362 в шлифах отмечено присутствие битума.

*Среднеюрский НГК* формируется в байос-батское время в объеме тюменской свиты, в которой выделяется серия резервуаров (Ю<sub>14-2</sub>), разделенных глинисто-углистыми пачками.

Основным, разрабатываемым в настоящее время, является *верхнеюрский НГК*. Он объединяет отложения келловей-титонского возраста, формировавшиеся в разных фациальных условиях. В западной части района в прибрежно-морских условиях формируется *васюганская свита*, которая содержит 4–5 песчаных пластов, объединенных в регионально-нефтегазоносный горизонт Ю<sub>1</sub>. Восточнее Средневасюганского мегавала морские отложения васюганской свиты замещаются преимущественно континентальными осадкам *наунакской свиты*, песчаные разности которой объединены в горизонт Ю<sub>1</sub> [154]. В пределах западной и северной части территории исследований открыты мелкие по запасам месторождения нефти: Киев-Еганское, Линейное, Тунгольское, Двойное, Соболиное. Кроме того зафиксированы нефтегазопроявления на Лесной, Летней, Тростниковой, Толпаровской площадях. В Парабельском НГР с этими отложениями связаны газовые и газоконденсатные залежи Усть-Сильгинского, Средне-Сильгинского, Северо-Сильгинского, Снежного месторождений. В Александровском НГР открыто Никольское мелкое нефтяное месторождение.

*Меловой НГК* охватывает морской разрез неокома и характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов. Залежи приурочены к неокомскому клиноформному (пласты группы Б) и неокомскому шельфовому (пласты группы А) комплексам. На Соболином месторождении залежи газоконденсата приурочена к пластам киялинской (А<sub>12</sub>), куломзинской (Б<sub>10-12</sub>) свит. На Гураринском месторождении залежь нефтегазоконденсата локализуется в пластах Б<sub>10</sub>, Б<sub>12</sub>. Нефтегазопроявления зафиксированы в отложениях ачимовского нижнемелового комплекса на Трассовой площади.

Для проведения прогнозных исследований выбраны 10-ть представительных скважин, определивших контур построения прогнозных карт (рис. 3.1).

В таблице 3.2 приведена систематизированная сводка результатов испытаний глубоких скважин, пробуренных в пределах Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления.

В таблице 3.3 приведена сводная информация по лабораторному изучению катагенеза пород (ОСВ) керна глубоких скважин.

Таблица 3.2 Данные по испытанию глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления [38]

Название площади, номер скважины	Индекс скважины (на рисунке 3.1)	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м <sup>3</sup> /сут	Тип флюида	Температура пластовая, °С
Береговая, 1 параметрическая	Б1п	2534-2528	Тюменская	Ю <sub>5-6</sub>	сухо	-	-
		2420-2409	Тюменская	Ю <sub>2</sub>	6,9	Вода	83
		2335-2325	Васюганская	Ю <sub>1</sub>	14,6	Вода	78
Трассовая, 317	Т317	2565-2569	Васюганская	Ю <sub>1</sub>	2,26	Вода+нефть	92
Сенькинская, 37 параметрическая	С37п	3102-3106	Палеозой	Pz	сухо	-	-
		3076-3060	Палеозой	Pz	0,25	Фильтрат бурового раствора	-
		2764-2776	Тюменская	Ю <sub>4</sub>	1,1	Вода	95
		2629-2644	Васюганская	Ю <sub>1</sub>	5,0	Вода	88
		2275-2285 2292-2315	Тарская	-	100	Вода	78
Киев-Еганская, 350	К-Е350	2618-2626	Васюганская	Ю <sub>1</sub>	8,4	Нефть+вода	-
Толпаровская, 1	То1	2631-2639	Васюганская	Ю <sub>1</sub>	4,11	Вода	97
		3028-3034	Тюменская	Ю <sub>9-11</sub>	0,5 1000	Нефть Газ	-
		3221-3224 3218-3227	Урманская	Ю <sub>17-16</sub>	4,2	Нефть	-
Тымская, 1 параметрическая	Т1п	2920-2911 2905-2900	Тюменская	-	0,72	Вода	100
		2785-2778	Тюменская	-	сухо	-	-
		2690-2680	Тюменская	-	1,6	Вода	89
Колпашевская, 7	К7	2980-2992	Палеозой	-	сухо	-	84
		2305-2318 2304-2312 2298-2308	Наунакская	-	1,15	Вода+пленка нефти	80
		2620-2609	Васюганская	Ю <sub>1</sub>	4,38	Вода	85
		2605-2588	Васюганская	Ю <sub>1</sub>	6,38	Вода	84
Усть-Тымская, 1	У-Т1	2890-2873 2859-2835	Тюменская	Ю <sub>6</sub>	1,52	Вода	107
		2763-2777	Тюменская	Ю <sub>6</sub>	4,9	Вода	96
		2685-2701	Тюменская	Ю <sub>5</sub>	8,1	Вода	90
		2538-2550	Тюменская	Ю <sub>2</sub>	9,8	Вода	82
Снежная, 133	Сн133	2623-2642	Палеозой		0,5	Вода	119
		2419-2433	Наунакская	Ю <sub>1</sub>	0,24	Нефть	102
		2395-2404	Наунакская	Ю <sub>1</sub>	800	Газ	95

Таблица 3.3 Палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита ( $R_{vt}^{\circ}$ ) керн глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Название площади	Номер скважины	Глубина определения (гипсометрическая привязка), м	Отложения, свита	$R_{vt}^{\circ}$ , %	Палеотемпература ( $^{\circ}\text{C}$ ) по $R_{vt}^{\circ}$
Береговая	1	2351	Васюганская	0,52	83
		2390	Васюганская	0,64	98
		2405	Тюменская	0,64	98
		2410	Тюменская	0,64	98
		2449	Тюменская	0,64	98
		2460	Тюменская	0,59	93
		2542	Тюменская	0,61	95
		2560	Тюменская	0,67	103
		2570	Тюменская	0,62	97
		2573	Тюменская	0,65	100
Киев-Еганская	350	2610	Баженовская	0,72	109
		2690	Васюганская	0,81	121
Сенькинская	37	2895	Тюменская	0,67	103
		3013	Тюменская	0,67	103
Толпаровская	1	2590	Куломзинская	0,64	99
		3217	Тюменская	0,73	111
Колпашевская	7	2375	Наунакская	0,62	96
		2705	Тюменская	0,62	96
Вертолетная	360	2622	Наунакская	0,69	105
		2656	Тюменская	0,69	105

*Примечание: отражательная способность витринита (ОСВ) изучена в лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).*

*Таким образом, в пределах Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления нижнеюрские и доюрские резервуары являются перспективными объектами для нефтегеологического прогнозирования. Для нефтегеологического моделирования и последующего прогнозирования выбраны 10-ть представительных глубоких скважин для построения прогнозных карт (рис. 3.1). Критерии выбора скважин следующие: 1) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) весьма желательное наличие определений максимальных геотемператур по ОСВ, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования, что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; 3) достаточно равномерное распределение скважин по территории исследования, что является важным условием корректности последующей интерполяции при построении прогнозных карт.*

### 3.2 Моделирование и картирование очагов генерации тогурских нефтей, оценка распределения плотности ресурсов генерированных нефтей

Прогнозирование очагов генерации тогурских нефтей выполнено методом палеотемпературного моделирования [94].

#### Определение теплового потока

Для решения обратной задачи геотермии – определение теплового потока из основания, использованы как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин (табл. 3.2), так и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита (ОСВ) –  $R^{\circ}_{vt}$  (табл. 3.3).

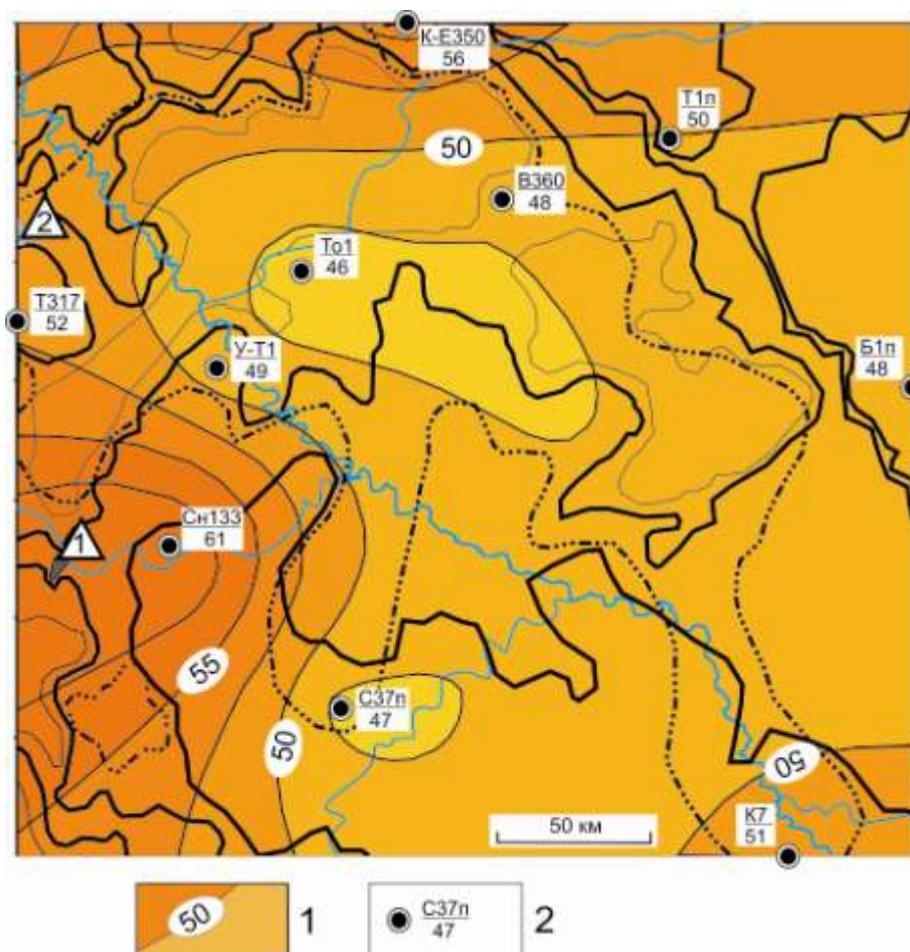
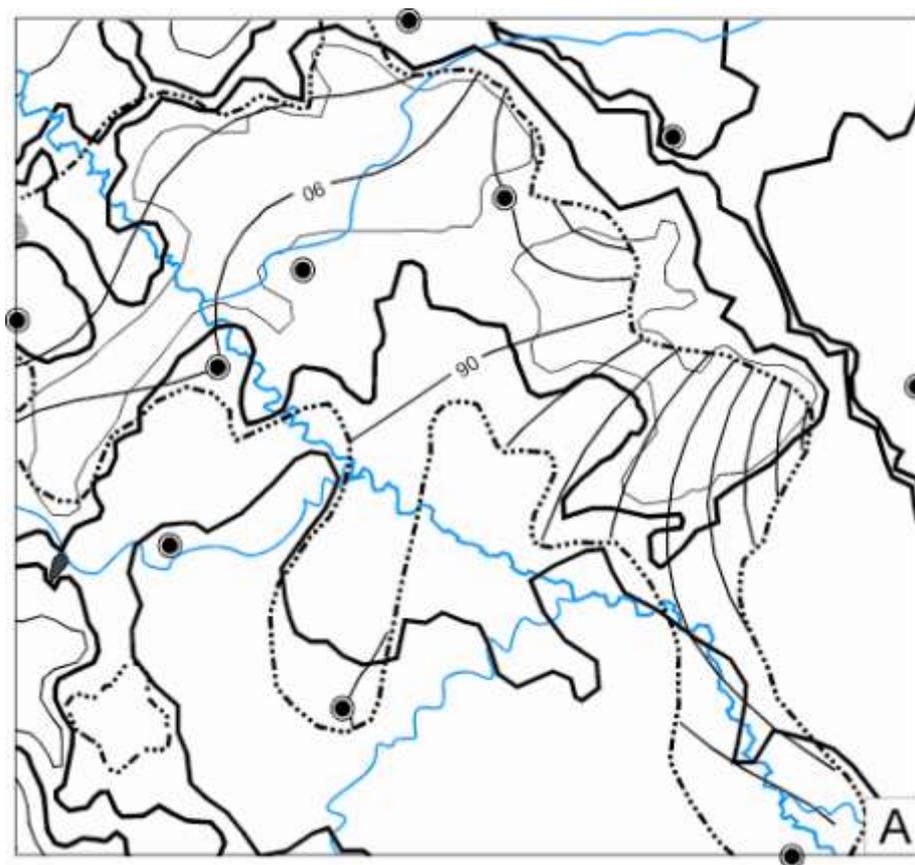


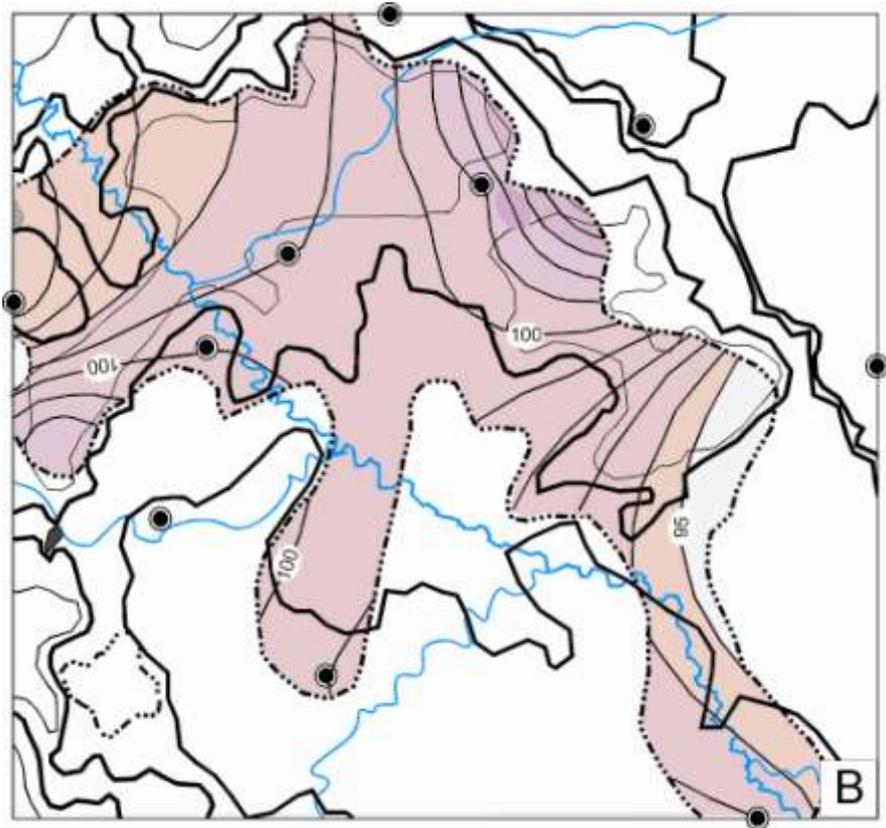
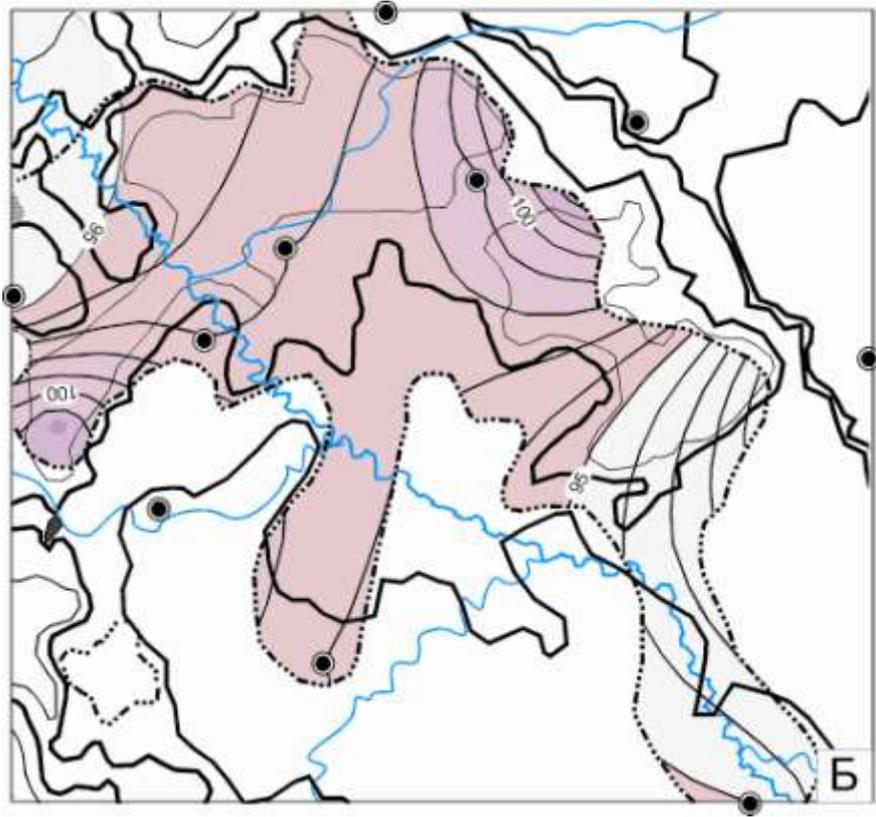
Рис. 3.2 Схема распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания Усть-Тымской мегавпадины: 1 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока,  $\text{мВт}/\text{м}^2$ ; 2 – скважина палеотемпературного моделирования: в числителе условный индекс скважины (табл. 5.2), в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока,  $\text{мВт}/\text{м}^2$ . Скважины: К-Е350 – Киев-Еганская 350, Т1п – Тымская 1 параметрическая, Б1п – Береговая 1 параметрическая, К7 – Колпашевская 7, С37п – Сенькинская 37 параметрическая, Сн133 – Снежная 133, У-Т1 – Усть-Тымская 1, Т01 – Толпаровская 1, Т317 – Трассовая 317, В360 – Вертолетная 360. Остальные условные обозначения на рис. 3.1.

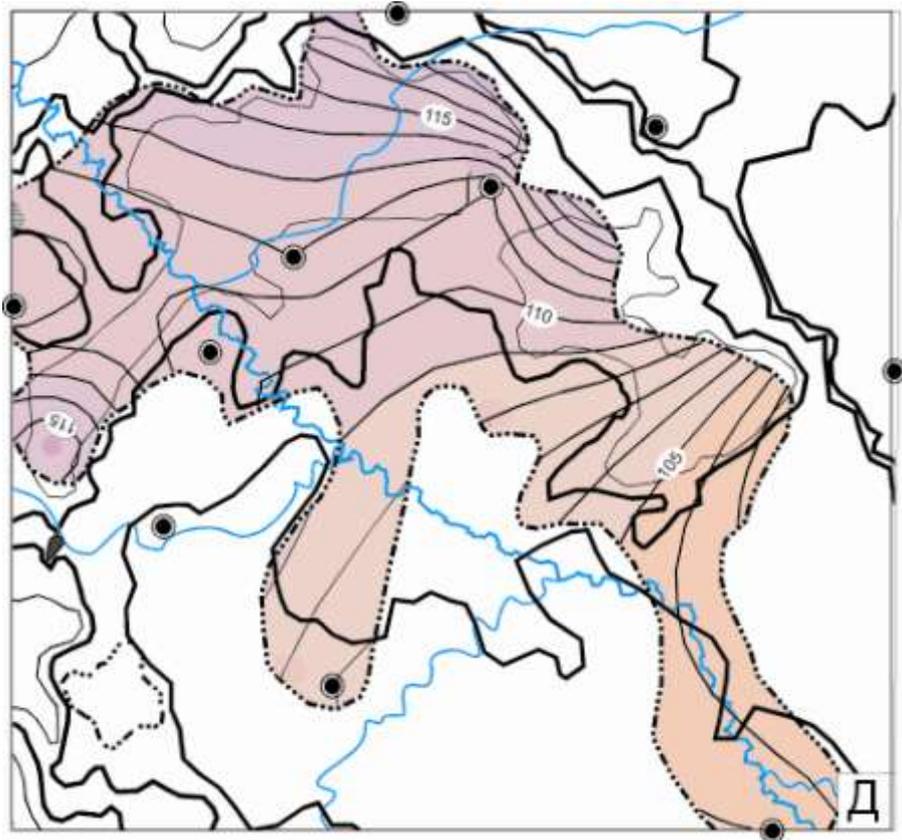
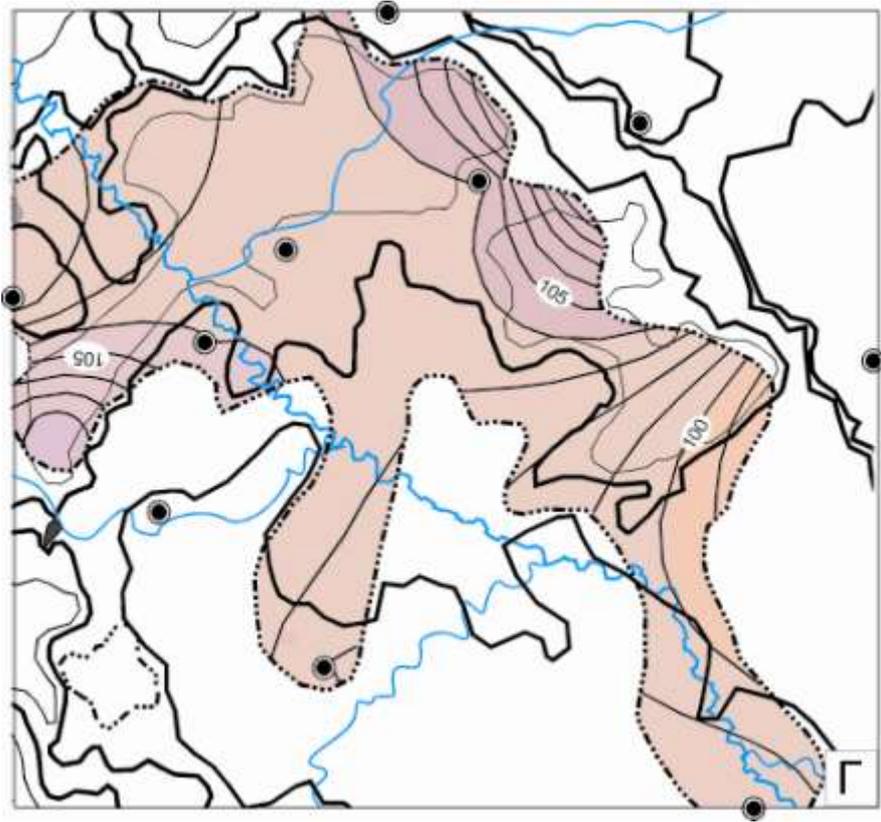
Путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 10-и скважин, построена карта (рис. 3.2). Обратим внимание (рис. 3.2), что распределение повышенных значений теплового потока, характерное для северо-востока и юго-запада Усть-Тымской мегавпадины коррелируется с размещением месторождений нефти и газа.

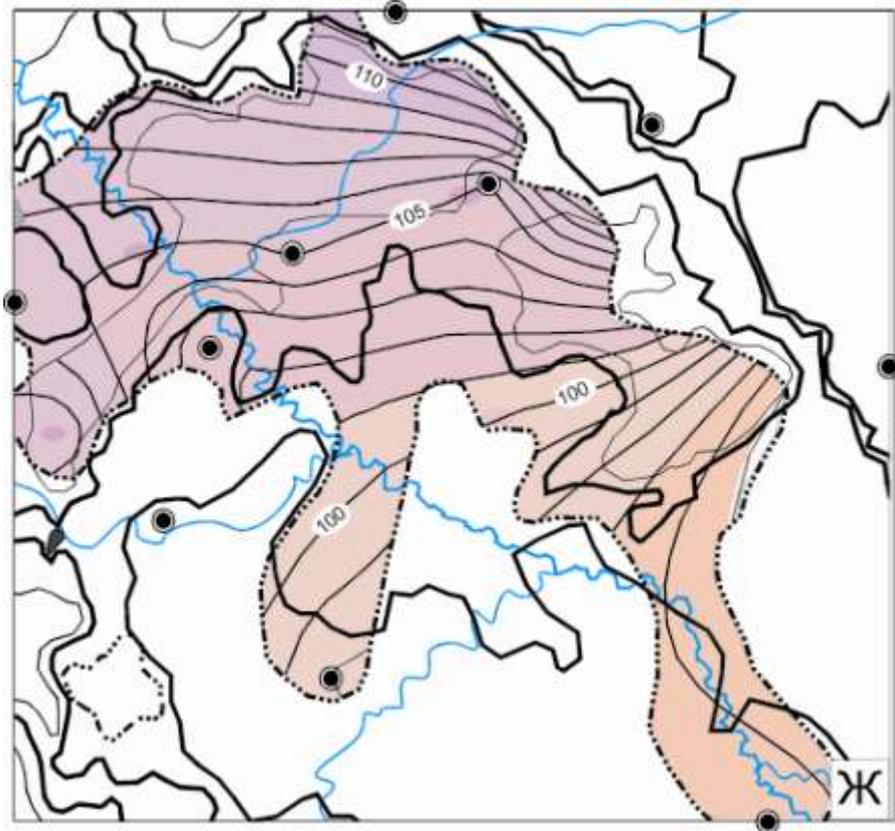
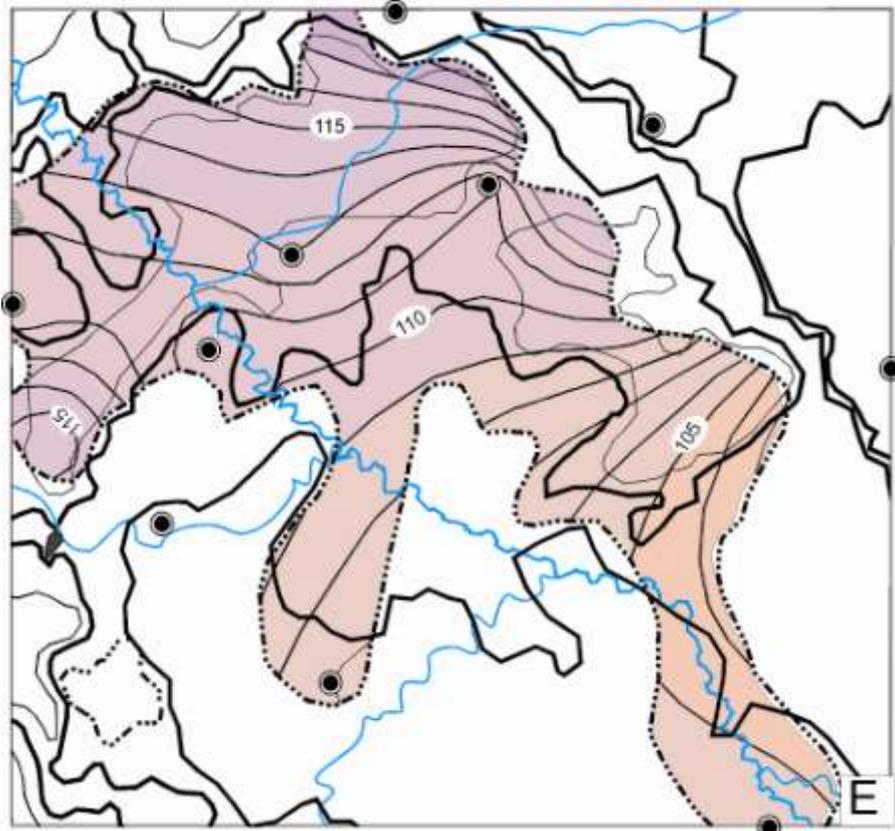
### **Расчет палеотемператур отложений тогурской свиты, картирование очагов генерации тогурских нефтей**

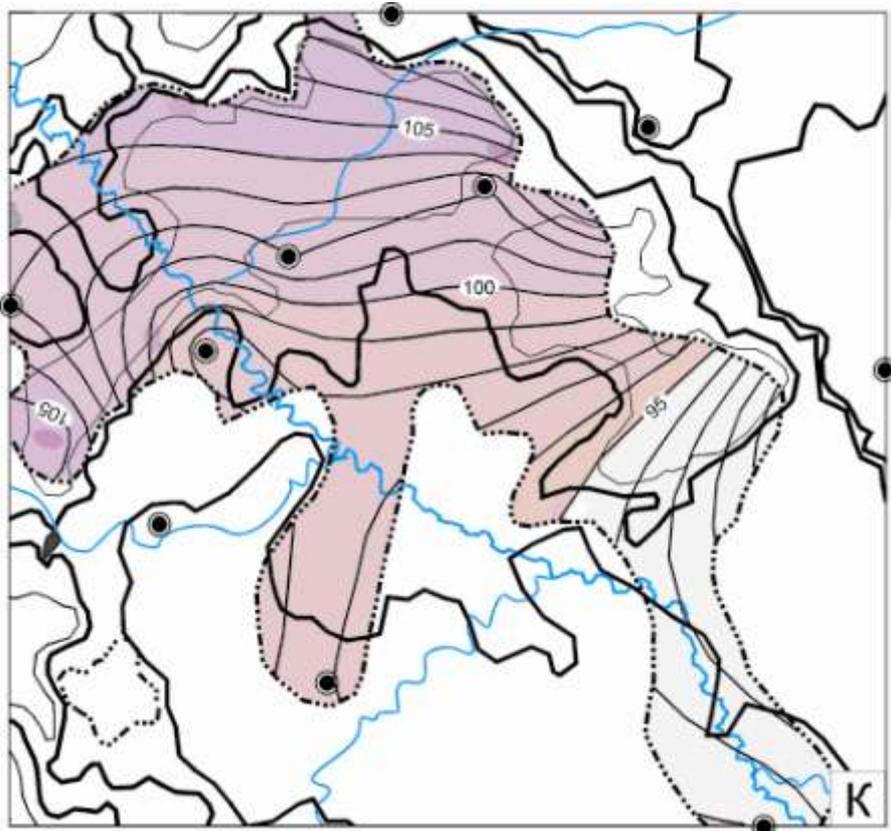
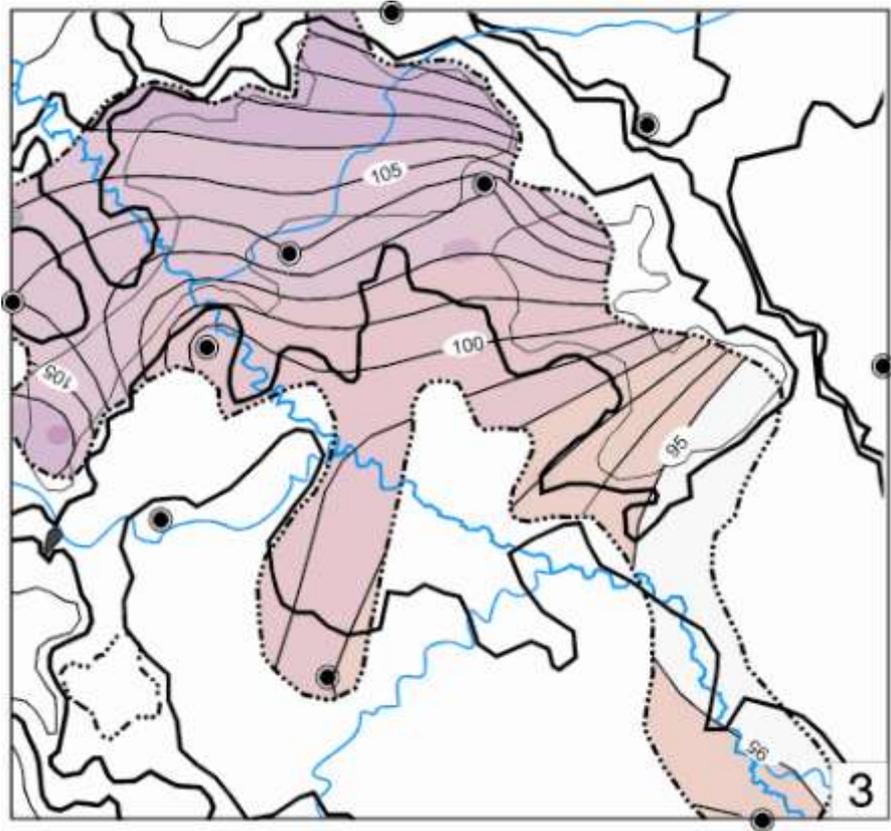
На втором этапе исследований в моделях распространения тепла 10-и скважин восстановлена термическая история тогурских отложений на 10-ть ключевых моментов геологического времени (на начало/завершение формирования свит, толщ). На заданные ключевые времена, путем интерполяции геотемператур отложений в разрезах скважин, построены схематические карты распределения геотемператур (рис. 3.3А–3.3Л). По геотемпературному критерию [99] выделены очаги интенсивной генерации тогурских нефтей. Пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти тогурских свиты – 95 °С.











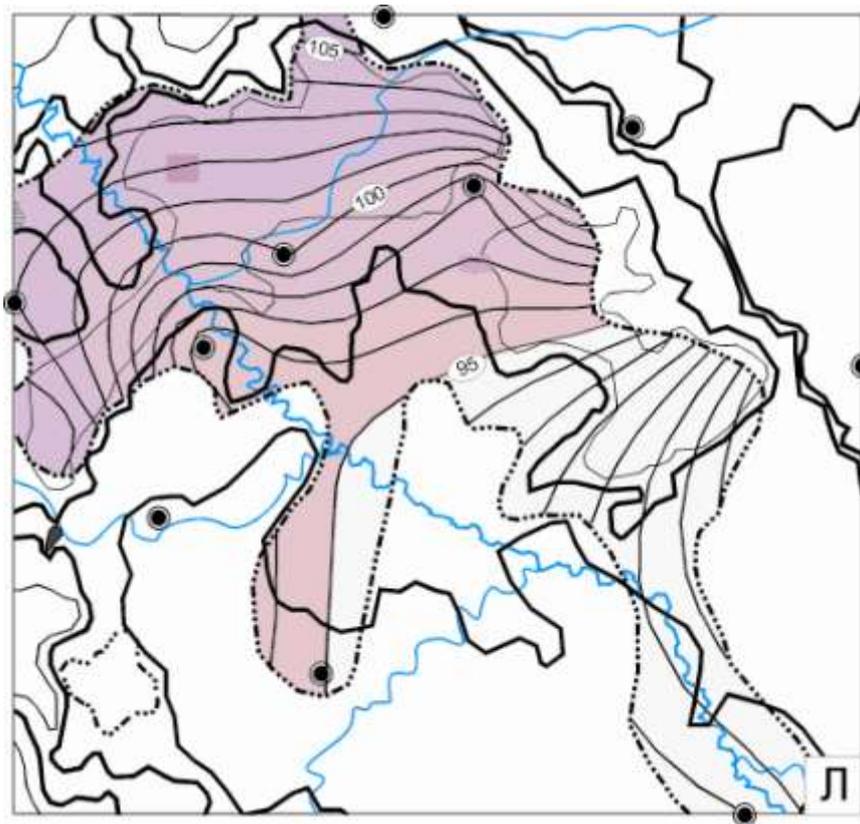


Рис.3.3 Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурских нефтей 91,6 (А); 86,5 (Б); 73,2 (В); 61,7 (Г); 41,7 (Д); 37,6 (Е); 32,3 (Ж); 4,71 (З); 1,64 (К) млн лет назад, в современном разрезе (Л). Пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти породами тогурской свиты – 95 °С. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.2.

91,6 млн лет назад (конец формирования покурской свиты) очаги интенсивной генерации нефти в тогурской свите еще не «работали». Максимальная температура в пределах зоны распространения пород тогурской свиты не превышает 92 °С. (рис. 3.3А).

86,5 млн лет назад (конец формирования ипатовской свиты) очаги при температурах от 95 °С до 101 °С практически повсеместно распространены, за исключением Северо-Парабельской моноклинали и Парабельского мегавыступа (рис. 3.3Б).

73,2 млн назад (конец формирования славгородской свиты) очаги при температурах от 95 °С до 104 °С «работают» в пределах всей зоны распространения тогурской свиты (рис. 3.3В).

61,7 млн лет назад (конец формирования ганькинской свиты) – температуры очагов от 95 °С до 109 °С. (рис. 3.3Г).

41,7 млн лет назад (конец формирования люлинворской свиты) очаги генерации «работают» при температурах от 95 °С до 117 °С (рис. 3.3Д).

37,6 млн лет назад (время максимального прогрева осадочной толщи) – температуры очагов от 95 °С до 118 °С (рис. 3.3Е).

32,3 млн лет назад (конец формирования чеганской свиты) очаги «работают» при температурах от 95 °С до 111 °С (рис. 3.3Ж).

4,71 млн лет назад (конец миоценового времени) очаги работают при температурах от 95 °С до 109 °С, из зоны очагов вышел участок Северо-Парабельской моноклинали (рис. 3.3З).

1,64 млн лет назад (конец плиоценового времени) в очагах температуры от 95 °С до 107 °С, из зоны очагов последовательно выходит и участок Парабельского мегавыступа (рис. 3.3И).

Очаги интенсивной генерации тогурских нефтей продолжают «работать» и в современном разрезе при температурах от 95 °С до 101 °С, но лишь в центральной и северо-западной части мегавпадины (рис. 3.3Л).

### **Расчет плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей**

Для анализа территории по плотности генерированных тогурских нефтей применен интегральный показатель  $R$ , который рассчитывается по формуле [133]:

$$R = \Sigma(T_i \times t_i \times 10^2) ,$$

где  $T_i$  – температура очага генерации нефти на  $i$ -тый ключевой момент геологического времени, °С;  $t_i$  – время действия очага, млн. лет;  $i=1,9$ .

Примененный подход оценки плотности генерированных нефтей позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений, поэтому изменение расчетной плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. Известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации – прочности связи керогена, а прирост энергии обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры [155, 156]. Такой подход к оценке плотности генерированных нефтей позволил определить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции УВ. Оценка плотности ресурсов выполнена в условных единицах, что является корректным для последующего площадного районирования.

Результаты расчетов  $R$  и характеристика зон распространения генерированных тогурских нефтей приведены в таблице 3.4. Способом интерполяции построена схематическая карта распределения плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины (рис. 3.4).

Аналогичные расчеты проведены и для генерированных баженовских нефтей (табл. 3.5) и проведено картирование (рис. 3.5) плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины [137, 144].

Таблица 3.4 Характеристика зон распространения генерированных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамлении ( $T_i$  – температура очага генерации нефти, °C;  $t_i$  – время действия очага, млн лет)

Зона	92–86 млн лет назад ( $t_1=6$ )		86–73 млн лет назад ( $t_2=13$ )		73–62 млн лет назад ( $t_3=11$ )		62–42 млн лет назад ( $t_4=20$ )		42–38 млн лет назад ( $t_5=4$ )		38–32 млн лет назад ( $t_6=6$ )		32–5 млн лет назад ( $t_7=27$ )		5–2 млн лет назад ( $t_8=3$ )		2–0 млн лет назад ( $t_9=2$ )		$\sum (T_i \times t_i \times 10^{-2})$	Представительная глубокая скважина
	$T_1$	$T_1 \times t_1 \times 10^{-2}$	$T_2$	$T_2 \times t_2 \times 10^{-2}$	$T_3$	$T_3 \times t_3 \times 10^{-2}$	$T_4$	$T_4 \times t_4 \times 10^{-2}$	$T_5$	$T_5 \times t_5 \times 10^{-2}$	$T_6$	$T_6 \times t_6 \times 10^{-2}$	$T_7$	$T_7 \times t_7 \times 10^{-2}$	$T_8$	$T_8 \times t_8 \times 10^{-2}$	$T_9$	$T_9 \times t_9 \times 10^{-2}$		
Северо-восточная часть Парабельского мегавыступа	-	0	95	12	97	11	102	20	105	4	106	6	97	26	96	3	95	2	84	К7
Северо-западная часть Парабельского мегавыступа	-	0	-	0	95	10	98	20	102	4	103	6	94	25	94	3	-	0	68	С37п
Зона сочленения южной части Неготского мезопргиба и Сампатского мезопргиба	-	0	102	13	103	11	109	22	116	5	116	7	108	29	107	3	106	2	92	Сн133
Зона сочленение Северо-Парабельской моноклинали и Неготского мезопргиба	-	0	97	13	100	11	104	21	110	4	110	7	102	28	99	3	97	2	89	У-Т1
Центральная часть Неготского мезопргиба	-	0	97	13	99	11	104	21	112	4	113	7	105	28	104	3	102	2	89	То1
Зона сочленение Неготского мезопргиба и Среднеvasюганского мегавала	-	0	-	0	95	10	101	20	110	4	111	7	105	28	104	3	103	2	74	Т317
Восточная часть Неготского мезопргиба	-	0	99	13	101	11	104	21	111	4	111	7	105	28	103	3	102	2	89	В360

Таблица 3.5 Характеристика зон распространения генерированных баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления ( $T_i$  – температура очага генерации нефти, °C;  $t_i$  – время действия очага, млн лет)

Зона	92 – 86 млн лет назад ( $t_1=6$ )		86 - 73 млн лет назад ( $t_2=13$ )		73 – 62 млн лет назад ( $t_3=11$ )		62 – 42 млн лет назад ( $t_4=20$ )		42 – 38 млн лет назад ( $t_5=4$ )		38 – 32 млн лет назад ( $t_6=6$ )		32 – 5 млн лет назад ( $t_7=27$ )		5 – 2 млн лет назад ( $t_8=3$ )		2 – 0 млн лет назад ( $t_9=2$ )		$\sum (T_i \times t_i \times 10^{-2})$	Представительная глубокая скважина
	$T_1$	$T_1 \times t_1 \times 10^{-2}$	$T_2$	$T_2 \times t_2 \times 10^{-2}$	$T_3$	$T_3 \times t_3 \times 10^{-2}$	$T_4$	$T_4 \times t_4 \times 10^{-2}$	$T_5$	$T_5 \times t_5 \times 10^{-2}$	$T_6$	$T_6 \times t_6 \times 10^{-2}$	$T_7$	$T_7 \times t_7 \times 10^{-2}$	$T_8$	$T_8 \times t_8 \times 10^{-2}$	$T_9$	$T_9 \times t_9 \times 10^{-2}$		
Зона сочленения Неготского мезопргиба и Караминской мегоседловины	-	0	91	12	94	10	101	20	113	5	114	7	106	29	104	3	102	2	88	К-Е350
Зона сочленения Неготского мезопргиба и Пыль-Караминского мегавала	-	0	-	-	95	11	97	22	100	5	100	7	-	0	-	0	-	0	44	Т1п
Центральная часть Пайгудинского мегавала	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	0	Б1п
Северо-восточная часть Парабельского мегавыступа	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	0	К7
Северо-западная часть Парабельского мегавыступа	-	0	-	0	-	0	90	18	95	4	95	6	-	0	-	0	-	0	28	С37п
Зона сочленения южной части Неготского мезопргиба и Сампатского мезопргиба	-	0	94	12	97	11	104	21	110	4	110	7	102	28	101	3	100	2	88	Сн133
Зона сочленение Северо-Парабельской моноклинали и Неготского мезопргиба	-	0	-	0	87	10	91	18	96	4	97	6	89	24	86	2	-	0	64	У-Т1
Центральная часть Неготского мезопргиба	-	0	-	0	-	0	87	17	95	4	96	6	88	24	87	3	85	2	56	То1
Зона сочленение Неготского мезопргиба и Средневасюганского мегавала	-	0	-	0	86	9	91	18	100	4	102	6	95	26	94	3	93	2	68	Т317
Восточная часть Неготского мезопргиба	-	0	-	0	-	0	90	18	98	4	99	6	91	25	90	3	-	0	56	В360

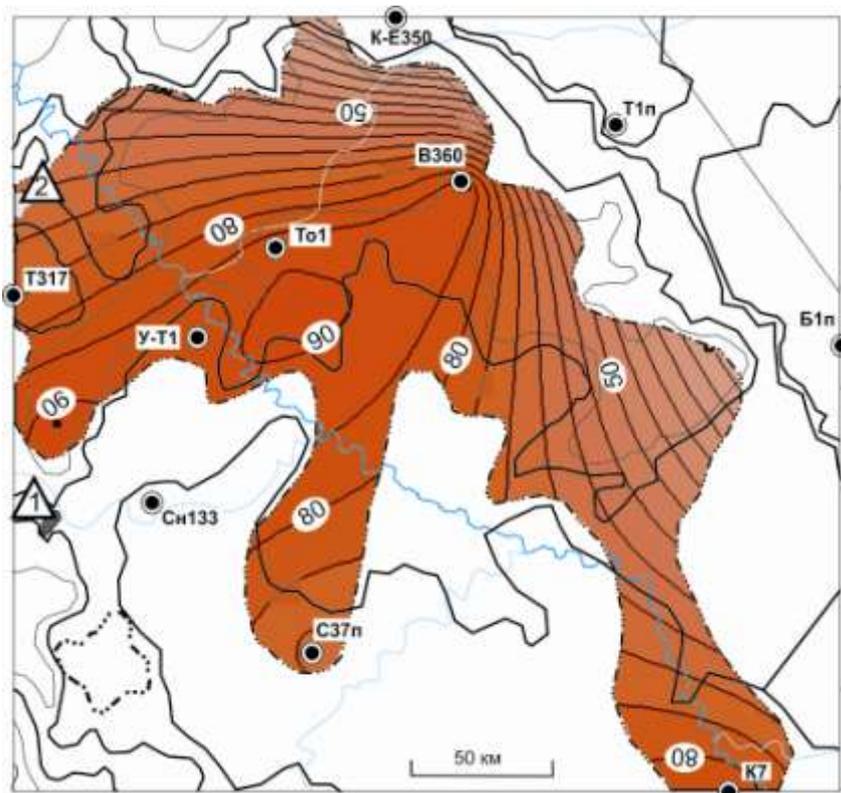


Рис.3.4 Схематическая карта распределения плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей в Усть-Тымской мегавпадине. Значения изолиний в величине интегрального показателя  $R$ , усл. ед. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.2

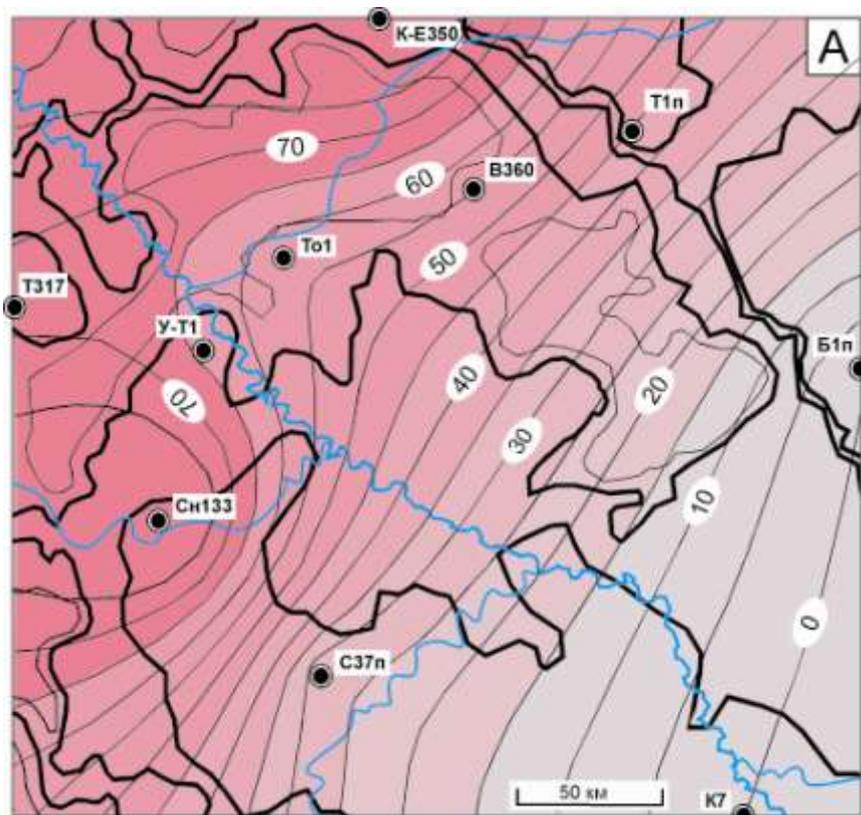


Рис. 3.5 Схематическая карта распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей в Усть-Тымской мегавпадине. Значения изолиний в величине интегрального показателя  $R$ , усл. ед. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.1

Анализ показывает, что на юго-восток (Правобережье Оби) расчетная плотность генерированных баженовских нефтей (рис. 3.5) закономерно и существенно уменьшается.

Из рисунка 3.4 видно, что перспективными землями Усть-Тымской мегавпадины на генерированные ресурсы тогурских нефтей является практически вся область распространения тогурской свиты. Наибольшие ресурсы могут быть сосредоточены в центральной и в юго-западной части.

*Основные результаты картирования очагов генерации тогурских нефтей и оценки распределения плотности генерированных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления заключаются в следующем [133, 135–137, 144]:*

- 1. Выполнено палеотемпературное моделирование – расчет значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза по 10-ти представительным глубоким скважинам. Построена схематическая карта расчетных значений плотности теплового потока с сечением изолиний 2,5 мВт/м<sup>2</sup>.*
- 2. Методом палеотемпературного моделирования в разрезе скважин восстановлена термическая история всех свит, включая нефтепроизводящие. Построен комплект схематических карт распределения геотемператур (сечение 1 °С) и положения очагов интенсивной генерации нефти в тогурской нефтепроизводящей свите на 10-ть ключевых времен истории осадконакопления. Очаги выделены по геотемпературному критерию главной зоны нефтеобразования (ГЗН).*
- 3. Геотемпературы в очагах интенсивной генерации нефти тогурской свиты достигали 118 °С, зарождение очагов происходило 87 млн. лет назад. 37 млн. лет назад – время максимального прогрева материнских отложений. В это время нефтегенерация происходила на всей площади распространения тогурской свиты.*
- 4. Для зон, имеющих представительные скважины, рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R), учитывающий геотемпературу очагов генерации тогурских нефтей и время действия этих очагов. Принимая во внимание, что погрешность расчетных значений геотемператур очагов генерации нефти составляет ±2 °С, т.е. порядка 2%, то погрешность расчета ресурсов не превышает 5%.*
- 5. Построена схематическая карта распределения значений плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей (в условных единицах). Из содержания этой карты следует, что перспективные земли по плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей – это практически вся область распространения тогурской свиты.*

### 3.3 Характеристика нижнеюрских резервуаров

#### **Распространение нижнеюрских резервуаров – пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub>**

С использованием данных бурения 20-ти глубоких скважин [157], с учетом индексации пластов по [43], нами откартировано развитие пластов-коллекторов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> (рис. 3.6).

Наибольшие толщины *пласта Ю<sub>16</sub>* наблюдаются в северном врезе Неготского мезопрогиба (рис. 3.6А). В южном и восточном направлении от центра мегавпадины мощность пласта значительно уменьшается. Пласт Ю<sub>16</sub> практически перекрывается тогурской свитой, за исключением участков на северо-восточном борту мегавпадины, в центральной части Зайкинской мезоседловины, на северном склоне Парабельского мегавыступа и прилегающей части Северо-Парабельской мегамоноклинали.

*Пласт Ю<sub>15</sub>* имеет большее площадное распространение (рис. 3.6Б) и практически перекрывает нижележащую тогурскую свиту. В южной части Пыжинского мезопрогиба, на восточных склонах Парабельского мегавыступа и локально на северном борту Усть-Тымской мегавпадины подстилающие толщи тогура не зафиксированы. Наибольшие мощности пласта отмечаются в зоне сочленения восточного борта Усть-Тымской мегавпадины и западных склонов Пайдугинского и Пыль-Караминского мегавалов. Немногим меньшие толщины пласта наблюдаются на северных склонах Парабельского мегавыступа. В центральной части Неготского мезопрогиба также формируется пласт Ю<sub>15</sub> толщиной до 70 м. Уменьшение толщин происходит в направлении к обрамляющим Усть-Тымскую мегавпадину положительным структурам. В центральной части Северо-Парабельской мегамоноклинали и в восточном врезе Пыжинского мезопрогиба пласт Ю<sub>15</sub> к выступам фундамента полностью выклинивается.

#### **Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в пластах Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> и районирование нижнеюрских резервуаров**

Учитывая распределение значений плотности генерированных тогурских нефтей (рис. 3.4) и распределения значений толщин пластов-коллекторов (рис. 3.6), построены схематические карты распределения относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей в пластах Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> (рис. 3.7). Эти карты построены путем «перемножения» карт распределения толщин резервуаров – пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> и карты распределения плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей. Здесь, наряду с распределением объемов генерированных нефтей, учитывается распределение аккумулялирующих объемов резервуара, обусловленных его толщинами.

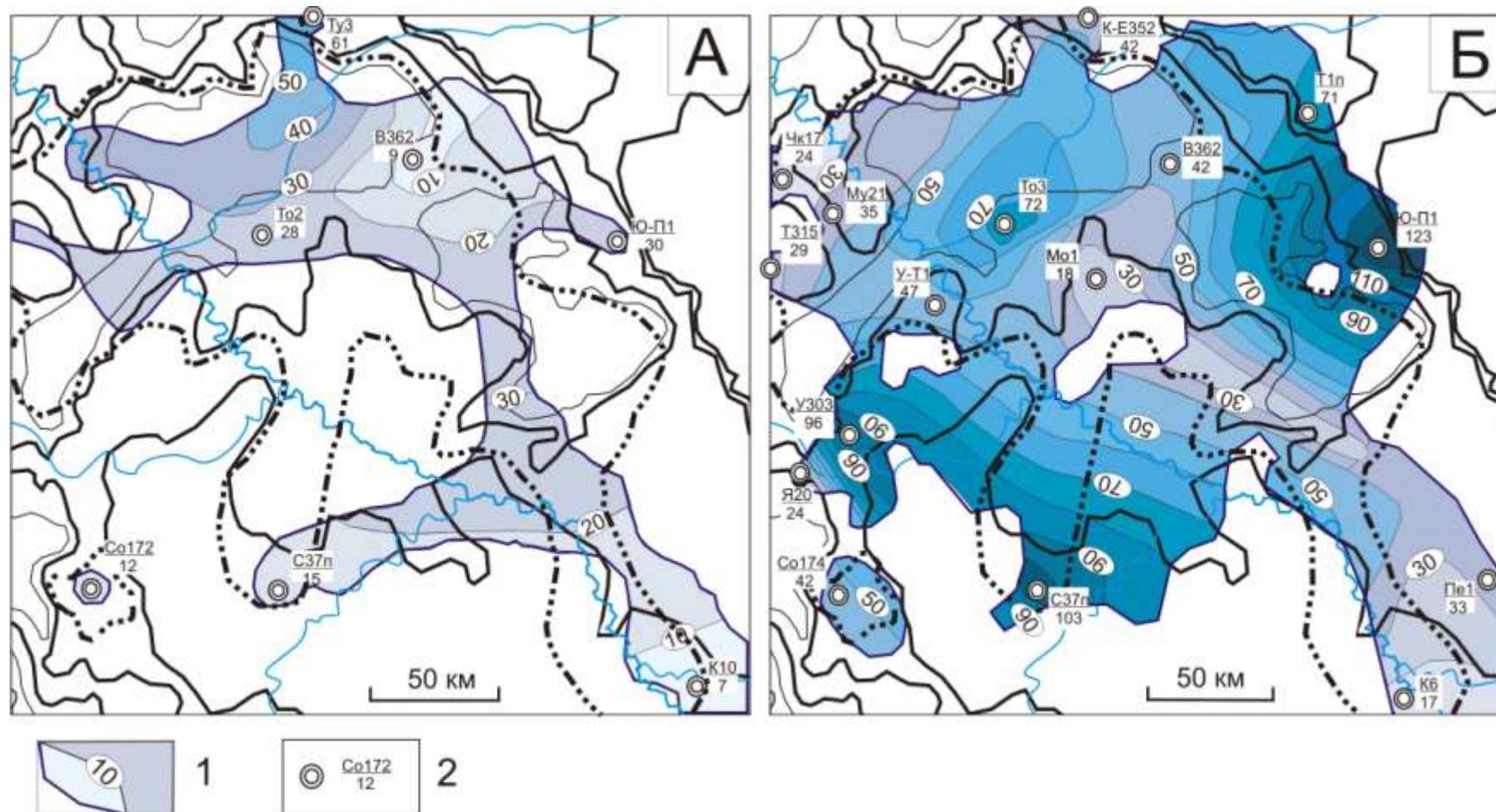


Рис. 3.6. Схематические карты распространения и толщин пласта Ю<sub>16</sub> (А) и пласта Ю<sub>15</sub> (Б) в Усть-Тымской мегавпадине: 1 – граница распространения и изопахиты пласта [157]; 2 – скважина, использованная для построения карт: в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – мощность пласта, м. Скважины: В362 – Вертолетная 362, К-Е352 – Киев-Еганская 352, К10 – Колпашевская 10, К6 – Колпашевская 6, Мо1 – Можанская 1, Му21 – Мурасовская 21, Пе1 – Песчаная 1, С37п – Сенькинская 37 параметрическая, Со172 – Соболиная 172, Со174 – Соболиная 174, То2 – Толпаровская 2; То3 – Толпаровская 3, Т315 – Трассовая 315, Ту3 – Тунгольская 3, Т1п – Тымская 1 параметрическая, У303 – Ураловская 303, У-Т1 – Усть-Тымская 1, Чк17 – Чкаловская 17, Ю-П1 – Южно-Пыжинская 1, Я20 – Ясная 20. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.1.

Распределения мощностей резервуаров и распределение плотности генерированных ресурсов учитываются с одинаковым весовым коэффициентом.

Карты названы схематическими картами распределения *относительной* плотности ресурсов. Здесь относительная плотность ресурсов понимается так. Если на участке скв. Вертолетная 362 (В362) плотность ресурсов резервуара пласта Ю<sub>15</sub> оценена в 40 усл. ед., а на участке скв. Мурасовская 21 (Му21) – в 20 усл. ед. (рис. 3.7Б), то это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность ресурсов резервуара пласта Ю<sub>15</sub> в 2 раза больше, чем плотность ресурсов на втором участке (*отношение 2:1*).

В пределах распространения *пласта Ю<sub>16</sub>* (рис. 3.7А) выделяется зона с наибольшими значениями плотности ресурсов тогурских нефтей (больше 20 усл. ед.), приуроченная к северо-западному борту Усть-Тымской мегавпадины, северо-западному склону Северо-Парабельской мегамоноклинали и их сочленению.

Выделяются две зоны со значениями плотности ресурсов меньше 20 усл. ед.

Имеют место три зоны, где ресурсы не оцениваются, из-за отсутствия перекрывающих нефтематеринских тогурских отложений.

В южной части Северо-Парабельской моноклинали есть зона, где не проводились расчеты плотности генерированных тогурских нефтей (рис. 3.4) – из-за отсутствия представительной скважины, обеспеченной данными для палеотемпературного моделирования.

В пределах распространения *пласта Ю<sub>15</sub>* (рис. 3.6Б) наибольших значений относительная плотность ресурсов достигает в центральной части Усть-Тымской мегавпадины и на южном врезе Северо-Парабельской мегамоноклинали с сопредельным участком Парабельского мегавыступа. В северной части Пыжинского мезопрогиба обособляется участок, оконтуренный изолинией 40 усл.ед. Как видно из схемы, выделяются три зоны со значениями плотности ресурсов тогурских нефтей больше 30 усл.ед. и две зоны со значениями меньше 30 усл.ед.

*Проведено районирование резервуара пласта Ю<sub>16</sub> (рис. 3.8А) и резервуара пласта Ю<sub>15</sub> (рис. 3.8Б) по степени перспективности. Ранжирование районов выполнено с учетом значений плотности ресурсов и величины площади.*

*В табл. 3.6 приведено сопоставление расчетной плотности ресурсов тогурских нефтей нижнеюрского резервуара (пласт Ю<sub>16</sub>) и данных по испытанию пласта Ю<sub>16</sub> в скважинах, вскрывших нижнеюрские отложения.*

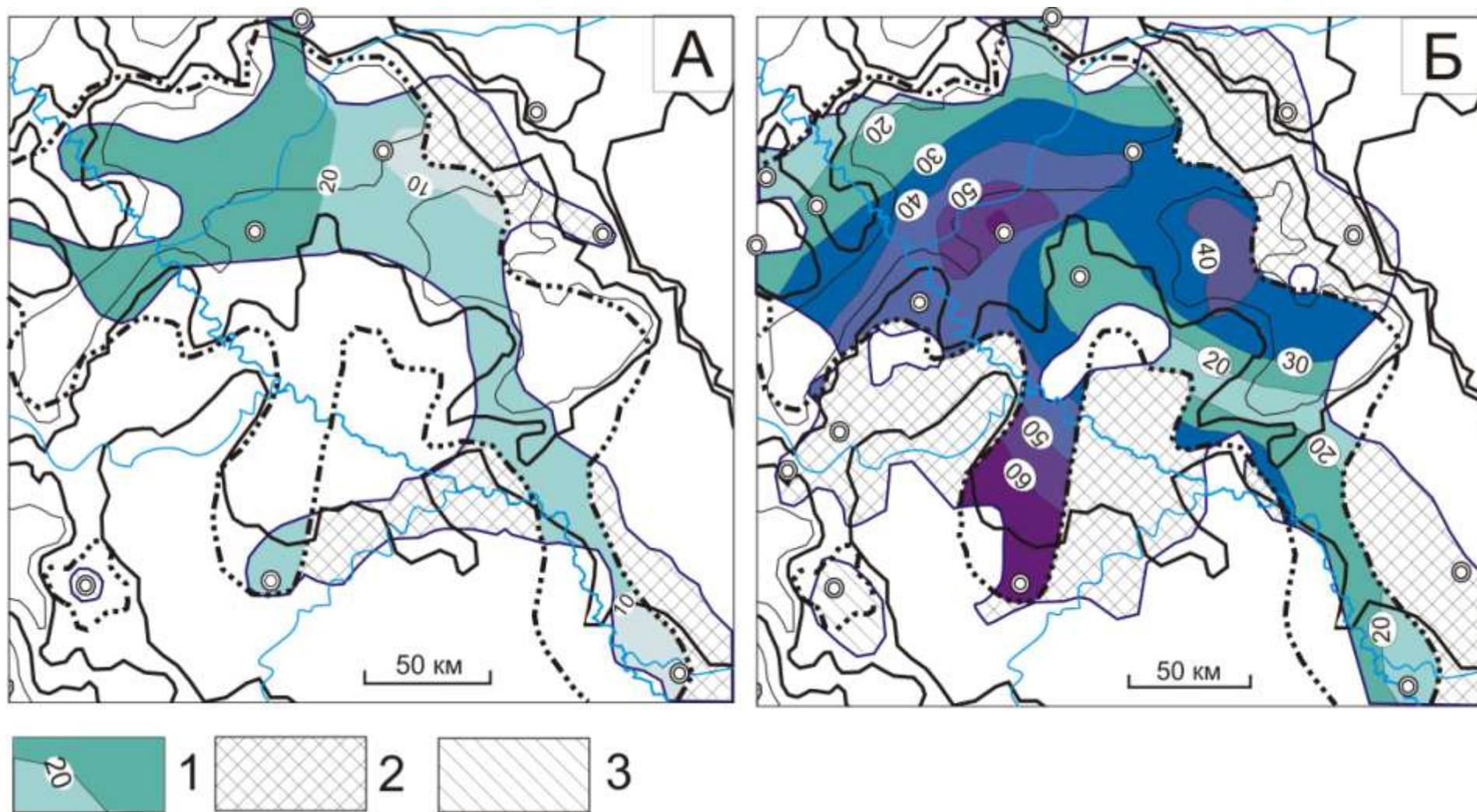


Рис. 3.7 Схематические карты распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей в нижнеюрских резервуарах – в пласте Ю<sub>16</sub> (А) и пласте Ю<sub>15</sub> (Б) Усть-Тымской мегавпадины: 1 – изолинии значений плотности ресурсов, условные единицы; 2 – зоны выклинивания тогурских отложений в пределах распространения пласта; 3 – зона отсутствия оценки плотности генерированных тогурских нефтей. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.1 и рис. 3.6.

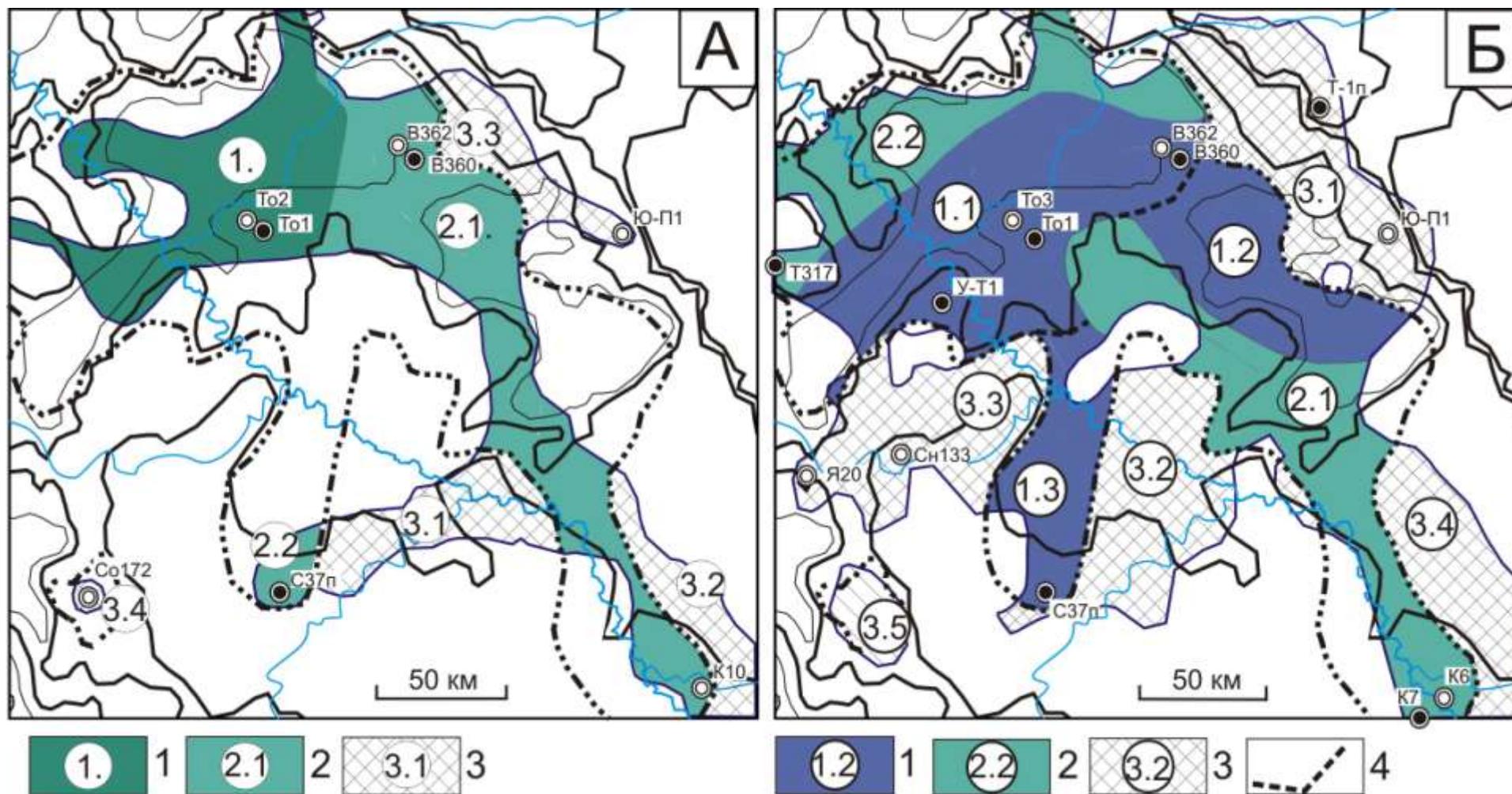


Рис. 3.8. Схемы районирования нижнеуральских резервуаров – пласта Ю<sub>16</sub> (А) и пласта Ю<sub>15</sub> (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1–3 – районы, участки (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1 – больше 20, 2 – меньше 20, 3 – ресурсы не оценены. К рисунку Б: 1–3 – районы, участки (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1 – больше 30, 2 – меньше 30, 3 – ресурсы не оценены; 4 – граница участка. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.1 и рис. 3.6

Наибольшая плотность ресурсов тогурских нефтей пласта Ю<sub>16</sub> отмечается в северо-западной части Усть-Тымской мегавпадины, на северо-западном склоне Северо-Парабельской мегамоноклинали и на их сочленении – район 1. Приток нефти из интервала залегания пластов Ю<sub>17-16</sub> в скв.1 Толпаровская (То1) и прямые признаки нефтенасыщенности пласта Ю<sub>16</sub> в скв. 2 Толпаровской площади (То2) подтверждают высокую перспективность этого района.

Район 2 занимают самую большую площадь, протягиваясь в субмеридианальном направлении от центральной части Усть-Тымской мегавпадины на север и до Зайкинской мегаседловины – на юг. По плотности ресурсов тогурских нефтей этот район стоит на втором месте. Однако, из-за отсутствия испытания интервалов пласта Ю<sub>16</sub> по скважинам Вертолетная 360 (В360) и Вертолетная 362 (В362), Сенькинская 37 (С37п) и Колпашевская 10 (К10), перспективность этих земель в отношении нефтегазоносности условна.

Таблица 3.6 Сопоставление результатов районирования нижнеюрского резервуара (пласт Ю<sub>16</sub>) и данных по испытанию пласта Ю<sub>16</sub> глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины [158] (\* - ранжирование по степени перспективности)

Район, участок * (рис. 3.8А)	Ресурсы, усл. ед.	Скважины, расположенные в районе	Результаты испытания			Нефтепроявления
			Пласт (объект)	Приток, м <sup>3</sup> /сут	Тип флюида	
1.	Больше 20	Толпаровская 1(То1)	Ю <sub>17-16</sub>	4,2	Нефть	-
		Толпаровская 2 (То2)	Ю <sub>16</sub>	-	-	В керне [43]
2.1	Меньше 20	Вертолетная 362 (В362)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
		Вертолетная 360 (В360)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
		Колпашевская 10 (К10)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
2.2	Меньше 20	Сенькинская 37 (С37п)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
3.1	-	-	-	-	-	-
3.2	-	-	-	-	-	-
3.3	-	Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1)	Ю <sub>16</sub>	0,87	Вода	-
3.4	-	Соболиная 172 (Со172)	Ю <sub>16</sub>	-	-	В керне [43]

На землях, представленных участками 3.1–3.3, где тогурские отложения в пределах распространения пласта Ю<sub>16</sub> отсутствуют, ресурсы не оцениваются. Приток пластовой воды без признаков нефтегазонасыщенности, полученный при испытании пласта Ю<sub>16</sub> скв. 1 Южно-Пыжинской площади (Ю-П1), вероятно обусловлен отсутствием в этом районе нефтематеринской тогурской свиты.

Хотя на *участке 3.4* (юго-западный склон Северо-Парабельской мегамоноклинали) не проведена оценка плотности генерированных тогурских нефтей, но нефтематеринская тогурская свита здесь развита и прямые признаки нефти в керне пласта Ю<sub>16</sub> скв. 172 Соболиной площади (Со172) позволяет положительно оценить перспективы этого участка.

*В таблице 3.7* приведено сопоставление расчетной плотности ресурсов тогурских нефтей нижнеюрского резервуара (пласт Ю<sub>15</sub>) и данных по испытанию пласта Ю<sub>15</sub> в скважинах, вскрывших нижнеюрские отложения.

Наибольшая плотность ресурсов тогурских нефтей пласта Ю<sub>15</sub> отмечается в центральной части Усть-Тымской мегавпадины, охватывая северо-западный склон Северо-Парабельской мегамоноклинали и их сочленение – район 1 (*участок 1.1*). На этом перспективном участке в пробуренных скважинах Толпаровская 1 (То1), Толпаровская 3 (То3), Вертолетная 362 (В362), Вертолетная 360 (В360) и Усть-Тымская 1 (У-Т1) пласт Ю<sub>15</sub> не испытывался.

Выделяются еще два участка со значениями плотности ресурсов больше 30 усл. ед.: *участок 1.2* – вдоль центральной части Пыжинского мезопргиба и, далее, вдоль северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали, *участок 1.3* – от центрального вреза Северо-Парабельской мегамоноклинали к сопредельному северному склону Парабельского мегавыступа. На участке 1.2 скважин нет. В скв. 37 Сенькинской площади (С37), расположенной на участке 1.3, пласт Ю<sub>15</sub> не испытывался.

*Участок 2.1* протягивается узкой полосой вдоль северной – северо-восточной – восточной части Северо-Парабельской мегамоноклинали к южному борту Пыжинского мезопргиба и юго-восточному склону Парабельского мегавыступа. В расположенных здесь скважинах пласт Ю<sub>15</sub> не испытывался. *На участке 2.2*, приуроченном к северному и северо-западному борту Усть-Тымской мегавпадины, нефтегазоносность установлена в разрезе скважин 1 и 2 Чкаловского месторождения [159]. Здесь получены прямые признаки насыщения УВ в керне, что характеризует перспективность этой зоны.

*Участки 3.1–3.4* выделены в пределах латерального распространения пласта-коллектора, но тогурские отложения здесь выклиниваются. Эти участки оцениваются как малоперспективные. Здесь, по данным испытания в интервалах залегания пласта Ю<sub>15</sub> в скважинах Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1), Тымская 1 (Т1п), Снежная 133 (Сн133) получены притоки воды без признаков углеводородов.

На *участке 3.5*, где тогурские отложения присутствуют, оценка плотности генерированных нефтей не проводилась.

Таблица 3.7 Сопоставление результатов районирования нижнеюрского резервуара (пласт Ю<sub>15</sub>) и данных по испытанию пласта Ю<sub>15</sub> глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины [158] (\* - ранжирование по степени перспективности)

Район, участок * (рис. 3.8Б)	Ресурсы, усл. ед.	Скважины, расположенные в районе	Результаты испытания			Нефтепроявления
			Пласт (объект)	Приток, м <sup>3</sup> /сут	Тип флюида	
1.1	Больше 30	Толпаровская 1 (То1)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
		Толпаровская 3 (То3)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
		Вертолетная 362 (В362)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
		Вертолетная 360 (В360)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
		Усть-Тымская 1 (У-Т1)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
1.2	Больше 30	-	-	-	-	-
1.3	Больше 30	Сенькинская 37 (С37п)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
2.1	Меньше 30	Колпашевская 6 (К6)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
		Колпашевская 7 (К7)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
2.2	Меньше 30	Трассовая 317 (Т317)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
		Чкаловская 1	Ю <sub>14-15</sub>	115,5	Нефть	-
		Чкаловская 2	Ю <sub>14-15</sub>	50,0	Конденсат	-
3.1	-	Тымская 1 (Т1п)	Низы тюменской свиты	0,72	Вода	-
		Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1)	Ю <sub>15</sub>	0,32	Вода	-
3.2	-	-	-	-	-	-
3.3	-	Снежная 133 (Сн133)	Тюменская+PZ	0,5	Вода	-
		Ясная 20 (Я20)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался	-
3.4	-	-	-	-	-	-
3.5	-	-	-	-	-	-

Таким образом, выделяем и предлагаем [158, 160, 161] первоочередной район для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины (пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub>) - наиболее перспективная зона, где происходит латеральное совпадение высокой плотности ресурсов аккумулированных тогурских нефтей по обоим пластам. Эта зона приурочена к центральной части Неготского мезопрогиба.

### 3.4 Характеристика доюрских резервуаров

#### **Распространение резервуара отложений коры выветривания**

Нефтегазоносный комплекс, приуроченный к корам выветривания разновозрастных пород фундамента, выходящего на доюрскую поверхность, назван нефтегазоносным горизонтом зоны контакта – НГГЗК [162]. Наиболее высокими емкостными свойствами обладают породы коры выветривания, образованные по кремнисто-карбонатным, глинисто-кремнистым породам и вулканитам кислого состава различного возраста [31, 163]. Флюидоупором для залежей в резервуарах коры выветривания служат ниже-среднеюрские глинистые толщи. Наши исследования ограничены зоной распространения тогурской свиты, а значит, для открытых здесь залежей, крышкой будут служить нижеюрские локальный левинский и/или региональный китербютский флюидоупоры. При выклинивании нижеюрских толщ роль крышки выполняют среднеюрские локальные лайдинская и/или леонтьевская глинистые пачки [164].

С использованием [147] проанализированы результаты бурения 38-ми скважин, вскрывших доюрский фундамент. На схематической карте (рис. 3.9А), построенной по вскрытым толщинам, отмечается неравномерное площадное распространение отложений коры выветривания. От максимальных значений на периферии к центру территории исследований идет уменьшение толщин до полного выклинивания.

С использованием опубликованных данных [157, 165], проанализированы петротипы пород фундамента, выходящих на доюрскую поверхность (рис. 3.9Б). Гранитоидные, гранодиоритовые и риолитовые магматические тела, имеющие здесь распространение, подвергаясь гипергенным процессам, создают предпосылки к образованию коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Таким образом, зоны выхода глинисто-кремнистых и магматических пород кислого состава на поверхность фундамента учтем как зоны распространения улучшенных коллекторов. Образование коры выветривания по породам аспидной формации, как и по глинисто-сланцевым формациям, не способствует формированию хороших коллекторов [73].

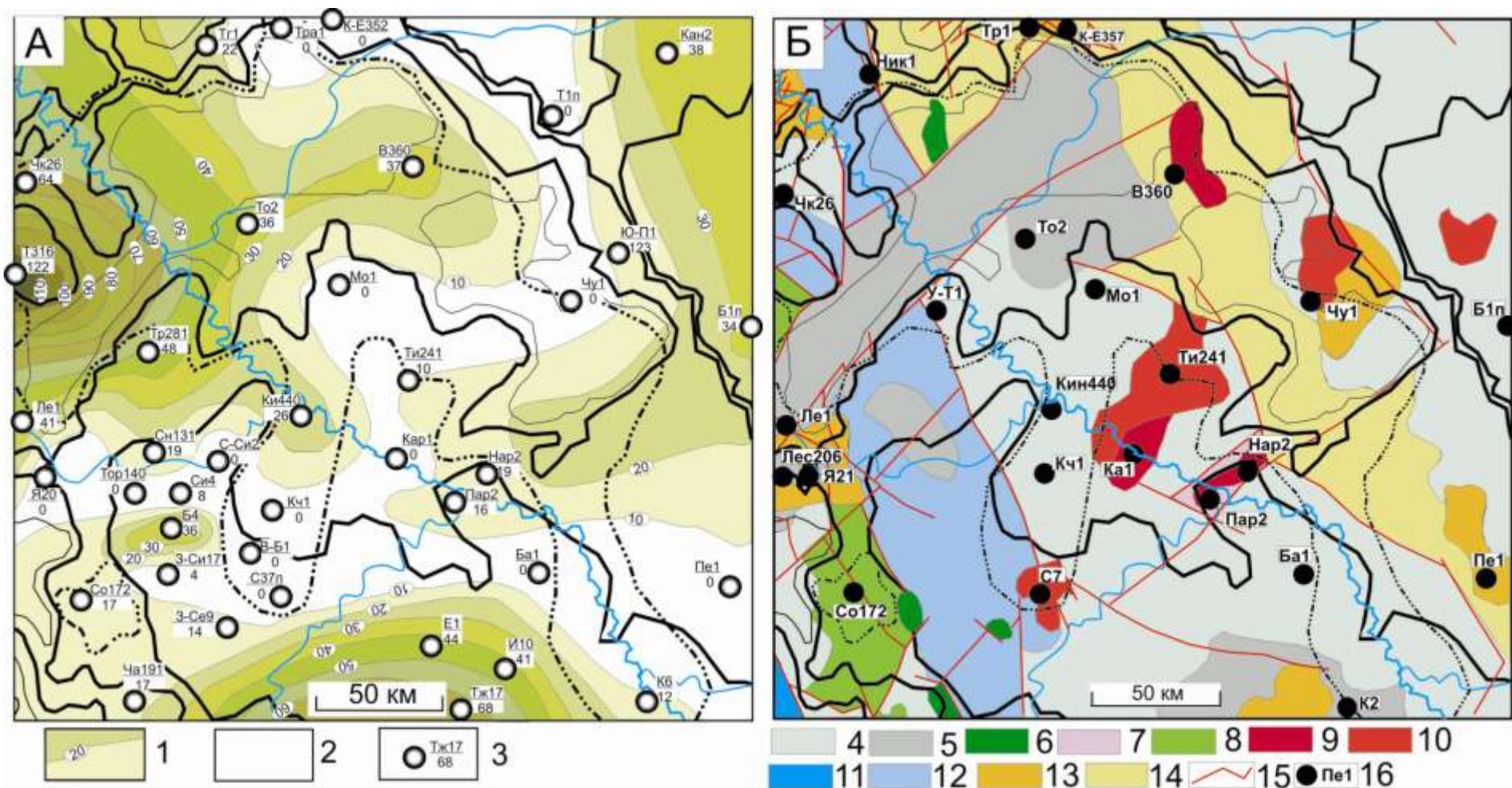


Рис. 3.9 Схематические карты распространения пород коры выветривания (А) и распространения петротипов пород фундамента [157, 165] (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – изопахиты отложений коры; 2 – зона отсутствия коры выветривания; 3 – скважина, использованная для построения карты изопахит: в числителе условный индекс, в знаменателе – мощность коры. К рисунку Б, фации комплексов пород фундамента: 4 – аспидная; 5 – базальтовая; 6 – базиты; 7 – глинисто-кремнистая; 8 – глинисто-сланцевая; 9 – гранодиориты; 10 – гранитоиды; 11 – карбонатная; 12 – терригенно-карбонатная; 13 – риолитовая; 14 – терригенная; 15 – тектонические нарушения; 16 – скважина, вскрывшая породы фундамента, ее условный индекс. Остальные обозначения те же, что на рис. 3.1.

Коллекторы с неблагоприятными ФЕС формируются в коре выветривания, образованной по магматическим породам основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации. Учтем и зоны коллекторов коры выветривания с неблагоприятными ФЕС (рис. 3.10А).

### **Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в отложениях коры выветривания и районирование резервуара зоны контакта**

Используя карту распределения плотности генерированных тогурских нефтей (рис. 3.4) и карту толщин отложений коры выветривания (рис. 3.9А), построена схематическая **карта распределения относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей в резервуаре коры выветривания** (рис. 3.10А).

Карта названа схематической картой распределения *относительной* плотности ресурсов. Здесь относительная плотность ресурсов понимается так. Если на участке скв. Вертолетная 362 (В362) плотность ресурсов резервуара оценена в 20 усл. ед., а на участке скв. Чкаловская 26 (Чк26) – в 40 усл. ед. (рис. 3.10А), то это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность ресурсов резервуара в 2 раза меньше, чем плотность ресурсов на втором участке (*отношение 1:2*).

На рисунке 3.10А видно, что район с наибольшей плотностью ресурсов (более 20 усл. ед.) протягивается широкой полосой с запада на восток, охватывая южные склоны Трайгородского мезавала, западную и центральную части Неготского мезопрогиба, северо-западный локальный участок Северо-Парабельской мегамоноклинали и, затем, значительно сужаясь, охватывает юго-восточный борт Неготского мезопрогиба и прилегающую зону сочленения с Пыжинским мезопрогибом и северным склоном Северо-Парабельской мегамоноклинали.

В таблицу 3.8 приведено сопоставление **результатов районирования резервуара коры выветривания** (рис. 3.10Б) и данных по испытанию отложений зоны контакта в глубоких скважинах.

Выделение первоочередных участков для поисков в отложениях коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины проводим с учетом качества коллектора в резервуаре. Наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляет *участок 1*, который объединяет земли северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. В пределах этого участка расположена скважина Вертолетная 360 (В360), при бурении которой были вскрыты доюрские породы, но испытание на продуктивность в этой части разреза не проводилось.

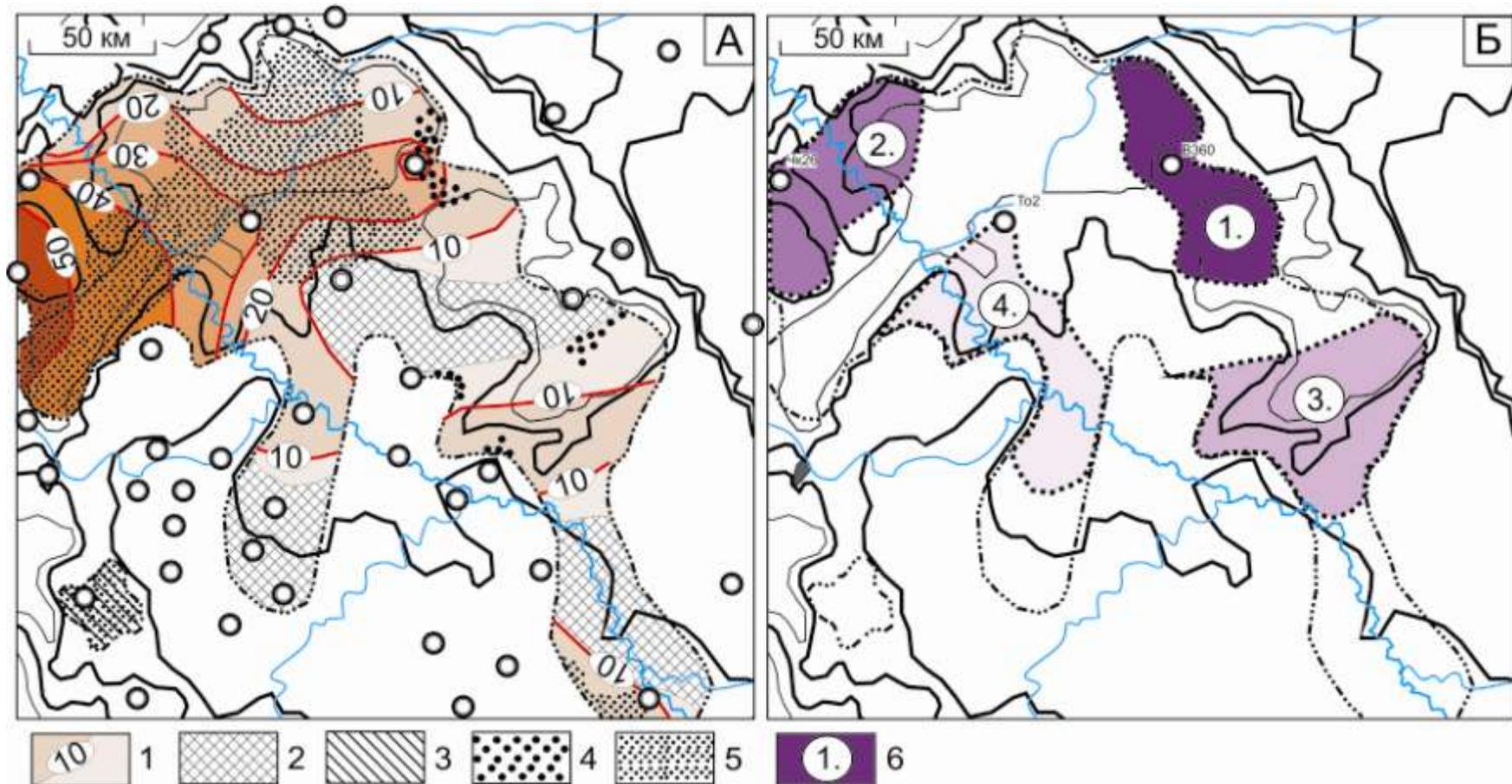


Рис. 3.10 Схема соотношения распределения плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей и качества коллекторов в резервуаре коры выветривания (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в отложениях коры выветривания (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – изолинии плотности генерированных нефтей, усл. ед.; 2 – зона отсутствия коры выветривания в пределах распространения тогурской свиты; 3 – зона отсутствия оценки плотности генерированных тогурских нефтей; 4 – зона коллекторов коры выветривания с улучшенными ФЕС; 5 – зоны коллекторов коры выветривания с неблагоприятными ФЕС. К рисунку Б: 6 – перспективный участок, номер ранжирования. Интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности земель. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.9

Таблица 3.8 Сопоставление результатов районирования резервуара коры выветривания и данных по испытанию отложений зоны контакта глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины [158] (\* – ранжирование по степени перспективности)

Район, участок * (рис. 3.10Б)	Ресурсы, усл. ед. / качество коллектора	Скважины, расположенные в районе	Результаты испытания			Нефте проявления
			Пласт (объект)	Приток, м <sup>3</sup> /сут	Тип флюида	
1.	10-20 / улучшенные ФЕС	Вертолетная 360 (В360)	НГГЗК	Не испытывался	Не испытывался	-
2.	20-50 / «средние» ФЕС	Чкаловская 26 (Чк26)	НГГЗК	50	Нефть конденсат, газ	-
3.	10 / улучшенные ФЕС	-	-	-	-	-
4.	10-20 / «средние» ФЕС	Толпаровская 2 (То2)	НГГЗК	-	-	В керне
За пределами распространения тогурской свиты	-	Никольская 3	НГГЗК	1,6	Вода	-

Северный борт Неготского мезопрогиба и зона его сочленения с восточным склоном Трайгородского мезовала – перспективный *участок 2*. При «среднем» качестве коллектора на этом участке отмечается высокое значение относительной плотности тогурских нефтей, а полученный приток УВ из интервала коры выветривания при испытании в скв. 26 Чкаловского месторождения (Чк26) подтверждает высокую перспективность этого участка.

Перспективный *участок 3* тектонически приурочен к южному борту Пыжинского мезопрогиба и зоне его сочленения на юге – с северной частью Зайкинской мезоседловины, на западе – с восточным склоном Северо-Парабельской мегамоноклинали. Однако о прямых признаках нефтенасыщения разреза на этом участке сведений в настоящее время нет.

Локальный *участок 4*, расположенный в центральной части Северо-Парабельской мегамоноклинали и сопредельном южном врезе Усть-Тымской мегавпадины, по ранжированию идет на четвертом месте. При бурении скв. Толпаровская 2 (То2) из интервала коры выветривания был поднят керн с признаками нефтенасыщения, что подтверждает перспективность этого участка.

Можно отметить, что резервуар НГГЗК, вскрытый скв. Никольская 3 за пределами распространения нефтематеринской тогурской свиты, водоносен.

Таким образом, выделяем и *предлагаем первоочередной район для изучения и освоения резервуара коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины – участок 1* – зону северо-восточного борта мегавпадины, где высокая плотность ресурсов аккумулярованных тогурских нефтей и улучшенные ФЕС коллекторов.

### **Распространение палеозойского резервуара**

В доюрском НГК, наряду с резервуаром коры выветривания, интерес представляют и залежи УВ в гетерогенном разновозрастном резервуаре коренного фундамента [41]. Скопления УВ в коренных породах фундамента образуют как массивные, так и тектонически, литологически экранированные локальные залежи. Залежи приурочены к вторичным коллекторам по осадочным, метаморфическим и магматическим породам. Флюидоупорами могут служить глинистые образования коры выветривания или экраны из непроницаемых карбонатных или магматических пород внутри палеозойского фундамента.

Основной нефтегенерирующей толщей для образований залежей УВ в верхних толщах коренных пород фундамента, как и для резервуара коры выветривания, являются отложения тогурской свиты [62]. Экспериментальные исследования показали, что вклад юрского источника для залежей доюрского НГК при определенных структурно-формационных условиях достигает 98 % [78].

Наилучшими ФЕС обладают коллекторы, образованные в результате метасоматической проработки магматических пород кислого состава и глинисто-кремнистые разности. В зонах распространения магматических пород основного и ультраосновного состава, а также глинистых сланцев существуют неблагоприятные условия для формирования вторичных коллекторов [45, 61, 166, 167].

Формирование вторичных коллекторов происходит в тектонически ослабленных зонах активной флюидомиграции. Такие зоны напрямую связаны с проявлением дизъюнктивной тектоники, вызывающей повышенную трещиноватость горных пород, что само по себе влечет за собой улучшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Таким образом, наличие кислых магматических пород или глинисто-кремнистых образований является критерием (руководящим признаком) для выделения в коренном фундаменте областей с потенциально улучшенными ФЕС. А интенсивность разрывной тектоники является руководящим признаком для разделения этих областей на зоны с лучшими, хорошими и удовлетворительными ФЕС.

Используя схему распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (рис. 3.9Б), *выделены области* пород фундамента с потенциально улучшенными ФЕС, области с потенциально средними ФЕС и области с потенциально неблагоприятными ФЕС (рис. 3.11А). Затем, с учетом интенсивности разрывной тектоники в фундаменте, *определены зоны* коллекторов с лучшими, хорошими и удовлетворительными ФЕС.

### **Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в коренных породах фундамента и районирование палеозойского резервуара**

Сопоставлением зон коллекторов лучших, хороших и удовлетворительных ФЕС с распределением значений плотности генерированных тогурских нефтей, *выделены и проранжированы четыре перспективных участка* (рис. 3.11Б).

*1-й участок*, представленный зоной коллекторов с лучшими ФЕС, объединяет земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклиналии и примыкающей южной части Пыжинского мезопргиба. Разломы трассируют границы и пересекают вкрест простирающиеся тектонические структуры в пределах всего участка. К разломам приурочены выходы гранитов. Значения плотности ресурсов тогурских нефтей изменяются от 85 усл.ед на западе до 25 усл.е. на востоке.

*2-ой участок*, представленный зоной коллекторов с хорошими ФЕС, протягивается вдоль северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. Здесь в фундаменте присутствуют гранитоиды, в северной части участка закартирован разлом. Плотность ресурсов тогурских нефтей высокая – возрастает от 50 до 80 усл. ед.

*3-й участок* также представлен зоной коллекторов с хорошими ФЕС. Участок занимает земли у южного вреза Северо-Парабельской мегамоноклиналии и сопредельную часть Парабельского мегавыступа. На юге участка картируется небольшой Сенькинский гранитный массив, который разбит серией разломов. Плотность ресурсов тогурских нефтей высокая – от 70 до 85 усл. ед.

*4-й участок*, представленный зоной коллекторов с удовлетворительными ФЕС, приурочен к сочленению северо-западного борта Усть-Тымской мегавпадины и структур прилегающего Александровского свода. Территория разбита серией разломов разной направленности. Плотность ресурсов тогурских нефтей варьирует от 50 до 80 усл. ед.

В табл. 3.9 приводится сопоставление результатов районирования палеозойского резервуара и данных, полученных при бурении и испытании скважин, вскрывших фундамент. На участке 1, выделенном как первоочередной, прямого подтверждения о нефтегазности нет из-за отсутствия фактического материала. На участке 2 на Вертолетной площади в скв. 360 палеозойские породы вскрыты, но не испытывались на продуктивность.

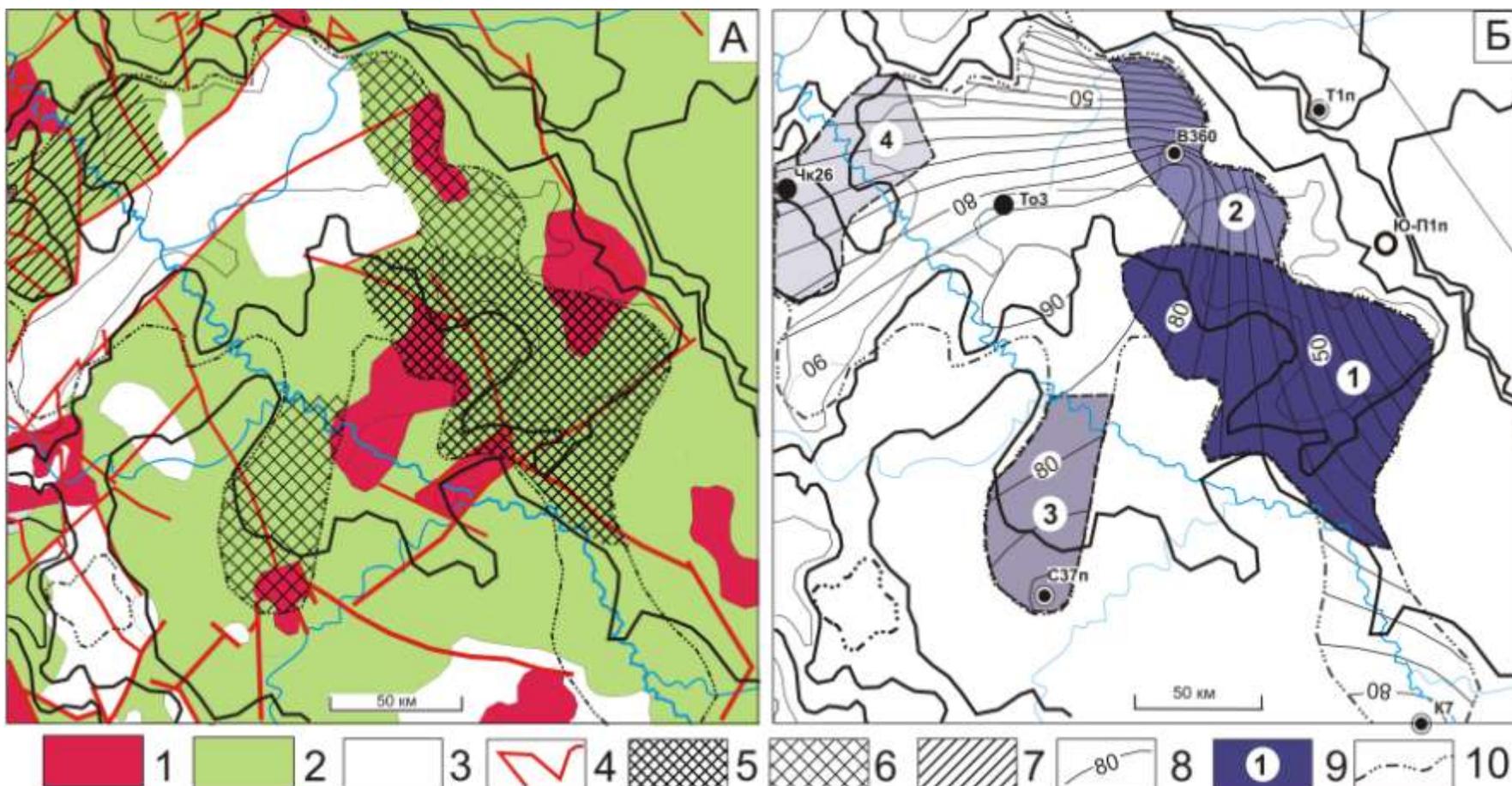


Рис. 3.11 Схема распределения петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в палеозойском резервуаре (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1– область петротипов пород с потенциально улучшенными ФЕС; 2 – область петротипов пород с потенциально средними ФЕС; 3 – область петротипов пород с потенциально неблагоприятными ФЕС; 4 – тектонические нарушения; 5 – зона коллекторов с лучшими ФЕС; 6 – зона коллекторов с хорошими ФЕС; 7 – зона коллекторов с удовлетворительными ФЕС. К рисунку Б: 8 – изолинии значений плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей, усл. ед.; 9 – перспективный участок, номер ранжирования (интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности участка); 10 – граница распространения нефтематеринской тогурской свиты. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.1 и 3.9.

На участке 3 имеются данные по скв. 37, пробуренной на Сенькинской площади, при испытании которой притока практически не получено. Прямое подтверждение прогноза получено на участке 4, где палеозойские отложения в скв. Чкаловская 26 оказались продуктивными.

Отмечаем, что отложения палеозоя, вскрытые скважинами Тымская 1 (Т1п) и Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1п) за пределами распространения тогурской нефтематеринской свиты, водоносны или без притока.

Таблица 3.9 Сопоставление результатов районирования резервуара палеозойского фундамента и данных бурения и испытания глубоких скважин [158] (\* – ранжирование по степени перспективности)

Район, участок* (рис. 3.11Б)	Ресурсы, усл. ед. / качество коллектора	Скважины, расположенные в районе	Результаты испытания		
			Пласт (объект)	Приток, м <sup>3</sup> /сут	Тип флюида
1	25-85/ лучшие ФЕС	-	-	-	-
2	50-80/ хорошие ФЕС	Вертолетная 360 (В360)	PZ	Не испытывался	Не испытывался
3	70-85/ хорошие ФЕС	Сенькинская 37п (С37п)	PZ	0,25	Фильтрат бурового раствора
			PZ	«Сухо»	-
4	50-80/ удовлетворительные ФЕС	Чкаловская 26 (Чк26)	PZ	100-500	Нефть
В пределах распространения тогурской свиты	80/ неудовлетворительные ФЕС	Колпашевская 7 (К7)	PZ	0,5	Вода+пленка нефти
	80/ неудовлетворительные ФЕС	Толпаровская 3 (То3)	PZ	0,7-4,5	Вода
За пределами распространения тогурской свиты	-	Тымская 1 (Т1п)	PZ	0,9	Вода
	-	Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1п)	PZ	«Сухо»	-

*Таким образом, выделяем и предлагаем первоочередной район для изучения и освоения палеозойского резервуара Усть-Тымской мегавпадины – участок 1, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопргиба.*

Явно не согласуется наш прогноз по палеозойскому резервуару – высокая плотность ресурсов нефти и неудовлетворительные ФЕС коллектора – с результатами испытания скв. Толпаровская 3 (То3) – табл. 3.9. Конечно, можно объяснить факт коллектора с удовлетворительным ФЕС положением скважины на продолжении разлома северо-западного простирания, а водонасыщенность коллектора – расформированием залежи под влиянием этого

же разлома. Но это дополнительная условность, требующая детальной проработки. Вместе с тем отметим, что в остальном выполненный прогноз нефтегазоносности и районирование нижнеюрских и доюрских резервуаров согласуется сопоставлением с данными опробования и испытаний 33 интервалов 19 глубоких скважин.

*Таким образом, в качестве первоочередного района поисков залежей нефти в резервуаре коры выветривания выделена и предложена перспективная зона северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины [158, 160]. Эта зона сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и улучшенные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.*

*В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в палеозойском резервуаре выделен и предложен перспективный участок, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопрогиба [158]. Этот участок сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и лучшие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.*

*Выполненный прогноз нефтегазоносности и районирование нижнеюрских и доюрских резервуаров подтверждается сопоставлением с данными опробования 19-ти глубоких скважин. Согласованность геофизического прогноза с данными бурения составляет порядка 95% [158].*

### 3.5 Выводы по оценке нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских резервуаров, выполненной методом палеотемпературного моделирования

В Усть-Тымской мегавпадине и по ее обрамлению отмечается развитие нефтематеринских баженовских и тогурских отложений, наличие резервуаров в осадочном чехле и в породах фундамента, что определяет перспективность разреза в пределах исследуемой территории. Однако установлено, что на юго-восток (Правобережье Оби) расчетная плотность генерированных баженовских нефтей закономерно и существенно уменьшается [38]. Вместе с тем, генерированные ресурсы тогурских нефтей, питающие нижнеюрские и доюрские резервуары, образуют однородное поле плотности практически по всей области распространения тогурской свиты.

Таким образом, *материнские тогурские отложения, нижнеюрские и доюрские резервуары в пределах Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления являются перспективными объектами для нефтегеологического прогнозирования с применением методики интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которой принадлежит результатам геотермических исследований.*

Для палеотемпературного моделирования и последующего прогнозирования выбраны 10-ть представительных глубоких скважин, площадное распределение которых и обеспеченность геолого-геофизическими данными создало условие для корректного построения прогнозных карт.

Результаты моделирования, картирования очагов генерации тогурских нефтей и оценки распределения плотности генерированных нефтей Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления позволяют сделать следующие выводы [135–137, 144]:

*1. В разрезах 10-ти представительных глубоких скважин методом палеотемпературного моделирования выполнен расчет значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза и восстановлена термическая история всех свит, включая нефтепроизводящие. Полученная оценка погрешности расчетов позволила выполнить корректное построение схематической карты расчетных значений плотности теплового потока и комплекта схематических карт распределения геотемператур, с положением очагов интенсивной генерации нефти в тогурской нефтепроизводящей свите, на 10-ть ключевых времен истории осадконакопления. Очаги выделены по геотемпературному критерию главной зоны нефтеобразования (ГЗН).*

2. Для зон, имеющих представительные скважины, рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей ( $R$ ), учитывающий геотемпературу очагов генерации нефтей и время действия этих очагов. Принимая во внимание предельную погрешность расчета ресурсов, выполнено построение схематической карты распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей (в условных единицах). Из содержания этой карты следует, что перспективные земли по плотности генерированных тогурских нефтей – это практически вся область распространения тогурской свиты.

Выполнено сопоставление расчетных значений плотности теплового потока – фундаментального геодинамического параметра, полученного нами для территории Усть-Тымской мегавпадины, с данными о плотности теплового потока А.Р. Курчикова и Б.П. Ставицкого (1987 г.) [129] и А.Д. Дучкова (2000 г.) [39]. Так на схеме плотности теплового потока в пределах Западно-Сибирской плиты [129] территория Усть-Тымской мегавпадины характеризуется дискретными значениями плотности теплового потока в диапазоне 63–65 мВт/м<sup>2</sup>. На карте теплового потока Западно-Сибирской плиты [39] территория Усть-Тымской мегавпадины оконтуривается изолинией 60 мВт/м<sup>2</sup>. Наши расчетные значения плотности теплового потока Усть-Тымской мегавпадины находятся в диапазоне 50–60 мВт/м<sup>2</sup> (рис.3.2). Как следует из сопоставления, наши результаты вполне согласуются с ранее проведенными экспериментальными исследованиями плотности теплового потока Западной Сибири.

Результаты анализа и оценки характеристик нижнеюрских резервуаров и распределения ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей позволяют сделать следующие выводы [158, 160]:

1. Полученные данные о распределении аккумулялирующих объемов нижнеюрских резервуаров, обусловленных их толщинами, и о распределении относительных объемов генерированных нефтей позволили построить схематические карты распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей, отдельно для резервуара пласта Ю<sub>16</sub> и резервуара пласта Ю<sub>15</sub>.

2. Выполненное районирование Усть-Тымской мегавпадины по плотности ресурсов тогурских нефтей выявило первоочередную зону для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров (пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub>). Это наиболее перспективная зона, где происходит латеральное совпадение высокой плотности ресурсов аккумулялирующих тогурских нефтей по обоим пластам. Перспективная зона приурочена к центральной части Неготского мезопргиба.

Результаты анализа и оценки характеристик доюрских резервуаров и распределения ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей позволяют сделать следующие выводы [158, 160]:

1. Полученные данные о распределении аккумулялирующих объемов коры выветривания и о распределении плотности генерированных тогурских нефтей позволили построить схематическую карту первично-аккумуляированных ресурсов резервуара коры выветривания. С учетом качества коллекторов в резервуаре, проведено районирование коры выветривания по плотности ресурсов тогурских нефтей.

2. В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в резервуаре коры выветривания выделяется перспективная зона северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. Эта зона сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и улучшенные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

3. Сопоставлением зон коллекторов лучших, хороших и удовлетворительных ФЕС, дифференцированных по петротипу коренных отложений и тектоническому фактору, с распределением значений плотности генерированных тогурских нефтей выделены и проранжированы четыре перспективных участка палеозойского резервуара.

4. В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в палеозойском резервуаре выделяется перспективная зона, объединяющая земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопргиба. Эта зона сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и лучшие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Выполненный прогноз нефтегазоносности и районирование нижнеюрских и доюрских резервуаров подтверждается сопоставлением с данными опробования 19-ти глубоких скважин. Согласованность геофизического прогноза с данными бурения составляет порядка 95% [158].

Основные полученные результаты по оценке нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины апробированы на научно-практических конференциях и семинарах [161, 168–173].

***Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое положение:***

***«Созданы модели термической истории и реализации генерационного потенциала нефтематеринских баженовских и тогурских отложений, модели аккумулирующих резервуаров и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского и доюрского НГК Усть-Тымской мегавпадины и структур обрамления».***

## 4 ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

### 4.1 Характеристика объекта исследований, постановка задачи

Территория Нюрольской мегавпадины – юго-восток Западной Сибири, земли действующих нефтепромыслов Томской области (рис. 4.1). Нарращивание и освоение на этих землях сырьевого потенциала – одно из ключевых направлений развития томского нефтегазового комплекса. Это направление, очевидно, является наиболее ресурсосберегающим, минимизирующим объемы капитальных затрат.

Разрабатываемые здесь залежи, в основном, принадлежат верхнеюрскому нефтегазонасному комплексу. Нефтяные месторождения, включая наиболее крупные, приурочены к антиклинальным структурам. Однако, к настоящему времени, фонд антиклинальных структур практически исчерпан. Высокая плотность сейсморазведочных работ не позволяет рассчитывать на открытие новых залежей в антиклинальных структурах, а, следовательно, и на существенное расширение разведочной и промысловой базы в этом НГК. Поэтому, наряду с выявлением неантиклинальных поисковых объектов в верхнеюрской васюганской свите [42], приоритетными направлениями геологоразведочных работ становятся поиски и разведка залежей УВ в ловушках на других стратиграфических уровнях, в частности приуроченных к нижнеюрскому НГК.

#### **Геолого-структурная характеристика**

Нюрольская мегавпадина – отрицательная структура I порядка изометричной формы, осложняет южную часть Колтогорско-Нюрольского желоба, протягивающегося в субмеридианальном направлении в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Депрессия ограничена положительными структурами: с северо-запада – восточным склоном Каймысовского свода; с северо-востока – Средневасюганским мегавалом, с юго-востока – Северо-Межовской мегамоноклиной. Мегавпадину осложняют структуры более низкого ранга, в том числе структурные элементы III порядка: Кулан-Игайская и Тамрадская впадины, Осевой и Тамянский прогибы, Фестивальный вал и Игольско-Таловое куполовидное поднятие. Ряд локальных складок IV порядка представляют собой основной объем верхнеюрских антиклинальных ловушек (рис. 4.1).

Нюрольская мегавпадина по отражающему горизонту  $\Phi_2$  оконтурена изогипсой минус 3240 м, имеет амплитуду 400 м и площадь 11800 км<sup>2</sup> [43].

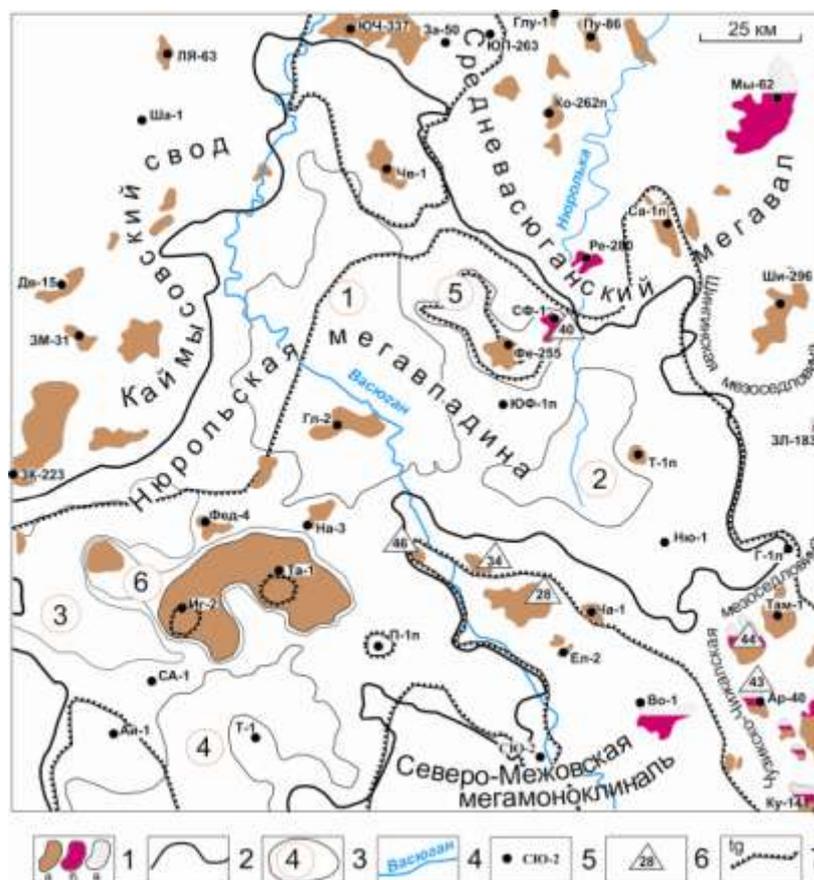


Рис. 4.1 Схематическая карта нефтегазоносности Нюрольской мегавападины, на основе [43]: 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавападины; 3 – структура III порядка и ее условный номер; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее условный индекс (табл. 4.3); 6 – условный номер месторождения с залежами в нижнеюрском НГК; 7 – граница зоны распространения тогурской свиты. Структуры III порядка: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осевой прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие. Месторождения: 28 – Южно-Майское; 34 – Майское; 40 – Северо-Фестивальное; 43 – Арчинское; 44 – Урманское; 46 – Среднемайское.

Карбонатные формации с прослоями эффузивов основного, среднего и кислого составов ордовик-каменноугольного возраста слагают доюрский фундамент, который повсеместно перекрыт мощным (до 3500 м) осадочным мезозойско-кайнозойским чехлом.

Фрагментарно присутствуют терригенные породы тампейской серии промежуточного пермо-триасового этажа [53].

Осадочный чехол сложен терригенными континентальными и морскими фациями с широким развитием в пониженных формах рельефа фундамента нижнеюрских отложений (табл. 4.1).

Таблица 4.1 Литолого-стратиграфическая колонка осадочной толщи Нюрольской мегавпадины, вскрытой скважиной Северо-Фестивальная 1

Свита, толща (стратиграфия)	Глубина кровли, м	Мощно сть, м	Возраст, млн л	Время накоплен ия, млн.лет	Литология (долевое содержание)		
					Глины	Алеврол иты	Песчаник и
Четвертичные $Q$	0	35	0–1,64	1,64	0.3	0.3	0.4
Плиоценовые $N_2$	35	0	1,64–4,71	3,07	-	-	-
Миоценовые $N_1$	35	0	4,71–24,0	19,29	-	-	-
Некрасовская $nk Pg_3$	35	156	24,0–32,2	8,3	0.4	0.3	0.3
Чеганская $hg Pg_{3-2}$	191	70	32,2–41,7	9,4	0.7	0.1	0.2
Люлинворская $ll Pg_2$	261	240	41,7–54,8	13,1	1.0	0.0	0.0
Талицкая $tl Pg_1$	501	70	54,8–61,7	6,9	0.9	0.1	0.0
Ганькинская $gn Pg_{1-K_2}$	571	170	61,7–73,2	11,5	1.0	0.0	0.0
Славгородская $sl K_2$	741	131	73,2–86,5	13,3	0.6	0.2	0.2
Ипатовская $ip K_2$	871	0	86,5–89,8	3,3	0.3	0.0	0.7
Кузнецовская $kz K_2$	871	16	89,8–91,6	1,8	1.0	0.0	0.0
Покурская $pk K_{1-2}$	887	800	91,6–114,1	22,5	0.4	0.3	0.3
Алымская $a_2 K_1$	1687	24	114,1–116,3	2,2	-	-	-
Алымская $a_1 K_1$	1711	17	116,3–120,2	3,9	-	-	-
Киялинская $kls K_1$	1728	613	120,2–132,4	12,2	0.3	0.3	0.4
Тарская $tr K_1$	2341	54	132,4–136,1	3,7	0.4	0.3	0.3
Куломзинская $klm K_1$	2395	313	136,1–145,8	9,7	0.5	0.3	0.2
Баженовская $bg J_3$	2708	23	145,8–151,2	5,4	1.0	0.0	0.0
Георгиевская $gr J_3$	2731	5	151,2–156,6	5,4	1.0	0.0	0.0
Васюганская $vs J_3$	2736	70	156,6–162,9	6,3	0.5	0.2	0.3
Тюменская $tm J_{1-2}$	2806	431	162,9–208,0	45,1	0.0	0.4	0,4; угли, до 0,2
Палеозой	3237	33	208,0-224,5	16,5	Магматические и метаморфические породы основного состава и глинистые сланцы [58]		
Забой		3270					

Данные литолого-стратиграфической колонки взяты из Каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин [147]. В качестве основы для возраста использована Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами [148].

### Характеристика нефтегазоносности территории исследований

Территория исследования расположена в пределах Каймысовской нефтегазоносной области. Месторождения, приуроченные к структурам Нюрольской мегавпадины, объединены Нюрольско-Колтогорским нефтегазоносным районом. Продуктивными комплексами являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский.

Для средне-, нижнеюрских и палеозойского НГК основной генерирующей толщей признана [42, 54, 61] *тогурская нефтематеринская свита* ( $J_{1t1}$ ). Её распространение в Нюрольской мегавпадине ограничивается пониженными формами рельефа, выклиниванием к окаймляющим положительным структурам и к выступам кристаллического фундамента на Фестивальном вале, Игольско-Таловом куполовидном поднятии, Пешеходной площади (рис. 4.1). Высокое содержание гумусово-сапропелевого  $C_{орг}$  (до 10 %) и катагенетическая преобразованность РОВ на уровне градаций  $МК_1^2$ – $МК_2$  [62] определяют её региональный генерационный потенциал.

Залежи углеводородов в *палеозойском НГК* связаны как с внутренними резервуарами [52], приуроченными к осадочно-органогенным породам среднего и верхнего палеозоя ( $M_{1-10}$ ), так и к дезинтегрированным породам кор выветривания (М). Эрозионно-тектонические выступы фундамента, сложенные эффузивами кислого состава являются наиболее перспективными зонами на поиски залежей нефти и газа [51].

С пластами Ю<sub>15</sub> салатской ( $J_{1t^2}$ – $J_{2a1}$ ) и Ю<sub>17-16</sub> урманской ( $J_{1h-p}$ ) свит *нижнеюрского НГК* связаны структурно-литологические и тектонически-экранированные залежи [25]. Наиболее перспективными представляются зоны разгрузки палеопотоков с палеовершин эрозионных выступов фундамента [58]. Образующиеся здесь пласты-коллекторы обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Урманская свита формируется в геттанг-плинсбахское время и отвечает началу формирования осадочного чехла [55]. В случае редуцирования отложений базального горизонта Ю<sub>17</sub>, непосредственно с фундаментом контактируют вышележащие толщи верхнеурманской подсвиты (пласт Ю<sub>16</sub>). При выклинивания урманских отложений полностью, к породам фундамента примыкают образования салатской свиты, песчаные разности которой объединены в пласт Ю<sub>15</sub>. Нередко, пласты Ю<sub>15</sub> и Ю<sub>16</sub> гидродинамически объединяясь, образуют общую залежь.

В контуре территории исследования в нижнеюрском и палеозойском НГК открыты промышленные залежи углеводородов (табл. 4.2.)

Залежи в *среднеюрском НГК* приурочены к пластами Ю<sub>2-7</sub> континентальной тюменской свиты ( $J_{2b-bt}$ ). Пласты этого комплекса фациально неоднородны и латерально неустойчивы.

Основным источником УВ для мелового и верхнеюрского НГК является рассеянное органическое вещество (РОВ) сапропелевого типа *баженовской свиты* ( $J_{3vv}$ ). Генерационный потенциал этих отложений в пределах исследуемой территории обусловлен их повсеместным распространением, мощностью (до 30 м) и высоким содержанием  $C_{орг}$  (до 12 %).

Разрабатываемый *верхнеюрский НГК* включает пласт Ю<sub>0</sub> баженовской свиты ( $J_{3tt}$ – $K_{1b}$ ), базальный пласт в отложениях барабинской пачки Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> и горизонт Ю<sub>1</sub> васюганской ( $J_{3k-o}$ ).

*Меловой НГК* объединяет залежи пластов группы А в киялинской свите ( $K_{ibr-g}$ ) и группы Б в тарской ( $K_{lv}$ ) и куломзинской ( $K_{lv-b}$ ) свитах.

Таблица 4.2 Характеристика месторождений Нюрольской мегавпадины и структур её обрамления с залежами в нижнеюрском НГК [174].

Месторождение	Условный номер (на рис. 4.1)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласты)
Южно-Майское	28	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>15</sub>
Майское	34	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>16-15</sub>
Среднемайское	46	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>14-15</sub>
Северо-Фестивальное	40	Нижнеюрский	Газоконденсат	Ю <sub>16</sub>
Арчинское	43	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
		Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>14</sub>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>15</sub>
		Палеозойский	Газоконденсат	М <sub>1</sub>
Урманское	44	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>7</sub> , Ю <sub>14</sub>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>15</sub>
		Палеозойский	Газоконденсат	М, М <sub>1</sub>

Для палеотемпературного моделирования выбраны 39-ть представительных скважины, определивших контур построения прогнозных карт (рис. 4.1) [78]. В таблице 4.3 приведена систематизированная сводка результатов испытаний этих скважин, пробуренных в пределах Нюрольской мегавпадины и ее обрамления и информация по лабораторному изучению катагенеза пород (ОСВ) керна глубоких скважин.

Таблица 4.3 Пластовые температуры, полученные при испытаниях глубоких скважин, и палеотемпературы, рассчитанные по ОСВ ( $R_{vt}^0$ ) в образцах керна [174]

Площадь, скважина	Условный индекс скважины на рис. 4.1	Интервал, глубина, м	Отложения (свита)	Температура пластовая, °С	$R_{vt}^0$ , %	Палеотемпература по $R_{vt}^0$ , °С
1	2	3	4	5	6	7
Айсазская 1	Ай-1	2156	Киялинская	67	-	-
		862	Покурская	31	-	-
		2700	баженовская	-	0,62	96
		3150	Тюменская	-	0,76	115
Водораздельная	Во-1	2400-2406	Куломзинская	74	-	-
		2650-2660	Васюганская	80	-	-
		2882	Тюменская	-	0,67	102
		2991	Тюменская	-	0,70	106
Глухариния 1	Глу-1	2569-2574	Васюганская	100		
		2539	Куломзинская	-	0,76	115
		2613	Васюганская	-	0,76	115
Глуховская 2	Гл-2	2928-2950	Васюганская	108	-	-
		2932-2948	Васюганская	107	-	-
		2962-2967	Васюганская	107	-	-
Двуреченская 15	Дв-15	2689-2692	Васюганская	83	-	-
		2682-2684	Васюганская	89	-	-
		2684	Васюганская	-	0,59	92
		2686	Васюганская	-	0,58	91

1	2	3	4	5	6	7
Еллейская 2	Ел-2	2632-2640	Васюганская	84	-	-
		2650-2657	Васюганская	85	-	-
Западно-Моисеевская 31	ЗМ-31	2713-2718	Васюганская	85	-	-
		2706	Васюганская	-	0,58	91
		2713	Васюганская	-	0,59	92
Западно-Крапивинская 223	ЗК-223	2756-2759	Васюганская	92	-	-
		2748-2753	Васюганская	92	-	-
		2746	Васюганская	-	0,59	92
Западно-Лугинецкая 183	ЗЛ-183	2660-2664	Тюменская	95	-	-
Игольская 2	Иг-2	2750-2823	Васюганская	92	-	-
		2760-2773	Васюганская	90	-	-
		2740-2773	Васюганская	95	-	-
		2800	Васюганская	-	0,70	106
Колотушная 262 параметрическая	Ко-262п	2584-2593	Васюганская	90	-	-
Кулгинская 141	Ку-141	2753-2763	Тюменская	84	-	-
		2660-2662	Васюганская	82	-	-
		2791-2795	Тюменская	86	-	-
		2661	Васюганская	-	0,67	102
		2676	Васюганская	-	0,68	104
Лонтынь-Яхская 63	ЛЯ-63	2476-2483	Васюганская	95	-	-
Мыльджинская 62	Мы-62	2368-2380	Васюганская	84	-	-
		2360	Васюганская	-	0,53	84
Налимья 3	На-3	2885-2891	Васюганская	98	-	-
		2917	Васюганская	-	0,76	115
		3282	Тогурская	-	0,80	120
Нюльгинская 1	Ню-1	2499-2527	куломзинская	75	-	-
		2700	Марьяновская	-	0,52	83
		2822	Васюганская	-	0,55	87
		2892	Тюменская	-	0,58	91
		2894	Тюменская	-	0,60	94
		3089	Тюменская	-	0,59	92
		3199	Тюменская	-	0,62	96
Пешеходная 1 параметрическая	П-1п	2262-2295	Куломзинская	71	-	-
		2325-2350	Куломзинская	73	-	-
		2800	Тюменская	-	0,59	92
Пуглалымская 86	Пу-86	2630-2703	Тюменская	90	-	-
		2677	Тюменская	-	0,76	115
Речная 280	Ре-280	2156-2178	Киялинская	67	-	-
		2318-2323	Куломзинская	68	-	-
		2911	Тюменская	-	0,68	104
Северо-Айсазская 1	СА-1	2840-2850	Васюганская	94	-	-
		3262-3310	Кора выветривания	113	-	-
Северо-Фестивальная 1	СФ-1	3145-3165	Тюменская	123	-	-
		3130-3145	Тюменская	118	-	-
Северо-Юлжавская 2	СЮ-2	2674-2707	Васюганская	78	-	-
		2800	Тюменская	-	0,59	92
Таловая 1	Та-1	2798-2806	Васюганская	88	-	-
		2781-2787	Васюганская	88	-	-
		2760	Баженовская	-	0,59	92
Тальянская 1	Т-1	2442-2521	Куломзинская	82	-	--
Тамбаевская 1	Там-1	2984-3008	Тюменская	100	-	-
		2936-2957	Тюменская	98	-	-
		2754-2762	Тюменская	87	-	-
		2682-2694	Тюменская	86	-	-
		2593-2597	Васюганская	84	-	-
		2590	Васюганская	-	0,62	96

1	2	3	4	5	6	7
Тамратская параметрическая 1	Т-1п	2853-2860	Васюганская	107	-	-
		2885	Тюменская	-	0,73	111
Федюшкинская 4	Фед-4	2838-2842	Васюганская	92	-	-
		3064-3095	Тюменская	99	-	-
Чагвинская 1	Ча-1	2641-2647	Васюганская	88	-	-
		2600	Баженовская	-	0,62	96
		2645	Васюганская	-	0,70	106
		2650	Васюганская	-	0,67	102
		2734	Тюменская	-	0,73	111
Чворовая 1	Чв-1	2765-2772	Васюганская	97	-	-
		2744-2776	Васюганская	97	-	-
		2917	Тюменская	-	0,76	115
Шахматная 1	Ша-1	2494-2502	Тюменская	89	-	-
		2450-2468	Васюганская	87	-	-
		2452	Васюганская	-	0,59	92
Шингинская 296	Ши-296	2737-2748	Васюганская	105	-	-
		2704-2709	Васюганская	102	-	-
		2473-2483	Куломзинская	93	-	-
		2713	васюганская	-	0,70	106
Южно- Черемшанская 337	ЮЧ-337	2686-2707	Баженовская+ васюганская	98	-	-
		2812-2820	Тюменская	103	-	-
Южно- Фестивальная параметрическая 1	ЮФ-1п	2790-2820	Баженовская	90	-	-
		2843	Васюганская	-	0,67	102
		2917	Тюменская	-	0,72	109
		3059	Тюменская	-	0,70	106
Арчинская 40	Ар-40	2820	Тюменская	-	0,64	99
		2890	Тюменская	-	0,65	100
		2983	Тюменская	-	0,62	96
Гордеевская параметрическая 1	Г-1п	2874	Тюменская	-	0,80	120
Заячья 50	За-50	2835	Васюганская	-	0,75	114
		2840	Васюганская	-	0,80	120
Салатская параметрическая 1	Са-1п	2640	Тюменская	-	0,58	91
		2962	Тогурская	-	0,73	111
Фестивальная 255	Фе-255	2793	Васюганская	-	0,66	101
		3122	Тюменская	-	0,80	120
		3159	Тюменская	-	0,80	120
Южно-Пионерская 263	ЮП-263	2663	Баженовская	-	0,76	115
		2707	Васюганская	-	0,76	115

Таким образом, в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления **нижнеюрские резервуары определены как перспективные объекты** для нефтегеологического прогнозирования. Для проведения нефтегеологического моделирования и последующего прогнозирования выбраны 39-ть представительных глубоких скважин. [78, 174]. Критерии выбора скважин аналогичны критериям, принятым при исследованиях в пределах Усть-Тымской впадины (раздел 3.1).

Для восстановления термической истории тогурских отложений будет использована 21-а скважина, расположенная в пределах распространения тогурских отложений (выделены заливкой в табл.4.3).

4.2 Моделирование и картирование очагов генерации тогурских нефтей, оценка распределения плотности ресурсов генерированных нефтей

**Определение теплового потока**

Решением обратных задач геотермии в моделях распространения тепла в 39-и глубоких скважинах, расположенных в Нюрольской мегавпадине, рассчитан базовый геодинамический параметр – тепловой поток  $q$  через поверхность подстилающего основания и в слое у дневной поверхности (табл. 4.4).

Таблица 4.4 Расчетные значения теплового потока в скважинах Нюрольской мегавпадины

Скважина	Условный индекс скважины (рис. 4.1.)	Расчетная плотность теплового потока, мВт/ м <sup>2</sup>		
		Из основания осадочного разреза	У дневной поверхности	Приращение (+)
Айсазская 1	Ай-1	46,6	48,8	2,2
Водораздельная 1	Во-1	45,0	46,9	1,9
Глухарина 1	Глу-1	58,5	60,3	1,8
Глуховская 2	Гл-2	52,8	54,8	2,0
Двуреченская 15	Дв-15	45,8	47,2	1,4
Еллейская 2	Ел-2	47,0	48,4	1,4
Западно-Крапивинская 223	ЗК-223	47,4	49,1	1,7
Западно-Лугинецкая 183	ЗЛ-183	53,0	54,3	1,3
Игольская 2	Иг-2	48,7	50,9	2,2
Колотушная 262 параметрическая	Ко-262п	50,8	52,2	1,4
Кулгинская 141	Ку-141	46,6	48,7	2,1
Лонтынь-Яхская 63	ЛЯ-63	56,0	57,3	1,3
Мыльджинская 62	Мы-62	48,2	49,3	1,1
Налимья 3	На-3	50,2	52,9	2,7
Пуглалымская 86	Пу-86	53,5	54,7	1,2
Северо-Айсазская 1	СА-1	49,3	51,7	1,7
Северо-Фестивальная 1	СФ-1	56,2	58,5	2,3
Таловая 1	Та-1	44,9	46,7	1,8
Тальянская 1	Т-1	47,1	49,9	2,8
Тамбаевская 1	Там-1	47,6	49,6	2,0
Тамратская 1 параметрическая	Т-1п	53,0	55,3	2,3
Федюшкинская 4	Фед-4	46,5	48,9	2,4
Чагвинская 1	Ча-1	50,8	52,6	1,8
Чворовая 1	Чв-1	51,6	53,3	1,7
Шахматная 1	Ша-1	51,5	52,7	1,2
Шингинская 296	Ши-296	54,8	56,2	1,4
Южно-Черемшанская 337	ЮЧ-337	52,9	54,9	2,0
Южно-Фестивальная параметрическая	1 ЮФ-1п	47,6	49,8	2,2
Гордеевская 1 параметрическая	Г-1п	54,8	57,3	2,5
Заячья 50	За-50	57,1	59,4	2,3
Салатская 1 параметрическая	Са-1п	46,8	48,6	1,8
Фестивальная 255	Фе-255	50,1	52,3	2,2
Южно-Пионерская 263	ЮП-263	55,6	57,5	1,9

При расчете значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза каждой скважины – решении обратных задач геотермии (2.4), в качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, определенные из ОСВ. Сопоставление «наблюденных» геотемператур в скважинах (табл. 4.3) и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического время) показывало, что выполняется один из основных критериев оптимальности модели – критерий «невязки» [128]. «Невязки» решений обратных задач (2.4) для каждой скважины – среднеквадратические отклонения расчетных значений от «наблюденных» – составляли порядка  $\pm 2$  °С. Такие «невязки» оптимальные, т. к. «наблюденные» геотемпературы имеют погрешность порядка  $\pm 2$  °С.

В качестве примеров выполнения критерия «невязки» решения обратной задачи геотермии в табл. 4.5 приводятся результаты по скважине Двуреченская 15 (использованы имеющиеся пластовые температуры и данные ОСВ), по скважине Северо-Фестивальная 1 (имеются только пластовые температуры) и по скважине Южно-Пионерская 263 (имеются только данные ОСВ).

Таблица 4.5 Примеры сопоставления «наблюденных» и расчетных геотемператур при палеотемпературном моделировании разрезов скважин Нюрольской мегавпадины (при решении обратных задач геотермии (2.4) – расчете значений плотности теплового потока из основания осадочного чехла)

Интервал (глубина), м	«Наблюденные» температуры, °С	Способ «наблюдения»	Расчетные температуры, °С	Разница, °С	Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup>
скв. Двуреченская 15					
2682	89	Пластовые	85	-4	46
2685	83	Пластовые	85	+2	
2684	92	По ОСВ	93	+1	
2686	91	По ОСВ	93	+2	
Среднеквадратическое отклонение, °С				±2	
скв. Северо-Фестивальная 1					
3130	118	Пластовые	120	+2	56
3145	123	Пластовые	121	-2	
Среднеквадратическое отклонение, °С				±2	
Скв. Южно-Пионерская 263					
2663	115	По ОСВ	114	-1	56
2707	115	По ОСВ	116	+1	
Среднеквадратическое отклонение, °С				±1	

Способом интерполяции построена схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза в Нюрольской мегавпадине (рис.4.2).

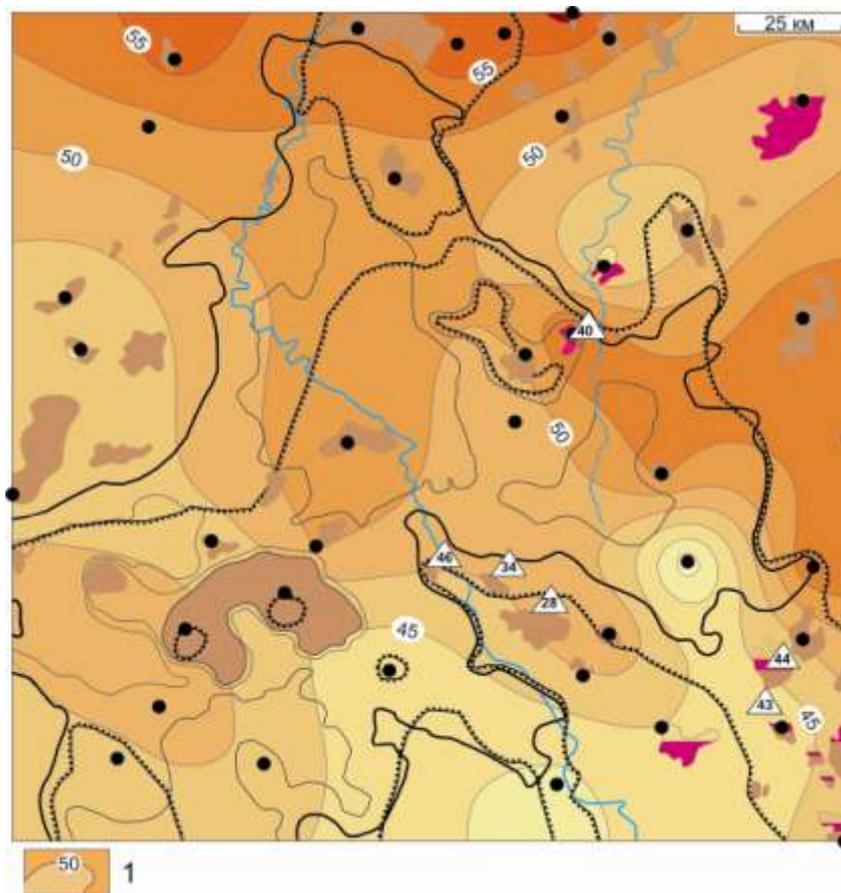


Рис. 4.2 Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза Нюрольской мегавпадины: 1 – значения изолиний, мВт/м<sup>2</sup>. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 4.1

Значения плотности теплового потока от подстилающего основания к поверхности Земли увеличиваются за счет радиогенной составляющей нарастающей мощности осадков. В пределах территории исследований это увеличение составляет от 1,1 мВт/м<sup>2</sup> в разрезе скважины Мыльджинская 62 в северо-восточной части до 2,8 мВт/м<sup>2</sup> в скв. Тальянская 1 в юго-западной части территории (табл. 4. 4). Таким образом, превышение значений плотности теплового потока в верхней части разреза осадочного чехла по отношению к значениям плотности теплового потока из основания составляет порядка 3 %.

Наибольшая плотность теплового потока картируется в зоне сочленения Нюрольской мегавпадины и Черемшанской мезоседловины, достигая значений более 55 мВт/м<sup>2</sup>. Месторождения нефти заметно коррелируют с зонами повышенных значений плотности теплового потока. С зонами развития пониженных значений плотности теплового потока, в

основном, коррелируют газоконденсатные скопления УВ. В южной части территории исследования, где наблюдается наиболее низкие значения плотности теплового потока, месторождений УВ пока не открыто.

### **Расчет палеотемператур отложений тогурской свиты, картирование очагов генерации тогурских нефтей**

Для палеотемпературного моделирования принята 21-а представительная скважина (табл.4.3), расположенная в зоне распространения тогурских отложений (рис. 4.1). В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, полученные при испытании скважин, и палеотемпературы, пересчитанные по ОСВ –  $R_{\text{вт}}^0$ . Рассчитанные палеотемпературы в отложениях тогурской свиты (гумусовое РОВ) в заданные моменты геологического времени и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ [99] позволяют прогнозировать вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и начало интенсивной генерации тогурских нефтей – с  $95\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $\text{МК}_1^2$ ).

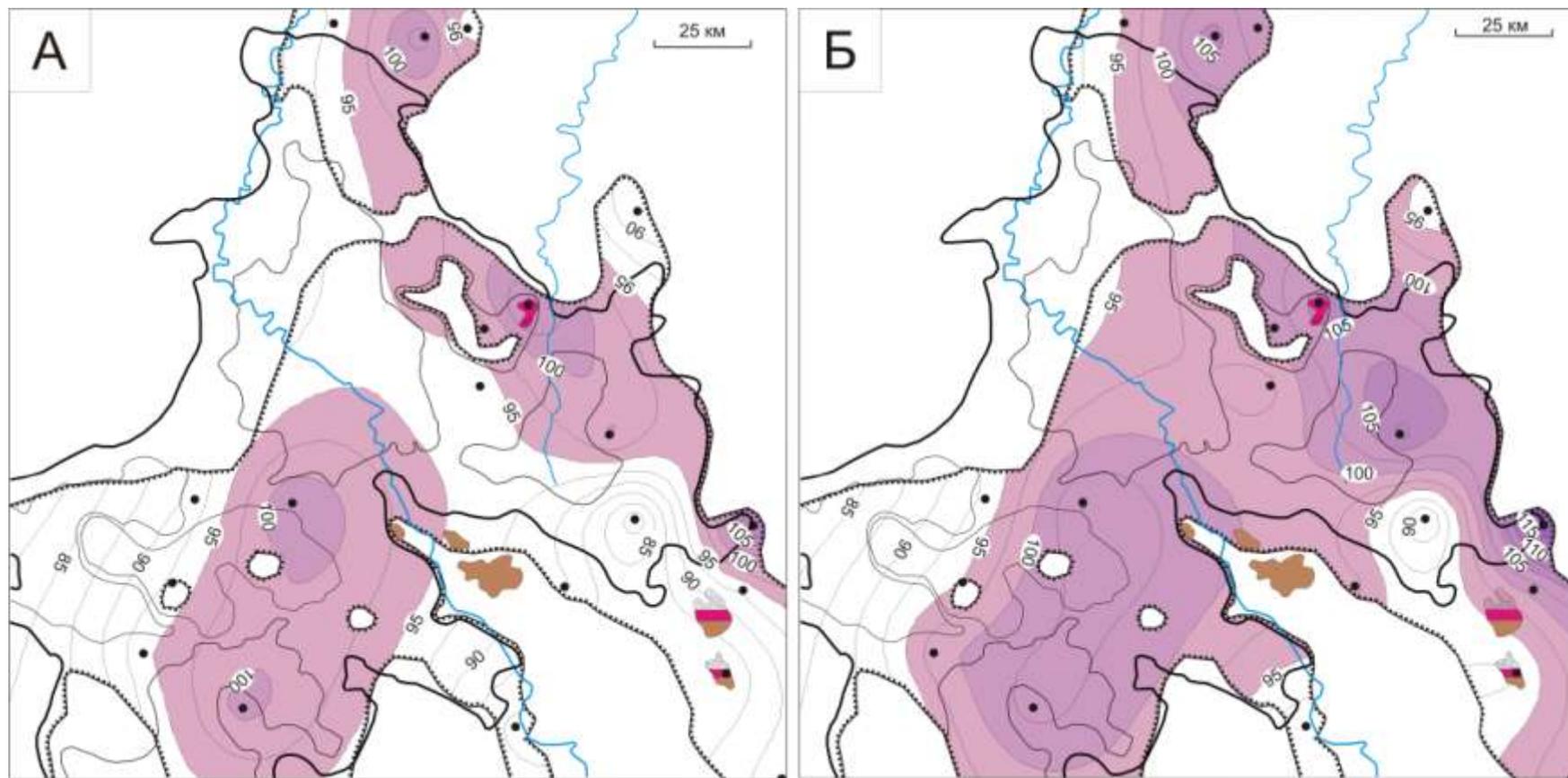
По рассчитанным палеотемпературам построены схематические карты на 21-н ключевой момент геологического времени – времена начала/окончания формирования каждой свиты. На рисунке 4.3 приведены карты рассчитанных геотемператур в тогурской свите и положения очагов генерации нефти на 6-ть значимых времен, начиная с момента образования первых очагов и завершая настоящим временем.

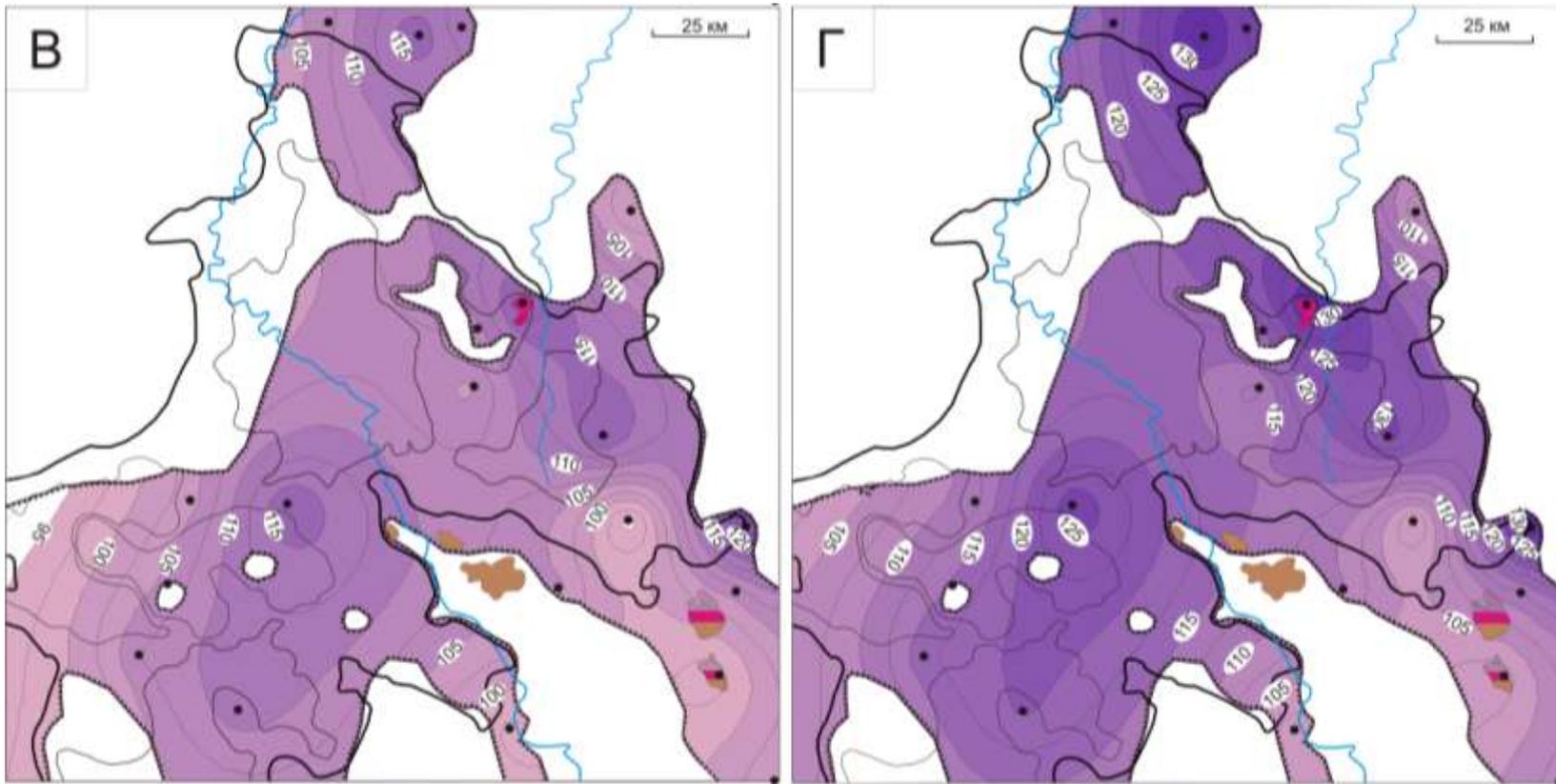
Условия ГЗН для тогурских нефтей наступают *91,6 млн лет назад*, в альб-сеномане. Очаги интенсивной генерации нефти локализуются в центральной части Нюрольской мегавпадины и на северо-восточном борту депрессии (рис. 4.3А).

В турон-сантоне, начиная с *86,5 млн лет назад* (время формирования ипатовской свиты), территория очага увеличивается, охватывая всю центральную часть Нюрольской мегавпадины, распространяясь вдоль восточного её борта на юг. Максимальный прогрев тогурских отложений на этот период достигает  $115\text{ }^{\circ}\text{C}$  (рис. 4.3Б).

*61,7 млн лет назад*, во время формирования ганькинской свиты, генерация нефтей происходит практически во всей области распространения тогурских отложений, за исключением небольшого участка в юго-западной части территории исследования. Максимальные изотермы в  $115\text{ }^{\circ}\text{C}$  оконтуривают Налимью площадь, восточный борт Тамрадской впадины, зону сочленения северного борта мегавпадины и Среднеवासюганского мегавала (рис. 4.3В).

*37,6 млн лет назад* – время максимального прогрева осадочной толщи, ГЗН занимает всю территорию распространения тогурской свиты. Максимальные палеотемпературы достигают более  $130\text{ }^{\circ}\text{C}$  (рис. 4.3Г).





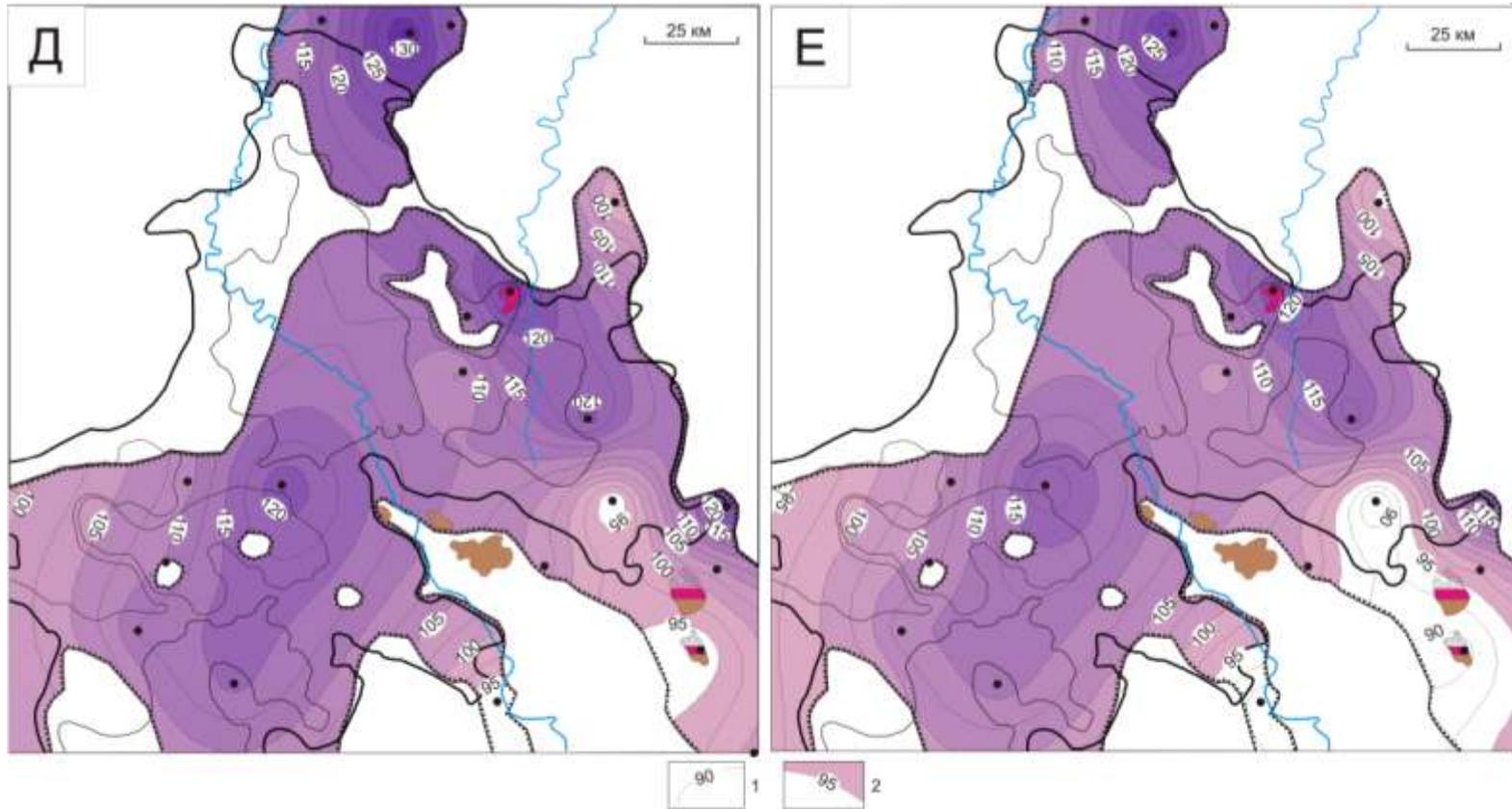


Рис. 4.3 Схематические карты распределения расчетных геотемператур и положения очагов генерации тогурских нефтей 91,6 млн лет назад (А), 86,5 млн лет назад (Б), 61,7 млн лет назад (В), 37,6 млн лет назад (Г), 24 млн лет назад (Д) и в современном разрезе (Е). 1 – изотермы, °С, 2 – контур очага. Показаны месторождения с залежами в нижнеюрском и палеозойском НГК. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 4.1

На рубеже неогенового периода (24 млн лет назад) палеотемпературы начинают снижаться, а на юге и юго-востоке небольшие по площади участки выходят из ГЗН (рис. 4.3Д).

К настоящему времени «остывание» осадочной толщи, связанное с изменением климатических условий в олигоцене, продолжается. Максимальные температуры в тогурской свите снизились до значений 115–120 °С. Расширилась и зона отсутствия условий ГЗН на юго-востоке (рис.4.3Е).

### Расчет плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей

Для анализа территории по плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей для каждой из 21-ой скважины рассчитан интегральный показатель  $R$ :

$$R = \sum_{i=1}^{20} (U_i t_i \cdot 10^{-2}),$$

где  $U_i$  – расчётная температура очага генерации нефти, °С;  $t_i$  – время действия очага, млн лет; количество временных интервалов  $i=1, \dots, 11$  определено числом свит по этапам их формирования.

Путем интерполяции значений  $R$  (табл. 4. 6), построена схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей (рис. 4.4).

На рис. 4. 4 видно, что перспективной является практически вся зона распространения тогурской нефтематеринской свиты в пределах Нюрольской мегавпадины. В зону наибольших значений относительной плотности генерированных тогурских нефтей попадает Фестивальный вал, где залежи в нижнеюрском и палеозойском НГК уже открыты. Палеотемпературы, соответствующие нижней зоне газообразования (130 °С и выше), подтверждают фазовое состояние нижнеюрской газоконденсатной залежи на Северо-Фестивальном месторождении. Месторождения Северо-Фестивальное с залежью газоконденсата и Майское с нефтяной залежью в этом пласте локализуются в районах с высоким значением интегрального показателя  $R$ .

Высокую плотность генерированных ресурсов имеют структуры в восточной части северного вреза депрессии. Основная часть нефтяных залежей тяготеет к северному склону Лавровского мезовыступа. Здесь локализуется Майское месторождение. Среднемайское месторождение находится на стыке района с самым высоким значением  $R$  и самым низким в зоне отсутствия тогурской нефтематеринской свиты. Формирование залежи нефти в пласте Ю<sub>15</sub> на Южно-Майском месторождении происходит, возможно, за счет латеральной миграции УВ из зоны распространения нефтематеринской свиты. В районе с достаточно низким значением  $R$  расположены газоконденсатнонефтяные Арчинское и Урманское месторождения.

Таблица 4.6 Характеристика зон распространения генерированных тогурских нефтей Ньюрольской мегавпадины и ее обрамлении ( $T_i$  – температура очага генерации нефти, °C;  $t_i$  – время действия очага, млн лет)

Скважина	92 – 90 млн лет назад ( $t_1=2$ )		90 - 86 млн лет назад ( $t_2=4$ )		86 – 73 млн лет назад ( $t_3=13$ )		73 – 62 млн лет назад ( $t_4=11$ )		62 – 55 млн лет назад ( $t_5=7$ )		55 – 42 млн лет назад ( $t_6=13$ )		42 – 38 млн лет назад ( $t_7=4$ )		38 – 32 млн лет назад ( $t_8=6$ )		32 – 24 млн лет назад ( $t_9=8$ )		24– 5 млн лет назад ( $t_{10}=19$ )		5 – 0 млн лет назад ( $t_{11}=5$ )		R= $\sum (T_i \times t_i \times 10^{-2})$
	$T_1$	$T_1 \times t_1 \times 10^{-2}$	$T_2$	$T_2 \times t_2 \times 10^{-2}$	$T_3$	$T_3 \times t_3 \times 10^{-2}$	$T_4$	$T_4 \times t_4 \times 10^{-2}$	$T_5$	$T_5 \times t_5 \times 10^{-2}$	$T_6$	$T_6 \times t_6 \times 10^{-2}$	$T_7$	$T_7 \times t_7 \times 10^{-2}$	$T_8$	$T_8 \times t_8 \times 10^{-2}$	$T_9$	$T_9 \times t_9 \times 10^{-2}$	$T_{10}$	$T_{10} \times t_{10} \times 10^{-2}$	$T_{11}$	$T_{11} \times t_{11} \times 10^{-2}$	
Гордеевская 1	114	2	119	5	121	16	125	14	126	9	132	17	134	5	127	8	127	10	126	24	126	6	140
Заячья 50	107	2	107	4	112	15	117	13	121	8	132	17	134	5	129	8	134	11	134	25	134	7	138
Сев-Фестивальная 1	107	2	106	4	111	14	119	13	123	9	134	17	134	5	126	8	128	10	128	24	128	6	135
Налимья 3	105	2	105	4	110	14	117	13	119	8	126	17	127	5	119	7	122	10	124	24	124	6	133
Тамратская 1п	103	2	108	4	110	14	118	13	121	8	125	16	126	5	118	7	121	10	123	23	123	6	130
Тальянская 1	101	2	103	4	105	14	111	12	114	8	119	15	120	5	113	7	116	9	117	22	117	5	125
Сев-Айсазская 1	97	2	99	4	101	13	108	12	110	8	116	15	117	5	110	7	113	9	114	22	114	5	123
Фестивальная 255	98	2	101	4	102	13	109	12	111	8	119	15	120	5	112	7	114	9	114	22	114	5	123
Юж-Пионерская 263	95	2	100	4	102	13	111	12	115	8	124	16	127	5	121	7	119	9	119	23	119	6	105
Юж-Черемшанская 337	95	2	95	4	99	13	106	12	109	8	118	15	121	5	115	7	115	9	115	22	115	5	102
Игольская 2	95	2	95	4	99	13	106	12	108	8	114	15	115	5	108	6	110	9	111	21	111	5	100
Тамбаевская 1	95	2	101	4	102	13	106	12	107	7	111	14	112	4	105	6	103	8	103	19	103	5	94
Юж-Фестивальная 1п	-	-	96	4	98	13	104	11	107	8	111	14	112	4	104	6	107	9	108	20	108	5	94
Кулгинская 141	-	-	100	4	101	13	105	12	105	7	109	14	109	4	100	6	101	8	102	19	102	5	92
Федюшкинская 4	-	-	-	-	97	13	104	11	106	7	111	14	112	4	103	6	109	9	110	21	110	5	90
Чагвинская 1	-	-	-	-	98	13	100	11	106	7	107	14	110	4	110	7	102	8	104	20	105	5	89
Салатская 1п	-	-	-	-	95	12	100	11	103	7	106	14	106	4	98	6	97	8	98	19	98	3	84
Глуховская 2	-	-	-	-	-	-	103	11	106	7	114	15	116	5	110	7	111	9	111	21	109	5	80
Арчинская 40	-	-	-	-	-	-	96	11	97	7	101	13	101	4	-	-	-	-	-	-	-	-	35
Сев-Юлжавская 2	-	-	-	-	-	-	97	11	98	7	101	13	101	4	-	-	-	-	-	-	-	-	35
Нюльгинская 1	-	-	-	-	-	-	-	-	96	7	99	13	99	4	-	-	-	-	-	-	-	-	24

Высокими перспективами по плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей потенциально обладают структуры в центральной части Нюрольской мегавпадины и на северном борту Тамрадской впадины.

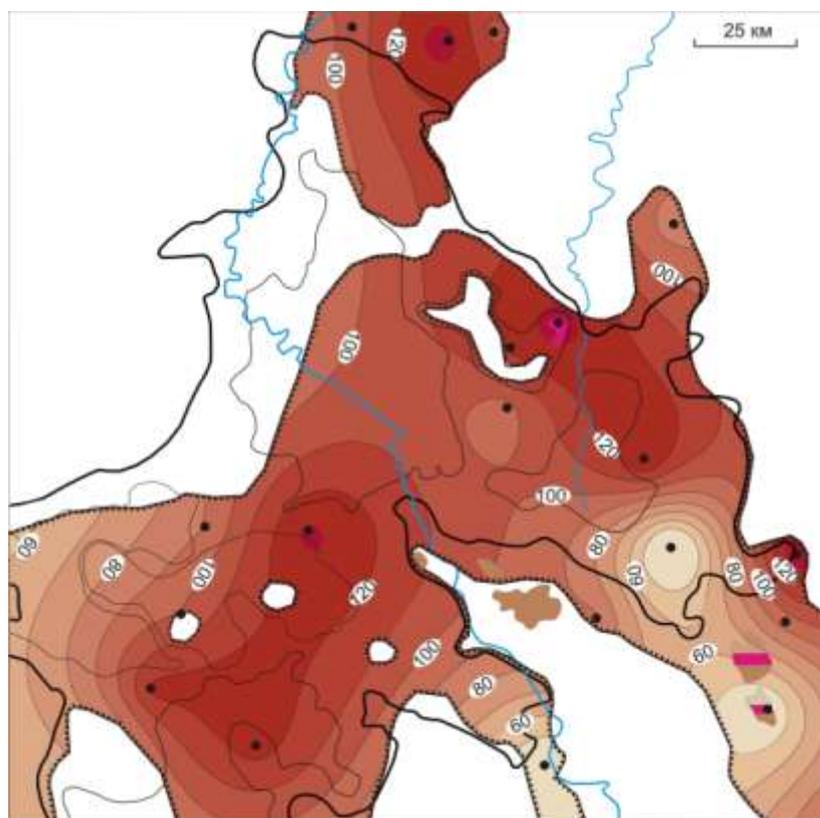


Рис. 4.4 Схематическая карта распределения значений (усл. ед.) относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей Нюрольской мегавпадины. Показаны месторождения с залежами в нижнеюрском НГК. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 4.1

Таким образом, основные результаты моделирования и картирования очагов генерации тогурских нефтей, оценки распределения плотности генерированных тогурских нефтей Нюрольской мегавпадины и ее обрамления заключатся в следующем [117, 149, 174, 175]:

1. *Выполнено палеотемпературное моделирование в варианте решения обратной задачи геотермии – расчет плотности теплового потока из основания осадочного разреза по 39-и представительным глубоким скважинам. «Невязки» решений обратных задач для каждой скважины – среднеквадратические отклонения расчетных значений от «наблюденных» – получены на оптимальном уровне и составляли порядка  $\pm 2$  °С.*

2. *Установлено, что тепловой поток от основания осадочного чехла к приповерхностному уровню разреза увеличивается в среднем на  $2,5 \text{ мВт/м}^2$ , т. е. порядка на 3 %.*

2. Построена схематическая карта расчетных значений плотности теплового потока с сечением изолиний  $2,5 \text{ мВт/м}^2$ , показывающая заметную корреляцию с известными месторождениями УВ.

3. Методом палеотемпературного моделирования (в варианте решения прямой задачи геотермии) в разрезе 21-й глубокой скважины восстановлена термическая история всех свит, включая тогурскую нефтепроизводящую. Построен комплект карт распределения геотемператур (сечение  $2,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ) и положения очагов интенсивной генерации нефти в тогурской нефтепроизводящей свите на 11-ть ключевых времен истории осадконакопления. Очаги выделены по геотемпературному критерию главной зоны нефтегазообразования (ГЗН).

4. Геотемпературы в очагах интенсивной генерации тогурских нефтей достигали  $134 \text{ }^\circ\text{C}$ , зарождение очагов происходило 92 млн лет назад. Максимальный прогрев материнских отложений приходится на 37 млн. лет назад. В это время нефтегенерация происходила на всей территории распространения тогурской свиты.

5. Для зон, имеющих представительные скважины, рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R), учитывающий геотемпературу очагов генерации тогурских нефтей и время действия очагов.

6. Построена схематическая карта распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей (в условных единицах). По этому показателю отмечается высокая перспективность практически всей области распространения тогурской свиты.

7. Выполнен предварительный анализ распределения зон повышенных и пониженных значений плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей и их согласованности с результатами нефтеразведочных работ.

#### 4.3 Характеристика нижнеюрских резервуаров

##### **Распространение нижнеюрских резервуаров – пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub>**

Образование нижнеюрских резервуаров в Нюрольской мегавпадине связано с началом формирования мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. К началу геттанга в процесс прогибания вовлекаются и юго-восточные горные сооружения Западно-Сибирской платформы [176]. Проллювиально-делювиальные фации, представленные грубоокатанными, плохосортированными нижнеурманскими отложениями, образуют базальный пласт Ю<sub>17</sub> (по томской классификации [55]). В Нюрольской мегавпадине он вскрыт в скважинах Урманской 4, Черталинской 2, Налимьей 3, Тальянской 1 [43]. Эти образования имеют ограниченное распространение и чаще всего на доюрском фундаменте залегают песчано-гравийные разности верхнеурманской подсвиты (пласт Ю<sub>16</sub>). Образование пласта Ю<sub>16</sub> [58] приурочено к достаточно

узким руслом палеорек, огибающим с юго-востока и юго-запада Лавровский выступ и небольшие останцы фундамента (рис. 4.5А). Распространение пласта имеет изрезанную форму. К серии врезов, по которым происходит транспортировка песчано-алевритого материала со склонов возвышенностей, приурочены наибольшие мощности отложений. Так в скважине Тальянская 1 толщина пласта достигает 58 м [58]. Источниками сноса здесь служат эрозионно-тектонические выступы, в основном, кислого состава, образующими коллектора с хорошими фильтрационными свойствами. Границы пласта Ю<sub>16</sub> практически не выходят за пределы зоны распространения тогурской свиты, которая служит для залежей этого резервуара надежной покрывкой. На Северо-Фестивальном месторождении с резервуаром пласта Ю<sub>16</sub> связана залежь газоконденсата. На Майском месторождении залежь нефти приурочена к объединенному резервуару пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub>.

Площадь аккумуляции осадков салатской свиты значительно увеличена и песчаный пласт Ю<sub>15</sub> имеет более широкое распространение, чем пласт Ю<sub>16</sub> (рис. 4.5Б). При приближении к палеовыступам доюрского основания, он нередко объединяется в одну песчаную толщу с вышележащим пластом, образуя общий резервуар с единой залежью (Ю<sub>14-15</sub>), как на Среднемайском месторождении. Ореол распространения пласта Ю<sub>15</sub> выходит за границы тогурских отложений в пределах Лавровского мезовыступа, небольшого участка в северной части Чузикско-Чижапской мезоседловины и вдоль восточного и западного бортов северного вреза мегавпадины. На сегодняшний день в этом НГК открыто 3 нефтяных и 2 нефтегазоконденсатных месторождения с залежами в пластах-коллекторах салатской свиты (табл. 4.2). Непромышленные притоки УВ получены при испытании пласта Ю<sub>15</sub> в скважинах на Широтной, Северо-Айсазской, Тамбаевской, Черталинской, Нижнетабаганской площадях, признаки нефтепроявлений в керне отмечены в 27 скважинах [43, 58].

#### **Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в пластах Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> и районирование нижеюрских резервуаров**

Учитывая площадное распространение пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub>, построены *схемы районирования резервуаров* по относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей (рис. 4.6).

Результаты ранжирования районов (участков) пласта Ю<sub>16</sub> по величине относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей, с учетом величины площадей зон, приведены в табл. 4.7.

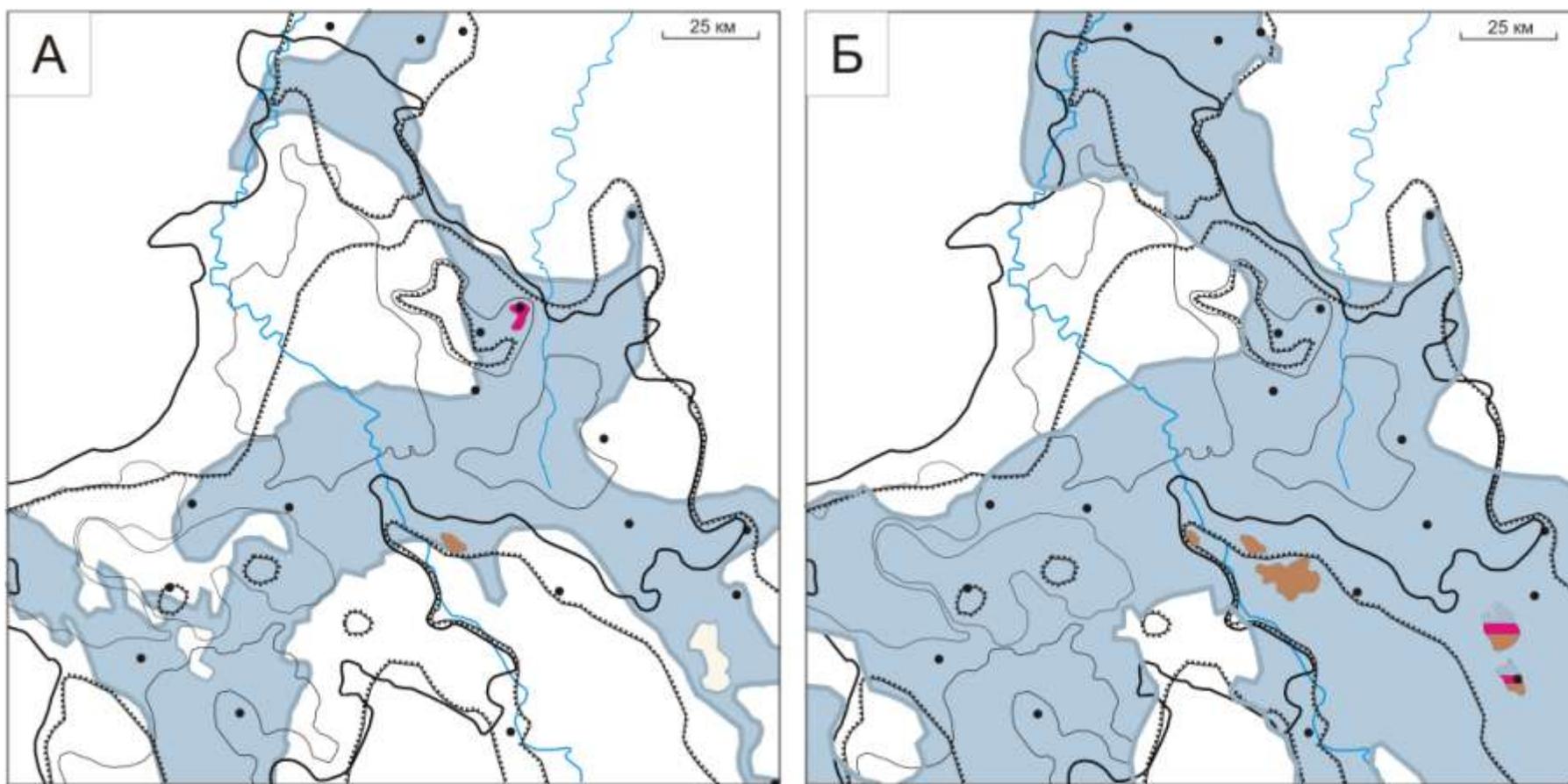


Рис. 4.5 Схематические карты распространения (контур и заливка) пластов Ю<sub>16</sub> (А) и Ю<sub>15</sub> (Б) нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины (на основе [58]). Показаны месторождения Майское, Северо-Фестивальное с залежами в пласте Ю<sub>16</sub> (А) и Южно-Майское, Майское, Арчинское, Урманское, Среднемайское с залежами в пласте Ю<sub>15</sub> (Б). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 4.1

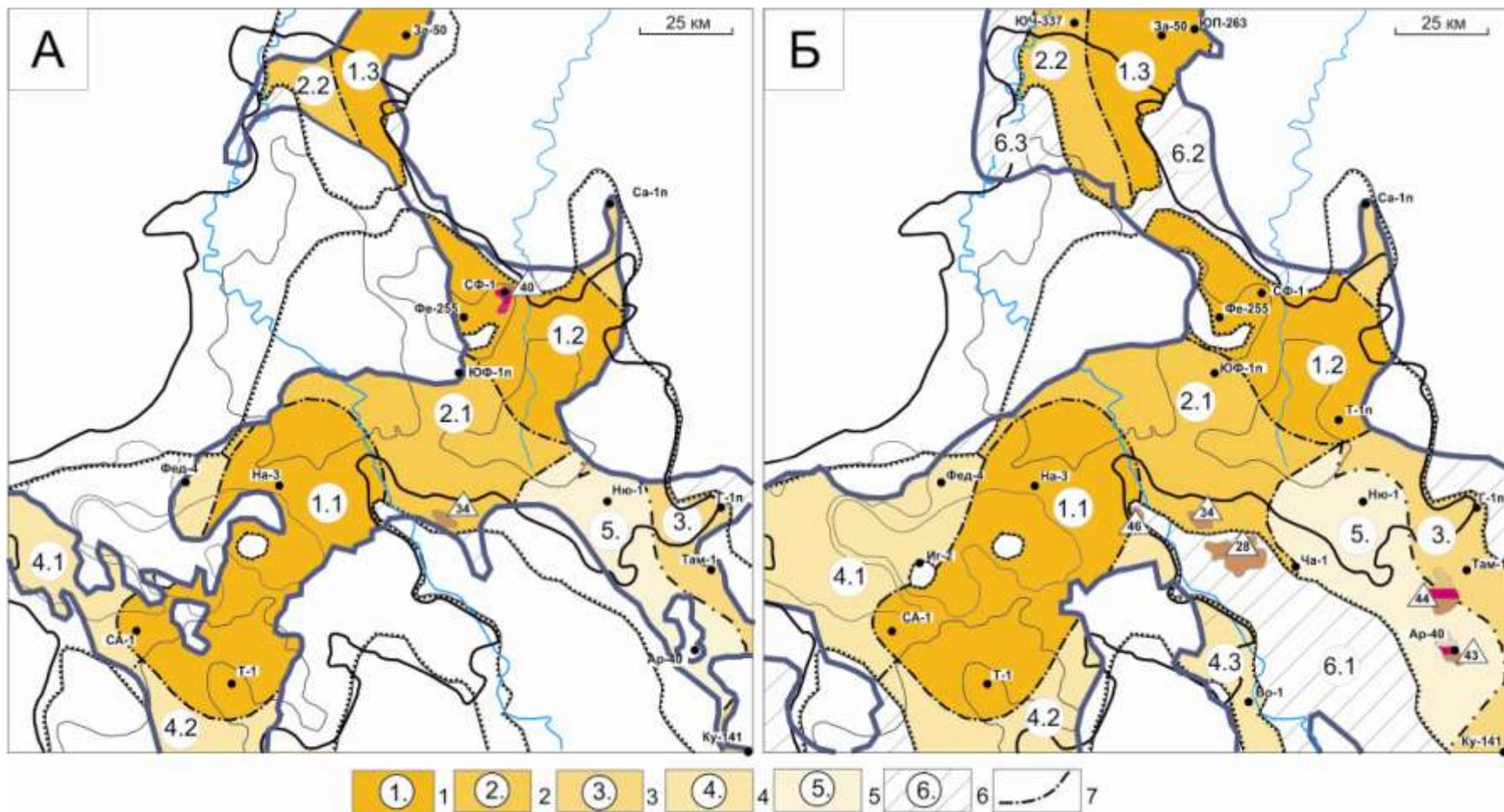


Рис. 4.6 Схемы районирования пластов Ю<sub>16</sub> (А) и Ю<sub>15</sub> (Б) нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей. 1–6 – районы (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1. – 110-130, 2. – 90-110, 3. – 70-110, 4. – 50-110, 5. – 40-90, 6. – менее 40; 7 – границы районов. Месторождения: Майское (34), Северо-Фестивальное (40) с залежами в Ю<sub>16</sub> (А) и Южно-Майское (28), Среднемайское (46), Арчинское (43), Урманское (44) с залежами в Ю<sub>15</sub> (Б). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 4.1

Таблица 4.7 Районирование резервуара пласта Ю<sub>16</sub> нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумулятивных тогурских нефтей (\* – ранжирование по степени перспективности)

Район*	Тектоническая приуроченность	Скважины, расположенные в районе (рис. 4.6А)	Ресурсы, усл. ед.	Площадь, тыс. км <sup>2</sup>
1.1	Северо-восточная часть Тамянского прогиба, восточная часть Игольско-Талового куполовидного поднятия, южный борт Кулан-Игайской впадины	На-3, Т-1, СА-1	110-130	2,90
1.2	Восточная часть Фестивального куполовидного поднятия, северный борт Тамрадской впадины	СФ-1, Фе-255	110-130	1,69
1.3	Восточная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины	За-50	110-130	0,34
2.1	Центральная и юго-восточная части Кулан-Игайской, южная часть Тамрадской впадин и зона их сочленения	ЮФ-1п	90-110	1,64
2.2	Западная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины	–	90-110	0,23
3.	Юго-восточный борт Тамрадской впадины, Чузикско-Чижапская мезоседловина и зона их сочленения	Там-1, Ку-141, Г-1п	70-110	0,35
4.1	Осовой прогиб	Фед- 4	50-110	0,39
4.2	Зона сочленения южного борта Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали	–	50-110	0,23
5.	Юго-восточный борт Нюрольской мегавпадины, Чузикско-Чижапская мезоседловина	Ню-1	40-90	0,96

Анализ проведенного районирования для резервуара пласта Ю<sub>16</sub> показывает, что наиболее перспективными являются районы 1.1–1.3, значения плотности ресурсов достигают 130 усл.ед. (рис. 4.6А).

В таблице 4.8 показано ранжирование районов по перспективности резервуара пласта Ю<sub>15</sub>.

Таблица 4.8 Районирование резервуара пласта Ю<sub>15</sub> нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей (\* – ранжирование по степени перспективности)

Район*	Тектоническая приуроченность	Скважины, расположенные в районе (рис.4.6Б)	Ресурсы, усл. ед.	Площадь, тыс. км <sup>2</sup>
1	2	3	4	5
1.1	Северо-восточная часть Тамянского прогиба, восточная часть Игольско-Талового куполовидного поднятия, южный борт Кулан-Игайской впадины	На-3, Т-1, СА-1	110-130	3,67
1.2	Фестивальное куполовидное поднятие, северный борт Тамрадской впадины, южный склон Средневасюганского мегавала	СФ-1, Фе-255, Т-1п	110-130	2,12
1.3	Зона сочленения восточной части северного вреза Нюрольской мегавпадины и юго-западного склона Средневасюганского мегавала	За-50, ЮП-263	110-130	1,01
2.1	Центральная и юго-восточная части Кулан-Игайской, южная часть Тамрадской впадин и зона их сочленения	ЮФ-1п, Ча-1	90-110	2,22
2.2	Западная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины	ЮЧ- 337	90-110	0,77
3.	Зона сочленения юго-восточного борта Нюрольской мегавпадины и Чузикско-Чижапской мезоседловины	Там-1, Ку-141, Г-1п	70-110	0,87
4.1	Осевой прогиб, северо-западный склон Игольско-Талового куполовидного поднятия и зона их сочленения	Фед- 4, Иг- 2	50-110	1,45
4.2	Южная часть Тамянского прогиба	–	50-110	0,54
4.3	Зона сочленения южного борта Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали	СЮ-2	50-110	0,48
5.	Юго-восточный борт Тамрадской впадины, Чузикско-Чижапская мезоседловина и зона их сочленения	Ню-1, Ар-40	40-90	2,08
6.1	Лавровский мезовыступ	–	Менее 40	1,74
6.2	Зона сочленения северо-восточного борта Нюрольской мегавпадины и юго-западного склона Северовасюгаского мегавала	–	Менее 40	0,41
6.3	Зона сочленения северо-западного борта Нюрольской мегавпадина и восточного склона Каймысовского свода	–	Менее 40	0,62

Сопоставление результатов районирования нижнеюрского *резервуара Ю<sub>16</sub>* с данными по испытанию глубоких скважин [43, 58], расположенных в пределах выделенных районов, показали подтверждение высокой перспективности лишь *района 1.2*, где получен приток газоконденсата из этого резервуара в скважине Северо-Фестивальная 1 (табл. 4.9). В *районе 2.2* нет представительных скважин. В скважинах, расположенных в других районах, этот интервал не был испытан, либо при испытании притока не было получено.

Таблица 4.9 Сопоставление результатов районирования нижнеюрского резервуара (пласт Ю<sub>16</sub>) и данных по испытанию пласта Ю<sub>16</sub> глубоких скважин Нюрольской мегавпадины (\* - ранжирование по степени перспективности)

Район, участок * (рис. 4.6А)	Ресурсы, усл. ед.	Скважины, расположенные в районе (индекс на рис.4.6А)	Результаты испытания		
			Пласт (объект)	Приток, м <sup>3</sup> /сут	Тип флюида
1.1	110-130	Налимья 3 (На3)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Северо-Айсазская 1 (СА1)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Тальянская 1 (Т1)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался
1.2	110-130	Северо-Фестивальная 1 (СФ1)	Ю <sub>16</sub>	0,89/520	Конденсат/газ
		Фестивальная 252 (Фе252)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался
1.3	110-130	Заячья 50 (За50)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался
2.1	90-110	Южно-Фестивальная 1 параметрическая (ЮФ1п)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался
2.2	90-110	-	-	-	-
3	70-110	Тамбаевская 1 (Там1),	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Кулгинская 141 (Ку141),	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Гордеевская 1 параметрическая (Г1п)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Салатская 1 параметрическая (Са1п)	Низы тюменской свиты	«Сухо»	-
4.1	50-110	Федюшкинская 4 (Фе4)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался
4.2	50-110	-	-	-	-
5	40-90	Нюльгинская 1 (Ню1)	Ю <sub>16</sub>	Не испытывался	Не испытывался

Сопоставление результатов районирования с данными по испытанию *резервуара пласта Ю<sub>15</sub>* [43, 58] показало подтверждение высокой перспективности *района 1.2*, где при совместном испытании интервала пластов Ю<sub>13-15</sub> в скважине Северо-Фестивальной 1 был получен приток газоконденсата (табл. 4.10). В *районе 5* в результате сопоставления выявлено соответствие

перспективного района и полученного притока газоконденсата при совместном испытании пласта Ю<sub>15</sub> и резервуара коры выветривания (НГГЗК) в скважине Арчинская 40. В *районах 4.2, 6.1–6.3* скважин нет. Скважины, расположенные в других районах в интервалах пласта Ю<sub>15</sub> не были испытаны.

Таблица 4.10 Сопоставление результатов районирования нижнеюрского резервуара (пласт Ю<sub>15</sub>) и данных по испытанию пласта Ю<sub>15</sub> глубоких скважин Нюрольской мегавпадины (\* - ранжирование по степени перспективности)

Район, участок *(рис. 4.6Б)	Ресурсы, усл. ед.	Скважины, расположенные в районе (индекс на рис.4.6Б)	Результаты испытания		
			Пласт (объект)	Приток, м <sup>3</sup> /сут	Тип флюида
1.1	110-130	Налимья 3 (На3)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Север-Айсазская 1 (СА1)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Тальянская 1 (Т1)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
1.2	110-130	Северо-Фестивальная (СФ1)	Ю <sub>13-15</sub>	2,57/520	Конденсат/газ
		Фестивальная 255 (Фе255)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Тамратская 1 параметрическая (Т1п)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
1.3	110-130	Заячья 50 (За50)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Южно-Пионерская 263 (ЮП263)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
2.1	90-110	Южно-Фестивальная 1 параметрическая (ЮФ-1п)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Чагвинская 1 (Ча1)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
2.2	90-110	Южно-Черемшанская 337 (ЮЧ337)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
3.	70-110	Тамбаевская (Там1)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Кулгинская 141 (Ку141)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Гордеевская 1 параметрическая (Г1п)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
4.1	50-110	Федюшкинская 4 (Фед-4)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Игольская 2 (Иг-2)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
4.2	50-110	-	-	-	
4.3	50-110	Северо-Юлжавская 2 (СЮ2)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
5.	40-90	Нюльгинская 1 (Ню1)	Ю <sub>15</sub>	Не испытывался	Не испытывался
		Арчинская 40 (Ар40)	Ю <sub>15</sub> +НГГЗК	12,8/41500	Конденсат/газ
6.1	Менее 40	-	-	-	
6.2	Менее 40	-	-	-	
6.3	Менее 40	-	-	-	

*Таким образом, высокоперспективные районы нижнеюрских резервуаров – пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> – прогнозируются в центральной части Нюрольской мегавпадины, на северном борту Тамрадской впадины и в восточной части северного вреза Нюрольской мегавпадины [117, 149, 174].*

*Фактическое совпадение высокоперспективных районов (районы 1.2) для обоих нижнеюрских резервуаров, заверенное здесь положительными результатами испытаний*

*глубоких скважин, значительно увеличивает перспективность этих земель и геолого-экономический интерес к ним. Зону этих районов – северный борт Тамрадской впадины – предлагаем как первоочередную для постановки поисков углеводородов в нижнеюрском НГК Нюрольской мегавпадины.*

#### 4.4 Выводы по оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров

В Нюрольской мегавпадине тогурская нефтематеринская свита распространена в пониженных формах рельефа и имеет достаточно высокий генерационный потенциал, а развитие в нижнеюрских отложениях пластов-коллекторов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> предопределяет перспективность резервуаров этого стратиграфического уровня. Следовательно, *материнские тогурские отложения и нижнеюрские резервуары в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления являются перспективными объектами* для нефтегеологического прогнозирования с применением методики интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которой принадлежит результатам геотермических исследований.

Для проведения нефтегеологического моделирования и последующего прогнозирования выбраны 39-ть представительных глубоких скважин. Критерии выбора скважин следующие: 1) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) наличие определений максимальных геотемператур по ОСВ, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования, что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; 3) достаточно равномерное распределение скважин по территории исследования, что является важным условием корректности последующей интерполяции при построении прогнозных карт. Таким образом, площадное распределение выбранных скважин и обеспеченность геолого-геофизическими данными создало условие для корректного построения прогнозных карт.

Основные результаты моделирования и картирования очагов генерации тогурских нефтей, оценки распределения плотности генерированных тогурских нефтей Нюрольской мегавпадины и ее обрамления позволяют сделать следующие выводы [78, 117, 149, 174, 175]:

1. *Выполнено палеотемпературное моделирование в варианте решения обратной задачи геотермии – расчет плотности теплового потока из основания осадочного разреза по 39-и представительным глубоким скважинам. «Невязки» решений обратных задач для каждой скважины – среднеквадратические отклонения расчетных значений от «наблюденных» – получены на оптимальном уровне и составляли порядка  $\pm 2$  °С.*

2. Построена схематическая карта расчетных значений плотности теплового потока с сечением изолиний  $2,5 \text{ мВт/м}^2$ , показывающая заметную корреляцию с известными месторождениями УВ. Установлено, что тепловой поток от основания осадочного чехла к приповерхностному уровню разреза увеличивается в среднем на  $2,5 \text{ мВт/м}^2$ , т. е. порядка на 3 %.
3. Методом палеотемпературного моделирования (в варианте решения прямой задачи геотермии) в разрезе 21-й глубокой скважины восстановлена термическая история нефтепроизводящей тогурской свиты. Построен комплект схематических карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти в тогурской свите на 11-ть ключевых времен истории осадконакопления. Очаги выделены по геотемпературному критерию главной зоны нефтегазообразования (ГЗН).
4. Для зон, имеющих представительные скважины, рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей ( $R$ ), учитывающий геотемпературу очагов генерации тогурских нефтей и время действия очагов. Учитывая погрешность расчета ресурсов, выполнено построение схематической карты распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей (в условных единицах). По этому показателю отмечается высокая перспективность практически всей области распространения тогурской свиты.

Выполнено сопоставление расчетных значений плотности теплового потока, полученных нами для территории Ньюрольской мегавпадины, с данными о плотности теплового потока А.Р. Курчикова и Б.П. Ставицкого (1987 г.) [129] и А.Д. Дучкова (2000 г.) [39]. На схеме плотности теплового потока [129] территория Ньюрольской мегавпадины характеризуется дискретными значениями плотности теплового потока в диапазоне  $52\text{--}63 \text{ мВт/м}^2$ . На карте теплового потока [39] территория Ньюрольской мегавпадины оконтуривается изолинией  $60 \text{ мВт/м}^2$ . Как следует из табл. 4.4 и рис. 4.2 наши расчетные значения плотности теплового потока Ньюрольской мегавпадины находятся в диапазоне  $45\text{--}57 \text{ мВт/м}^2$  (из основания осадочного разреза) и в диапазоне  $47\text{--}61 \text{ мВт/м}^2$  (у дневной поверхности). Таким образом, наши результаты не противоречат ранее проведенным **экспериментальным** исследованиям плотности теплового потока Западно-Сибирского региона.

Анализ и оценка характеристик нижнеюрских резервуаров и распределения ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей позволяет сделать следующие выводы [78, 117, 149, 174]:

1. Данные о площадном распределении нижнеюрских резервуаров и о распределении относительных объемов генерированных нефтей Ньюрольской мегавпадины

обеспечили построение схематических карт распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей отдельно для резервуара пласта Ю<sub>16</sub> и резервуара пласта Ю<sub>15</sub>.

2. Выполненное районирование Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов тогурских нефтей выявило первоочередную зону для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров. Это северный борт Тамрадской впадины, где имеет место совпадение высокоперспективных районов для обоих нижнеюрских резервуаров.

Перспективность зоны северного борта Тамрадской впадины заверена положительными результатами испытаний глубоких скважин, что значительно увеличивает геолого-экономический интерес к этим землям.

Основные наши результаты по оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины апробированы на научно-практических конференциях и семинарах [177–180].

***Приведенные выше выводы обосновывают 3-е защищаемое положение:***

***«Определены палеотемпературные условия реализации генерационного потенциала нефтематеринских тогурских отложений, фациальные особенности аккумулярующих резервуаров и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины и структур обрамления».***

## 5 ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКОГО РЕЗЕРВУАРА ВЕРХНЕЛЯМИНСКОГО ВАЛА

### 5.1 Характеристика объекта исследований, постановка задачи

В пределах Верхнелямнинского вала отмечается низкая плотность изученности глубоким бурением и сейсморазведочными работами (рис. 1.3, 1.6). Здесь открыты мелкие месторождения нефти с залежами в меловом, верхнеюрском, среднеюрском и единичными в нижнеюрском и палеозойском НГК (табл. 1.2). В непосредственной близости, на Красноленинском своде, разрабатывается крупное по категории запасов Талинское месторождение с залежами в нижнеюрском НГК [181]. Присутствие в разрезах глубоких скважин Верхнелямнинского вала нижнеюрской горелой (шеркалинской) свиты с пластами-коллекторами Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub> [24, 25] и наличие нефтегенерирующих тогурской и радомской пачек в шеркалинских отложениях, со значительными массами сапропелевого и смешанного РОВ, благоприятного для генерации нефтяных углеводородов [90], определяют перспективность этих земель.

#### Геолого-структурная характеристика

Верхнелямнинский вал приурочен к центрально-западной приподнятой части Фроловского геоблока, который является крупнейшей шовной зоной. На западе, через Елизаровский прогиб, блок граничит с Красноленинским сводом Зауральского геоблока, на востоке – с Сургутским сводом Среднеобского центрального геоблока. В тектоническом строении фундамента в центральной части Фроловской мегавпадины имеет место выступ. А.В. Волков с коллегами, по материалам переинтерпретации геолого-геофизических данных, выделили по поверхности доюрского основания относительно изогипсы минус 3350 м, структуру I порядка – Югорский свод [14]. Его амплитуда превышает 150 м, увеличиваясь на локальных поднятиях до 400 м, что позволило авторам сравнить ее с такими крупными зонами нефтенакпления как Сургутский, Нижневартовский и Красноленинский своды. Югорский свод, не имея четких границ, осложнен структурами II порядка, в том числе *Верхнелямнинским валом*. Академиком А.Э. Конторовичем предложено именовать эту приподнятую зону – Югорской зоной нефтенакпления.

Верхнелямнинский вал по горизонту «Б», не имея единой оконтуривающей изогипсы, объединяет ряд структур III порядка, представляющих собой структурные мысы и брахиантиклинали, осложненные, в свою очередь, структурами IV порядка, к которым приурочены открытые здесь месторождения УВ (рис. 5.1).

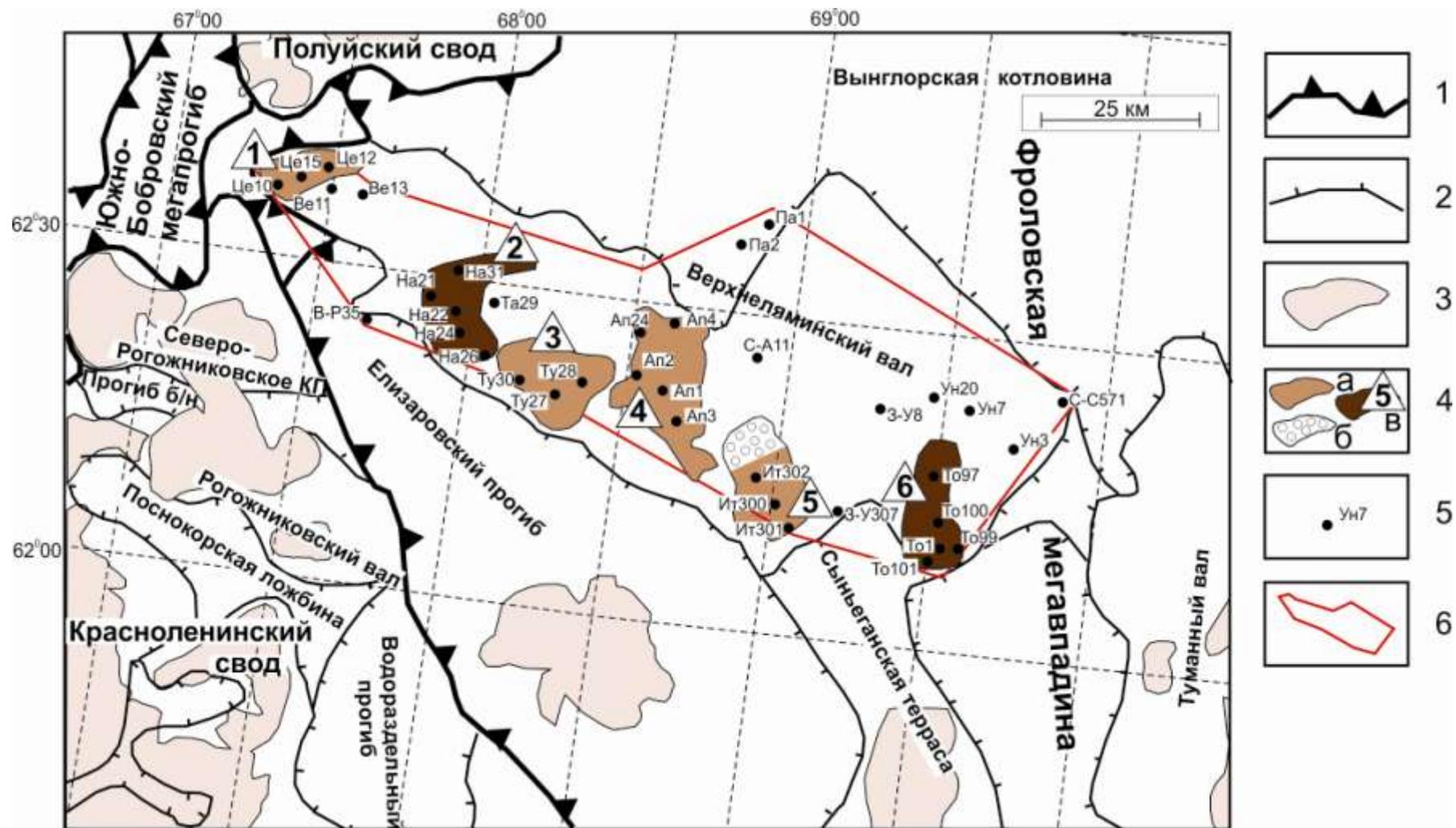


Рис.5.1 Схематическая карта нефтегазоносности Верхнеяминского вала на основе [13]: 1 – границы тектонических элементов I порядка; 2 – границы внутреннего районирования; 3 – месторождение УВ на сопредельных территориях; 4 – месторождение УВ и его условный номер с залежами а) нефти, б) газа, в) в нижнеюрском НГК; 5 – поисково-разведочная скважина и ее условный индекс (табл. 5.2); 6 – контур территории построения прогнозных карт. Месторождения УВ: 1 – Центральное; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Апрельское; 5 – Итьяхское; 6 – Тортасинское

В геологическом строении Верхнеляминского вала участвуют комплексы гетерогенного фундамента, промежуточного пермо-триасового этажа и мезозойско-кайнозойского чехла (табл. 5.1). Гнейсы и кристаллические сланцы, отнесенные к верхнему протерозою, вскрыты в скважине Унлорская 7. Разнофациальная терригенно-карбонатно-углеродистая формация ( $D-C_1$ ) [19] вскрыта в скважине Итьяхская 300.

Таблица 5.1 Литолого-стратиграфическая колонка осадочной толщи Верхнеляминского вала, вскрытой скважиной Тортасинская 99

Свита, толща (стратиграфия)	Глубина кровли, м	Мощность, м	Возраст, млн л	Время накопления, млн.лет	Литология (долевое содержание)		
					Глины	Алевролиты	Песчаники
Четвертичные $Q$	0	48	0–1,64	1,64	0.3	0.3	0.4
Плиоценовые $N_2$	48	-	1,64–4,71	3,07	-	-	-
Миоценовые $N_1$	48	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-
Тортасинская $t Pg_3$	48	49	24,0–32,3	8,3	0.4	0.3	0.3
Новомихайловская $nv Pg_3$	97	43	32,2–34,4	9,4	0.7	0.1	0.2
Атлымская $at Pg_3$	140	80	34,4–37,6	3,2	0.1	0.1	0.8
Тавдинская $tv Pg_2$	220	219	37,6–41,7	4,1	0.9	0.1	0.0
Люлинворская $ll Pg_2$	439	225	41,7–54,8	13,1	1.0	0.0	0.0
Талицкая $tl Pg_1$	664	136	54,8–61,7	6,9	0.9	0.1	0.0
Ганькинская $gn Pg_1-K_2$	800	81	61,7–73,2	11,5	1.0	0.0	0.0
Березовская $b K_2$	881	191	73,2–89,8	16,6	0.9	0.1	0.0
Кузнецовская $kz K_2$	1072	46	89,8–91,6	1,8	1.0	0.0	0.0
Уватская $uv K_2$	1118	270	91,6–98,2	6,6	0.2	0.7	0.1
Хантымансийская $chn K_1$	1388	290	98,2–114,1	15,9	0.7	0.2	0.1
Викуловская $vk K_1$	1678	410	114,1–116,3	2,2	0.4	0.3	0.3
Алымская $al K_1$	2088	60	116,3–120,2	3,9	0.9	0.1	0.0
Фроловская $fr K_1$	2148	650	120,2–142,2	22,0	0.8	0.1	0.1
Тутлеймская $bg J_3$	2798	20	142,2–151,2	9,0	1.0	0.0	0.0
Абалакская $ab J_3-J_2$	2818	22	151,2–163,9	12,7	1.0	0.0	0.0
Тюменская $tm J_2$	2840	238	163,9–171,6	7,7	0.0	0.4	0,4; угли, до 0,2
Горелая (шеркалинская) $g(sch) J_1$	3078	128	171,6–208,0	36,4	0.2	0.3	0.5
$T-P$	3206	75		82	Магматические породы среднего и кислого состава [13]		
Забой		3281					

Данные литолого-стратиграфической колонки взяты из Каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин [23]. В качестве основы для возраста использована Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами [148].

Триасовые отложения, залегающие на эрозионной поверхности разновозрастных образований складчатого фундамента, вскрыты в разрезах глубоких скважин на Назымской, Апрельской, Итьяхской, Унлорской, Тортасинской, Восточно-Рогожниковской и других площадях [23].

*Мезозойско-кайнозойский чехол* достигает толщин более 3000 м в скважинах, где вскрываются породы нижнеюрской *горелой (шеркалинской) свиты* ( $J_{1p-t}$ ). Песчаники средне- и крупнозернистые, разноотсортированные, с конгломератами в основании, образуют резервуары, связанные с пластами Ю<sub>11</sub> и Ю<sub>10</sub>. На территории исследований эти отложения развиты на Центральной, Верхненазымской, Апрельской, Панлорской, Унлорской и Тортасинской площадях. Покрышками для них служат, соответственно, тогурская и радомская глинистые пачки. Мощность горелой свиты может превышать 80 м.

### **Характеристика нефтегазоносности территории исследований**

Согласно нефтегеологическому районированию [13] месторождения Верхнеляминского вала относятся к Ляминскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области. Здесь выделяется доюрский (нефтегазоносный горизонт зоны контакта и палеозойский), нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский и меловой НГК.

Для доюрского, нижнеюрского и среднеюрского НГК нефтематеринскими являются битуминозная *тогурская* глинистая пачка шеркалинской свиты [90].

К *доюрскому НГК* можно отнести с достоверностью залежь нефти в скважине Назымская 21. Получен приток нефти при испытании отложений палеозоя совместно с пластом Ю<sub>2</sub> в скважине Апрельская 24.

С *нижнеюрским НГК* связаны залежи нефти на Тортасинском и Назымском месторождениях. Приток газа получен на Унлорской площади при испытании пласта Ю<sub>10</sub> в скважине 7. На Апрельской площади – при совместном испытании пластов Ю<sub>8-10</sub>, в скважине 4 получен приток нефти с водой. Несмотря на присутствие шеркалинской свиты в разрезах скважин на остальных перечисленных площадях, при испытании интервалов пластов Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub> притоков УВ из них не получено.

*Среднеюрский НГК* включает резервуары пластов Ю<sub>2-9</sub> тюменской свиты. Дебиты нефти, полученные при испытании пластов Ю<sub>2-3</sub>, колеблются от 8.1 м<sup>3</sup>/сутки в скважине Северо-Апрельская 11 до 0.1 м<sup>3</sup>/сутки в скважине Тункорская 28. При испытании отложений этого НГК отрицательные результаты получены на Унлорской, Западно-Унлорской, Апрельской и Восточно-Рогожниковской площадях.

Для верхнеюрского и мелового НГК нефтематеринскими является РОВ *тутлеймских* битуминозных отложений (временного аналога баженовской свиты).

В *верхнеюрском НГК* залежи УВ связаны с карбонатно-трещиноватыми породами абалакской свиты (пласт Ю<sub>1</sub>) и трещиноватыми битуминозными аргиллитами нижнетутлеймской подсвиты (пласт Ю<sub>0</sub>).

В *меловом НГК* в пределах района исследований установлена нефтеносность пластов АС на Назымской (скв. 24), Унлорской (скв. 7) и Тортасинской (скв. 1) площадях.

Для палеотемпературного моделирования выбраны 37-мь представительных скважин (рис. 5.1), определивших контур построения прогнозных карт. В таблице 5.2 приведена систематизированная сводка результатов испытаний скважин, пробуренных в пределах Верхнеяминского вала.

Таблица 5.2 Результаты испытаний глубоких скважин Верхнеяминского вала [38]

Скважина	Условный индекс скважины (рис. 5.1)	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт (горизонт)	Приток, м <sup>3</sup> /сут	Тип флюида	Тпл., °С
1	2	3	4	5	6	7	8
Центральная 10	Це10	2704-2769	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>	4,8	Нефть	
		2954-3071	Тюменская – палеозой	Ю <sub>9</sub> +Pz		Сухо	
Центральная 12	Це12	1590-1595	Викуловская	ВК <sub>1</sub>	69,1	Вода	67
		2625-2638	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>	1,6	Нефть	<b>87</b>
		2680-2706					
Центральная 15	Це15	2704-2733	Тюменская	Ю <sub>2-4</sub>	6,0	Нефть	119
Верхненазымская 11	Ве11	2570-2878	Абалакская – палеозой	Ю <sub>1</sub> +Pz	10,0	Нефть	95
Верхненазымская 13	Ве13	2560-2680	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0</sub> + Ю <sub>2-3</sub>	5,2	Нефть	<b>91</b>
		2582-2685	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>	5,5	Нефть	
Восточно-Рогожниковская 35	В-Р35	1889-1910	Викуловская	ВК <sub>8</sub>	55,0	Вода	
		2664-2695	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>		Сухо	
		2693-2725	Абалакская	Ю <sub>1</sub>		Сухо	
		2720-2762	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>		Сухо	
Назымская 21	На21	2590-2860	Абалакская – палеозой	Ю <sub>1</sub> +Pz	3,9	Нефть	100
		2580-2596	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	9,5	Нефть	116
		2636-2640 2648-2664	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>	4,0	Нефть	
		2676-2682 2691-2696	Тюменская	Ю <sub>4</sub>	8,0	Нефть	
		2734-2744	Тюменская	Ю <sub>5-6</sub>	9,0	Нефть	127
		2824-2838	Палеозой	Pz	11,8	Нефть	128
Назымская 2	На22	2580-2637	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>		Пленка нефти	90
		2575-2610	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	8,4	Нефть	117
		2650-2895	Тюменская – палеозой	Ю <sub>2-4</sub> +Pz	0,7	Нефть	120
Назымская 24	На24	2062-2074	Фроловская	АС	4,3	Нефть	<b>88</b>
		2630-2644	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	2,2	Нефть	123
		2676-2704	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>	4,2	Нефть	121
		2778-2805	Тюменская	Ю <sub>5-6</sub>	0,7	Нефть	123
		2848-2884	Тюменская	Ю <sub>9</sub>	0,5	Вода	129

1	2	3	4	5	6	7	8
Назымская 26	На26	1582-1586	Викуловская	ВК	31,4	Вода	<b>70</b>
		2580-2598	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	9,0	Нефть	110
		2615-2850	Абалакская – палеозой	Ю <sub>1</sub> +Pz	8,1	Нефть, следы воды	114
		2585-2725	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>6</sub>	5,9	Нефть	85
Назымская 31	На31	2604-2616 2631-2638	Тутлеймская – абалакская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>1</sub>	1,2	Вода, пленка нефти	<b>82</b>
		2670-2692	Тюменская	Ю <sub>4</sub> +Ю <sub>5</sub>	1,5	Вода, пленка нефти	<b>85</b>
		2733-2750	Тюменская	Ю <sub>6</sub>	1,7	Вода, пленка нефти	<b>89</b>
Татъеганская 29	Та29	2645-2681	Тутлеймская– абалакская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>1</sub>		Сухо	70
		2650-2700	Тутлеймская– абалакская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>1</sub>		Сухо	70
		2670-2796	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>8</sub>	1,8	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти	<b>80</b>
		2713-2765	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>	1,3	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти	<b>80</b>
		2778-2853	Тюменская	Ю <sub>5-6</sub>		Сухо	80
		2935-3052	Тюменская – палеозой	Ю <sub>8-9</sub> +Pz	12,1	Вода	<b>90</b>
Тункорская 27	Ту27	2655-2741	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	45,2	Нефть	
Тункорская 28	Ту28	2088-2110 2093-2115	Фроловская	АС <sub>2</sub>		Сухо	70
		2698-2718	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>		Сухо	101
		2723-2732	Абалакская	Ю <sub>1</sub>		Сухо	102
		2742-2762	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>	0,1	Нефть	102
		2735-2780	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>		Сухо	80
Тункорская 30	Ту30	1625-1635	Викуловская	ВК <sub>1</sub>	5,5	Вода	
		2696-2792	Тюменская	Ю <sub>2-6</sub>	1,6	Нефть	
Апрельская 1	Ап1	2697-3013	Тюменская – палеозой	Ю <sub>2</sub> +Pz	4,0	Нефть	
Апрельская 2	Ап2	2714-2877	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>9</sub>		Сухо	
Апрельская 4	Ап4	2722-2730 2744-2780 2795-2821	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0</sub> , Ю <sub>2-3</sub>		Сухо	
		2866-2890 2833-2923	Тюменская	Ю <sub>4-5</sub>		Сухо	
		3010-3018 3068-3086 3108-3118 3128-3133	Тюменская – шеркалинская	Ю <sub>8-10</sub>	2,9	Нефть 50%, вода 50%	
		2722-2732	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	7,5	Нефть	<b>104</b>
Апрельская 24	Ап24	2761-3166	Тюменская – палеозой	Ю <sub>2</sub> +Pz	5,6	Нефть	110
		Северо-Апрельская 11	С-А11	2732-2764	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	
2761-2796	Абалакская	Ю <sub>1</sub>			Сухо	80	
2795-2865	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>		8,1	Нефть	<b>80</b>	
Панлорская 1	Па1	3275-3290	Палеозой	Pz		Вода, пленка нефти	
Панлорская 2	Па2	1666-1694	Викуловская	ВК <sub>1</sub>	62,4	Вода	60
		2141-2224	Фроловская	АС <sub>2</sub>		Сухо	70
Панлорская 2	Па2	2187-2260	Фроловская	АС <sub>2</sub>		Сухо	70
		2780-2827	Абалакская	Ю <sub>1</sub>		Сухо	80
		2800-2864	Абалакская – тюменская	Ю <sub>1</sub> +Ю <sub>2</sub>	2,9	Фильтрат бурового раствора	<b>80</b>
		3167-3200	Тюменская – шеркалинская	Ю <sub>10-11</sub>	24,9	Вода	<b>90</b>
		3285-3333	Палеозой	Pz	7,3	Вода	<b>90</b>

1	2	3	4	5	6	7	8
Итъяхская 300	Ит300	2708-2720	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	6,0	Нефть	
		2730-2738	Тюменская	Ю <sub>2</sub>	6,0	Нефть	90
		2672-2787	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0+</sub> Ю <sub>2-3</sub>	12,8	Нефть, газ	82
		3127-3247	Палеозой	Pz		Сухо	93
Итъяхская 301	Ит301	2717-2783	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0+</sub> Ю <sub>2-3</sub>	8,3	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти, газ	87
		2728-2748	Абалакская	Ю <sub>1</sub>	0,7	Нефть	
		2757-2773	Тюменская	Ю <sub>2</sub>	2,9	Вода, нефть 35%	
		2841-2853	Тюменская	Ю <sub>4</sub>	4,1	Вода, нефть 20%	
		3007-3097	P-T – палеозой	НГГЗК+Pz	7,0	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти	91
Итъяхская 302	Ит302	2685-2737	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0+</sub> Ю <sub>1</sub> +Ю <sub>2</sub>		Сухо	80
		2692-2717	Тутлеймская – абалакская	Ю <sub>0+</sub> Ю <sub>1</sub>		Сухо	80
		2711-2824	абалакская – тюменская	Ю <sub>1</sub> + Ю <sub>2-5</sub>	10,2	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти	85
		2962-3077	P-T	НГГЗК	12,9	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти	91
		3084-3156	Палеозой	Pz		Сухо	96
Западно-Унлорская 8	3-У8	2780-2840	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>1</sub> +Ю <sub>2</sub>		Сухо	81
		2982-3030	Тюменская	Ю <sub>2-9</sub>		Сухо	
		2979-3092	Тюменская – палеозой	Ю <sub>2-9</sub> +Pz		Сухо	
Западно-Унлорская 307	3-У307	2721-2741	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>		Сухо	81
		2738-2763	Абалакская	ЮК <sub>1</sub>	11,5	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти, газ	83
Унлорская 3	Ун3	2315-2440	Фроловская	АС		Сухо	65
		2801-2870	Тюменская			Сухо	
		3008-3128	P-T			Сухо	93
Унлорская 7	Ун7	1692-1698	Викуловская	ВК <sub>1</sub>	54,7	Вода	48
		2100-2120	Фроловская	АС <sub>3</sub>	0,5	Нефть	
		2840-2865	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	2000	Газ	131
		2888-2946	Тюменская	Ю <sub>2</sub>		Сухо	82
		3190-3195	Шеркалинская	Ю <sub>10</sub>	3000	Газ	146
Унлорская 20	Ун20	1686-1717	Викуловская	ВК <sub>1</sub>	20,0	Вода	55
		2824-2898	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0+</sub> Ю <sub>2-5</sub>		Сухо	92
Тортасинская 1	То1	1110-1115	Уватская	ПК <sub>1</sub>	45,0	Вода	45
		1670-1675	Викуловская	ВК <sub>1</sub>	24,8	Вода	65
		2070-2082	Фроловская	АС <sub>3</sub>	4,1	Вода	71
		2366-2381	Фроловская	АС <sub>7</sub>	7,1	Нефть	81
		2396-2408	Фроловская	АС <sub>7-8</sub>		Сухо	
		2790-2810	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	7,8	Нефть	105
		2805-2913	Тюменская	Ю <sub>2</sub>	0,6	Вода, пленка нефти	97
		2834-2867	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>	7,8	Нефть	108
		3162-3278	Тюменская – палеозой	Ю <sub>10</sub> +Pz		Сухо	93
Тортасинская 97	То97	2800-2878	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>2</sub>		Сухо	
		3090-3203	Шеркалинская – Pz	Ю <sub>10</sub> +Pz		Сухо	

1	2	3	4	5	6	7	8
Тортасинская 99	То99	2388-2396	Фроловская	АС <sub>7</sub>		Сухо	
		2796-2823	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	0,5	Нефть	108
		2790-2837	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	5,2	Нефть	
		2839-2859	Тюменская	Ю <sub>2</sub>	1,8	Нефть	
		2810-2870	Тутлеймская – тюменская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>2</sub>	11,4	Нефть	
		2883-2893	Тюменская	Ю <sub>3-4</sub>		Сухо	
		3185-3281	<i>P-T</i>			Сухо	
Тортасинская 100	То100	2774-2824	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>		Сухо	82
		2793-2871	Тутлеймская - тюменская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>2-3</sub>		Сухо	82
		3159-3208	Шеркалинская – палеозой	Ю <sub>10+</sub> PZ		Сухо	
Тортасинская 101	То101	2756-2809	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	6,2	Нефть	<b>89</b>
		2782-2805	тутлеймская	Ю <sub>0</sub>	0,7	Нефть	84
		2826-2847	Тюменская	Ю <sub>2</sub>	1,2	Нефть	
		2828-2900	Тюменская	Ю <sub>2-5</sub>	7,2	Нефть	<b>91</b>
Северо-Санлорская 571	С-С571	2341-2385	Фроловская	АС <sub>5-6</sub>		Сухо	71
		2725-2775	Фроловская			Сухо	92
		2806-2841	Тутлеймская – абалакская	Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>1</sub>		Сухо	102
		2822-2841	Абалакская	Ю <sub>1</sub>		Сухо	102
		2848-2872	Тюменская	Ю <sub>2-3</sub>		Сухо	104
		2876-2898	Тюменская	Ю <sub>4</sub>		Сухо	104
		2841-2921	Тюменская	Ю <sub>2-5</sub>	0,9	Нефть	
		2808-2827	Тутлеймская	Ю <sub>0</sub>		Сухо	
2744-2760	Фроловская	АС <sub>11</sub>		Сухо			

*Тпл.* – измеренная пластовая температура; жирным шрифтом обозначены *Тпл.*, принятые для палеотемпературного моделирования.

Информация по лабораторному изучению катагенеза пород (ОСВ) керна глубоких скважин приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 Палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита ( $R_{vr}^0$ )

Скважина	Условный индекс скважины (рис. 5.1)	Глубина определения, м	Отложения (свита)	$R_{vr}^0$ , %	Палеотемпература ( $^{\circ}\text{C}$ ) по $R_{vr}^0$
1	2	3	4	5	6
Центральная 10	Це10	2683	Абалакская	0,73*	111
		2715	Кровля $J_2$	0,73	111
		3036	Подшва юры	0,78	118
Центральная 12	Це12	2604	Кровля $J_3$	0,62	96
		2679	Кровля $J_2$	0,73	111
		3000	Подшва юры	0,78	118
Центральная 15	Це15	2630	Кровля $J_3$	0,62	96
		2702	Кровля $J_2$	0,73	111
		3020	Подшва юры	0,78	118
Верхненазымская 11	Ве11	2614	Абалакская	0,73*	111
Верхненазымская 15	Ве13	2564	Кровля $J_3$	0,62	96
		2634	Кровля $J_2$	0,73	111
		2884	Подшва юры	0,78	118

1	2	3	4	5	6
Восточно-Рогожниковская 35	В-Р35	2667	Кровля $J_3$	0,64	99
		2728	Кровля $J_2$	0,70	106
		2945	Подошва юры	0,80	120
Назымская 21	На21	2565	Кровля $J_3$	0,60	94
		2626	Кровля $J_2$	0,69	105
		2822	Подошва юры	0,74	112
Назымская 22	На22	2574	Кровля $J_3$	0,6	94
		2638	Кровля $J_2$	0,69	105
		2834	Подошва юры	0,74	112
Назымская 24	На24	2610	Кровля $J_3$	0,60	94
		2676	Кровля $J_2$	0,69	105
		2886	Подошва юры	0,74	112
Назымская 26	На26	2564	Кровля $J_3$	0,60	94
		2628	Кровля $J_2$	0,69	105
		2798	Подошва юры	0,74	112
Назымская 31	На31	2584	Кровля $J_3$	0,60	94
		2646	Кровля $J_2$	0,69	105
		2908	Подошва юры	0,74	112
Татъеганская 29	Та29	2639	Кровля $J_3$	0,60	94
		2702	Кровля $J_2$	0,69	105
		2994	Подошва юры	0,74	112
Тункорская 27	Ту27	2633	Кровля $J_3$	0,60	94
		2690	Кровля $J_2$	0,62	96
Тункорская 28	Ту28	2679	Кровля $J_3$	0,60	94
		2743	Кровля $J_2$	0,62	96
		3037	Подошва юры	0,75	113
Тункорская30	Ту30	2633	Кровля $J_3$	0,60	94
		2695	Кровля $J_2$	0,62	96
Апрельская 1	Ап1	2641	Кровля $J_3$	0,62	96
		2900	Тюменская	0,70*	106
		2920	Тюменская	0,73*	111
		2930	Тюменская	0,78*	118
		2945	Шеркалинская	0,83*	124
Апрельская 2	Ап2	2688	Кровля $J_3$	0,62	96
		2834	Тюменская	0,70*	106
		2854	Тюменская	0,73*	111
		2950	Тюменская	0,78*	118
		3005	Шеркалинская	0,83*	124
Апрельская 3	Ап3	2641	Кровля $J_3$	0,62	96
		2900	Тюменская	0,70*	106
		2920	Тюменская	0,73*	111
		2930	Тюменская	0,78*	118
Апрельская 4	Ап4	2723	Кровля $J_3$	0,62	96
		2886	Тюменская	0,70*	106
		2900	Тюменская	0,73*	111
		2950	Тюменская	0,78*	118
		3085	Шеркалинская	0,83*	124
Апрельская 24	Ап24	2700	Кровля $J_3$	0,62	96
		2950	Тюменская	0,70*	106
		2970	Тюменская	0,73*	111
		3030	Тюменская	0,78*	118
		3088	Шеркалинская	0,83*	124
Сев-Апрельская 11	С-А11	2725	Кровля $J_3$	0,63	98
		2798	Кровля $J_2$	0,70	106
		3155	Подошва юры	0,73	111

1	2	3	4	5	6
Панлорская 1	Па1	2782	Кровля $J_3$	0,64	99
		2828	Кровля $J_2$	0,71	108
		3250	Подошва юры	0,76	115
Панлорская 2	Па2	2783	Кровля $J_3$	0,64	99
		2830	Кровля $J_2$	0,71	108
		3270	Подошва юры	0,76	115
Итьяхская 300	Ит300	2661	Кровля $J_3$	0,61	95
		2730	Кровля $J_2$	0,62	96
		3046	Подошва юры	0,75	114
Итьяхская 301	Ит301	2713	Кровля $J_3$	0,61	95
		2759	Кровля $J_2$	0,62	96
		3067	Подошва юры	0,75	114
Итьяхская 302	Ит302	2667	Кровля $J_3$	0,61	95
		2734	Кровля $J_2$	0,62	96
		3068	Подошва юры	0,75	114
Западно-Унлорская 8	З-У8	2722	Кровля $J_3$	0,60	94
		2804	Кровля $J_2$	0,66	101
		3035	Подошва юры	0,75	114
Западно-Унлорская 307	З-У307	2719	Кровля $J_3$	0,60	94
		2764	Кровля $J_2$	0,66	101
Унлорская 3	Ун3	2753	Кровля $J_3$	0,60	94
		2798	Кровля $J_2$	0,63	98
		3011	Подошва юры	0,71	108
Унлорская 7	Ун7	2825	Кровля $J_3$	0,60	94
		2885	Кровля $J_2$	0,63	98
		3206	Подошва юры	0,71	108
Унлорская 20	20	2802	Кровля $J_3$	0,60	94
		2859	Кровля $J_2$	0,63	97
		3135	Подошва юры	0,71	108
Тортасинская 1	То1	2779	Кровля $J_3$	0,62	96
		2833	Кровля $J_2$	0,64	99
		3252	Подошва юры	0,75	114
Тортасинская 97	То97	2797	Кровля $J_3$	0,62	96
		2843	Кровля $J_2$	0,64	99
		3153	Подошва юры	0,75	114
Тортасинская 99	То99	2798	Кровля $J_3$	0,62	96
		2840	Кровля $J_2$	0,64	99
		3206	Подошва юры	0,75	114
Тортасинская 100	То100	2772	Кровля $J_3$	0,62	96
		2818	Кровля $J_2$	0,64	99
		3160	Подошва юры	0,75	114
Тортасинская 101	То101	2782	Кровля $J_3$	0,62	96
		2827	Кровля $J_2$	0,64	99
Северо-Санлорская 571	С-С571	2808	Кровля $J_3$	0,64	99
		2843	Кровля $J_2$	0,67	103

*Отражательная способность витринита изучена в ИНГиГ СО РАН (г. Новосибирск): \* непосредственные лабораторно-аналитические определения; остальные – сняты с построенных карт.*

Таким образом, на малоизученном геолого-геофизическими исследованиями Верхнеламинском вале, нижнеюрские резервуары определены как перспективные для нефтегеологического прогнозирования. Для проведения нефтегеологического моделирования

и последующего прогнозирования выбраны 37-мь представительных глубоких скважин [38, 132, 133]. Критерии выбора скважин аналогичны критериям, принятым при исследованиях в пределах Усть-Тымской впадины (раздел 3.1).

## 5.2 Моделирование, картирование очагов генерации и зон аккумуляции тогурских нефтей

### **Определение теплового потока**

Для решения обратной задачи геотермии в качестве «наблюденных» температур мы можем использовать как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин (табл. 5.2), так и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита –  $R_{vt}^0$  (табл. 5.3). Исходя из критерия уверенного отождествления измеренной температуры с пластовой, мы для расчетов принимает только те замеры, которые получены при значительных дебитах флюида из интервалов испытаний. Причем, в этом случае, мощность интервала испытаний небольшая, а глубина замера (установки термометра в скважине) несущественно отличается от положения интервала испытания. Замеров пластовых температур, отвечающих указанному критерию, оказывается не много.

Использование палеотемператур, пересчитанных из  $R_{vt}^0$  в градусы Цельсия, в качестве «наблюденных» требует указания времени абсолютного максимума палеотемпературы. Для определения этого времени проведено оценочное моделирование для скважин Западно-Унлорская 307 и Верхненазымская 13 (рис. 5.1). Оценочное моделирование выполнено по измеренным пластовым температурам. Характеристика разрезов этих скважин приведена в таблице 5.4. Возможный размыв верхнепалеогеновых отложений здесь не учитывался. Моделирование выполнено с учетом векового хода температур земной поверхности [112, 129, 182] за последние 142 млн. лет (табл. 5.5).

Таблица 5.4 Характеристика разрезов скважин Западно-Унлорская 307 и Верхненазымская 13 [125]

Характеристики	Западно-Унлорская 307	Верхненазымская 13
1	2	3
Забой, м	2780	2884
Отложения на забое (свита)	тюменская	шеркалинская
Кровля тутлеймской (баженовской) свиты, м	2724	2564
Мощность тутлеймской (баженовской) свиты, м	17,5	38,0
Мощность олигоценых отложений, м	130	146
Мощность неогеновых отложений, м	0	0
Мощность четвертичных отложений, м	50	55
Температура по испытанию (свита; интервал, м; пластовая температура, °С)	абалакская; 2738 – 2763; 83	Тутлеймская, тюменская; 2560 – 2680; 91
Температура по ОСВ (свита; интервал, м; температурный интервал, (среднее значение), °С)	тутлеймская (кровля $J_3$ – кровля $J_2$ ); 2719–2804; 94–101, (98)	тутлеймская (кровля $J_3$ – кровля $J_2$ ); 2564–2634; 96–111, (104)

Анализ таблицы 5.5 позволяет сделать следующие выводы: 1) максимальная расчетная палеотемпература тутлеймской свиты в разрезе скважины Западно-Унлорская 307 составляет 97 °С и вполне согласуется с температурой по  $R_{вр}^0$  – 98 °С (табл.5.4); 2) максимальная расчетная палеотемпература тутлеймской свиты в разрезе скв. Верхненазымская 13 составляет 103 °С и согласуется с температурой по  $R_{вр}^0$  – 104 °С (табл. 5.4); 3) время абсолютного максимума палеотемпературы в обеих скважинах одинаково и составляет 37,6 млн. лет назад. Поэтому, мы можем использовать палеотемпературы, пересчитанные по данным отражательной способности витринита, в качестве «наблюденных» с указанием времени  $t=37,6$  млн. лет назад.

Таблица 5.5 Геотемпературы тутлеймской (баженовской) свиты Верхнелямского вала

Время, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности земли, °С	Скважина Западно-Унлорская 307, °С	Скважина Верхненазымская 13, °С
1	2	3	4
0	0	82	<b>92</b>
0,03	-4	81	<b>92</b>
0,07	-4	81	<b>91</b>
0,11	-4	82	<b>91</b>
0,19	-8	82	<b>92</b>
0,235	-10	83	<b>94</b>
0,245	0	<b>85</b>	<b>94</b>
0,5	2	<b>86</b>	<b>95</b>
1,64	3	<b>85</b>	<b>94</b>
3	3	<b>86</b>	<b>94</b>
5	4	<b>87</b>	<b>95</b>
10	7	<b>89</b>	<b>98</b>
15	10	<b>92</b>	<b>101</b>
20	7	<b>89</b>	<b>98</b>
24,0	4	<b>87</b>	<b>96</b>
30	8	<b>89</b>	<b>97</b>
1	2	<b>3</b>	<b>4</b>
35	13	<b>92</b>	<b>99</b>
<b>37,6</b>	<b>20</b>	<b>97</b>	<b>103</b>
40	20	<b>96</b>	<b>102</b>
45	21	<b>89</b>	<b>98</b>
50	21	<b>87</b>	<b>94</b>
54,8	20	82	<b>90</b>
61,7	20	77	84
73,2	20	74	80
89,8	20	69	73
91,6	20	66	71
98,2	21	60	63
114,1	21	51	54
116,3	20	43	45
120,2	20	41	42
142,2	22	22	23
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup>		44,2	51,2

*Жирным шрифтом обозначены температуры главной зоны нефтеобразования (преимущественно сапропелевый тип РОВ), заливкой – палеотемпературный максимум.*

Таким образом, для решения обратной задачи геотермии (расчета теплового потока через поверхность основания осадочного чехла  $q$ ) мы одновременно используем как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин (табл. 5.2), так и

геотемпературы, полученные из определений  $R_{vt}^0$  (табл. 5.3). В силу технологических особенностей измерения пластовых температур, более достоверными признаем температуры по отражательной способности витринита. Поэтому, при решении обратной задачи геотермии (2.4), по «невязкам» более 5 °С из расчетов был исключен ряд измеренных пластовых температур.

На рисунке 5.2А приведена схематическая карта распределения значений плотности теплового потока через поверхность доюрского основания. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученных решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 37-и скважин (рис.5.1).

Как следует из карты поверхностного (через дневную поверхность) теплового потока (рис. 5.2Б), его плотность увеличивается на постоянную величину (порядка 2 мВт/м<sup>2</sup>) по отношению к плотности теплового потока через поверхность доюрского основания (рис. 5.2А).

Уже на этом этапе исследований можно отметить тенденцию прямой пространственной корреляции величины плотности теплового потока с нефтенасыщенностью осадочных комплексов (дебитами нефти поисково-разведочных скважин, приведенными в таблице 5.2). Именно на участках высоких значений теплового потока расположены скважины Центральной, Верхненазымской, Назымской и Апрельской площадей, давшие наиболее ощутимые притоки нефти.

#### **Сопоставительная оценка расчетных значений плотности теплового потока**

Изучение теплового поля Земли в пределах Западно-Сибирской плиты выполнялось ранее А.Р. Курчиковым, Б.П. Ставицким (1987 г.) [129] и А.Д. Дучковым (2000 г.) [39].

По проведенным исследованиям А.Р. Курчиковым и Б.П. Ставицким построена схема значений дискретных *экспериментальных определений* плотности теплового потока (рис. 5.3), на которой значения плотности теплового потока Верхнелямнинского вала находятся в пределах изолинии в 60 мВт/м<sup>2</sup>.

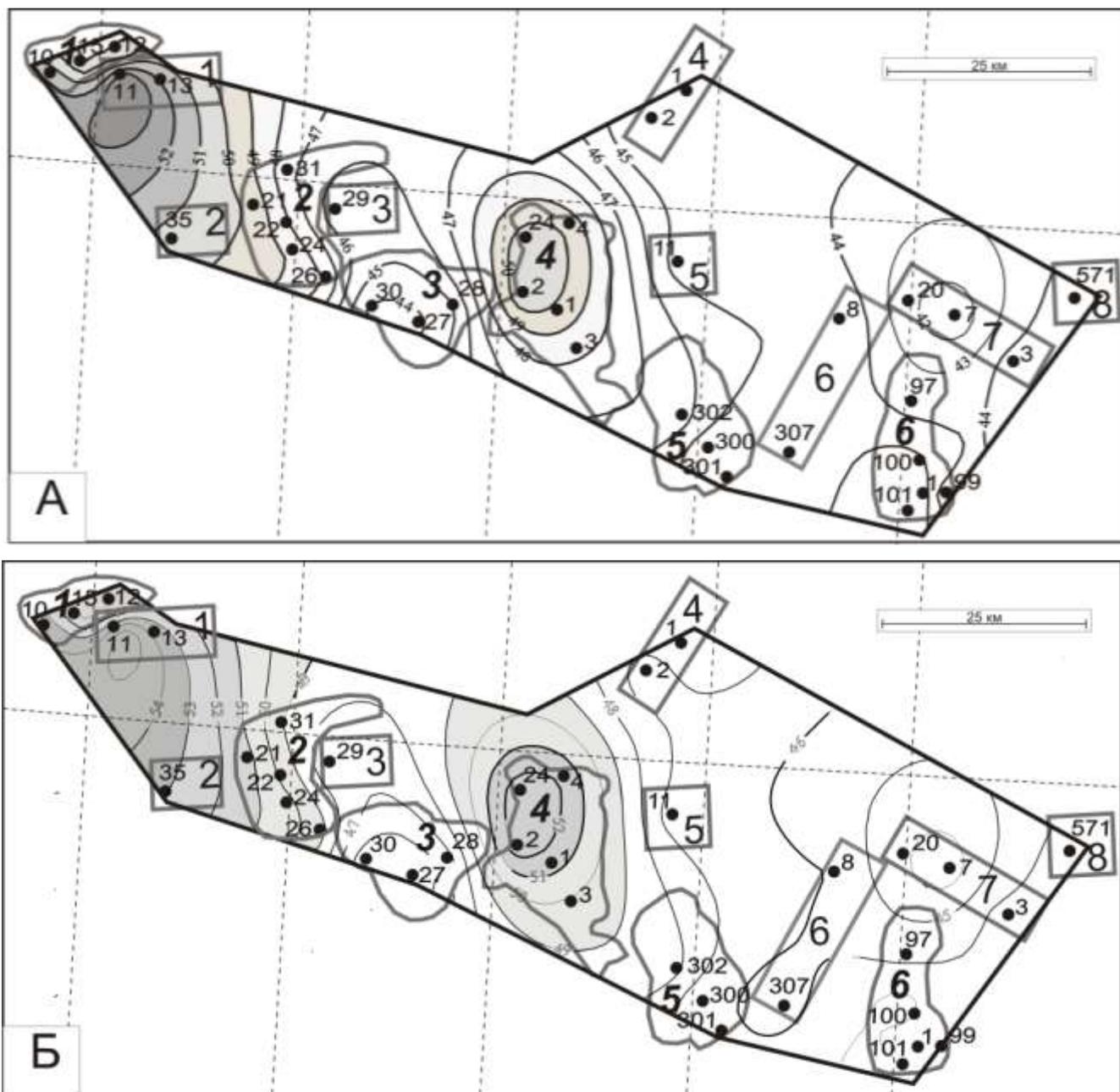


Рис. 5.2 Схематические карты распределения значений плотности теплового потока через поверхность доюрского основания (А) и поверхностного (через дневную поверхность) теплового потока (Б) Верхнеламинского вала: 1 – месторождение и его условный номер; 2 – площадь нефтепоискового бурения и ее условный номер; 3 – поисково-разведочная скважина и ее условный номер; 4 – контур территории построения прогнозных карт; 5 – изолинии расчетных значений плотности теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>. Месторождения УВ: 1 – Центральное; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Апрельское; 5 – Итьяхское; 6 – Торчасинское. Площади поискового бурения: 1– Верхненазымская; 2 – Восточно-Рогожниковская; 3 – Татьеганская; 4 – Панлорская; 5 – Северо-Апрельская; 6 – Западно-Унлорская; 7 – Унлорская; 8 – Северо-Санлорская

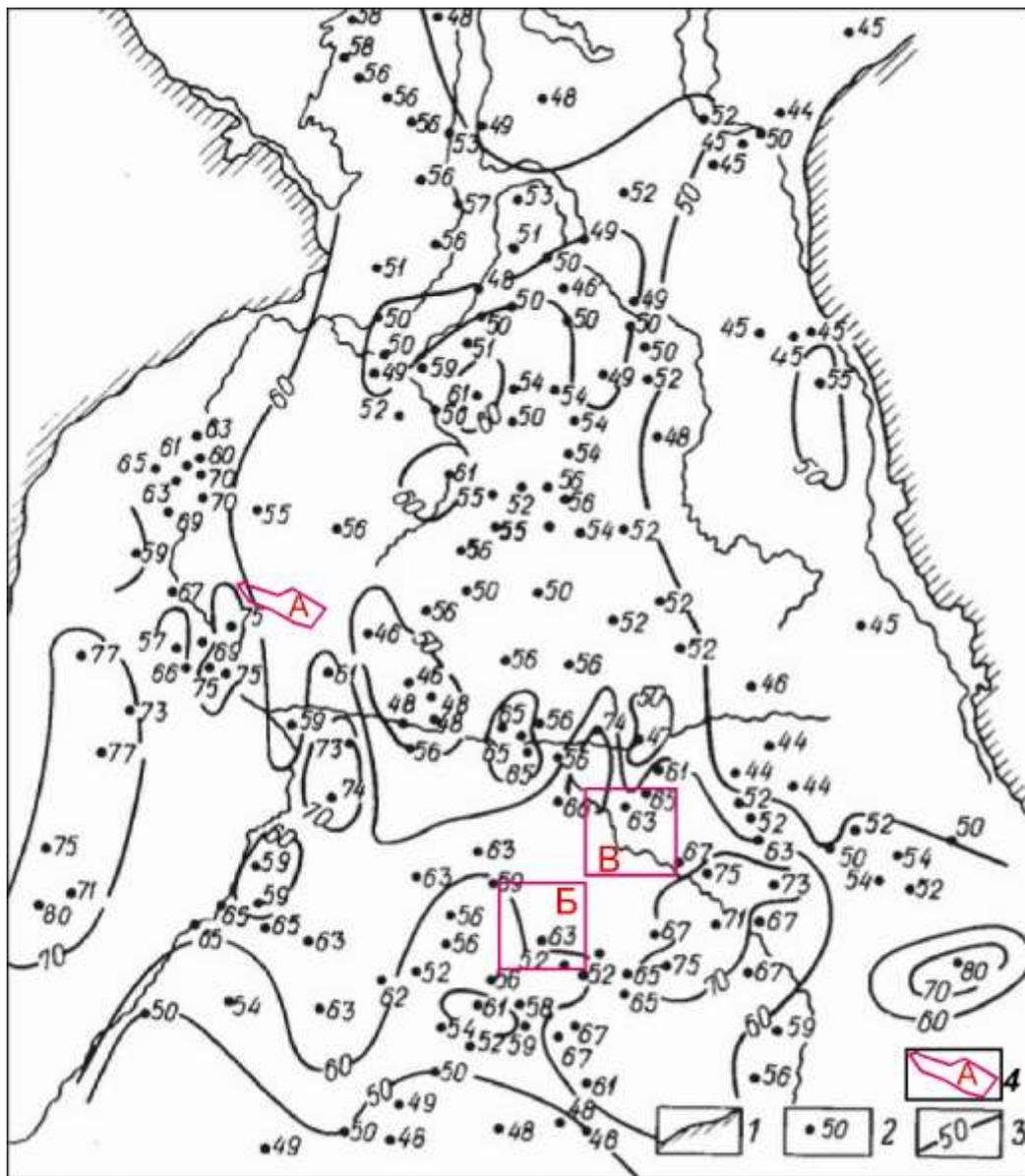


Рис. 5.3 Положение территорий исследований на схеме плотности теплового потока в пределах Западно-Сибирской плиты (по [129]): 1 – граница Западно-Сибирской плиты; 2 – плотность теплового потока, определенная в скважине, мВт/м<sup>2</sup>; 3 – линии равных значений плотности теплового потока; 4 – территории исследования: А – Верхнеляминский вал, Б – Нюрольская мегавпадина; В – Усть-Тымская мегавпадина

Определения теплового потока А.Д. Дучковым выполнены по измерениям градиента температуры в скважинах с использованием данных каротажа, при средней глубине скважин 2–3 км. Информация с соблюдением всех методических требований получена из небольшого числа скважин. В целом, погрешность определения теплового потока в регионе оценена в пределах  $\pm 10\%$ , т.е. (5–6 мВт/м<sup>2</sup>) [39]. На карте, построенной по этим данным А.Д. Дучковым, плотность теплового потока в пределах Верхнеляминского вала составляет порядка 60 мВт/м<sup>2</sup> (рис. 5.4).

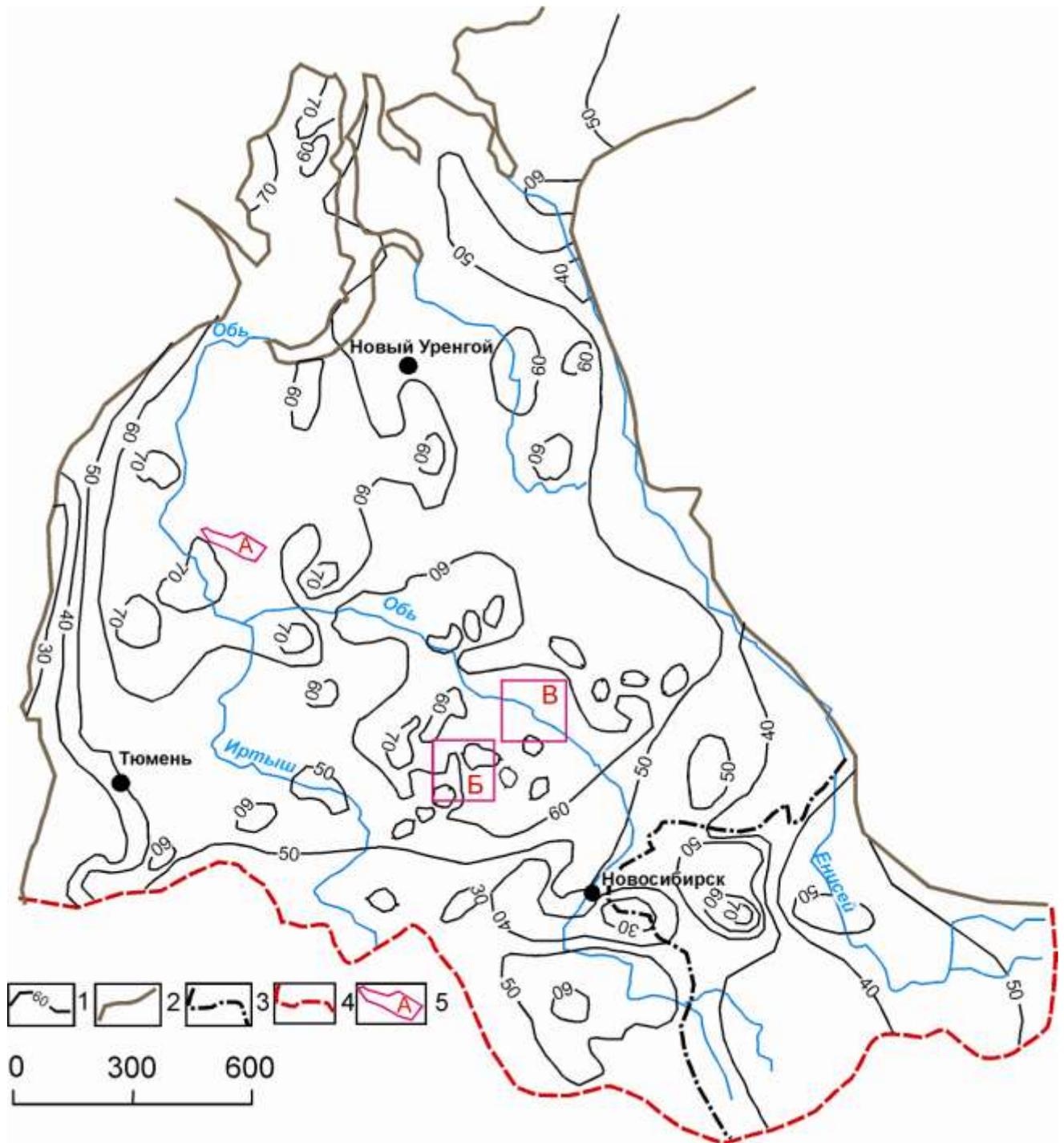


Рис. 5.4 Положение территорий исследований на карте теплового потока Западно-Сибирской плиты по А.Д. Дучкову [39]: 1 – изолинии теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>, 2–4 – границы: 2 – Западно-Сибирской плиты; 3 – Алтае-Саянской области; 4 – государственная Российской Федерации; 5 – территория исследования: А – Верхнелеяминский вал, Б – Нюрольская мегавпадина; В – Усть-Тымская мегавпадина

По нашим расчетам и построениям (рис. 5.2Б) значение плотности теплового потока, достигающее 55 мВт/м<sup>2</sup>, что не противоречат ранее проведенным экспериментальным исследованиям.

## **Расчет палеотемператур отложений шеркалинской свиты, картирование очагов генерации и зон потенциальной аккумуляции тогурских нефтей**

Решением прямых задачи геотермии для разрезов 20-ти скважин, расположенных в пределах распространения шеркалинской свиты, определены палеотемпературы на ключевые моменты геологического времени (начало/окончание формирования свит). Палеотемпературное моделирование выполнено с учетом векового хода температур земной поверхности за последние 142 млн лет (табл. 5.5).

Расчитанные палеотемпературы в отложениях шеркалинской свиты на заданные моменты геологического времени и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ [99] позволяют прогнозировать вхождение материнских пород в ГЗН, а начало интенсивной генерации для гумусового РОВ тогурской пачки определить как 95 °С.

Путем интерполяции построены схемы распределения палеотемператур шеркалинской свиты, положения очагов генерации и направлений возможной миграции тогурских нефтей на ключевые моменты геологического времени.

Карты палеотемператур совмещены с *палеоструктурными картами* кровли шеркалинской свиты. Палеоструктурные карты получены путем интерполяции результатов палеотектонических реконструкций (на заданные времена) разрезов 37-и скважин [36].

РОВ шеркалинской свиты (тогурской и радомской пачек) – наиболее вероятный источник нефти для нижнеюрского НГК. Рельеф кровли шеркалинской свиты (палеоструктурная карта) определяет основные направления миграции флюидов от мест генерации («стартовых точек») к аккумуляющим ловушкам (зонам потенциальной аккумуляции, «скоплению терминальных точек» [183]).

На рисунке 5.5 приведены схематические карты рассчитанных палеогеотемператур в шеркалинской свите и положения очагов генерации тогурских нефтей на пять значимых геологических времен, начиная с момента образования первых очагов до настоящего времени. Карты ограничены зоной развития нижнеюрских отложений.

Два очага генерации нефти в шеркалинской свите зародились *62 млн лет назад* в самой западной части и в центральной части Верхнеляминского вала (рис. 5.5А). Распределение вероятных направлений потоков флюидов определено по правилу «всплывания нефти по восстанию пласта» в направлении максимального градиента. В это время происходит заполнение нефтью ловушек тюменской, собственно шеркалинской свит, зоны контакта и выступов палеозоя двух зон аккумуляции – западной части Верхнеязымской площади, северной и центральной частей Апрельской площади.





Рис. 5.5 Схема положения очагов генерации и направлений возможной миграции тогурских нефтей 62 млн лет назад (А), 55 млн лет назад (Б), 38 млн лет назад (В), 5 млн лет назад (Г) и современное состояние (Д) Верхнеляминского вала: 1-4 – тоже, что на рисунке 5.2; 5 – изолинии значений температур в шеркалинской свите, °С; 6 – контур очага генерации нефтей; 7 – (палео)изогипсы кровли шеркалинской свиты, м; 8 – направления линий тока флюидов; 9 – генерализованные («гальвиговые») границы зон нефтесбора; 10 – линия выклинивания шеркалинских отложений

55 млн лет назад размеры и интенсивность очагов генерации нефти шеркалинской свиты существенно увеличились (рис. 5.5Б). Увеличилась интенсивность питания ловушек

Верхненазымской и Апрельской площадей. Незначительная площадь нефтесбора существовали для ловушек Панлорской площади.

*38 млн лет назад* (рис. 5.5В), в период максимальных геотемператур, нефтегенерация происходила на всей площади распространения шеркалинской свиты. Заполняются ловушки северной и центральной частей Тортасинской площади. Незначительно питаются ловушки западной части Унлорской площади и южной части Панлорской площади. Продолжается интенсивный приток нефти в ловушки Апрельской площади и Верхненазымской площади. Значительная область питания в это время существует для возможных стратиграфических и литологических ловушек по линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части Верхнеяминского вала.

*5 млн лет назад* (рис. 5.5Г) нефтегенерация, по-прежнему, происходит практически на всей площади распространения шеркалинской свиты. Заполняются ловушки центральной части Тортасинской площади. Продолжается питание ловушек центральной и южной частей Апрельской площади и Верхненазымской площади. Значительные области питания существуют для возможных стратиграфических и литологических ловушек по линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части и в центральной части Верхнеяминского вала.

*В настоящее время* (рис. 5.5Д) «работают» три очага генерации тогурских нефтей. Заполняются ловушки центральной части Тортасинской площади, ловушки восточной и южной частей Апрельской площади и ловушки Верхненазымской площади. Идет значительная подпитка возможных стратиграфических и литологических ловушек по линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части и в центральной части вала.

Основные результаты картирования очагов генерации тогурских нефтей и зон их потенциальной аккумуляции в пределах Верхнеяминского вала заключаются в следующем [36, 38, 133]:

1. Выполнено палеотемпературное моделирование – расчет значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза и у дневной поверхности по 37-ми представительным глубоким скважинам. Построены схематические карты расчетных значений плотности теплового потока с сечением изолиний  $1,0 \text{ мВт/м}^2$ .
2. Обосновано время «срабатывания» максимального палеотермометра – 37, 6 млн. лет назад, что позволило корректно использовать для решения обратных задач геотермии как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и геотемпературы, полученные из определений ОСВ –  $R_{\text{вр}}^0$ .
3. Установлено, что плотность теплового потока у дневной поверхности увеличивается на величину порядка 2 мВт/м по отношению к плотности теплового потока через

поверхность доюрского основания. Максимальное значение плотности теплового потока на дневной поверхности Верхнеяминского вала достигает  $55 \text{ мВт/м}^2$  и не противоречит значениям этого параметра, полученным ранее Курчиковым А.Р., Ставицким Б.П., Дучковым А.Д. экспериментальным путем.

4. Методом палеотемпературного моделирования в разрезах 20-ти скважин восстановлена термическая история шеркалинской свиты. Построен комплект схематических карт распределения геотемператур (сечение  $1^\circ\text{C}$ ) и положения очагов интенсивной генерации нефти в тогурской нефтепроизводящей пачке на 5-ть ключевых времен истории осадконакопления. Очаги выделены по геотемпературному критерию главной зоны нефтеобразования (ГЗН).
5. Установлены разной степени интенсивности и времени действия очаги генерации тогурской нефти на Верхнеяминском вале. Температуры в очагах шеркалинской свиты могут превышать  $115^\circ\text{C}$ , зарождение очагов происходит 65 млн лет назад и продолжают существовать до настоящего времени. 38 млн лет назад – время максимального прогрева материнских отложений. В это время нефтегенерация происходила на всей площади распространения шеркалинской свиты.
6. Определены зоны аккумуляции тогурских нефтей Верхнеяминского вала. Очаги дифференцируются по интенсивности и временному интервалу действия, зоны аккумуляции – по величине площадей нефтесбора.
7. За всю историю нефтегенерации палеоструктурная обстановка нижнеюрского НГК ощутимо менялась, что приводит к изменчивости размеров палеоплощадей нефтесбора для отдельных зон аккумуляции тогурской нефти Верхнеяминского вала.

### 5.3 Локализация ресурсов тогурских нефтей нижнеюрского НГК

#### *Характеристика нижнеюрских резервуаров Верхнеяминского вала*

Отложения нижнеюрского комплекса включают в себя резервуары пластов Ю<sub>10</sub>, Ю<sub>11</sub> и Ю<sub>12</sub> шеркалинской (горелой) свиты. В пределах Верхнеяминского вала развиты резервуары пластов Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub>, пласт Ю<sub>12</sub> редуцирован. Отложения шеркалинской свиты формируются в локальных впадинах и заливообразных понижениях, а так же на склонах локальных поднятий и имеют ограниченное площадное распространение. На территории исследований эти отложения развиты на Центральной, Верхненазымской, Апрельской, Панлорской, Унлорской и Торгасинской площадях (рис.5. 6).

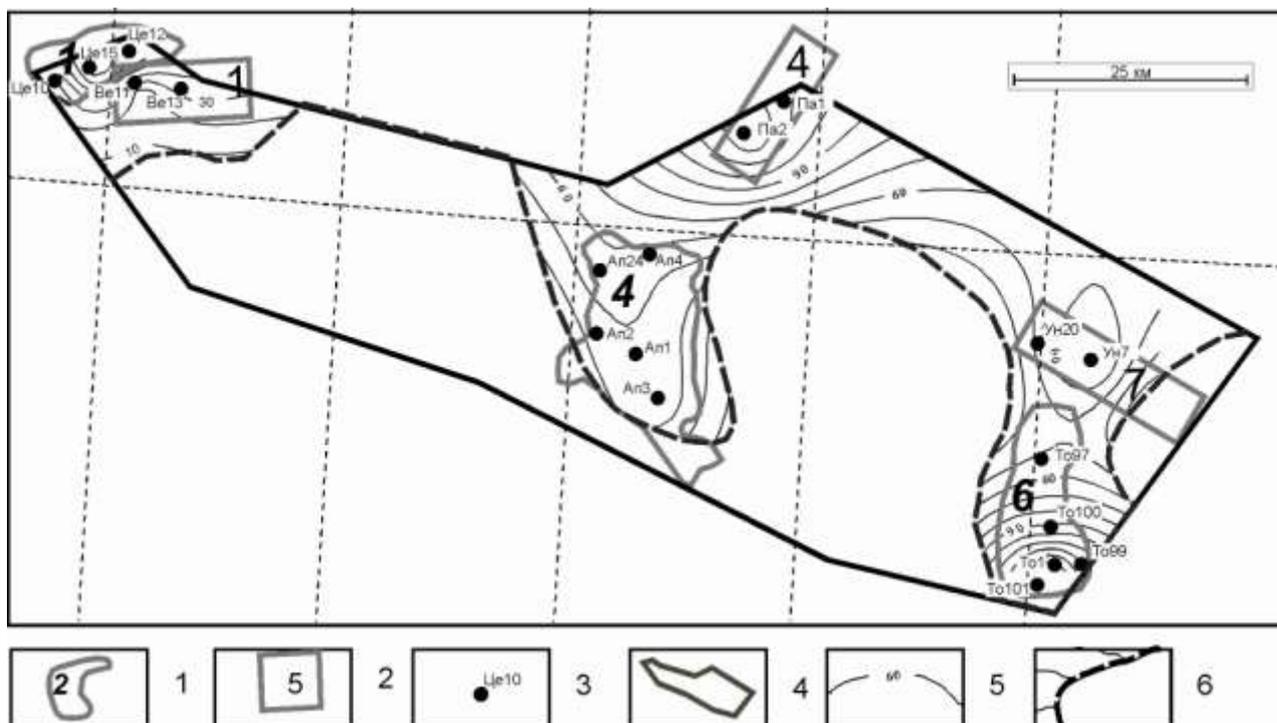


Рис.5.6 Схематическая карта распределения значений мощности нижнеюрской шеркалинской свиты, включающей резервуары пластов Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub>, Верхнеляминского вала: 3 – поисково-разведочная скважина и ее условный индекс (табл.5.1); 5 – изолинии значений мощности, м; 6 – граница распространения отложений шеркалинской свиты. Остальные условные обозначения на рис.5.2

В нижней подсвите шеркалинской свиты выделяется *пласт Ю<sub>11</sub>*. Формирование его связано с русловыми, делювиально-пролювиальными и озерными фациями. Резервуар пласта Ю<sub>11</sub> вскрыт скважинами 1 и 99 на Тортасинской площади. Его толщины составляют 16 и 40 м соответственно [24]. Покрышкой этого резервуара служит тогурская глинистая битуминозная пачка толщиной 10–25 м.

Резервуар *пласта Ю<sub>10</sub>* развит на большей площади, чем резервуар пласта Ю<sub>11</sub>. Он имеет сложную извилистую конфигурацию границы выклинивания и неоднородное строение. Наиболее мощные и однородные пласты вскрыты на положительных формах рельефа. Так в разрезе скважины Тортасинская 100 пласт мощностью 38 м сложен переслаиванием песчаников разномзернистых и конгломератов. В прогибах и заливообразных понижениях пласт становится неоднородным и разделен глинистыми отложениями на 2 и более пропластка. Двухслойное строение пласта Ю<sub>10</sub> в пределах района исследований установлено на Унлорской площади [24]. Покрышкой этого резервуара служит радомская пачка, представленная аргиллитоподобными глинами в разной степени битуминозными, иногда углистыми толщиной до 30 м.

Характерной особенностью строения нижнеюрского НГК является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов нижней юры. Это выклинивание не контролируется

какой-либо изогипсой, как правило, изогипсы секут границы выклинивания пластов Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub>, что является благоприятным фактором для формирования ловушек неструктурного типа [184].

Практически, подтверждение нефтегазонасыщенности этих резервуаров, получены лишь на Унлорской площади в скважине 7, где при испытании пласта Ю<sub>10</sub> получен небольшой приток газа. На Апрельской площади при совместном испытании пластов Ю<sub>8-10</sub> в скважине 4 получен приток нефти с водой. На остальных площадях, где в разрезе присутствуют нижнеюрские резервуары, получены или притоки воды, как в скважине Панлорская 2, или притоков не получено вовсе, как в скважинах Тортасинская 1 и 100.

### **Зоны потенциальной аккумуляции тогурских нефтей**

Для характеристики каждой зоны потенциальной аккумуляции тогурских нефтей (участок месторождения, поисковая площадь) рассчитан интегральный показатель (табл. 5.6), равный  $\sum(S_i \times T_i \times t_i \times 10^{-3})$ , где:  $S_i$  – площадь нефтесбора, км<sup>2</sup>;  $T_i$  – температура очага генерации нефти, °С;  $t_i$  – время действия очага, млн лет,  $i=1,5$ .

Палеоплощадь нефтесбора (ППНС) для каждой зоны аккумуляции определялась по величине площади распределения (в пределах очага) сходящихся линий тока.

Основные направления миграции флюидов от мест генерации к зонам потенциальной аккумуляции определяет рельеф кровли шеркалинской свиты. Положения очагов генерации и направлений возможной миграции шеркалинских нефтей показаны на схематических картах (рис.5.5) на пять интервалов геологического времени.

Заполнение *Верхненазымской зоны аккумуляции* нефти начинается *62 млн лет назад* с западной части площади (ППНС=100км<sup>2</sup>). *55 млн лет назад*, с увеличением размеров и интенсивности очагов генерации тогурской нефти, существенно увеличивается и интенсивность питания ловушек Верхненазымской зоны (ППНС=200 км<sup>2</sup>). Начиная с *38 млн лет назад*, в период максимальных геотемператур, и до настоящего времени, происходит интенсивный приток нефти в ловушки Верхненазымской зоны с палеоплощадью нефтесбора в 200 км<sup>2</sup>.

*Апрельская зона аккумуляции* нефти начинает заполняться *62 млн л назад* в северной и центральной частях (ППНС=150 км<sup>2</sup>). *55 млн лет назад* интенсивность питания ловушек увеличивается и площадь палеосбора Апрельской зоны составляет 600 км<sup>2</sup>. *38 млн лет назад* продолжается интенсивный приток нефти в ловушки зоны (ППНС=600 км<sup>2</sup>). *5 млн лет назад* продолжается питание ловушек центральной и южной частей Апрельской зоны с заметным сокращением площади нефтесбора (ППНС=300 км<sup>2</sup>). В *настоящее время* идет заполнение ловушки восточной и южной частей Апрельской зоны аккумуляции (ПНС=300 км<sup>2</sup>).

*Панлорская зона аккумуляции* нефти появляется *55 млн лет назад*. В это время для ловушек Панлорской зоны существовала незначительная площадь нефтесбора– около 70 км<sup>2</sup>.

38 млн лет назад продолжается незначительное наполнение ловушек в южной части Панлорской зоны (ППНС=70 км<sup>2</sup>).

Ловушки *Тортасинской зоны аккумуляции* нефти начинают заполняться 38 млн лет назад. В это время заполняются ловушки северной и центральной частей Тортасинской зоны (ППНС=200 км<sup>2</sup>). 5 млн лет назад площадь нефтесбора в этой зоне уменьшается и заполняются ловушки центральной части зоны (ППНС=100 км<sup>2</sup>). В таких же размерах ППНС и на тех же участках этой зоны происходит наполнение ловушек и в *настоящее время*.

Заполнение ловушек *Унлорской зоны аккумуляции* нефти происходит в период максимальных геотемператур, 38 млн лет назад. Незначительно питаются ловушки западной части зоны (ППНС=50 км<sup>2</sup>).

38 млн лет назад создаются благоприятные термобарические условия для генерации и заполнения нефтью возможных стратиграфических и литологических ловушек в *зоне по линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части Верхнеляминского вала*. Здесь образуется значительная площадь питания (около 300 км<sup>2</sup>), которая к 5 млн лет назад увеличивается до 350 км<sup>2</sup>. В *настоящее время* идет подпитка ловушек с площади 200 км<sup>2</sup>.

5 млн лет назад, когда нефтегенерация, по-прежнему, происходит практически на всей площади распространения шеркалинской свиты, значительные области питания существуют для возможных стратиграфических и литологических ловушек в *зоне по линии выклинивания шеркалинских отложений и в центральной части Верхнеляминского вала* (ППНС=150 км<sup>2</sup>). К *настоящему времени* площадь подпитки ловушек в этой зоне увеличилась до 200 км<sup>2</sup>.

Информация о генерации и локализации шеркалинских нефтей в нижнеюрском НГК сведена в таблицу 5.6. Ранжирование зон локализации шеркалинских нефтей согласуются с результатами испытаний пробуренных скважин (табл.5.2).

Первое место в «ранжире» занимает Апрельская зона аккумуляции тогурских нефтей – Апрельское нефтяное месторождение с продуктивными нижнеюрскими пластами (рис. 5.7). Высокая перспективность этой зоны подтверждается данными испытания интервала пластов Ю<sub>8-10</sub>. Следующее в «ранжире» на доразведку, с существенно меньшими перспективами, Тортасинское месторождение.

Далее, по результатам проведенных исследований, рациональная очередность детализации *поисковых площадей* на нижнеюрский НГК следующая: 1 – Верхненазымская площадь; 2 – Панлорская площадь, с существенно меньшими перспективами. Рациональная очередность *постановки поисков* (новые площади) на нижнеюрский НГК в полосе выклинивания шеркалинских отложений следующая: 1 – северо-восточная часть Верхнеляминского вала; 2 – центральная часть вала.

Таблица 5.6 Характеристика зон локализации (аккумуляции) тогурских нефтей в нижнеюрском НГК Верхнелеяминского вала ( $S_i$  – площадь нефтесбора, км<sup>2</sup>;  $T_i$  – температура очага генерации нефти, °C;  $t_i$  – время действия очага, млн лет)

Зона аккумуляции нефти (площадь, месторождение)	62–58 млн лет назад ( $t_1=4$ )			58–47 млн лет назад ( $t_2=11$ )			47–30 млн лет назад ( $t_3=17$ )			30–2 млн лет назад ( $t_4=28$ )			2–0 млн лет назад ( $t_5=2$ )			$\sum(S_i \times T_i \times t_i \times 10^{-3})$	Ранжирование
	$S_1$	$T_1$	$S_1 \times T_1 \times t_1 \times 10^{-3}$	$S_2$	$T_2$	$S_2 \times T_2 \times t_2 \times 10^{-3}$	$S_3$	$T_3$	$S_3 \times T_3 \times t_3 \times 10^{-3}$	$S_4$	$T_4$	$S_4 \times T_4 \times t_4 \times 10^{-3}$	$S_5$	$T_5$	$S_5 \times T_5 \times t_5 \times 10^{-3}$		
Верхненазымская	100	96	38	200	10 2	224	200	119	405	200	110	616	200	106	42	1325	III
Апрельская	150	96	58	600	10 3	680	600	118	1204	300	111	932	300	106	64	2938	I
Панлорская	-	-	-	70	96	74	70	113	134	-	-	-	-	-	-	208	VI
Тортасинская	-	-	-	-	-	-	200	109	371	100	101	283	100	96	19	673	IV
Унлорская	-	-	-	-	-	-	50	106	90	-	-	-	-	-	-	90	VII
По линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части вала	-	-	-	-	-	-	300	109	556	350	100	980	200	97	39	1575	II
По линии выклинивания шеркалинских отложений в центральной части вала	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150	110	462	200	105	42	504	V

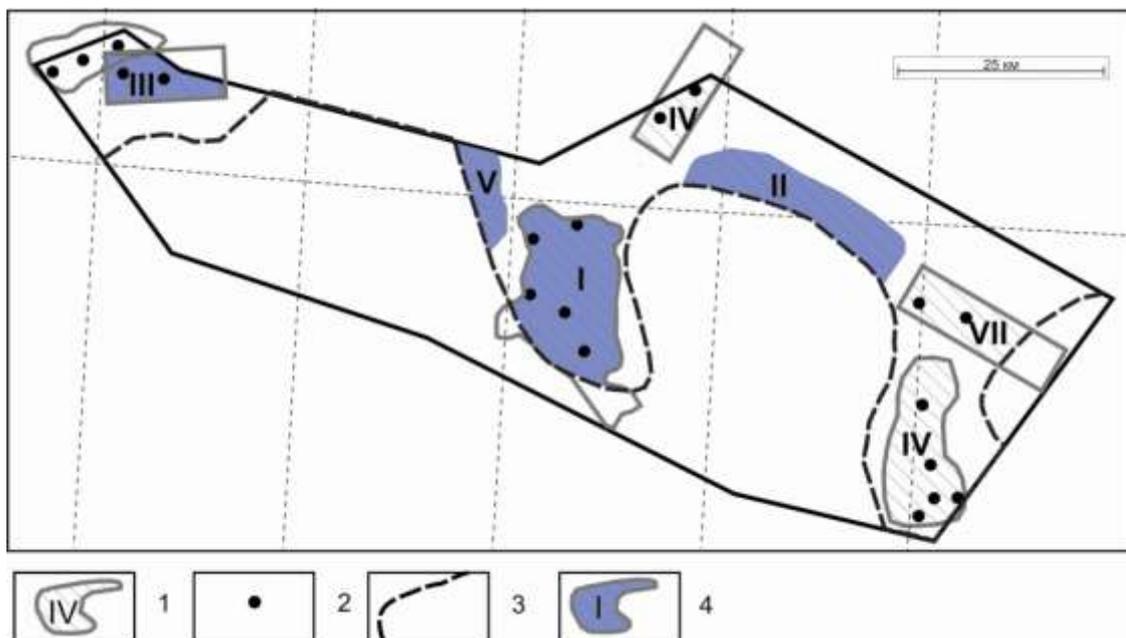


Рис.5.7 Схема районирования нижнеюрского НГК Верхнеяминского вала: 1 – зона аккумуляции тогурских нефтей и ее номер (табл. 5.6); 2 – поисково-разведочная скважина; 3 – граница распространения отложений шеркалинской свиты; 4 – перспективная зона нижнеюрских резервуаров (пласты Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub>), рекомендуемая для поисков

*Таким образом, высокоперспективные зоны нижнеюрских резервуаров Верхнеяминского вала – пластов Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub> – прогнозируются на землях Апрельского месторождения и Верхнеязымской поисковой площади, а также в полосе выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной и центральной частях Верхнеяминского вала [36, 38, 133]. Эти зоны предлагаем как первоочередные для поисков углеводородов в нижнеюрском НГК Верхнеяминского вала.*

#### 5.4 Выводы по оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров

В пределах Верхнеяминского вала имеет место достаточно широкое присутствие в разрезах глубоких скважин нижнеюрской шеркалинской (горелой) свиты с пластами-коллекторами Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub> и наличие нефтегенерирующей тогурской пачки. Разрабатываемое в этой нефтегазоносной области крупное Талинское месторождение с залежами в нижнеюрском НГК определяют перспективность и территории наших исследований. Следовательно, материнская тогурская пачка шеркалинской свиты и нижнеюрские резервуары в пределах Верхнеяминского вала являются перспективными объектами для нефтегеологического прогнозирования с применением методики геотермических исследований.

Для проведения нефтегеологического моделирования и последующего прогнозирования выбраны 37-мь представительных глубоких скважин. Критерии выбора скважин следующие: 1)

наличие значительных дебитов флюида из интервалов испытаний, при этом мощность интервала испытаний небольшая, а глубина замера (установки термометра в скважине) несущественно отличается от положения интервала испытания; 2) наличие определений палеогеотемператур по ОСВ; 3) достаточно равномерное распределение скважин по территории исследования. Таким образом, площадное распределение выбранных скважин и обеспеченность геолого-геофизическими данными создало условие для корректного построения прогнозных карт.

Основные результаты моделирования и картирования очагов генерации тогурских нефтей, оценки распределения плотности генерированных тогурских нефтей Верхнеляминского вала позволяют сделать следующие выводы [36, 82, 132, 133]:

- 1. Выполнено палеотемпературное моделирование в варианте решения обратной задачи геотермии – расчет плотности теплового потока из основания осадочного разреза по 37-и представительным глубоким скважинам. «Невязки» решений обратных задач – разница каждого расчетного и «наблюденного» значения геотемпературы, для каждой скважины – не превышает 5 °С.*
- 2. Построены схематические карты расчетных значений плотности теплового потока с сечением изолиний 1,0 мВт/м<sup>2</sup>. Установлено, что плотность теплового потока у дневной поверхности увеличивается на величину порядка 2 мВт/м по отношению к плотности теплового потока через поверхность доюрского основания. Максимальное значение плотности теплового потока на дневной поверхности Верхнеляминского вала достигает 55 мВт/м<sup>2</sup>, что не противоречит значениям этого параметра, полученным ранее экспериментальным путем известными геотермиками А.Р. Курчиковым, Б.П. Ставицким и А.Д. Дучковым.*
- 3. Обосновано время «срабатывания максимального палеотермометра» – 38 млн. лет назад, что позволило корректно использовать для решения обратных задач геотермии как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и геотемпературы, полученные из определений ОСВ.*
- 4. Методом палеотемпературного моделирования в разрезах 20-ти скважин, вскрывших шеркалинскую свиту, восстановлена термическая история тогурских отложений. Построен комплект схематических карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти в тогурской нефтепроизводящей пачке на 5-ть ключевых времен истории осадконакопления. Очаги выделены по геотемпературному критерию главной зоны нефтеобразования (ГЗН).*
- 5. Очаги генерации тогурской нефти на Верхнеляминском вале имеют разную степень интенсивности и время действия. Температуры в очагах шеркалинской свиты могут*

*превышать 115 °С, зарождение очагов происходит 65 млн лет назад и они продолжают существовать до настоящего времени. 38 млн лет назад – время максимального прогрева материнских отложений. В это время нефтегенерация происходила на всей площади распространения тогурских отложений шеркалинской свиты.*

6. Определены зоны аккумуляции тогурских нефтей Верхнеляминского вала. Зоны аккумуляции дифференцируются по величине площадей нефтесбора. За всю историю нефтегенерации палеоструктурная обстановка нижнеюрского НГК ощутимо менялась, что приводит к изменчивости размеров палеоплощадей нефтесбора для отдельных зон аккумуляции тогурской нефти.

Анализ, оценка характеристик нижнеюрских резервуаров и распределения зон аккумуляции тогурских нефтей позволяет сделать следующие выводы [38, 125]:

1. Рассчитан интегральный показатель для зон аккумуляции тогурских нефтей, учитывающий размер площади нефтесбора, температуру очага генерации нефти и время действия очага.

2. Зоны аккумуляции тогурских нефтей Верхнеляминского вала дифференцируются по интегральному показателю, локализуя прогнозные ресурсы углеводородов. Дифференциация значений интегральной характеристики зон локализации тогурских нефтей согласуется с результатами испытаний пробуренных скважин.

3. Выполнено ранжирование по степени перспективности земель в пределах распространения резервуаров пластов Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub> нижнеюрского НГК. Высокоперспективные зоны нижнеюрских резервуаров прогнозируются на землях Апрельского месторождения и Верхненазымской поисковой площади, а также в полосе выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной и центральной частях вала. Эти зоны предлагаются как первоочередные для поисков углеводородов в нижнеюрском НГК Верхнеляминского вала.

Основные наши результаты по оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров Верхнеляминского вала апробированы на научно-практических конференциях [185, 186].

***Приведенные выше выводы обосновывают 4-е защищаемое положение:***

***«Дана оценка термических условий реализации генерационного потенциала нефтематеринских тогурских отложений, палеоструктурной обстановки аккумулирующего резервуара и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского НГК Верхнеляминского вала».***

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В нижнеюрских разрезах скважин Верхнелеяминского вала мощности, содержание  $S_{орг}$  и катагенетическая зрелость РОВ тогурской толщи позволяют отметить ее высокий нефтегенерационный потенциал. *Территория Верхнелеяминского вала явилась перспективной для проведения исследований в пределах центральной части Западной Сибири.*

В Нюрольской мегавпадине распространены тогурские нефтематеринские отложения в пониженных зонах депрессии. Здесь развиты нижнеюрские резервуары. *Нюрольская мегавпадина и структуры ее обрамления явились перспективной территорией для проведения исследований на юго-востоке Западной Сибири.*

В Усть-Тымской мегавпадине тогурская свита распространена в пониженных формах рельефа депрессии и имеет геохимические параметры, определяющие ее высокий генерационный потенциал. Промышленная нефтегазоносность доюрских отложений, залежи нефти в нижнеюрских отложениях *дали основание отнести территорию Усть-Тымской мегавпадины к категории перспективных для проведения исследований на юго-востоке Западной Сибири.*

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать **1-е защищаемое положение**, следующие:

1. Экспериментально обоснована и принята концепция «юрского источника» как главного источника углеводородов, формирующего залежи в нижнеюрских и доюрских резервуарах центральной части и юго-востока Западной Сибири.

2. В качестве базового звена методики нефтегеологической интерпретации реализован метод палеотемпературного моделирования, основанный на решении прямых и обратных задач геотермии в условиях седиментации. Интерпретационная модель решает концептуальную задачу об источнике УВ.

3. *Применение метода палеотемпературного моделирования обеспечило анализ и количественную интерпретацию всего доступного комплекса геолого-геофизических данных.*

4. Оценена погрешность расчетных значений плотности теплового потока и геотемператур. Схематические карты плотности теплового потока построены с сечением изолиний (1–2) мВт/м<sup>2</sup>, схематические карты расчетных значений геотемператур – с сечением изолиний (1–2) °С.

5. В методике исследований реализован учет «местного» векового хода температур на поверхности Земли, индивидуальный для палеоклиматической зоны территорий исследований.

6. Сопоставительными расчетами установлено, что используемый программный комплекс TerloDialog, как компьютерная реализация метода палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, по эффективности не уступает лучшим отечественным программным комплексам.

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать **2-ое защищаемое положение**, следующие:

1. Для Усть-Тымской мегавпадины и структур обрамления выполнено моделирование и построена карта распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза. Сопоставление расчетных значений с данными о плотности теплового потока, полученными экспериментальным путем, подтвердило достоверность модельных расчетов.

2. Восстановлена термическая история всех свит, включая нефтепроизводящую тогурскую. Построен комплект карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти в тогурской свите.

3. Рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов, выполнено построение карты распределения значений относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей.

4. Закартированы аккумулирующие объемы нижнеюрских и доюрских резервуаров и построены карты распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумулированных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины для резервуаров пласта Ю<sub>16</sub>, и пласта Ю<sub>15</sub>, резервуара коры выветривания и палеозойского резервуара.

5. *Выделены и рекомендованы в качестве первоочередных для поисков наиболее перспективные зоны и районы: для нижнеюрских резервуаров – зона, приуроченная к центральной части Неготского мезопроггиба; для резервуара коры выветривания – район северо-восточного борта мегавпадины; для палеозойского резервуара – зона, объединяющая земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопроггиба.*

6. Установлено, что согласованность геофизического прогноза с данными бурения составляет порядка 95%.

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать **3-е защищаемое положение**, следующие:

1. Для Нюрольской мегавпадины и структур обрамления выполнено моделирование плотности теплового потока из основания осадочного разреза и построена карта. Достоверность расчетных значений подтверждается проведенными ранее экспериментальными исследованиями.

2. Восстановлена термическая история свит и толщ осадочного чехла. Построен комплект карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти в тогурской свите.

3. Рассчитан интегральный показатель относительной плотности ресурсов и построена карта распределения плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей.

4. Построены схематические карты распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей для резервуара пласта Ю<sub>16</sub> и резервуара пласта Ю<sub>15</sub>, отдельно.

5. *Выделена и рекомендована первоочередная зона для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров. Это северный борт Тамрадской впадины.*

6. Достоверность прогноза перспектив первоочередной зоны согласуется с результатами испытаний скважин.

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать **4-е защищаемое положение**, следующие:

1. Выполнен расчет плотности тепловых потоков Верхнеляминского вала. Построенные карты расчетных значений плотности теплового потока не противоречат значениям этого параметра, полученным экспериментальным путем.

2. В разрезах скважин, вскрывших нижнеюрскую шеркалинскую свиту, восстановлена термическая история тогурских отложений. Построен комплект карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти, определены зоны аккумуляции тогурских нефтей.

3. Рассчитан интегральный показатель для зон аккумуляции тогурских нефтей, учитывающий размер площади нефтесбора, температуру очага генерации нефти и время действия очага.

4. *Зоны аккумуляции тогурских нефтей Верхнеляминского вала дифференцированы (ранжированы) по интегральному показателю, локализуя прогнозные ресурсы углеводородов. Высокоперспективные зоны нижнеюрских резервуаров прогнозируются на землях Апрельского месторождения и Верхненазымской поисковой площади, а также в полосе выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной и центральной частях вала.*

5. Дифференциация зон локализации тогурских нефтей согласуется с результатами испытаний скважин.

*Представляется целесообразным применить разработанную методику нефтегеологической интерпретации и прогнозирования, в основе которой лежит метод палеотемпературного моделирования, для зональной оценки нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских комплексов других территорий Западной Сибири.*

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Карасев В.И. О состоянии дел в нефтяной промышленности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2010. – С. 9–23.
- 2 Ахияров А.В. Проблемы и перспективы нефтегазоносности доюрского промежуточного комплекса в пределах юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2010. – С. 89–106.
- 3 Сурков В.С., Смирнов Л.В. Консолидированные блоки земной коры в фундаменте Западно-Сибирской плиты // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности / Науч. ред. А.Э. Конторович, А.М. Брехунцов. – Тюмень-Новосибирск: ООО «Параллель», 2008. – С. 207–209.
- 4 Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А., Радчикова А.М. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазонакопления на Севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 2–8.
- 5 Дмитриевский А.А., Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В. Моделирование геологического строения и механизмов формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири // ГЕОРЕСУРСЫ. ГЕОЭНЕРГЕТИКА. ГЕОПОЛИТИКА –2012. – Вып. 2(6), Электронный журнал – [http://oilgasjournal.ru/vol\\_6/dmitrievsky.html](http://oilgasjournal.ru/vol_6/dmitrievsky.html)
- 6 Нестеров И.И. Проблемы геологии нефти и газа второй половины XX века: Избранные труды / И.И. Нестеров; гл. ред. А.Э. Конторович. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 608 с.
- 7 Медведев Н.Я., Курьянов Ю.А., Карогодин Ю.Н., Кокшаров В.З. Пермо-триасовые эффузивы – новый важный нефтегазоносный комплекс прироста запасов и добычи углеводородов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. – С. 147–157.
- 8 Марасанова Н.В., Нестеров И.И. Научная конференция «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности» // Геология нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 67–68.

- 9 Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е., Краснов В.И., Перозио Г.Н. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) / Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: Сб. науч.тр. – Новосибирск: Наука. Сиб.отд-ние, 1991. – 240 с.
- 10 Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
- 11 Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В., Левянт В.Б. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 26–33.
- 12 Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.). Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1001–1012
- 13 Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н., Елисеев В.Г., Карасев В.И., Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тепляков Е.А., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В., Южакова В.М. – Екатеринбург: Изд-во ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
- 14 Волков В.А., Пятков В.И., Сидоров А.Н., Одношевная И.И., Гончарова В.Н., Хорошев А.Г. Предварительные результаты работ построения структурной карты по отражающему горизонту А (поверхности доюрского основания) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2003. – С.73–80.
- 15 Лобова Г.А. Перспективы Югорской зоны нефтенакпления по комплексу геолого-геофизических данных: автореф. Дис. канд. геол.-мин.наук: 25.00.12; 25.00.10 / Лобова Галина Анатольевна. – Ханты-Мансийск, 2009. – 18 с.
- 16 Волков А.В., Сидоров А.А, Коршунов В.К.и др. Комплексная интерпретация материалов грави-, магнито-, сейсморазведки и данных бурения с целью построения структурной карты территории ХМАО по поверхности фундамента м-ба 1:500 000. – Ханты-Мансийск: Фонд Департамента по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО – Югры, 2003. – 160 с.
- 17 Мясникова Г.П., Солопахина Л.А., Мариненкова Н.Л. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений территории ХМАО // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2005. – С. 148–162.
- 18 Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Палеозой и триас Западной Сибири (комплексное исследование) // Геология и геофизика, 2003. – Т. 44. – №1-2. – С.120–143.

19 Куликов Д.П., Игошкин В.П. Комплексная переоценка ресурсов перспективных ловушек и перспективных зон – Фроловская зона. – Тюмень: Южный филиал ЦАГГИ ОАО «Хантымансийскгеофизика», 1999. – 286 с.

20 Клец А.Г., Конторович В.А., Иванов К.С., Казаненков В.А., Сараев С.В., Симонов В.А., Фомин А.Н. Геодинамическая модель доюрского основания – основа нефтегазогеологического районирования верхнекембрийского-нижнетриасового структурного этажа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2007. – С. 79–89.

21 Ivanov Alexei V., Huayiu He, Liekun Yan, Ryabov Viktor V., Shevko Artem Y., Paleskii Stanislav V., Nikolaeva Irina V. Siberian Traps large igneous province: Evidence for two flood basalt pulses around the Permo-Triassic boundary and in the Middle Triassic, and contemporaneous granitic magmatism // *Earth-Science Reviews*. – 2013. – Vol. 122. – No 7. – pp. 58–76.

22 Волков В.А. Новые данные о морфологии поверхности доюрских отложений Широкого Приобья // Вестник недропользователя ХМАО. – 2002. – Вып.11. – С.38–40.

23 Каталог литолого-стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных скважин Ханты-Мансийского АО. Т.1 / Под ред. В.Ф. Гришкевича, Е.А. Теплякова. – Ханты-Мансийск: ГП НАЦ РН ХМАО-ЮГРЫ, 2000. – 432 с.

24 Тугарева А.В., Чернова Г.А., Яковлева Н.П., Мороз М.Л. Геологическое строение, условия формирования и нефтегазоносность нижнеюрских отложений Верхнеляминского вала Фроловской мегавпадины // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2012. – С. 168–177.

25 Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Под ред. В.С. Суркова. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.

26 Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11 – С. 1191–1200.

27 Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., P.F. van Bergen. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? // *Organic Geochemistry*. – 2008. – Vol. 39. – pp. 1176–1184.

28 Коржов, Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной

зональности алканов) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1 – С.51–56.

29 Шадрина С.В., Кропотова Е.П. Характер нефтенасыщения пород доюрского комплекса юго-восточного обрамления Малоатлымского вала // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2007. – С. 379–382.

30 Мельник И.А. Методика выявления нефтегазоносных объектов в эпигенетически преобразованных коллекторах Западной Сибири // Геофизика. – 2012. – № 1. – С. 31–35.

31 Запивалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 341. – С. 226–232.

32 Гилязова С.М. Вторичные коллекторы доюрского комплекса пород Фроловской мегавпадины и перспективы их нефтегазоносности // Современные наукоемкие технологии. 2009. – № 9 – С. 126–128. Электронный журнал – [www.rae.ru/snt/?section=content&op=show\\_article&article\\_id=5552](http://www.rae.ru/snt/?section=content&op=show_article&article_id=5552) (дата обращения: 15.08.2014).

33 Исаев В.И., Лобова Г.А. Корреляция плотностной структуры доюрских отложений и зон нефтегазонакопления вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (центральная часть Западно-Сибирской плиты) // Геофизический журнал. – 2008. – Т. 30 – № 1. – С. 3–27.

34 Исаев В.И., Лобова Г.А. Корреляция плотностной структуры доюрских отложений и зон нефтегазонакопления по траверсу Красноленинский свод – Ляпинский мегапрогиб // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 2. – Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис», 2008. – С. 37–43.

35 Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Минченков Н.Н., Батулин А.Ю., Николаева Е.В. Доюрское основание (ПСЭ) в Западной Сибири – объект новых представлений на природу нефтегазоносности (из опыта исследований и практического освоения Рогожниковского ЛУ) // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009. – С. 214–218.

36 Гуленок Р.Ю., Исаев В.И., Косыгин В.Ю., Лобова Г.А., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии и геотермии // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30. – № 4. – С. 3–18.

37 Лобова Г.А., Исаев В.И. Геоплотностная модель и зоны нефтегазонакопления доплитного комплекса Югорского свода (Западная Сибирь) // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 315. – № 1. – С. 64–70.

- 38 Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 384 с.
- 39 Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
- 40 Брылина Н.А. Отчет «Комплексное сейсмогеологическое обоснование направлений поисков залежей в нефтегазоносных комплексах Усть-Тымской впадины». Т. 1. – Томск: ФГУП «СНИИГГиМС», 2001. – 64 с.
- 41 Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation) // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – Vol. 48. – pp. 422–428.
- 42 Конторович В.А., Соловьев М.В., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1075–1091.
- 43 Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
- 44 Ковешников А.Е. Резервуары нефти и газа в доюрских образованиях Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 147–151.
- 45 Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86.
- 46 Бененсон В.А., Карапузов Н.И., Косова С.С. Биогермные ловушки – актуальное направление развития нефтегазопоисковых работ в переходном структурном комплексе Нюрольского рифта // Геология нефти и газа. – 2001. – № 5. – С. 15–18.
- 47 Тищенко Г.И. Перспективы наращивания углеводородного сырья за счет неантиклинальных ловушек в нефтегазоносных комплексах отложений Томской области / Материалы научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области. – Томск: ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», 2004. – С. 107–110.
- 48 Конторович В.А. Палеозойские отложения Западной Сибири – резерв воспроизводства минерально-сырьевой базы региона // Пути реализации нефтегазового и

рудного потенциала ХМАО – Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис», 2012. – С. 37–43.

49 Ковешников А.Е. Ловушки нефти и газа в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинклизы (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 152–155.

50 Брылина Н.А., Камынина Л.И., Брылина А.В., Москаленко В.А. Региональные сейсморазведочные работы МОГТ -2Д в центральной и южной частях Усть-Тымской впадины. – Томск: ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», 2002. – 80 с.

51 Смирнов Л.В., Фатеев А.В., Недоспасов А.И. Эрозионные выступы кислых эффузивов – перспективные объекты на поиск углеводородов в породах фундамента (Томская область) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 12. – С. 14–17.

52 Абросимова О.О. Нефтегазоносность доюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Т. 1. – Томск: Изд-во «ГалаПресс», 2000. – С. 193–194.

53 Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.

54 Конторович В.А., Бердникова С.А., Антипенко С.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений южной части Васюганской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2004. – № 2. – С. 8–15.

55 Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

56 Гурари Ф.Г., Еханин А.Е. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижнеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизики. – 1987. – № 10. – С. 19-26.

57 Рединг Г.Х. Обстановки осадконакопления и фации. – М.: Мир. – 1990. – 340 с.

58 Лифанов В.А., Нассонова Н.В., Лапина Л.В. Особенности геологического строения базальных пластов Ю<sub>10-11</sub> в западной части Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 12. – С. 4–11.

59 Даненберг Е.Е., Белозёров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.

- 60 Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Кринин В.А., Волков В.А. Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. С. 24–28.
- 61 Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. – 183 с.
- 62 Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
- 63 Запивалов Н.П., Исаев Г.Д. Современная геофлюидодинамика и нефтегазоносность фанерозоя Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 38–42.
- 64 Задоевко Л.А., Змановская О.И., Нечаева Н.А., Муртаев И.С., Мартынов О.С. Некоторые особенности формирования и размещения нефтегазоперспективных ловушек в доюрских образованиях восточной части Западно-Сибирской плиты // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2005. – С. 372–379.
- 65 Киричкова А.И. Особенности литологии континентального триаса Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 1. – [http://www.ngtp.ru/rub/2/3\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2011.pdf).
- 66 Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтенакпления) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
- 67 Курбала Е.Л. Коллекторы нефти и газа в коре выветривания карбонатов // Геология нефти и газа. – 1990. – № 1. – С. 29–32.
- 68 Лобова Г.А. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей промысловых районов Томской области // Геофизика. – 2012. – № 6. – С. 35–41.
- 69 Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
- 70 Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К., Белова Е.В., Дубатов В.Н., Изох Н.Г., Клец А.Г., Конторович А.Э., Перегоедов Л.Г., Сенников Н.В., Тимохина И.Г., Хромых В.Г. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск. Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2001. – 163 с.
- 71 Золотова О.В. Перспективы нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений северной части Усть-Тымской впадины // Геология нефти газа. 1999. – № 3-4. – С.12–19.
- 72 Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Фомин А.Н., Махнева Е.Н. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и

новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ., Новосибирск, 12-14 октября 1999 г. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. НИЦ ОИГГМ, 1999. – С. 10–12.

73 Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-сибирского бассейна // Геология нефти и газа. – 1990. – № 11–12. – С. 22–30.

74 Рябухин Г.Г., Судариков Ю.А. Промышленная нефтегазоносность погребенных кор выветривания и трещинных зон магматических и метаморфических пород // Геология нефти и газа. – 1993. – № 4. – С. 6–9.

75 Иванов И.А., Каштанов В.А., Конторович В.А., Старосельцев В.С. 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». – Новосибирск-Томск, ФГУП «СНИИГГиМС», 1995. – 435 с

76 Некрасов Н.Е. Геологический отчет Каргасокской нефтеразведочной экспедиции за 1970 год. – Каргасок-Томск: Каргасокская НРЭ, 1971. – 89 с.

77 Некрасов Н.Е. Геологический отчет о результатах работ Васюганской нефтеразведочной экспедиции за 1978год. – Средний Васюган-Томск: Васюганская НРЭ, 1979. – 83 с.

78 Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.

79 Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Жильцова А.А., Кузина М.Я. Поисковая геохимия по ароматическим углеводородам и модель межпластовой вертикальной миграции нефтяных углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С. 30–36.

80 Лобова Г.А. Поиски углеводородов в доюрском фундаменте центральной части Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – [http://www.ngtp.ru/rub/4/4\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2014.pdf)

81 Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – Vol. 5. – No. 4. – pp. 273–287.

82 Исаев В.И., Лобова Г.А. Зона нефтегазонакопления доюрского комплекса Сургутского свода (по результатам геоплотностного моделирования) // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 8. – С. 27–30.

83 Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Исаева О.С., Лобова Г.А. Плотностное моделирование фундамента осадочного разреза и прогноз зон нефтегазонакопления (на примере Южного Сахалина и Западной Сибири) // Тихоокеанская геология. – 2008. – Т. 27 – № 3. – С. 3–17.

84 Isaev V. I., Gulenok R. Yu., Isaeva O.S., Lobova G. A. Density Modeling of the Basement of Sedimentary Sequences and Prediction of Oil–Gas Accumulation: Evidence from South Sakhalin and West Siberia // Russian Journal of Pacific Geology. – 2008. – Vol. 2. – No. 3. – pp. 191–204.

85 Исаев В.И., Исаева О.С., Лобова Г.А., Литвинова О.Г. Зоны разуплотнения доюрских отложений на траверсе Красноленинский свод – Ляпинский мегапрогиб (Западная Сибирь) // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: 34-я сессия межд. семинара им. Д.Г. Успенского:– Москва: ИФЗ РАН. – 2007. – С.123–126.

86 Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А. О генезисе залежей нефти в доюрском основании Красноленинского свода (по данным гравиразведки и геохимии) // Материалы II Школы-семинара «Гординские чтения». Москва, 21-23 ноября 2012 г. – Москва: ИФЗ РАН, 2012. – С. 71-76.

87 Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А., Латыпова О.В. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода) // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 1 – С. 113–129.

88 Кропотова Е.П., Коровина Т.А., Гильманова Н.В., Шадрин С.В. Условия формирования залежей углеводородов в доюрских отложениях на Рогожниковском лицензионном участке // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Том 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2007. – С. 372–383.

89 Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. – 1967. – № 2. – С. 16–29.

90 Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. – 254 с.

- 91 Подгорных Л.В., Хуторской М.Д., Грамберг И.С., Леонов Ю.Г. Трехмерная геотермическая модель Карского шельфа и прогноз нефтегазоносности // Доклады РАН. – 2001. – Т. 380. – № 2. – С. 333–338.
- 92 Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика – 2006. – № 3. – С. 101–120.
- 93 Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
- 94 Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
- 95 Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кудряшова Л.К. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений по данным гравиразведки и геохимии (Тюменская область) // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 65–72.
- 96 Исаев В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология – 2004. – Т. 23. – № 5. – С. 101–115.
- 97 Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.
- 98 Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири – М.: Недра, 1975. – 680 с.
- 99 Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
- 100 Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 104–110.
- 101 Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Температура и глубина образования нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 53–61.
- 102 Лобова Г.А., Исаев В.И., Панова А.С., Исаева О.С. Результаты выделения нефтеперспективных зон меловых отложений Нюрольской мегавпадины по геотемпературному критерию // Каротажник. – 2013. – №. 4. – С. 3–15.

- 103 Осипова Е.Н., Лобова Г.А. Геотемпературный режим баженовской свиты и нефтеперспективные зоны меловых отложений // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 51–56.
- 104 Хуторской М.Д. Введение в геотермию: курс лекций. – М.: Изд-во РУДН, 1996. – 156 с.
- 105 Хуторской М.Д. Геотермия Центрально-Азиатского складчатого пояса. – М.: Изд-во РУДН, 1996. – 289 с.
- 106 Kukkonen I.T., Golovanova I.V., Khachay Yu.v., Druzhinin V.S., Kosarev A.M., Scharov V.A. Low geothermal heat flow of the Urals fold belt – implication of low heat production, fluid circulation or palaeoclimate? // Tectonophysics. – 1997. – Vol. 276. – pp. 63–85.
- 107 Demezhko D. Yu., Rvkin D.G., Outkin V.I., Duchkov A.D., Balobaev V.T. Spatial distribution of Pleistocene/Holocene warming amplitudes in Northern Eurasia inferred from geothermal data // Climate of the Past. – 2007. – Vol. 3. – pp. 559–563.
- 108 Кутас Р.И. Геотермические разрезы земной коры и верхней мантии Черного моря и его северного обрамления // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 6 – С. 50–67.
- 109 Голованова И.В., Сальманова Р.Ю., Тагирова Ч.Д. Методика расчета глубинных температур с учетом исправленных на влияние палеоклимата значений теплового потока // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 9. – С. 1426–1435.
- 110 Vogt C., Mottaghy D., Rath V., Marquart G., Dijkshoorn L., Wolf A., Clauser C. Vertical variation in heat flow on the Kola Peninsula: palaeoclimate or fluid flow? // Geophysical Journal International. – 2014. – Vol. 199. – pp. 829–843.
- 111 Исаев В.И., Рылова Т.Б., Гумерова А.А. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 93–102.
- 112 Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
- 113 Дучков А.Д., Галушкин Ю.И., Смирнов Л.В., Соколова Л.С. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1990. – № 10. – С. 51–60.
- 114 Глазнев В.Н., Кукконен И.Т., Раевский А.Б., Екинён Я. Новые данные о тепловом потоке в центральной части Кольского полуострова // Доклады РАН. – 2004. – Т. 396. – № 1. – С. 1–3.
- 115 Дучков А.Д., Рычкова К.М., Лебедев В.И., Каменский И.Л., Соколова Л.С. Геотермический метод обнаружения газовых гидратов в донных осадках акваторий // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 7. – С. 920–929.

- 116 Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В., Леонов Ю.Г., Подгорных Л.В., Поляк Б.Г., Сухих Е.А., Цыбуля Л.А. Геотермия арктических морей / Отв. ред. Ю.Г. Леонов. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.
- 117 Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Vol. 55. – pp. 1418–1428.
- 118 Осипова Е.Н., Лобова Г.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
- 119 Сунгурова О.Г., Мазуров А.К., Исаев В.И. Ресурсоэффективная стратегия поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 147–154.
- 120 Кутас Р.И., Цвященко В.А. Влияние осадконакопления на тепловое поле Черноморской впадины // Геофизический журнал. – 1993. – Т. 15. – № 1. – С. 23–35.
- 121 Исаев В.И., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии // Геофизический журнал. – 2004. – Т.26. – №2. – С.46–61.
- 122 Хуторской М.Д., Подгорный Л.В. Геотермия Арктического бассейна – проблемы и решения. I. Тепловое поле и нефтегазоносность шельфа Арктического бассейна // Мониторинг: науки и технологии. – 2010. – № 1(2). – С. 6–26.
- 123 Галушкин Ю.И., Ситар К.А., Куницина А.В. Численное моделирование преобразования органического вещества осадочных горных пород северо-восточного шельфа Сахалина // Океанология. – 2011. – Т. 51. – № 3. – С. 521–531.
- 124 Исаев В. И., Гуленок Р. Ю., Веселов О. В., Бычков А. В., Соловейчик Ю. Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.
- 125 Исаев В.И., Лобова Г.А., Рояк М.Э., Фомин А.Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // Геофизический журнал. – 2009. – Т.31. – №2. – С. 15–46.
- 126 Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
- 127 Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
- 128 Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978. – 228 с.

- 129 Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
- 130 Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
- 131 Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Криницына К.А., Останкова Ю.Г. Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (Нюрольская мегавпадина) // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 45–50.
- 132 Исаев В.И., Лобова Г.А., Попов С.А., Хашитова А.Б. Термическая история и очаги генерации нефти баженовской свиты центральной части Югорского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 38–43.
- 133 Лобова Г.А. Очаги генерации тогурских нефтей центральной части Югорского свода // Ученые записки Казанского государственного университета. Сер. Естеств. науки. – 2008. – Т. 150. – Кн. 3. – С. 169–182.
- 134 Исаев В.И., Лобова Г.А., Мочалкина Л.Н., Попов С.А., Литвинова О.Г. Факторы термической истории и нефтегенерации баженовской свиты Верхнеяминского вала (Югорский свод) // Вестник Югорского государственного университета. – 2008. – № 1. – С. 34–42.
- 135 Лобова Г.А. Очаги генерации и первично-аккумулятивные ресурсы тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины // Вестник Пермского университета. Геология. – 2011. – № 3. – С. 70–77.
- 136 Лобова Г.А. Оценка перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-меловых отложений Усть-Тымской мегавпадины по результатам палеотемпературного моделирования // Вестник Воронежского государственного университета. Геология. – № 2. – 2012. – С. 169–178.
- 137 Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4 – С. 28 – 39.
- 138 Гольберт А.В. Основы региональной палеоклиматологии. – М.: Недра, 1987. – 222 с.
- 139 Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 48–55.
- 140 Волкова В.С. Стратиграфия и история развития растительности Западной Сибири в позднем кайнозое. – М.: Недра, 1977. – 240 с.
- 141 Евсева Н.С. География Томской области. – Томск: Изд-во Томского университета, 2001. – 223 с.

- 142 Фомин А.Н. Углетрографические исследования в нефтяной геологии. – Новосибирск: АН СССР. Сиб. отд-ние, ин-т геологии и геофизики, 1987. – 166 с.
- 143 Сурикова Е.С., Калинина Л.М. История тектонического развития Межовского мегамыса и модель геологического строения Верх-Тарского нефтяного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 1 – [http://www.ngtp.ru/rub/4/14\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/14_2010.pdf).
- 144 Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.
- 145 Исаев В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н. Влияние палеоклимата на геотермический режим баженовских отложений юго-востока Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 3. – С. 4–12.
- 146 Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. – [http://www.ngtp.ru/rub/4/31\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf).
- 147 Волков В.И. Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области. – Томск: ОАО «Томскнефтегазгеология», 2000. – 199 с.
- 148 Харленд У.Б., Кокс А.В., Ллевеллин П.Г., Пиктон К.А.Г., Смит А.Г., Уолтерс Р. Шкала геологического времени. – М.: Мир, 1985. – 140 с.
- 149 Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1775–1786.
- 150 Лобова Г.А. О влиянии палеоклимата на нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (юго-восток Западной Сибири) // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. – № 6 (49). – С 21–22.
- 151 Лобова Г.А. Влияние векового хода температур земной поверхности на геотермический режим баженовской свиты (центральная часть Западной Сибири) // Нефтегазовый комплекс Сибири: современное состояние и перспективы развития. Материалы международного научно-практического форума, посвященного 50-летию открытия нефти и газа на территории Томской области и 60-летию нефтегазового образования в Сибири; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – С. 47–51.
- 152 Лобова Г.А. Влияние палеоклимата на геотермический режим баженовской свиты (Томская область) // *Dynamika naukowych badan* – 2012: *Materialy VIII Miedzynarodowej*

naukowi-praktycznej konferencji , Пшемысль, 7-15 Июля 2012. Т. 20. Geografia i geologia. Chemia i chemiczne technologie. Rolnictwo. – Przemysl: Nauka i studia, 2012. – С. 23–26.

153 Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Елкин Е.А., Жилина И.В., Иванов И.А., Конторович В.А., Лившиц В.Р., Моисеев С.А., Рыжкова С.В., Тищенко Г.И., Шурыгин Б.Н. Количественная оценка ресурсов углеводородного сырья Томской области, с уточнением ресурсов по лицензионным участкам. Книга 1. – Новосибирск, Томск: ИНГГ СО РАН, 2001. – 264 с.

154 Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Под ред. Б.Н. Шурыгина. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.

155 Tissot В.Р. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2003. – Vol. 58. – No. 2. – pp. 183–202.

156 Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нефтидогенеза Южного Ямала // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 2. – С. 80–104.

157 Лифанов В.А. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских базальных горизонтов юго-востока Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. Том 1. – Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис», 2012. – С. 252–257.

158 Лобова Г.А., Искоркина А.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2015. – Т. 37. – № 1. – С. 3–20.

159 Смирнов Л.В., Еханин А.Е., Казаков А.М. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений (Томская область). – Новосибирск: ГФУП СНИИГГиМС, 2001. – 225 с.

160 Лобова Г.А. Нефтегазоносность нижнеюрских и палеозойского резервуаров Усть-Тымской мегавпадины (по геотермическим данным) // Вестник Воронежского государственного университета. Геология. – 2015. – № 1. – С. 4–12.

161 Лобова Г.А., Власова А.В., Пракойо Ф.С. Палеотемпературное картирование очагов генерации тогурских нефтей, распределения плотности ресурсов в нижнеюрских резервуарах Усть-Тымской мегавпадины // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей. Материалы 42-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Пермь: ПГУ, 2015. – С. 129–131.

162 Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-

Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. – 2007 – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.

163 Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.

164 Сурков В.С., Смирнов Л.В. Структурно-формационные зоны фундамента Западно-Сибирской плиты и их нефтегазоносность. – Новосибирск: ГФУП СНИИГГиМС, 2000. – 184 с.

165 Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографический состав и история формирования зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на Чкаловском нефтяном месторождении (по данным скважины 26) // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308. – № 3. – С. 36–43.

166 Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа: Изд-во «Гая», 2002. – 242 с.

167 Isaev V.I., Nguen H.B. Cavitation in Oil-Gas Reservoirs of the Crystalline Basement from the Well Logging Data on the White Tiger Field in Vietnam // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – Vol. 7. – No. 4. – pp. 237–246.

168 Исаев В.И., Лобова Г.А., Лазарев Г.И., Нгуен Х.Б. Моделирование термической истории нефтематеринских отложений в разрезах глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. Шестые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича. Материалы конференции. – Екатеринбург: УрО РАН, 2011. – С. 167–169.

169 Лобова Г.А., Лазарев Г.И., Окулов М.В. Районирование Усть-Тымской мегавпадины по плотности начальных геологических ресурсов тогурских нефтей (палеотемпературный анализ) // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей. Материалы 39-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Воронеж: ВГУ, 2012. – С.174–176.

170 Лобова Г.А. Определение первоочередных объектов нефтеразведочных работ в Усть-Тымской мегавпадине по геотемпературному критерию // Vedecky Pokrok na Prelomu tysyachalety – 2012. – Dil 25. Ekologie. Zemepis a Geologie: Materialy VIII Mezinarodni Vedecko-Pracktika Conference , Прага, 27 Мая-5 Июня 2012. – Прага: Praha Publishing House «Education and Science», 2012. – С. 74–77.

171 Исаев В.И., Лобова Г.А. О генезисе залежей нефти и стратегии их поисков на Правобережье Оби (по геотемпературному критерию) // Нефтегазовый комплекс Сибири: современное состояние и перспективы развития. Материалы международного научно-

практического форума, посвященного 50-летию открытия нефти и газа на территории Томской области и 60-летию нефтегазового образования в Сибири; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – С. 34–36.

172 Лобова Г. А., Власова А. В. О генезисе залежей нефти и стратегии их посков на Правобережье Оби (Томская область) // Бъдещето въпроси от света на науката : материали за 8-а международна научна практична конференция, София, 17-25 Декабря 2012. – София: "Бял ГРАД-ДГ" ООД, 2012. – С. 21–24

173 Лобова Г.А. Палеотемпературное картирование распределения плотности ресурсов в доюрском резервуаре Усть-Тымской мегавпадины // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: материалы 42-сессии Междунар. науч. семинара им. Д.Г. Успенского. – Пермь: ГИ УрО РАН, 2015. – С. 132-134.

174 Лобова Г.А., Власова А.В., Исаева О.С., Исаев В.И. Реконструкции термической истории нефтематеринских тогурских отложений и оценка распределения плотности ресурсов пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 119–127..

175 Лобова Г.А., Власова А.В. Реконструкции геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрском и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8. – №2. – [http://www.ngtp.ru/rub/6/15\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf).

176 Гурари Ф.Г. Геология нефти и газа Сибири: Избранные труды. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2007. – 437 с.

177 Лобова Г.А., Власова А.В. Тепловой поток Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления // Materialy IX mezinarodni vedecko–prakticka conference «Moderni vymozenosti vedy – 2013». Dil 61. Zemepis a geologie. Ekologie – Praha: Publishing House «Education and Science» s.r.o., 2013. – s. 8–12.

178 Лобова Г.А. Нефтегазоносность нижнеюрского резервуара Нюрольской мегавпадины (по геотемпературному критерию) // Материалы конференции «Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, итерпретация геофизических полей. Седьмые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича. Екатеринбург: УрО РАН, 2013. – С.179–181.

179 Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Власова А.В., Андриянов В.А. Нефтегазоносность мелового, нижнеюрского и палеозойского НГК Нюрольской мегавпадины (по результатам палеотемпературного моделирования) // Материалы Всероссийского форума с международным участием, посвященного 150летию академика Обручева В.А., 130-летию академика Усова М.А. и 120-летию Урванцева Н.Н.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – С.180–184.

180 Лобова Г.А., Власова А.В. Нефтегазоносность нижнеюрского НК Ньюрольской мегавпадины (по данным палеотемпературного моделирования) // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 41-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, 27-31 января 2014 г. Екатеринбург: ИГФ УрО РАН. – 2014. – С. 141–143.

181 Захарова Л.М., Оксенойд Е.Е., Солопахина Л.А. Уточнение модели залежи в пласте ЮК<sub>10</sub> Талинской площади Красноленинского месторождения // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2010. – С. 79–87.

182 Шарбатян А.А. Экстремальные оценки в геотермии и геокриологии. – М.: Наука, 1974. – 123 с.

183 Красавчиков В.О. Компьютерное моделирование направлений возможной миграции углеводородных флюидов и зон их потенциальной аккумуляции // Геология и геофизика. – 2000. – Т.41. – №3. – С. 356–370.

184 Мухер А.Г., Тугарева А.В. Изучение структурной поверхности нижней и средней юры в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2003. – С.124–135.

185 Лобова Г.А. Очаги генерации и зоны аккумуляции тогурских нефтей центральной части Югорского свода // Геофизические методы при разведке недр: монография / под ред. Л.Я. Ерофеева, В.И. Исаева – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – С. 164–168.

186 Исаев В.И., Исаева О.С., Лобова Г.А., Фомин А.Н. Очаги генерации и зоны аккумуляции юрских нефтей в центральной части Югорского свода // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 36-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2009. – С. 140–142.