

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов  
Кафедра геофизики  
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ НА  
ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОТЕРМИИ И  
БУРЕНИЯ В НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЕ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

УДК553.98:550.8(571.16)

Студент

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2211   | Власова Алена Вячеславовна |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Лобова Г. А. | д. г. - м.н.              |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По геологической части

| Должность | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Бернатонис П.В | к. г. - м. н.          |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Должность          | ФИО        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------|------------|------------------------|---------|------|
| И.О. зав. кафедрой | Гусев Е.В. | к. г. - м. н.          |         |      |

Томск – 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83 с., 22 рис., 18 табл., 61 источников, 4 прил.

Ключевые слова: геотермия, палеотемпературное моделирование, ресурсы тогурских нефтей, нижнеюрские отложения, Нюрольская мегавпадина.

Объектом исследования является нефтематеринская тогурская свита и резервуары нижнеюрского нефтегазоносного комплекса.

Цель работы – выполнение оценки перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений Нюрольской мегавпадины на базе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, картирование плотности первично-аккумулятивных тогурских нефтей, определение первоочередных объектов для постановки геолого-разведочных работ.

Работа выполнена на основе геолого-геофизических данных, полученных при бурении глубоких скважин и лабораторных исследований керна с использованием публикаций по теме исследования и фондовым материалам.

Палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование проведено с использованием программного комплекса ТеплоDialog реализованном в виде интерактивной оболочки, формирующей исходные данные, проводящей моделирование, осуществляющей выдачу результатов в формате текстовых файлов. В результате исследования построены модели для 39-ти глубоких скважин, и проведены расчеты палеотемпературного режима тогурских отложений.

Результаты исследования докладывались на Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения» (2013, 2015 г., г. Новосибирск); на XX Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (2016г., г.Томск), а также представлены в отчете НИР ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы». Основные результаты работы изложены в 20 публикациях дипломанта.

Выполненные исследования предполагаются для использования нефтедобывающими предприятиями и недропользователями.

В будущем планируется провести регионально-зональный прогноз для других территорий Западной Сибири.

## ABSTRACT

Key words: geothermy, paleotemperature modeling, the resources of Togur oils, the Lower Jurassic deposits, the Nyurolska megadepression.

Object of research is the oil source togur suit and Lower Jurassic oil and gas oil and gas bearing complex.

Work objective is to estimate lower Jurassic oil and gas potential of Nuroolka mega depression using paleotectonic reconstructions and modeling, mapping of initially accumulated oil resources containing in togurskaya suit, determining premium objects for geological exploration.

During research we analyzed publications and library materials. Geological and geophysical data obtained by well drilling and core analysis were also systematized and used in that work.

Paleotectonic reconstructions and modeling was made using TeploDialog software. TeploDialog program is represented by interactive system which forms input data, models and yields results in a text format. Data base include 39 wells. Results of research are models of togur suit geotemperature regimes.

Research results were represented on Russian national young adult academic conference with non-resident sciential «Trofimuc's reading» (2013, 2015, Novosibirsk); XX international academic symposium of students and young scientials «Trouble of geology and using mineral resources» (2016, Tomsk). And research work «Research and development on priority directions of scientific technological complex of Russia in 2007-2013 years». Basics of research are described in 20 publications.

Results of the research will be useful for working oil and gas companies.

In the near future we plan to make regional geological assessment for other western Siberia areas.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

|  |    |
|--|----|
| РЕФЕРАТ .....  | 8  |
| ВВЕДЕНИЕ .....   | 11 |
| 1 ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ .....  | 12 |
| 1.1 Геолого-геофизическая изученность .....  | 12 |
| 1.2 Стратиграфия и литология осадочных комплексов .....  | 14 |
| 1.3 Тектоническое строение.....  | 19 |
| 1.4 Нефтегазоносность .....  | 20 |
| 2 МЕТОДОЛОГИЯ КАЧЕСТВЕННОЙ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ<br>РЕГИОНАЛЬНО-ЗОНАЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО<br>ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ И ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОМУ<br>МОДЕЛИРОВАНИЮ ..... | 29 |
| 2.1 Геолого-геофизические исследования скважин в процессе бурения и проведение<br>обработки и интерпретации полученных данных .....  | 30 |
| 2.1.1 Комплекс методов ГИС .....   | 30 |
| 2.1.2 Методика интерпретации данных ГИС .....  | 36 |
| 2.2 Методологические основы прогнозирования нефтегазоносности .....  | 41 |
| 2.3 Палеотемпературное моделирование .....   | 46 |
| 2.3.1 Решение обратной задачи геотермии .....  | 50 |
| 2.3.2 Решение прямой задачи геотермии.....   | 53 |
| 2.4 Картирование относительной плотности ресурсов нижнеюрских резервуаров<br>генерированных тогурских нефтей.....  | 54 |
| 2.5 Картирование относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных<br>тогурских нефтей с учетом распространения объемов нижнеюрского резервуара.....                                    | 61 |
| 2.6 Ранжирование территории по степени перспективности нижнеюрского резервуара ....  | 61 |
| 2.7 Выводы по оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров .....   | 67 |
| 3 ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДИКИ<br>ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В НИЖНЕЮРСКОМ РЕЗЕРВУАРЕ .....   | 70 |
| 3.1 Показатели эффективности .....   | 70 |
| 3.2 Прирост ресурсов углеводородов за счет залежей в нижнеюрском комплексе.....  | 70 |
| 3.3 Уменьшение объемов капитальных затрат .....  | 73 |
| 3.4 Снижение геологоразведочного риска .....   | 74 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....  | 76 |
| СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА .....   | 77 |
| СПИСОК ОПУБЛИКОВАННОЙ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....   | 80 |
| СПИСОК ФОНДОВОЙ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....   | 83 |

## ВВЕДЕНИЕ

Согласно энергетической стратегии России на период до 2030 г. Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция и в перспективе будет преобладать в обеспечении сырьевой базы России.

Проблемы воспроизводства и наращивания ресурсной базы углеводородов в нефтепромысловом районе Томской области, приуроченном к Нюрольской мегавпадине и структурам ее обрамления, связывают с открытием глубокопогруженных залежей нижнеюрского НГК, поэтому решение этой задачи становится чрезвычайно *актуальной*.

В 70-е годы XX века перспективность нижнеюрских отложений Западной Сибири отмечали в своих работах А.А. Трофимук, В.С. Сурков, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров. Позже, исследованием этих горизонтов занимались Е.Е. Даненберг, А.В. Ежова, В.А. Конторович и другие исследователи.

Цель исследований – выполнение зонального прогноза нефтегазоносности нижнеюрского резервуара и выделение первоочередных районов для проведения дальнейших геолого-разведочных работ. Объектом исследования являются вскрытые 39-ю глубокими скважинами разрезы в Нюрольской мегавпадине и структурах ее обрамления.

Методом палетемпературного моделирования и палеотектонических реконструкция восстанавливается термическая история нефтематеринской тогурской толщи. Моделирование проводится на основе решения прямых и обратных задач геотермии на основе имеющихся геолого-геофизических данных с использованием программного пакета TerploDialog. Исследования проводятся в процессе выполнения заданий по грантам ФЦП (2013 г.) и РФФИ (2016 г.) в качестве исполнителя работы.

Выполненные исследования предполагаются для использования нефтедобывающими предприятиями и недропользователями при проектировании геолого-разведочных работ с целью поисков залежей углеводородов в нижнеюрском нефтегазоносном комплексе.

Результаты исследования докладывались на Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения» (2013, 2015 г., г. Новосибирск); в XX Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (2016г., г.Томск), а также представлены в отчете НИР ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы». Основные работы изложены в 20 публикациях дипломанта.

## 2 МЕТОДОЛОГИЯ КАЧЕСТВЕННОЙ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ РЕГИОНАЛЬНО-ЗОНАЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ И ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ

*Качественными критериями* на стадии региональных исследований, зонального прогноза и поисковой стадии являются следующие:

а) критерии регионально-зонального прогноза нефтегазоносности [15,16]: 1) присутствие в разрезе материнских пород; 2) присутствие в разрезе толщ – коллекторов (региональных резервуаров); 3) присутствие в разрезе толщ – флюидоупоров (региональных покрышек); 4) сингенетичность очагов генерации углеводородов и формирования палеоплощадей нефтегазосбора;

б) критерии ранжирования нефтегазопоисковых объектов – локальных структур осадочного чехла: 1) присутствие вмещающих / подстилающих / перекрывающих материнских пород; 2) приуроченность к зонам выклинивания материнских пород по восстанию; 3) сингенетичность генерации углеводородов и формирования ловушки; 4) приуроченность к разуплотнению регионального резервуара; приуроченность к уплотнению региональной покрышки.

Для идентификации материнских пород и оценки времени генерации углеводородов применяются палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование, описанные в работах [1-3].

*Количественными критериями* являются:

а) расчет условного интегрального показателя (УИП) для определения относительной плотности ресурсов нижнеюрских резервуаров генерированных тогурских нефтей, учитывая площадное распространение пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> [4,5];

б) расчет УИП для определения плотности первично-аккумуляированных ресурсов тогурских нефтей, учитывая распределение объемов нижнеюрского резервуара [2-4].

Оценка распределения плотности ресурсов дает возможность провести районирование нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины по степени перспективности и предложить первоочередные районы для проведения дальнейших поисков. Такие расчеты призваны продемонстрировать технологию использования данных геотермии для решения прикладной задачи нефтегазовой геофизики [6,7].

## 2.1 Геолого-геофизические исследования скважин в процессе бурения и проведение обработки и интерпретации полученных данных

Для выполнения качественных и количественных критериев регионального и зонального прогнозирования нефтегазоносности, а также определения параметров осадочного разреза для последующего палеотемпературного моделирования, в работе используют результаты геофизических исследований скважин и их интерпретации. Во всех скважинах, которые были выбраны для осуществления палеотемпературного моделирования, был проведен комплекс методов ГИС для решения геологических задач.

К геологическим задачам относят литологическое расчленение разреза, определение фациальной принадлежности отложений, определение реперных пластов, отбивку стратиграфических границ, корреляцию разрезов скважин, выделение коллекторов и определение их характера насыщения, установление положения газожидкостных и флюидальных контактов и определение эффективной толщины коллекторов, определение типа емкостного пространства коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, определение пластовых давлений и температур и др.

### 2.1.1 Комплекс методов ГИС

В работе использованы данные скважинных методов исследований на примере геолого-геофизической характеристики разрезов скважин 1 Северо-Фестивальной и 393 Майской [60,61] в исследуемых пластах Ю<sub>15</sub> и Ю<sub>16</sub>, каротажные диаграммы которых представлены в приложениях Б, В:

- а) электрические: ПС, КС, БК, БКЗ, МКЗ, ВИКИЗ, ИК;
- б) радиоактивные: ГК, НГК;
- в) термометрия;
- г) испытание на продуктивность с помощью испытателей пластов на каротажном кабеле и на буровых трубах.

Также, в работе, в качестве исходных данных, для исследования используются лабораторные исследования керна.

*Метод потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС)* основан на изучении естественного стационарного электрического поля в скважинах, образование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхности раздела скважина-порода и между пластами различной литологии. Потенциалы собственной поляризации пород обусловлены диффузией солей из пластовых вод в промывочную

жидкость и наоборот; адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц горной породы. В общем случае пески, песчаники, алевролиты и алевроиты легко отличаются по кривой ПС от глин.

Породы с низкой диффузионно-адсорбционной активностью (чистые и слабоглинистые песчаники) отмечаются на кривых ПС глубокими отрицательными аномалиями  $U_{пс}$ , породы с высокой активностью (глины и сильноглинистые породы) - положительными аномалиями  $U_{пс}$ .

*Каротаж сопротивлений (КС)* — основной метод электрического каротажа скважин, в основе которого лежит различное удельное электрическое сопротивление горных пород и полезных ископаемых. Измерения кажущегося удельного сопротивления ( $\rho_k$ ) производятся при помощи зонда каротажного, опускаемого в скважину на каротажном кабеле. Зонд состоит из двух сближенных и одного удаленного электрода; четвертый электрод заземляется на поверхности. Через два питающих электрода пропускается электрический ток, с помощью двух др. приемных электродов измеряется разность потенциалов  $\Delta U$ . При поддержании постоянной силы тока  $I$  и постоянном коэффициенте зонда  $K$ , зависящего от его размера и типа, регистрируемое  $\Delta U$  пропорционально кажущемуся удельному сопротивлению  $\rho_k$ .

*Боковой каротаж (БК)* проводится с целью выделения маломощных пластов коллекторов, для уточнения эффективных мощностей, определения удельного сопротивления. Высокая расчленяющая способность бокового каротажа обеспечивается формой кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют растеканию тока от основного электрода по скважине и обеспечивают направление его непосредственно в пласт, вследствие чего влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений сводятся к минимуму.

*Метод бокового каротажного зондирования (БКЗ)* состоит в измерении кажущегося сопротивления пластов по разрезу скважин набором однотипных зондов разной длины. Зонды разного размера, имея неодинаковый радиус исследования в вертикальном и радиальном направлениях, фиксируют величину кажущегося сопротивления, обусловленную различными объемами проводящих сред.

Методом БКЗ исследуют разрезы с целью детального изучения пластов и получения их количественных характеристик (в первую очередь  $k_{п}$  и  $k_{нг}$ ). Обычно БКЗ проводят только в продуктивном участке разреза.

*Метод микрозондирования (МКЗ)* заключается в детальном исследовании кажущегося сопротивления прискважинной части разреза зондами очень малой длины — микрозондами. Измерения проводятся градиент-зондом (МГЗ) и потенциал-зондом (МПЗ).



Данные микрозондирования служат для детального расчленения разреза, четкой отбивки границ пластов и определения их мощности, уточнении литологии разреза, выделения маломощных прослоев и пластов-коллекторов, оценки эффективной мощности продуктивных горизонтов, определения пористости и трещиноватости пород, выделения продуктивных пластов и оценки их нефтегазонасыщения, оценки нефтеотдачи пластов.

*Метод высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ)* предназначен для исследования пространственного распределения удельного электрического сопротивления пород, вскрытых скважинами, бурящимися на нефть и газ. Измеряемой величиной в методе ВИКИЗ является разность фаз  $\Delta\varphi$  гармонического магнитного поля, распространяющегося в проводящей среде от источника излучения до приемников, удаленных от источника на различные расстояния. Разность фаз характеризует удельное электрическое сопротивление пород и электрические неоднородности прискважинной зоны, которые учитывают итерационным подбором интерпретационных моделей. Результаты интерпретации диаграмм ВИКИЗ в комплексе с данными других методов ГИС и петрофизической информацией позволяют определять коэффициент нефтегазонасыщения, литологию терригенного разреза, оценивать неоднородность коллекторских свойств на интервалах пористо-проницаемых пластов, выделять интервалы уплотненных песчаников с карбонатным или силикатным цементом и др.

*Индукционный каротаж (ИК)* изучает удельную электропроводность горных пород посредством индукционных токов. В отличие от других электрических методов каротажа, при ИК не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью, что само собой исключает ее влияние на измерения. Это дает возможность применять ИК в тех случаях, когда используется промывочная жидкость, приготовленная на нефтяной основе.

Хорошие результаты получают при исследовании ИК пород низкого и среднего сопротивления, при наличии повышенного проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт.

По диаграммам ИК более точно определяется положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

По одной кривой ИК удельное сопротивление пласта можно определить только при отсутствии проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт или при неглубоком его проникновении. Поэтому индукционный каротаж применяют в комплексе с другими методами сопротивлений. При комплексных измерениях (БКЗ, БК, ВИКИЗ) возможно более

надежное выделение в разрезе пластов-коллекторов и определение их удельного сопротивления  $\rho_{п}$ ; зоны проникновения  $\rho_{зп}$  и диаметра проникновения  $D_{зп}$ .

*Гамма-каротаж (ГК)* основан на изучении естественной гамма активности пород вдоль ствола скважины. Естественная гамма активность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов. Самопроизвольный распад атомных ядер которых, в естественных условиях, сопровождается гамма-излучением. Гамма излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое излучение, граничащее с жестким рентгеновским излучением. Оно возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных частиц-квантов. Благодаря своей высокой проникающей способности гамма-излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин ( $\gamma$ -лучи полностью поглощаются лишь слоем пород толщиной 1 м); наличие обсадной колонны не является препятствием для проведения исследований.

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности пород, но и их плотности. При одинаковой гамма - активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения ими  $\gamma$  лучей.

По данным ГК решают следующие задачи:

- литологическое расчленение различных типов горных пород. Интенсивность гамма-излучения зависит от содержания в породах радиоактивных элементов, т.к. оно в разных породах различно, по данным ГК можно судить о характере горных пород;

- определение глинистости горных пород. Определение коэффициента глинистости по данным гамма-метода основано на близкой к прямой зависимости этого коэффициента от естественной гамма- активности песчано-глинистых горных пород;

- привязка к разрезу результатов исследования другими методами каротажа, интервалов перфорации и др. Основана, на возможности проводить ГК в обсаженных скважинах;

- по данным ГК осуществляют привязку керна, после проведения его гамма спектрометрического анализа

*Нейтронный гамма-каротаж (НГК)* основан на измерении интенсивности тепловых нейтронов, которые возникают, если энергия бомбардирующих гамма-квантов превышает энергию связи нейтронов в ядре. Наименьшей энергией связи в горных породах обладают ядра бериллия (1,666 МэВ) и дейтерия (2,226 МэВ). Методом НГК в скважинах отбивают водонефтяные контакты (ВНК). Существует принципиальная возможность определения положения ВНК, основанная на том, что дейтерия в нефти примерно в 1,5 раза больше, чем в воде.

*Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ)* основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами от ампульного источника и регистрации нейтронов по разрезу скважины, которые в результате взаимодействия с породообразующими элементами замедлились до тепловой энергии.

Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы. Наибольшая потеря энергии нейтрона наблюдается при соударении с ядром, имеющего массу равную единице, т.е. с ядром водорода. Таким образом по данным НКТ можно определять водородосодержание горных пород, которое для пластов-коллекторов напрямую связано с пористостью.

*Кавернометрия (КВ).* Заключается в измерении среднего диаметра скважины. Отклонение фактического размера диаметра скважины от номинального вызвано главным образом физико-химическим воздействием на стенки скважины промывочной жидкости, а также механическим влиянием бурильного инструмента. Изменение диаметра скважины, при прочих равных условиях, зависит от литологии пород, вскрываемых скважиной. Кавернограмма способствует уточнению литологического состава пород, построению литологической колонки и разделению разреза на проницаемые и непроницаемые породы. Позволяет обнаруживать механически слабые породы (угли) по большим кавернам, а также проницаемые породы по наличию глинистой корки. Кроме того КВ необходимо проводить для введения поправок в ядерные методы, как например в ГГКп.

*Метод термометрии.* Изучаемая температура в стволе скважины и горных породах представляет собой скалярную функцию координат и времени:  $T=T(x,y,z,t)$ . Поле температур характеризуется также градиентом температуры  $\text{grad}T$  и плотностью теплового потока  $q$ . Для количественного описания закономерностей поведения перечисленных параметров используются основные положения и расчетные соотношения классической и неравновесной термодинамики [31].

На тепловое поле в скважине и горных породах наиболее сильно воздействуют два механизма переноса теплоты – кондукция и вынужденная конвекция, а также термодинамические процессы, связанные с выделением (поглощением) теплоты.

Ниже представлены основные аналитические зависимости, описывающие распределение температуры в скважине и вмещающих пластах (упрощенные физические модели поля температур).

Температура в *длительно простаивающих скважинах* характеризует естественное (геотермическое) тепловое поле Земли (кривая 1 на рисунке 7).

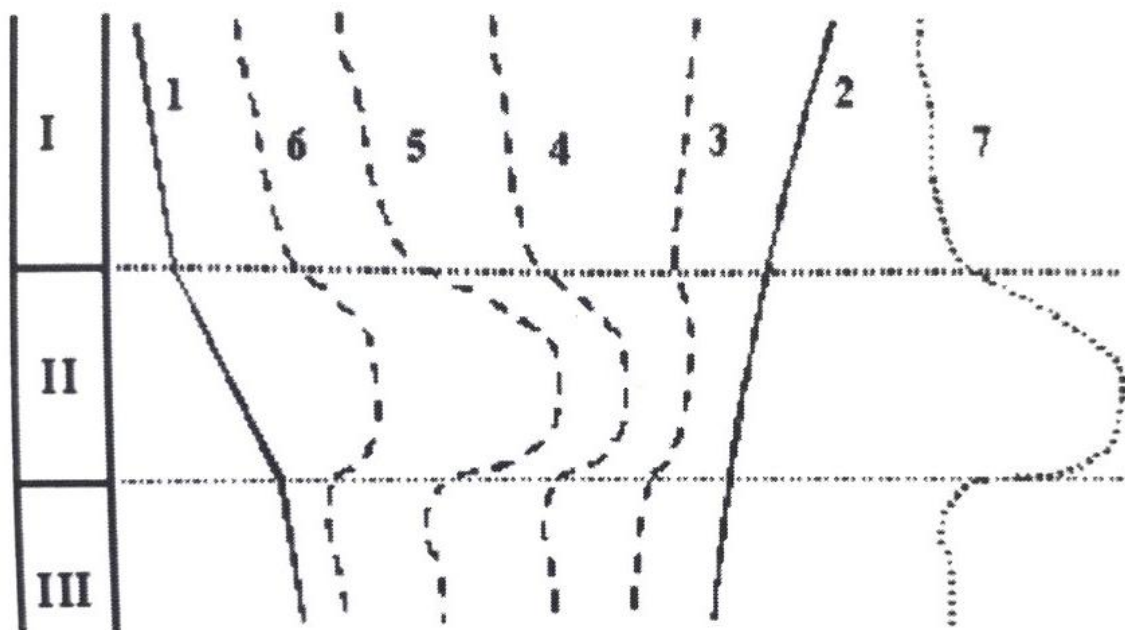


Рисунок 7 – Искусственное тепловое поле в простаивающей после теплового воздействия (промывки, эксплуатации и пр.) скважине: **1** – геотермограмма; **2** – термограмма в процессе теплового воздействия; **3-6** – термограммы в остановленной скважине, отличающиеся временем, прошедшим после окончания промывки; **7** – диаграмма измерения по глубине относительной температуры. Теплопроводность пласта II существенно выше, чем вмещающих пластов I и III [31]

Геотермическое поле характеризуется следующими параметрами: а) геотермическая (естественная) температура  $T$ ; б) геотермическая поверхность (поверхность равной естественной температуры); в) геоизотерма – линия равной естественной температуры (например, на заданной глубине, или в пределах кровли, подошвы пласта); г) геотермический градиент; д) плотность геотермического теплового потока  $q$ .

Температура в строящихся скважинах, простаивающих после промывки, характеризует восстановление естественного теплового поля, нарушенного промывкой (кривые температуры 3-6, относительной температуры – 7 на рисунке 7).

Тепловое поле описывается следующими параметрами: а) температура в скважине  $T(H,t)$  на глубине  $H$ , меняющаяся во времени  $t$  от наблюдаемой в конце промывки  $T(H,0)=T_c$  до естественной  $T_r$  (момент  $t=0$  соответствует прекращению промывки); б) темп восстановления естественной температуры; в) относительная температура; г) разностная относительная температура, рассчитываемая по разновременным замерам в процессе восстановления естественного поля.

Также прослеживаются температуры в строящихся скважинах, простаивающих после заливки цемента, после эксплуатации скважины, а также в действующих скважинах со стабильным расходом.

Измерения пластовых температур, которые являются исходными данными для палеотемпературного моделирования, проводятся при *испытании пластов на продуктивность, с помощью испытателей на каротажном кабеле и на буровых трубах*. Также геотемпературы измеряются при испытании пластов в обсаженных скважинах.

*Данные лабораторных исследований керна* используются для определения фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов, которые необходимы для оценки запасов углеводородного сырья.

Прогнозирование нефтегазоматеринских толщ осуществляется по прямым признакам степени катагенеза РОВ – отражательной способности витринита и данным пиролитических исследований керна скважин. Также, с использованием данных по буровому керну, определялись теплофизические характеристики пород каждой из толщ – эмпирические зависимости плотность-теплопроводность [36].

Данные комплекса ГИС, методов промыслово-геофизического контроля и лабораторных исследований керна позволяет наиболее полно и точно решить поставленные задачи научной работы.

### 2.1.2 Методика интерпретации данных ГИС

Данный комплекс геофизических исследований позволил провести корреляцию изучаемого разреза, выделять породы-коллекторы, флюидоупоры и нефтематеринские толщи, определять характер насыщения пластов, проводить оценку емкостных и фильтрационных свойств коллекторов.

Рассмотрена геолого-геофизическая характеристика разреза скважины 393 Майской площади, в которой представлены все необходимые данные для моделирования, а именно: а) вскрыты пласты-коллекторы нижнеюрского НГК (Ю<sub>16</sub> урманской свиты, Ю<sub>15</sub> салатской свиты); б) присутствуют основные нефтегазоматеринские толщи: баженовская, тогурская.

Вскрытый разрез изучен комплексом геофизических методов, описанным выше.

По данным интерпретации каротажных данных в разрезе выделены следующие литологические разности: песчано-алевритовые (коллекторские); алевро-глинистые, часто уплотненные (покрышки); глинистые, песчано-глинистые и аргиллитоподобные с повышенным содержанием органического вещества разных генетических типов (НГМТ). Литологические разности не очень хорошо дифференцированы (особенно в плане разделения

покрышек и НГМТ), тем не менее, комплекс методов, применявшихся для литологического расчленения и оценки ФЕС, достаточен.

Выделение пластов-коллекторов проводилось по качественным признакам: по положительным приращениям на диаграммах микрозондов, по наличию радиального градиента сопротивлений по данным БКЗ, БК и ИК, также в качестве качественных признаков использовались кривые ГК, НКТ.

Кроме этого, для выделения коллекторов использовались количественные критерии, которые были получены при обработке лабораторных исследований кернового материала капиллярметрическим методом. В качестве количественных критериев приведены следующие параметры: для пласта Ю<sub>14-16</sub> Кп критическое равно 0, 122; Кпр критическое равно 0,78 мД.

Критические значения пористости и проницаемости получены по лабораторным исследованиям кернового материала капиллярметрическим методом (таблица 3), критические значения подсчетных параметров определялись с учетом динамической пористости равной 1% (рисунок 8).

Таблица 3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пласта Ю<sub>14-16</sub> (скважина 393 Майская)

| Метод определения                  | Наименование       | Проницаемость, мД | Пористость, д.е. | Начальная нефтенасыщенность, д.е. |
|------------------------------------|--------------------|-------------------|------------------|-----------------------------------|
| Пласт Ю <sub>14-15</sub>           |                    |                   |                  |                                   |
| Лабораторные исследования керна    | Среднее значение   | 0,91              | 0,103            | 0,54                              |
|                                    | Интервал изменения | 0,08 - 5,86       | 0,074 - 0,13     | 0,45 - 0,66                       |
| Пласт Ю <sub>14-16</sub>           |                    |                   |                  |                                   |
| Геофизические исследования скважин | Среднее значение   | 3,34              | 0,13             | 0,51                              |
|                                    | Интервал изменения | 2,98-3,92         | 0,13-0,14        | 0,45-0,60                         |
| Гидродинамические исследования     | Среднее значение   | 2,4               | -                | -                                 |
|                                    | Интервал изменения | 0,08 - 4,72       | -                | -                                 |

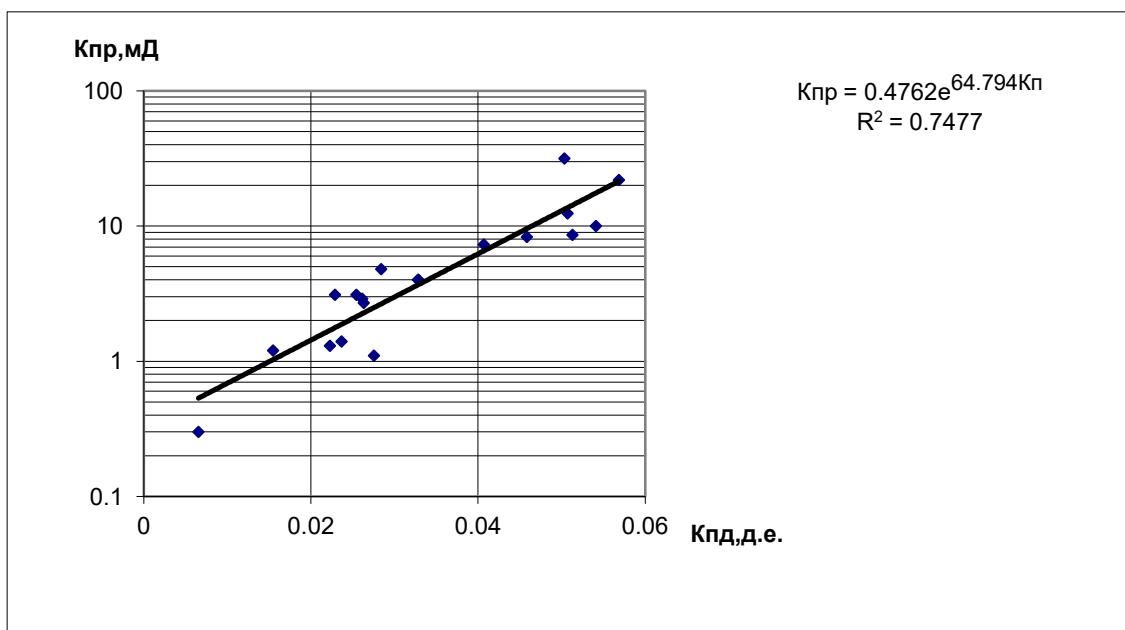


Рисунок 8 – Определение критических значений проницаемости по пласту Ю<sub>14-16</sub> Майского месторождения

Определение характера насыщения (рисунок 9) проводилось с использованием кривых капиллярного давления, пересчитанных по формуле Н. Т. Бурдайна в кривые фазовой проницаемости.

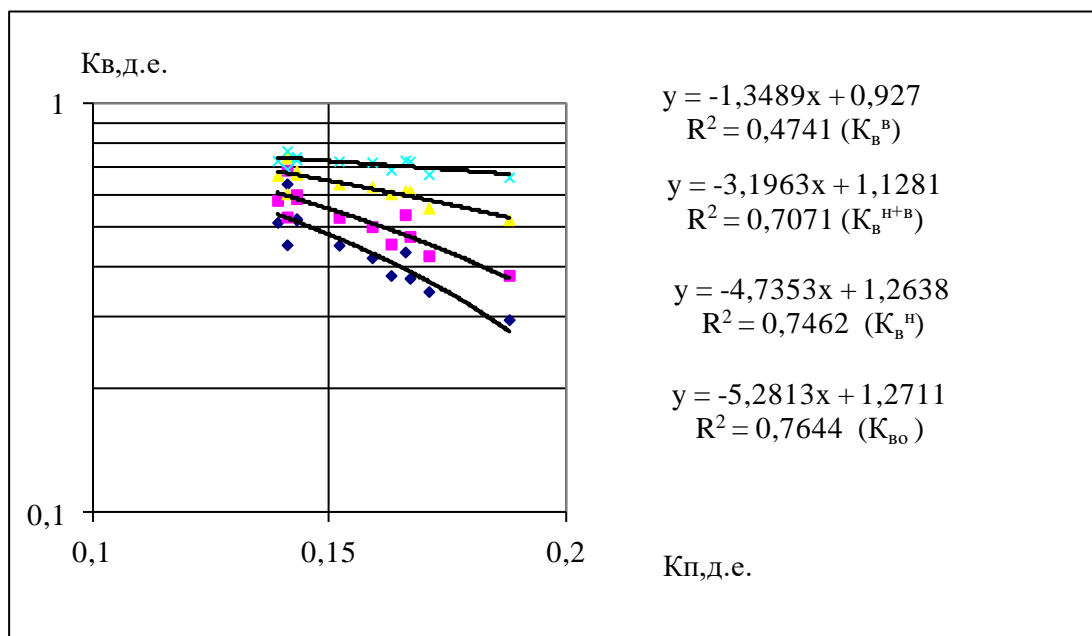


Рисунок 9 – Определение характера насыщения по критическим значениям Кв с учетом пористости коллекторов пласта Ю<sub>14-16</sub> Майского месторождения

Из рисунков видно, что критические значения Кв для продуктивных пластов величина непостоянная, которая зависит от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов,

критические значения  $K_v$  в большей степени зависят от структуры порового пространства, но к сожалению такие работы на месторождении пока не проводились.

Оценка коэффициента пористости по нейтронному гамма-каротажу завышенная, поэтому пористость использовалась подсчитанная по гамма-каротажу, через  $A_{гк}$  по обобщенной зависимости для юрских коллекторов Томской области (рисунок 10).

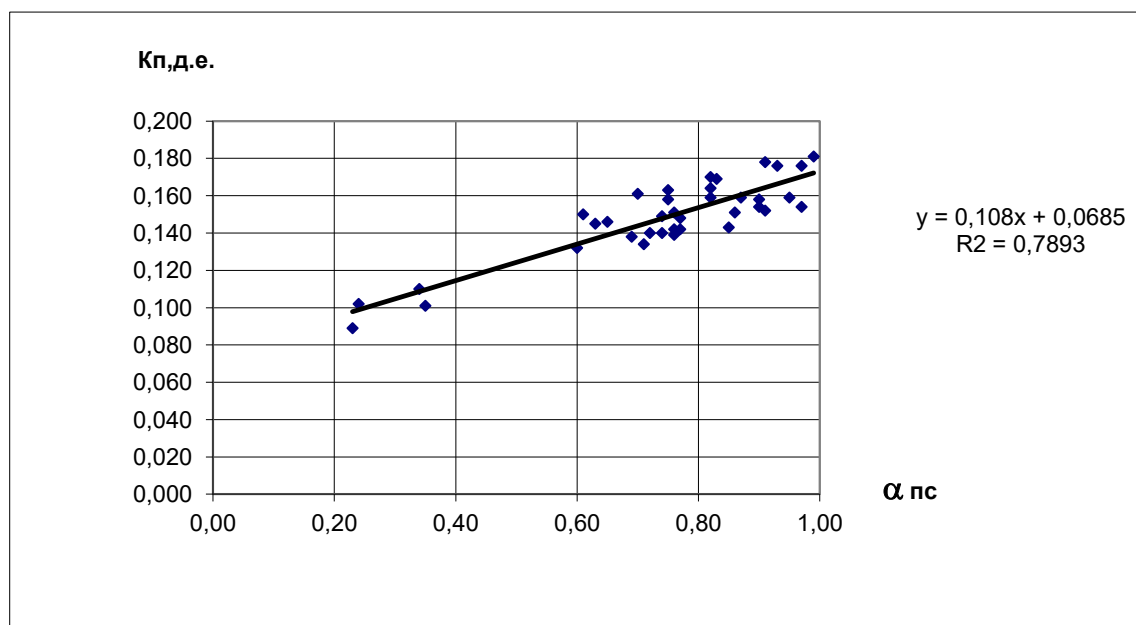


Рисунок 10 – Корреляционная зависимость типа  $K_{п}=f(\alpha \text{ пс})$   
для продуктивных пластов юрского возраста

Определение глинистости для всех пластов проведено по обобщенной зависимости для юрских коллекторов Томской области:

$$K_{гл} = 0.4346 - 0.3846 * \alpha \text{ пс}$$

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов определялся по стандартной методике с применением зависимостей, обоснованных по керновым данным Майского месторождения (рисунки 11 – 12).



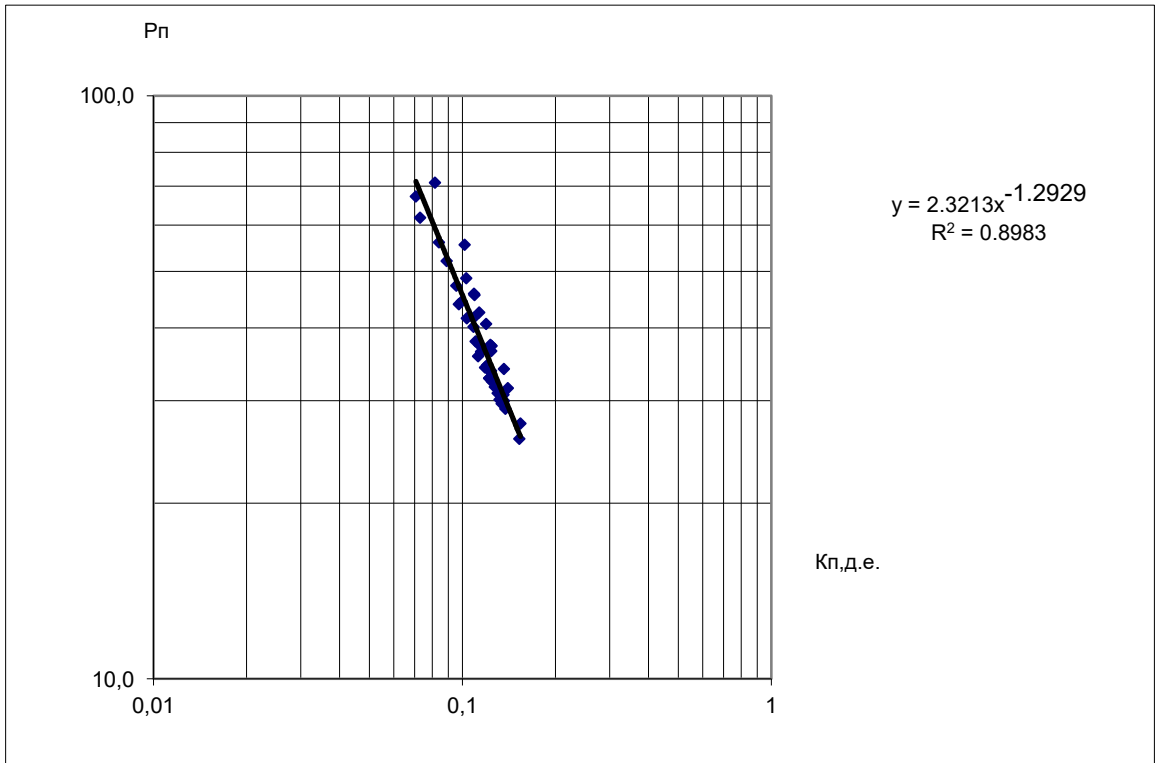


Рисунок 11 – Зависимость вида  $P_{п}=f(K_{п})$  для коллекторов пласта Ю<sub>14-16</sub>

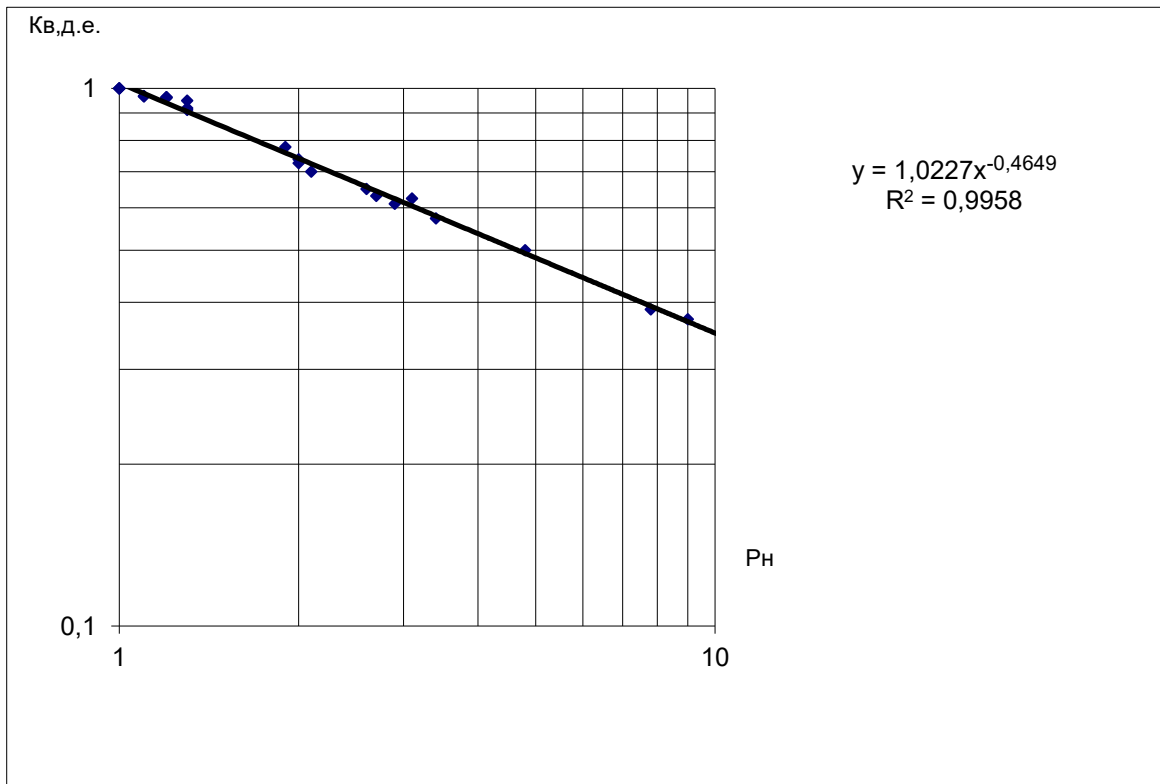


Рисунок 12 – Зависимость вида  $K_{в}=f(P_{п})$  для коллекторов пласта Ю<sub>14-16</sub>

Схема определения коэффициента нефтенасыщенности по стандартной методике следующая: по пласту Ю<sub>14-16</sub> -  $R_{п} = 2,3213 * K_{п}^{-1} * 2929$ ;  $R_{вп} = R_{п} * 0,068$ ;  $K_{в} = 1,0227 * R_{н}^{-0,4649}$

Проницаемость коллекторов определялась по зависимости, построенной с учетом лабораторных исследований кернового материала (рисунок 13).

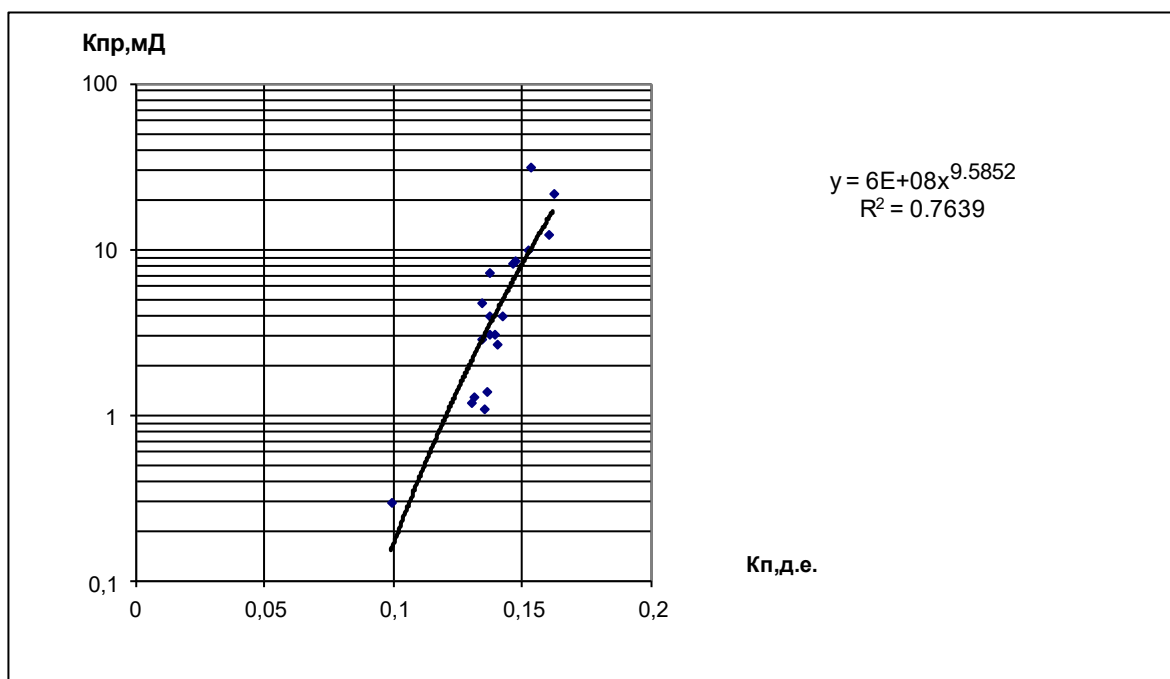


Рисунок 13 – Зависимость вида  $K_{пр} = f(K_{п})$  для коллекторов пласта Ю<sub>14-16</sub>

В скважине 393 пласты Ю<sub>15</sub> и Ю<sub>16</sub> были испытаны в интервалах 2956-2990,5; 2967-2989; 2983-2987, 2989-2990,5; 2993-2995,5; 2996,5-2997,5; 2998,5-3000 м. Дебит нефти составил 2,1 (Ю<sub>16</sub>) и 124 м<sup>3</sup>/сут (после ГРП), воды 22 м<sup>3</sup>/сут.

Положение ВНК принято в соответствии с утвержденным в подсчете запасов условным уровнем на отметке -2900,0 м по оконтуривающей структуре изогипсе.

Открытая промышленная залежь нефти по типу ловушки является пластовой сводовой. Размер залежи – 35,6 км<sup>2</sup>, амплитуда – 82,0 м.

## 2.2 Методологические основы прогнозирования нефтегазоносности

Для локализации и картирования очагов генерации углеводородов и оценки времени их работы применялись палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование, реализованные с помощью программного комплекса ТеплоDialog [36,59]. Распределение параметров по площади рассчитывалось путем интерполяции рассчитанных значений.

Алгоритм *палеотектонических реконструкций* основывается на «методе выравнивания профилей» по В.Б. Нейману [37]. Исходной основой является геоплотностной разрез. Для его перестроения на момент времени  $t$  накопления любой стратиграфической единицы используются постоянные значения плотности одновозрастных отложений. В случае если требуется учесть влияние анизотропии плотности, возможно использование эмпирических зависимостей плотности одновозрастных отложений от глубины.

$$\sigma(Z) = B_1 - B_2 \cdot \exp(-B_3 \cdot Z) \quad (1)$$

где коэффициент  $B_1$  - это минеральная плотность отложений;

коэффициент  $B_2$  соответствует величине пористости неуплотненных осадков;

$B_3$  - интенсивности воздействия фактора геологического времени.

Палеомощность свиты на гипсометрической отметке  $Z$  определяются

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

где  $\sigma$  - плотность пород свиты в современном разрезе;

$h$  - мощность свиты в современном разрезе.

Процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left( \lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (3)$$

где  $\lambda$  - теплопроводность;

$a$  - температуропроводность;

$f$  - плотность внутренних источников тепла;

$U$  - температура;

$Z$  - расстояние от основания;

$t$  - время. С краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (4)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (5)$$

где  $\varepsilon = \varepsilon(t)$  - верхняя граница осадочной толщи;

$q$  - тепловой поток.

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов  $h_i$ , для каждого из которых заданы теплопроводность  $\lambda_i$ , температуропроводность  $a_i$ , плотность радиоактивных источников  $f_i$  и скорость осадконакопления  $v_i$  (рисунок 14). При построении модели использованы среднестатистические значения параметров для конкретного типа

пород. Скорость осадконакопления может быть отрицательной, что означает денудацию слоя.

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

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min \quad (6)$$

Решение обратной задачи строится с учётом того, что функция  $U(Z_i, t, q)$ , являющаяся решением прямой задачи (3) с краевыми условиями (4) и (5), в этом случае линейно зависит от  $q$ . Краевое условие (4) определяет температуру «нейтрального» слоя и может задаваться в виде кусочно-линейной функции  $U(t)$  векового хода температур поверхности земли. Краевое условие (5) может задаваться в виде кусочно-линейной функции  $q(t)$  изменения значения глубинного теплового потока.  $T_i$  – измеренное распределение температур.

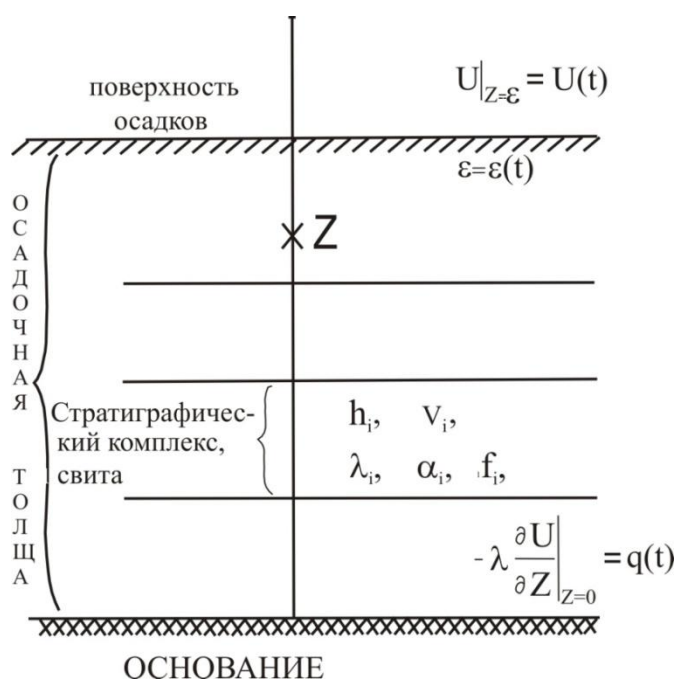


Рисунок 14 – Схема параметризации осадочного разреза при палеотемпературном моделировании (условные обозначения и пояснения в тексте) [36]

Исходя из критерия уверенного отождествления измеренной температуры с пластовой, при решении обратной задачи принимаются только те замеры, которые получены при существенных 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 недостаточно.

«Измеренное» распределение температур может задаваться и по определениям отражательной способности витринита (ОСВ) –  $R_{vt}^0$ , пересчитанным в градусы Цельсия, с указанием времени срабатывания «максимального палеотермометра». За время максимального прогрева принято значение 37,2 млн. лет назад.

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  $t$ .

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 [14]: 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.

Вековой ход температур земной поверхности (палеоклимат) – краевое условие (2) модели распространения тепла – также оказывает влияние на термический режим глубоководных материнских отложений [47]. 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.

Рассчитанные максимальные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ позволяют прогнозировать присутствие в разрезе нефтегазоматеринских толщ: газа первой генерации – 50-90<sup>0</sup>С (градация МК<sub>1</sub><sup>1</sup>); нефти – 90-130 <sup>0</sup>С (МК<sub>1</sub><sup>2</sup>); газа второй генерации и газоконденсата – 130-190 <sup>0</sup>С (МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>); более 190 <sup>0</sup>С – разрушительные для УВ температуры. При этом прогнозе мы опираемся на известную шкалу катагенеза (рисунок 15) и температурной зональности процессов нефтегазообразования [27].

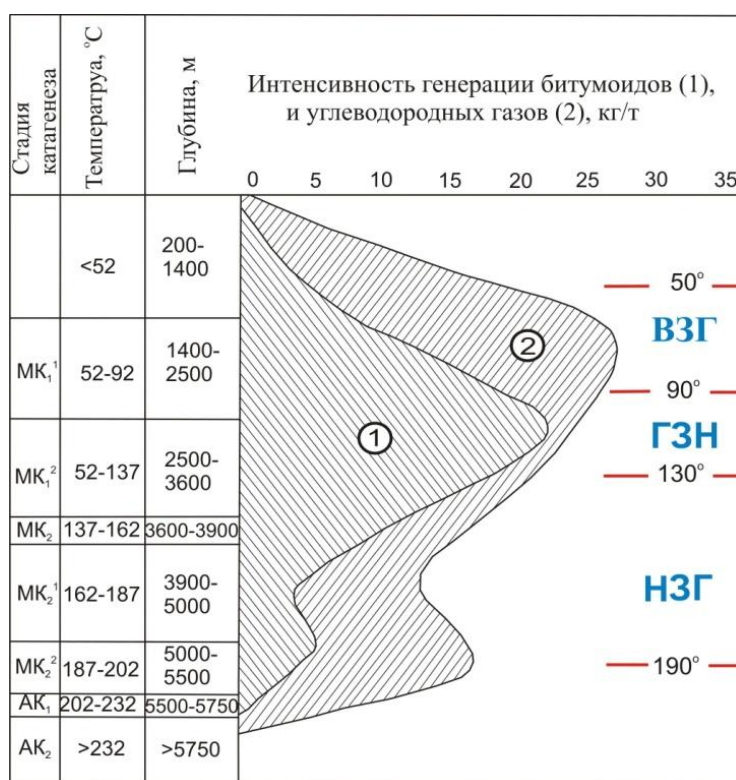


Рисунок 15 – Шкала катагенеза и зональности процессов нефтегазообразования ( на основе [27]). Температурные интервалы реализации УВ-потенциала материнских пород: ВЗГ – верхняя зона газообразования; ГЗН – главная зона нефтеобразования; НЗГ – нижняя (глубинная) зона газообразования

Фундаментальность балансовой модели А.Э. Конторовича и пороговых геотемператур ГЗН подтверждаются результатами экспериментальных и теоретических

исследований [26,51], а также прямой корреляцией выделенных по замерам пластовых температур очагов генерации нефти с размещением залежей, вскрытых бурением [9].

Границу очага интенсивной генерации нефти в баженовской свите принимаем по изотерме 85 °С, т.к. РОВ сапропелевого типа. Границу очагов генерации нефти в тогурской свите принимаем по изотерме 95 °С, т. к. РОВ пород тогурской свиты сапрпелово-гумусового типа.

Для решения обратной задачи геотермии (расчета теплового потока через поверхность основания) можно одновременно использовать как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и геотемпературы, полученные из определений  $R_{\text{вт}}^0$ . В силу технологических особенностей измерения пластовых температур, более достоверными признаем температуры по отражательной способности витринита.

### 2.3 Палеотемпературное моделирование

Моделирование геотермического режима нефтематеринских отложений выполнено для осадочных разрезов 39-и глубоких скважин. Приведенная на рисунке 16 обзорная схема отображает основные тектонические элементы объекта исследований, расположение скважин, характеризующих основные тектонические элементы, распространение материнской тогурской свиты, местоположение известных месторождений УВ. Поэтому эта схема, в дальнейшем, используется в качестве контурной основы («подложки») при построении результирующих карт.

Представительные глубокие скважины выбирались по следующим критериям: а) наличие значимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур; б) наличие определений максимальных геотемператур по ОСВ, что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; в) равномерное распределение скважин по территории исследования, что важно для корректной интерполяции при построении прогнозных карт.

В таблице 4 приведена систематизированная сводка результатов испытаний этих скважин, пробуренных в пределах Ньюрольской мегавпадины и ее обрамления и информация по лабораторному изучению катагенеза пород (ОСВ) керна глубоких скважин.

В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, определенные из ОСВ. Сопоставление «наблюденных» геотемператур в скважинах (таблица 4) и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического времени) показывало, что выполняется один из основных критериев оптимальности модели – критерий «невязки» [50].

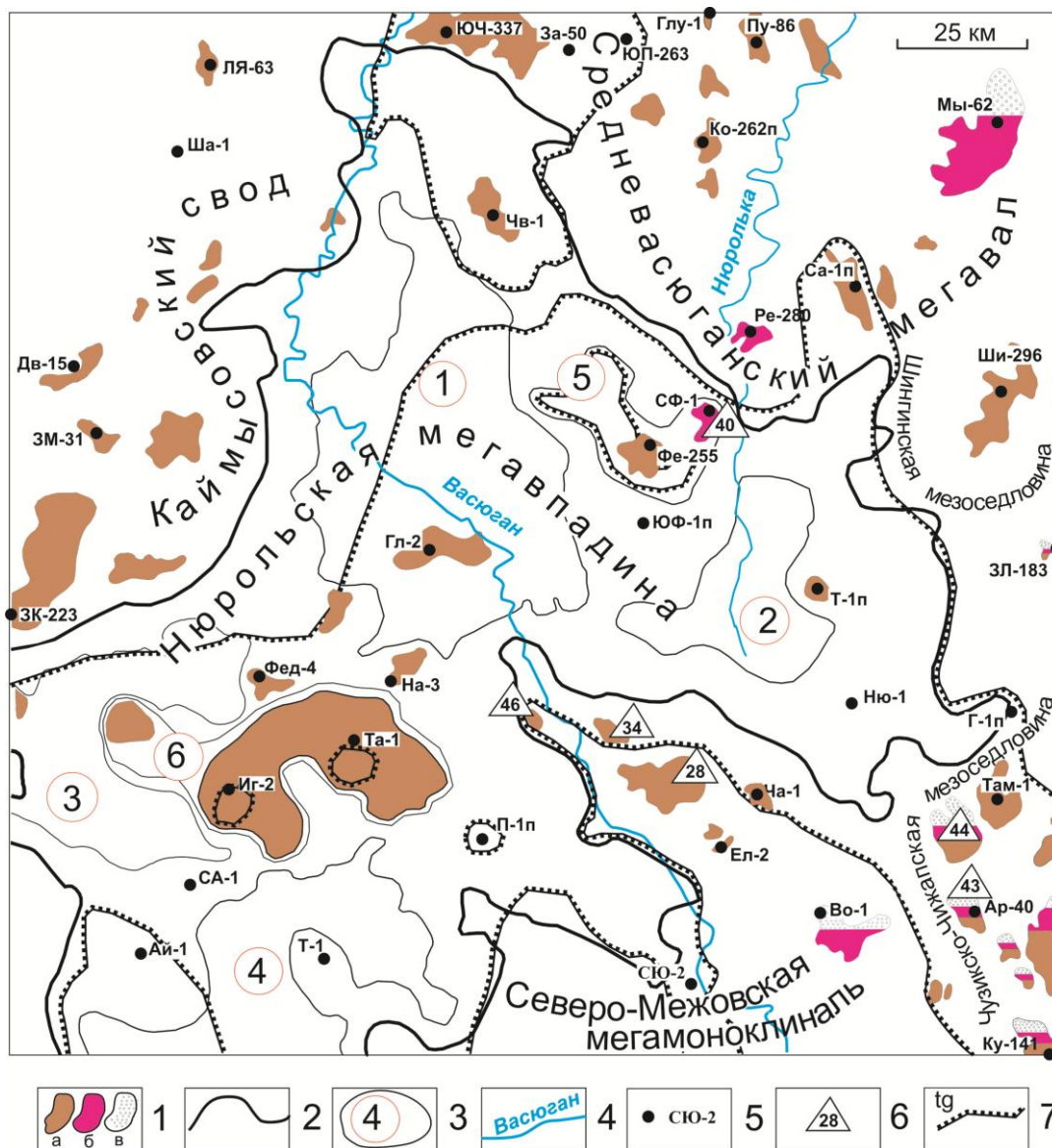


Рисунок 16 – Схематическая карта нефтегазоносности Нюрольской мегавпадины, на основе [41]: 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее условный номер; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее условный индекс (таблица 4); 6 – условный номер месторождения с залежами в нижнеюрском НГК; 7 – граница зоны распространения тогорской 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.

«Невязки» решений обратных задач 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.



Таблица 4 Пластовые температуры, измеренные при испытаниях глубоких скважин, и палеотемпературы, определенные по ОСВ ( $R_{vi}^0$ ) в образцах керна [7,8]

| Скважина                       | Условный индекс скважины (рис. 16) | Пластовые температуры |                            | Температуры по ОСВ |                |                                |
|--------------------------------|------------------------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------|----------------|--------------------------------|
|                                |                                    | Интервал (глубина), м | Температура пластовая*, °С | Глубина, м         | $R_{vi}^0$ , % | Палеотемпература по $R_{vi}^0$ |
| 1                              | 2                                  | 3                     | 4                          | 5                  | 6              | 7                              |
| Айсазская 1                    | Ай-1                               | 862                   | 31                         | 2700               | 0,62           | 96                             |
|                                |                                    | 2156                  | 67                         | 3150               | 0,76           | 115                            |
| Арчинская 40                   | Ар-40                              | -                     | -                          | 2820               | 0,64           | 99                             |
|                                |                                    | -                     | -                          | 2890               | 0,65           | 100                            |
| Водораздельная 1               | Во-1                               | 2400–2406             | 74                         | 2882               | 0,67           | 102                            |
|                                |                                    | 2650–2660             | 80                         | 2991               | 0,70           | 106                            |
| Глухарина 1                    | Глу-1                              | 2569–2574             | 100                        | 2539               | 0,76           | 115                            |
|                                |                                    | -                     | -                          | 2613               | 0,76           | 115                            |
| Глуховская 2                   | Гл-2                               | 2928–2950             | 108                        | -                  | -              | -                              |
|                                |                                    | 2932–2948             | 107                        |                    |                |                                |
|                                |                                    | 2962–2967             | 107                        |                    |                |                                |
| Гордеевская 1 параметрическая  | Го-1п                              | -                     | -                          | 2874               | 0,80           | 120                            |
| Двуреченская 15                | Дв-15                              | 2689–2692             | 83                         | 2684               | 0,59           | 92                             |
|                                |                                    | 2682–2684             | 89                         | 2686               | 0,58           | 91                             |
| Еллейская 2                    | Ел-2                               | 2632–2640             | 84                         | 2727               | 0,73           | 111                            |
|                                |                                    | 2650–2657             | 85                         |                    |                |                                |
| Западно-Моисеевская 31         | ЗМ-31                              | 2713–2718             | 85                         | 2706               | 0,58           | 91                             |
|                                |                                    | -                     | -                          | 2713               | 0,59           | 92                             |
| Западно-Крапивинская 223       | ЗК-223                             | 2756–2759             | 92                         | 2746               | 0,59           | 92                             |
|                                |                                    | 2748–2753             | 92                         |                    |                |                                |
| Западно-Лугинецкая 183         | ЗЛ-183                             | 2660–2664             | 95                         | -                  | -              | -                              |
| Заячья 50                      | За-50                              | -                     | -                          | 2835               | 0,75           | 114                            |
|                                |                                    | -                     | -                          | 2840               | 0,80           | 120                            |
| Игольская 2                    | Иг-2                               | 2750–2823             | 92                         | 2800               | 0,70           | 106                            |
|                                |                                    | 2740–2773             | 95                         |                    |                |                                |
| Колотушная 262 параметрическая | Ко-262п                            | 2584–2593             | 90                         | -                  | -              | -                              |
| Кулгинская 141                 | Ку-141                             | 275–2763              | 84                         | 2661               | 0,67           | 102                            |
|                                |                                    | 266–2662              | 82                         | 2676               | 0,68           | 104                            |
|                                |                                    | 2791–2795             | 86                         |                    |                |                                |
| Лонтынь-Яхская 63              | ЛЯ-63                              | 2476–2483             | 95                         | -                  | -              | -                              |
| Мыльджинская 62                | Мы-62                              | 2368–2380             | 84                         | 2360               | 0,53           | 84                             |
| Налимья 3                      | На-3                               | 2885–2891             | 98                         | 2917               | 0,76           | 115                            |
|                                |                                    | -                     | -                          | 3282               | 0,80           | 120                            |
|                                |                                    | -                     | -                          | 2700               | 0,52           | 83                             |
| Нюльгинская 1                  | Ню-1                               | 2499–2527             | 75                         | 2894               | 0,60           | 94                             |
|                                |                                    | -                     | -                          | 3199               | 0,62           | 96                             |
|                                |                                    | -                     | -                          | -                  | -              | -                              |
| Пешеходная 1 параметрическая   | П-1п                               | 2262–2295             | 71                         | 2800               | 0,59           | 92                             |
|                                |                                    | 2325–2350             | 73                         |                    |                |                                |
| Пуглалымская 86                | Пу-86                              | 2630–2703             | 90                         | 2677               | 0,76           | 115                            |
| Речная 280                     | Ре-280                             | 2156–2178             | 67                         | 2911               | 0,68           | 104                            |
|                                |                                    | 2318–2323             | 68                         |                    |                |                                |
| Салатская 1 параметрическая    | Са-1п                              | -                     | -                          | 2640               | 0,58           | 91                             |
|                                |                                    | -                     | -                          | 2962               | 0,73           | 111                            |
| Северо-Айсазская 1             | СА-1                               | 2840–2850             | 94                         | -                  | -              | -                              |
| Северо-Фестивальная 1          | СФ-1                               | 3130–3145             | 118                        | -                  | -              | -                              |
|                                |                                    | 3145–3165             | 123                        |                    |                |                                |
| Северо-Юлжавская 2             | СЮ-2                               | 2674–2707             | 78                         | 2800               | 0,59           | 92                             |

Продолжение таблицы 4

|  |        |           |     |      |      |     |
|--|--------|-----------|-----|------|------|-----|
| Таловая 1                              | Та-1   | 2798–2806 | 88  | 2760 | 0,59 | 92  |
|  |        | 2781–2787 | 88  |      |      |     |
| Тальянская 1                           | Т-1    | 2442–2521 | 82  | -    | -    | -   |
| Тамбаевская 1                          | Там-1  | 2984–3008 | 100 | 2590 | 0,62 | 96  |
|  |        | 2936–2957 | 98  |      |      |     |
|  |        | 2754–2762 | 87  |      |      |     |
|  |        | 2593–2597 | 84  |      |      |     |
| Тамратская 1<br>параметрическая        | Т-1п   | 2853–2860 | 107 | 2885 | 0,73 | 111 |
| Федюшкинская 4                         | Фед-4  | 2838–2842 | 92  | -    | -    | -   |
|  |        | 3064–3069 | 99  |      |      |     |
| Фестивальная 255                       | Фе-255 | -         | -   | 2793 | 0,66 | 101 |
|  |        |           |     | 3122 | 0,80 | 120 |
|  |        |           |     | 3159 | 0,80 | 120 |
| Чагвинская 1                           | Ча-1   | 2641–2647 | 88  | 2600 | 0,62 | 96  |
|  |        |           |     | 2645 | 0,67 | 102 |
| Чворовая 1                             | Чв-1   | 2744–2776 | 97  | 2917 | 0,76 | 115 |
|  |        | 2765–2772 | 97  |      |      |     |
| Шахматная 1                            | Ша-1   | 2450–2468 | 87  | 2452 | 0,59 | 92  |
|  |        | 2494–2502 | 89  |      |      |     |
|  |        | 2473–2483 | 93  |      |      |     |
| Шингинская 296                         | Ши-296 | 2704–2709 | 102 | 2713 | 0,70 | 106 |
|  |        | 2737–2748 | 105 |      |      |     |
|  |        | 2686–2707 | 98  |      |      |     |
| Южно-Черемшанская 337                  | ЮЧ-337 | 2812–2820 | 103 | -    | -    | -   |
|  |        |           |     |      |      |     |
| Южно-Фестивальная 1<br>параметрическая | ЮФ-1п  | 2790–2820 | 90  | 2844 | 0,67 | 102 |
|  |        |           |     | 2917 | 0,72 | 109 |
|  |        |           |     | 3059 | 0,70 | 106 |
| Южно-Пионерская 263                    | ЮП-263 | -         | -   | 2663 | 0,76 | 115 |
|  |        |           |     | 2707 | 0,76 | 115 |

В качестве примера выполнения критерия «невязки» решения обратной задачи геотермии в таблице 5 приводятся результаты по скважине Северо-Фестивальная 1 (имеются только пластовые температуры).

Для моделирования были использованы стратиграфические разбивки, которые представлены в приложении Г [29].

Таблица 5 – Пример сопоставления «наблюденных» и расчетных геотемператур при палеотемпературном моделировании разреза скважины Северо-Фестивальной 1 [48]

| Интервал<br>(глубина),<br>м         | «Наблюденные» те<br>мпературы,<br>°С | Способ<br>«наблюдени<br>я» | Расчетные<br>температуры, °С | Разниц<br>а, °С | Расчетный тепловой<br>поток из<br>основания, мВт/м <sup>2</sup> |
|-------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|------------------------------|-----------------|---|
| скв. Северо-Фестивальная 1          |                                      |                            |                              |                 |   |
| 3130                                | 118                                  | Пластовые                  | 120                          | +2              | 56  |
| 3145                                | 123                                  | Пластовые                  | 121                          | -2              |   |
| Среднеквадратическое отклонение, °С |                                      |                            |                              | ±2              |   |

Пример параметризации осадочного разреза, вскрытого глубокой скважиной, определяющей параметры седиментационной и теплофизической модели, приведен в таблице 6.

Таблица 6 Параметры осадочной толщи, вскрытой скважиной Северо-Фестивальной 1

| Свита, толща (стратиграфия)            | Мощность, м* | Возраст, млн л ** | Время накопления, млн.лет | Плотность $\rho$ ***, г/см <sup>3</sup> | Теплопроводность, Вт/м·град | Температуропроводность, м <sup>2</sup> /с | Тепловыделение, Вт/м <sup>3</sup> |
|--|--------------|-------------------|---------------------------|---|-----------------------------|---|-----------------------------------|
| Четвертичные Q                         | 35           | 1,64–0            | 1,64                      | 2,02                                    | 1,27                        | 6,5e–007                                  | 1,1e–006                          |
| Плиоценовые N <sub>2</sub>             | –            | 1,64–4,71         | 3,07                      | –                                       | –                           | –   | –                                 |
| Миоценовые N <sub>1</sub>              | –            | 4,71–24,0         | 19,29                     | –                                       | –                           | –   | –                                 |
| Некрасовская nk Pg <sub>3</sub>        | 154          | 24,0–32,3         | 8,3                       | 2,09                                    | 1,35                        | 7e–007                                    | 1,2e–006                          |
| Чеганская hg Pg <sub>3-2</sub>         | 70           | 32,3–41,7         | 9,4                       | 2,09                                    | 1,35                        | 7e–007                                    | 1,2e–006                          |
| Люлинворская ll Pg <sub>2</sub>        | 240          | 41,7–54,8         | 13,1                      | 2,09                                    | 1,35                        | 7e–007                                    | 1,2e–006                          |
| Талицкая tl Pg <sub>1</sub>            | 70           | 54,8–61,7         | 6,9                       | 2,09                                    | 1,35                        | 7e–007                                    | 1,2e–006                          |
| Ганькинская gn-Pg 1-K <sub>2</sub>     | 170          | 61,7–73,2         | 11,5                      | 2,11                                    | 1,37                        | 7e–007                                    | 1,25e–006                         |
| Славгородская sl K <sub>2</sub>        | 130          | 73,2–86,5         | 13,3                      | 2,11                                    | 1,37                        | 7e–007                                    | 1,25e–006                         |
| Ипатовская ip K <sub>2</sub>           | –            | 86,5–89,8         | 3,3                       | –                                       | –                           | –   | –                                 |
| Кузнецовская kz K <sub>2</sub>         | 15           | 89,8–91,6         | 1,8                       | 2,18                                    | 1,43                        | 8e–007                                    | 1,25e–006                         |
| Покурская pk K <sub>1-2</sub>          | 800          | 91,6–114,1        | 22,5                      | 2,26                                    | 1,49                        | 8e–007                                    | 1,25e–006                         |
| Альмская a <sub>2</sub> K <sub>1</sub> | 24           | 114,1–116,3       | 2,2                       | 2,39                                    | 1,6                         | 8e–007                                    | 1,25e–006                         |
| Альмская a <sub>1</sub> K <sub>1</sub> | 17           | 116,3–120,2       | 3,9                       | 2,39                                    | 1,6                         | 8e–007                                    | 1,25e–006                         |
| Киялинская kls K <sub>1</sub>          | 613          | 120,2–132,4       | 12,2                      | 2,39                                    | 1,6                         | 8e–007                                    | 1,25e–006                         |
| Тарская tr K <sub>1</sub>              | 54           | 132,4–136,1       | 3,7                       | 2,44                                    | 1,62                        | 8e–007                                    | 1,25e–006                         |
| Куломзинская klmK <sub>1</sub>         | 313          | 136,1–145,8       | 9,7                       | 2,44                                    | 1,64                        | 8e–007                                    | 1,25e–006                         |
| Баженовская bg J <sub>3</sub>          | 23           | 145,8–151,2       | 5,4                       | 2,42                                    | 1,62                        | 8e–007                                    | 1,3e–006                          |
| Георгиевская gr J <sub>3</sub>         | 5            | 151,2–156,6       | 5,4                       | 2,42                                    | 1,62                        | 8e–007                                    | 1,3e–006                          |
| Васюганская vs J <sub>3</sub>          | 70           | 156,6–162,9       | 6,3                       | 2,42                                    | 1,6                         | 8e–007                                    | 1,3e–006                          |
| Тюменская tm J <sub>1-2</sub>          | 362          | 162,9–200,8       | 37,9                      | 2,46                                    | 1,64                        | 8e–007                                    | 1,3e–006                          |
| Тогурская tg J <sub>1</sub>            | 30           | 200,8–203,9       | 3,1                       | 2,46                                    | 1,64                        | 8e–007                                    | 1,3e–006                          |
| Урманская ur J <sub>1</sub>            | 39           | 203,9–208,0       | 4,1                       | 2,46                                    | 1,64                        | 8e–007                                    | 1,3e–006                          |

\* – Данные литолого-стратиграфических разбровок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», из каталога (В.И. Волков, 2001) литолого-стратиграфических разбровок скважин (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

\*\* – В качестве основы использована Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами [56].

\*\*\* – Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа, приведенным в диссертационной работе «Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях» (С.Ф. Богачев, 1987).

Возраст пород и соответствующие интервалы шкалы геологического времени [56], увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса (1992 г.), определяют время и скорости осадконакопления стратиграфических комплексов.

### 2.3.1 Решение обратной задачи геотермии

По распределению температур в скважине рассчитывается тепловой поток  $q$  через поверхность подстилающего основания, т.е. решается обратная задача геотермии [9,17]. По

расчетным значениям  $q$  (таблица 7) путем интерполяции построена схематическая карта распределения *плотности теплового потока из основания осадочного чехла* в пределах Нюрольской мегавпадины (рисунок 17).

Таблица 7 – Расчетные значения теплового потока в скважинах Нюрольской мегавпадины [48]

| Скважина                          | Условный индекс скважины (рис. 16) | 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            |
| Глухаринная 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            |
| Лонтын-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            |

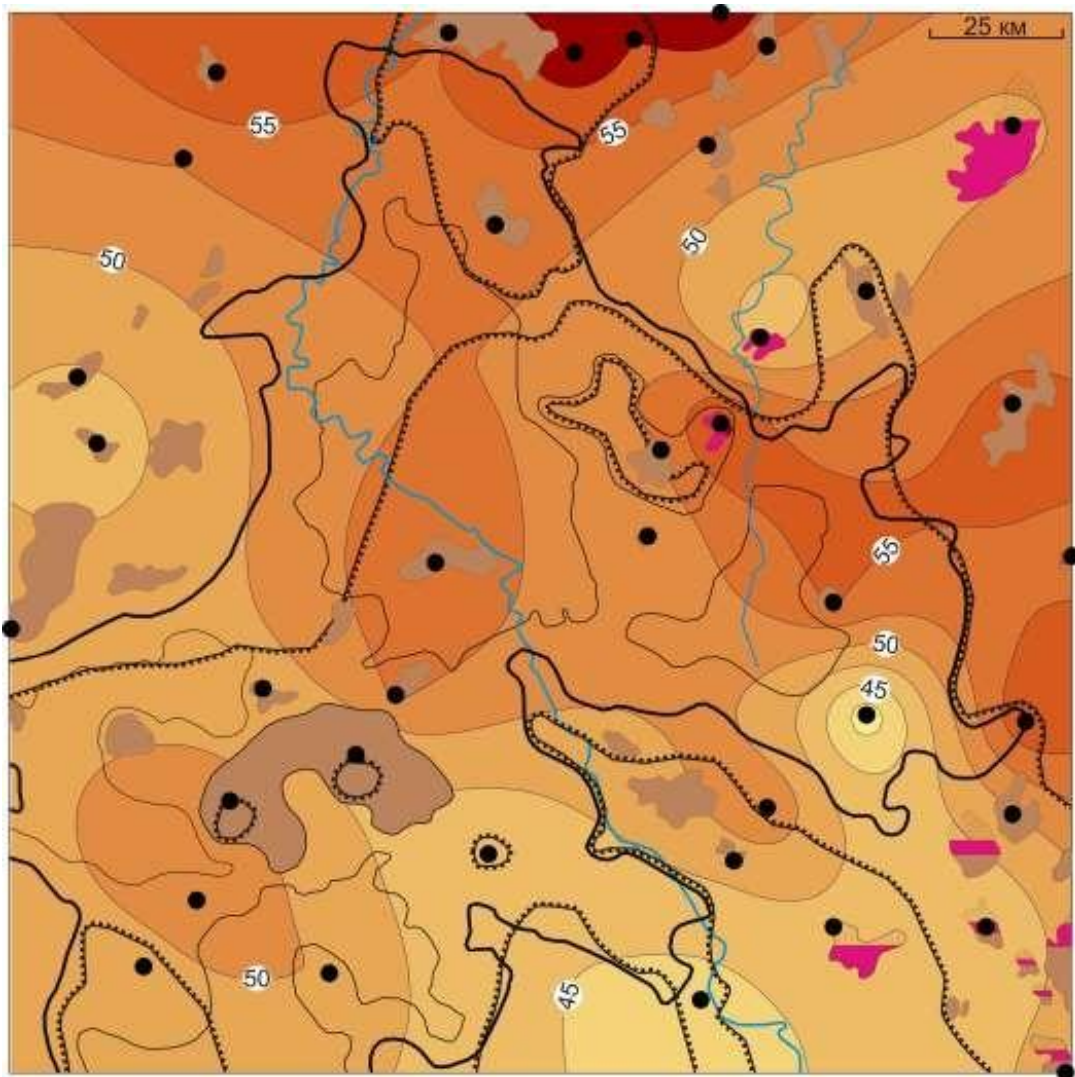


Рисунок 17 – Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания Ньюрольской мегавпадины. Показаны изолинии значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м<sup>2</sup>. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 16 [9,11,20]

Из полученной карты видно, что более высокие значения теплового потока ( $> 55$  мВт/м<sup>2</sup>) на территории исследований локализованы в районе Южно-Черемшанского (условный номер 1 на рисунке 16), Лонтынь- Яхского (условный номер 8) и Глухариного (условный номер 48) месторождений нефти. Повышенные значения (50 мВт/м<sup>2</sup>) располагаются в Кулан-Игайской впадине (индекс структуры 1), расширяясь в северном и восточном направлениях, охватывая северную часть мегадепрессии, а также зону ее сочленения с восточным склоном Каймысовского свода и юго- западным склоном Средневасюганского мегавала, далее, зону сочленения восточного вреза Ньюрольской мегавпадины с Шингинской и Чузикско-Чижапской мезоседловинами.

Наименьшие значения теплового потока ( $< 42,5 \text{ мВт/м}^2$ ) отмечаются в зоне сочленения юго-восточного вреза мегадепрессии с Северо-Межовской мегамоноклиной (район скважины Северо-Юлжавская 2, условный индекс на рис. 16 СЮ-2), а также в южной части восточного вреза Нюрольской мегавпадины (район скважины Нюльгинская 1, условный индекс Ню-1).

Таким образом, полученные значения теплового потока позволяют перейти к следующему этапу – реконструкции геотемпературного режима нефтематеринской тогурской свиты Нюрольской мегавпадины.

### 2.3.2 Решение прямой задачи геотермии

Для палеотемпературного моделирования принята 21-а представительная скважина, расположенная в зоне распространения тогурских отложений (рис. 16). В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, полученные при испытании скважин, и палеотемпературы, пересчитанные по ОСВ –  $R_{vt}^0$ . Рассчитанные палеотемпературы в отложениях тогурской свиты (гумусовое РОВ) в заданные моменты геологического времени и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ [27] 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 [12,13]. На рисунке 18 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 (рисунок 18А).

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  $115 \text{ }^\circ\text{C}$  (рисунок 18Б).

*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 (рисунок 18В).

37,6 млн лет назад – время максимального прогрева осадочной толщи, ГЗН занимает всю территорию распространения тогурской свиты. Максимальные палеотемпературы достигают более 130 °С (рисунок 18Г).

На рубеже неогенового периода (24 млн лет назад) палеотемпературы начинают снижаться, а на юге и юго-востоке небольшие по площади участки выходят из ГЗН (рисунок 18Д).

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 (рисунок 18Е).

#### 2.4 Картирование относительной плотности ресурсов нижнеюрских резервуаров генерированных тогурских нефтей

Для анализа территории по плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей [18,19] 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;

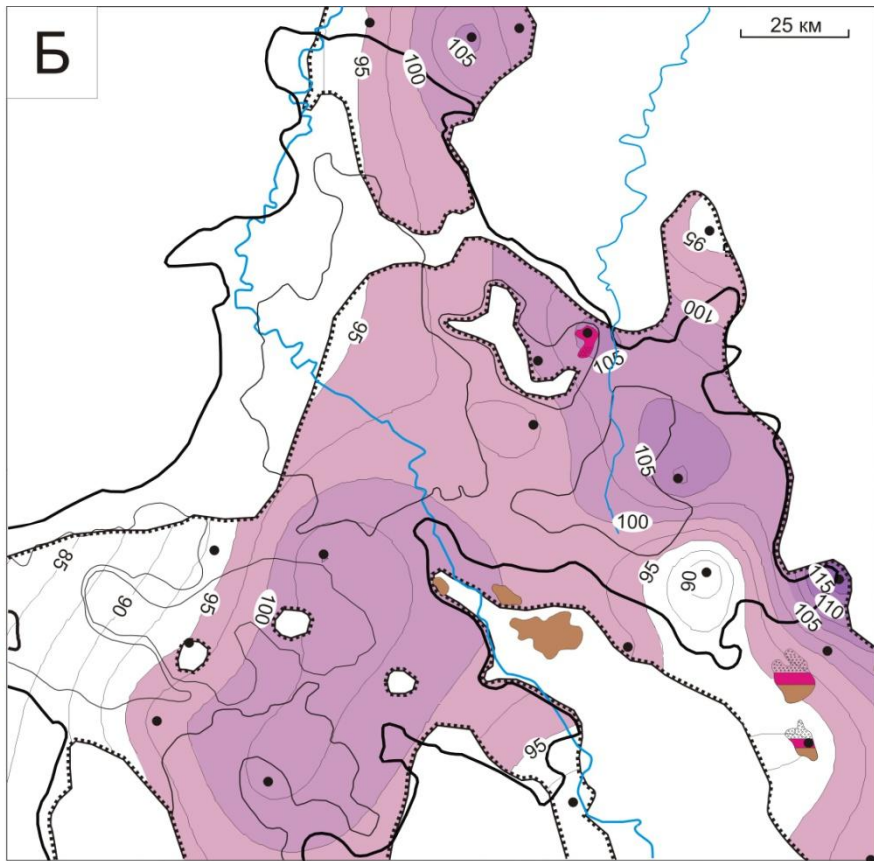
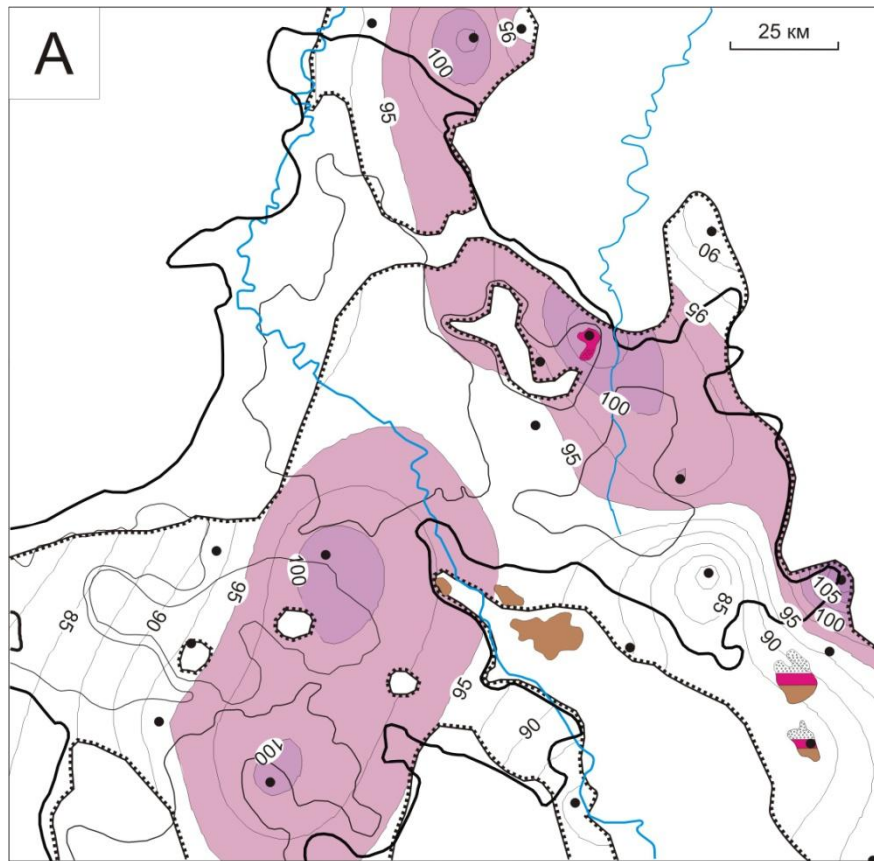
количество временных интервалов  $i=1, \dots, 11$  определено числом свит по этапам их формирования.

Путем интерполяции значений  $R$  (таблица 8), построена схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей [11] (рисунок 18).

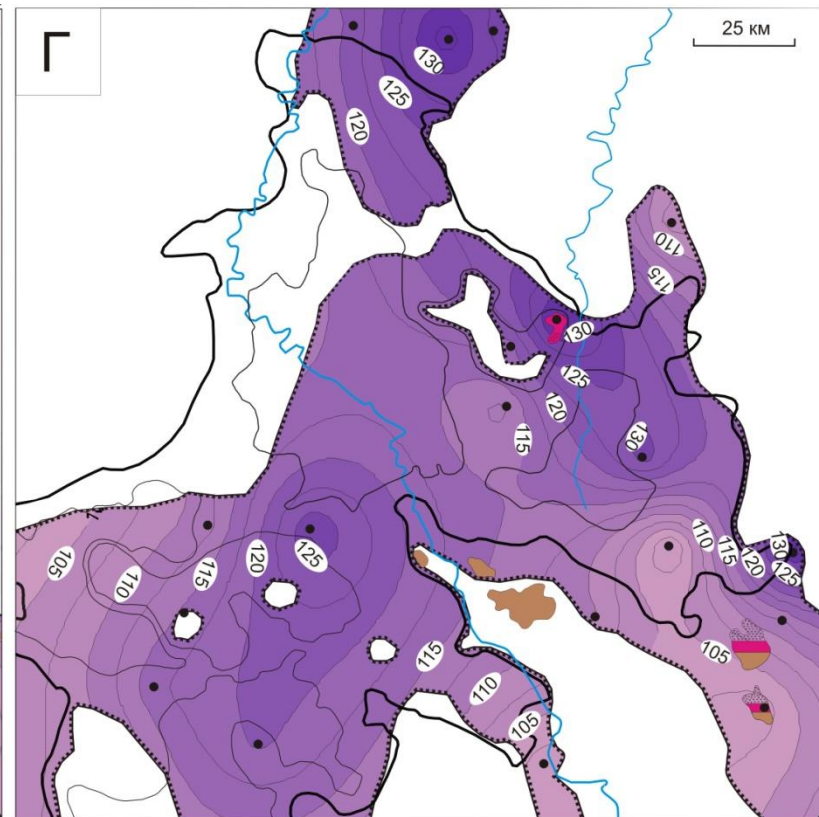
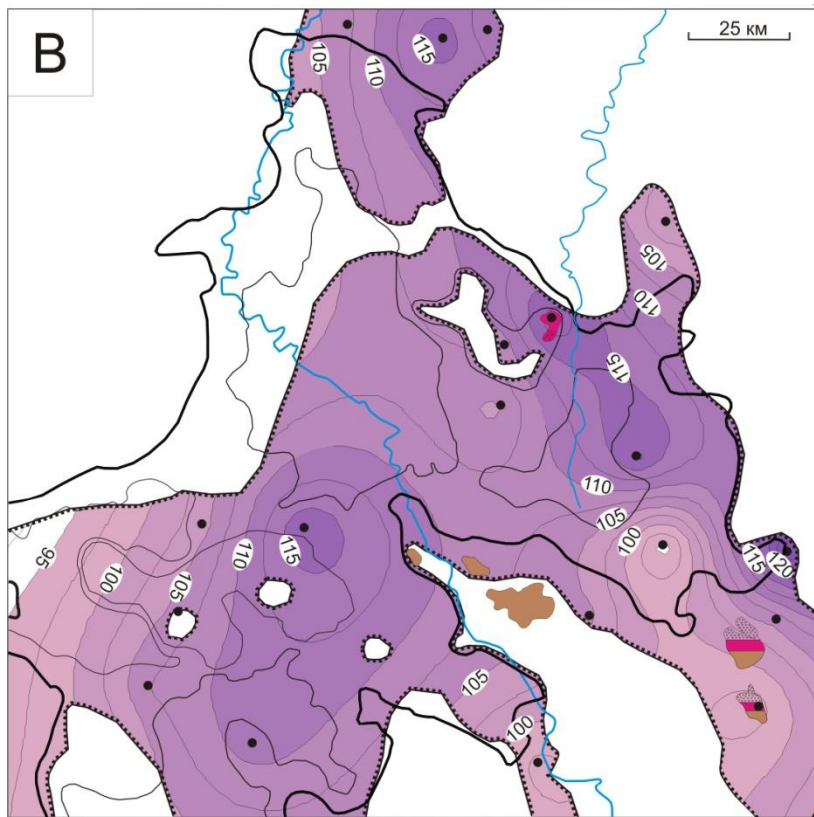
На рисунке 18 видно, что перспективной является практически вся зона распространения тогурской нефтематеринской свиты в пределах Нюрольской мегавпадины [21,22]. В зону наибольших значений относительной плотности генерированных тогурских нефтей попадает Фестивальный вал, где залежи в нижнеюрском и палеозойском НГК уже открыты.

Палеотемпературы, соответствующие нижней зоне газообразования (130 °С и выше), подтверждают фазовое состояние нижнеюрской газоконденсатной залежи на Северо-Фестивальном месторождении.









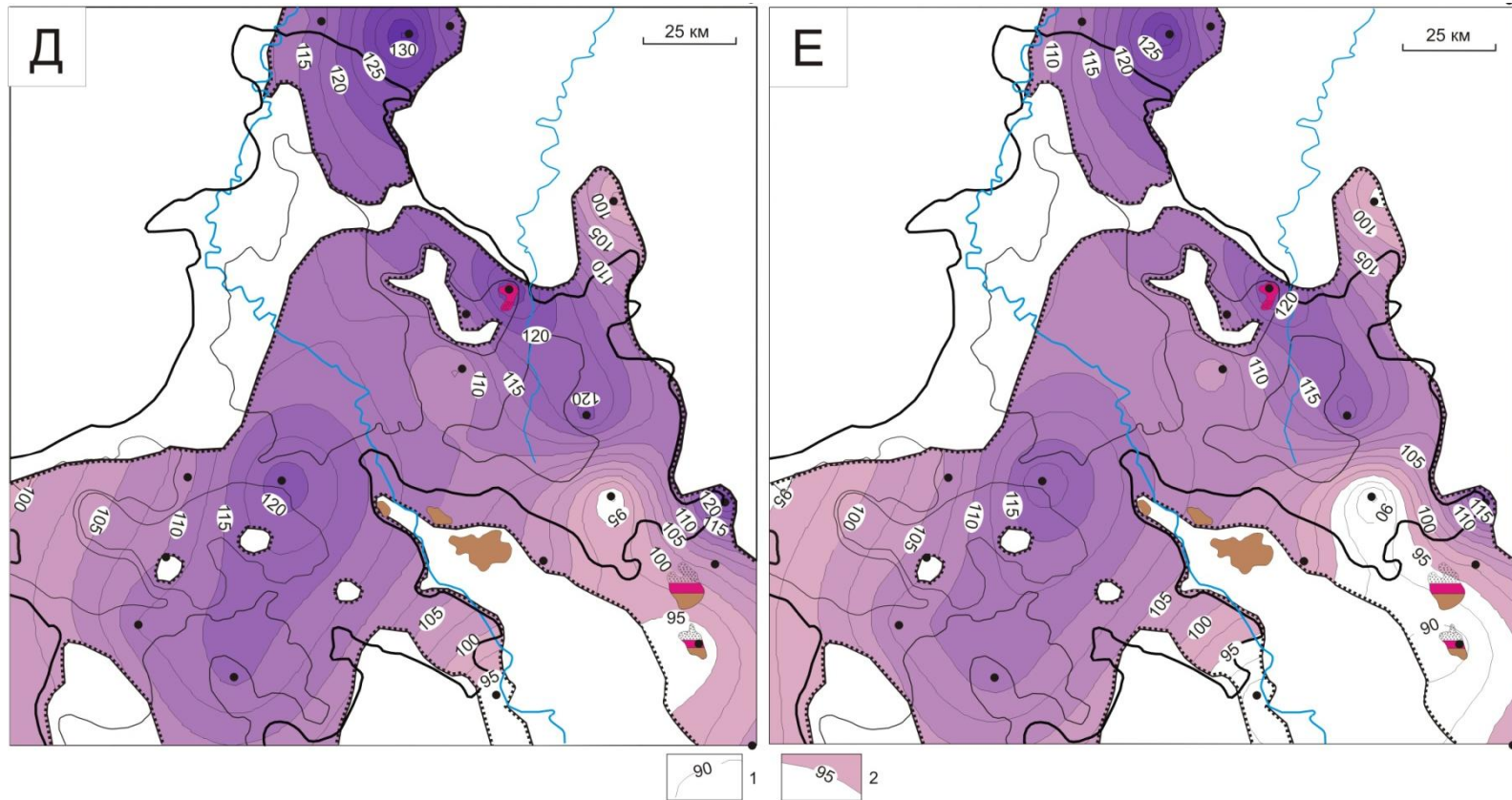


Рисунок 18 – Схематические карты распределения расчетных геотемператур и положения очагов генерации тогурских нефтей 91,6 млн лет назад (А), 86,5 млн лет назад (Б), 61,7 млн лет назад (В), 37,6 млн лет назад (Г), 24 млн лет назад (Д) и в современном разрезе (Е).

1 – изотермы, °С, 2 – контур очага. Показаны месторождения с залежами в нижнеюрском и палеозойском НГК. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 16 [48]

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.

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

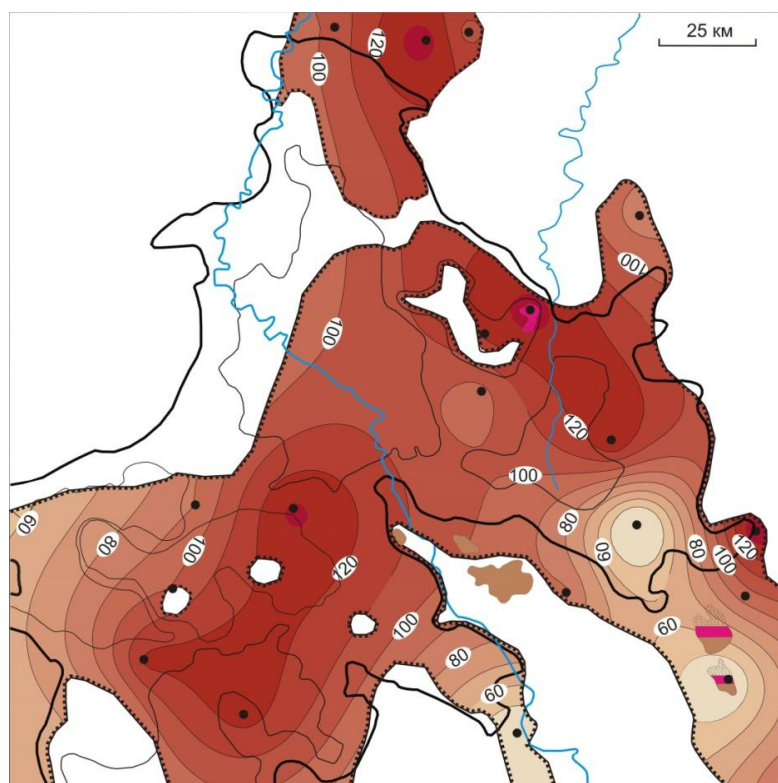


Рисунок 18 – Схематическая карта распределения значений (усл. ед.) относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей Нюрольской мегавпадины. Показаны месторождения с залежами в нижнеюрском НГК. Остальные условные обозначения те же что на рисунке 16 [7]

Таблица 8 – 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) [48]

| 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=<br>$\sum (T_i \times t_i \times 10^{-2})$ |
|---------------------|-----------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|
|                     | $T_1$                             | $T_1 \times t_1 \times 10^{-2}$ | $T_2$                             | $T_2 \times t_2 \times 10^{-2}$ | $T_3$                              | $T_3 \times t_3 \times 10^{-2}$ | $T_4$                              | $T_4 \times t_4 \times 10^{-2}$ | $T_5$                             | $T_5 \times t_5 \times 10^{-2}$ | $T_6$                              | $T_6 \times t_6 \times 10^{-2}$ | $T_7$                             | $T_7 \times t_7 \times 10^{-2}$ | $T_8$                             | $T_8 \times t_8 \times 10^{-2}$ | $T_9$                             | $T_9 \times t_9 \times 10^{-2}$ | $T_{10}$                            | $T_{10} \times t_{10} \times 10^{-2}$ | $T_{11}$                           | $T_{11} \times t_{11} \times 10^{-2}$ |  |
| 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   |

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 [2-4]:

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  $2,5$  °С) 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).

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.

## 2.5 Картирование относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей с учетом распространения объемов нижнеюрского резервуара

Для анализа территории по плотности первично-аккумуляированных ресурсов тогурских нефтей для каждой скважины рассчитан интегральный показатель  $R$ :

$$R_{акк} = \Sigma(R_i \times M_i \times 10^{-2})$$

где  $R_i$  – значение плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей (усл.ед.);

$M_i$  – значение мощности пласта, м; Количество точек  $n$  определено согласно масштабу схематических карт.

Используя распределение значений плотности генерированных тогурских нефтей (рисунок 19 и распределение значений толщин пласта-коллектора (рисунок 20), методом интерполяции построена схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов тогурских нефтей для пластов Ю<sub>15</sub> и Ю<sub>16</sub> (рисунок 21). Здесь изменение плотности первично-аккумуляированных ресурсов напрямую (с одинаковым весовым коэффициентом) зависит от мощности пласта и от плотности ресурсов генерированных нефтей. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

## 2.6 Ранжирование территории по степени перспективности нижнеюрского резервуара

Учитывая распределение объемов резервуара, построены *схемы районирования резервуаров* по относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей (рисунок 22) [2].

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 таблице 9.

Таким образом, наибольшая плотность ресурсов приурочена к центральной части Нюрольской мегавпадины и к северной и южной части территории исследований – *зона 1*, со значениями плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей больше 30 усл.ед. Здесь выделено 4 района, занимающие самую большую площадь, и с учетом площадного распространения проведено ранжирование по степени перспективности. Со значениями плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей меньше 30 усл.ед. выделена *зона 2*. В результате анализа в *зоне 3* отмечено распространение резервуара, однако отсутствуют тогурские отложения. Выделена *зона 4*, где оценка плотности аккумуляированных ресурсов не проведена в связи с отсутствием пласта Ю<sub>16</sub>.



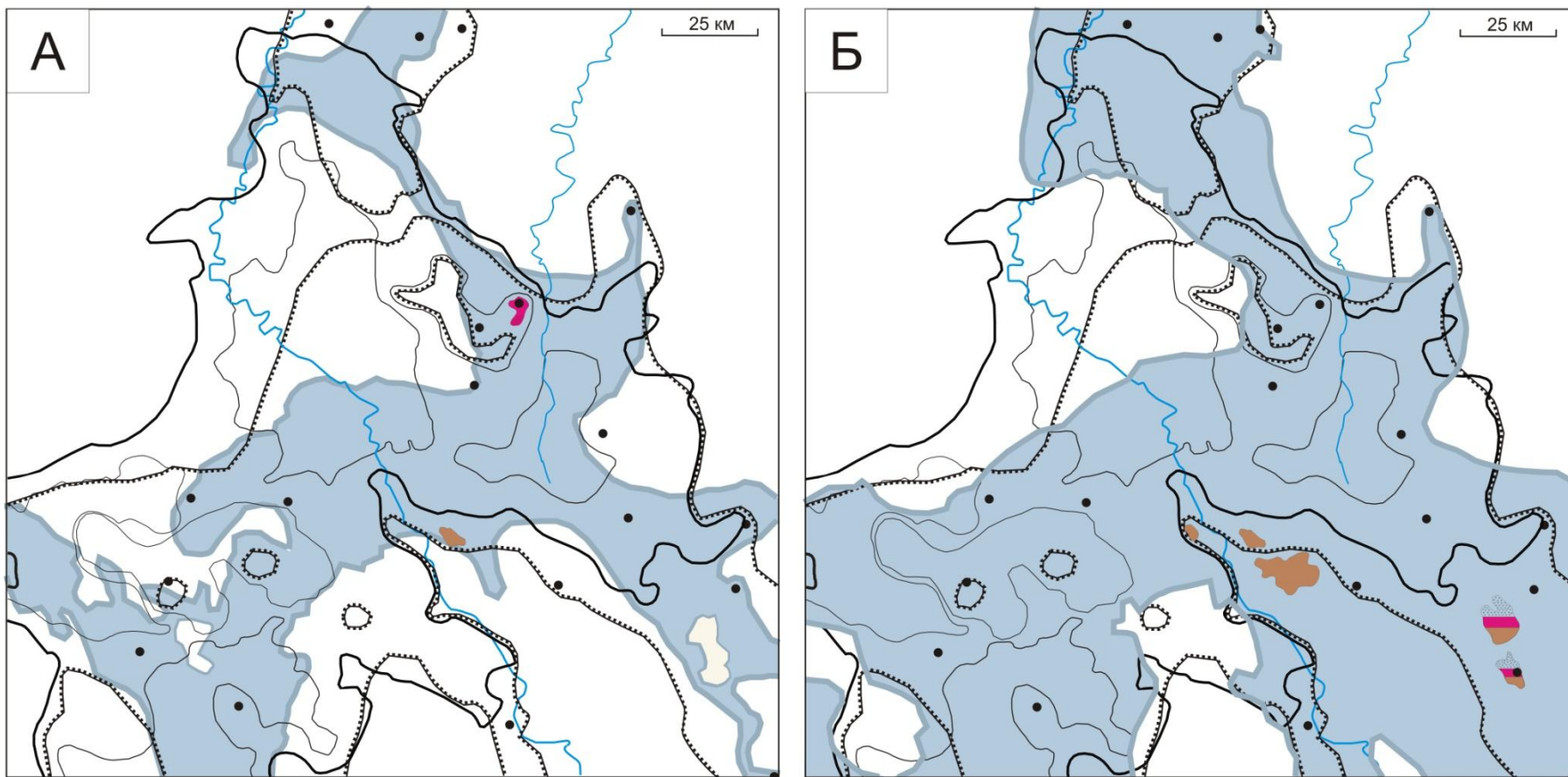


Рисунок 19 – Схематические карты распространения (контур и заливка) пластов Ю<sub>16</sub> (А) и Ю<sub>15</sub> (Б) нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины. Показаны месторождения Майское, Северо-Фестивальное с залежами в пласте Ю<sub>16</sub> (А) и Южно-Майское, Майское, Арчинское, Урманское, Среднемайское с залежами в пласте Ю<sub>15</sub> (Б). Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 16 [48]

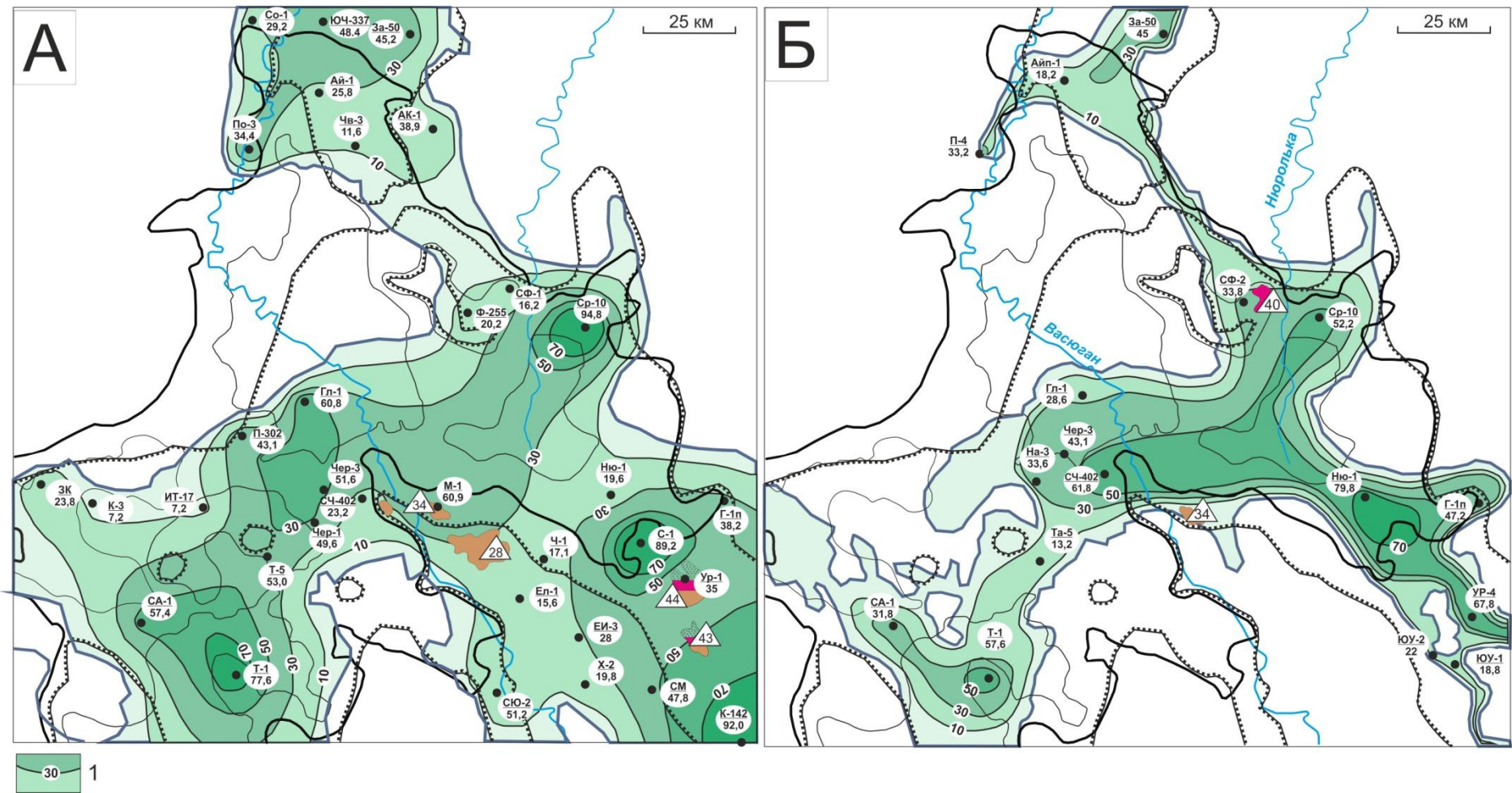


Рисунок 20 – Схематические карты изопакит пластов Ю<sub>15</sub> (А) и Ю<sub>16</sub> (Б) в пределах Нюрольской мегавпадины на основе [3]. 1- изопакиты, м.  
Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 16



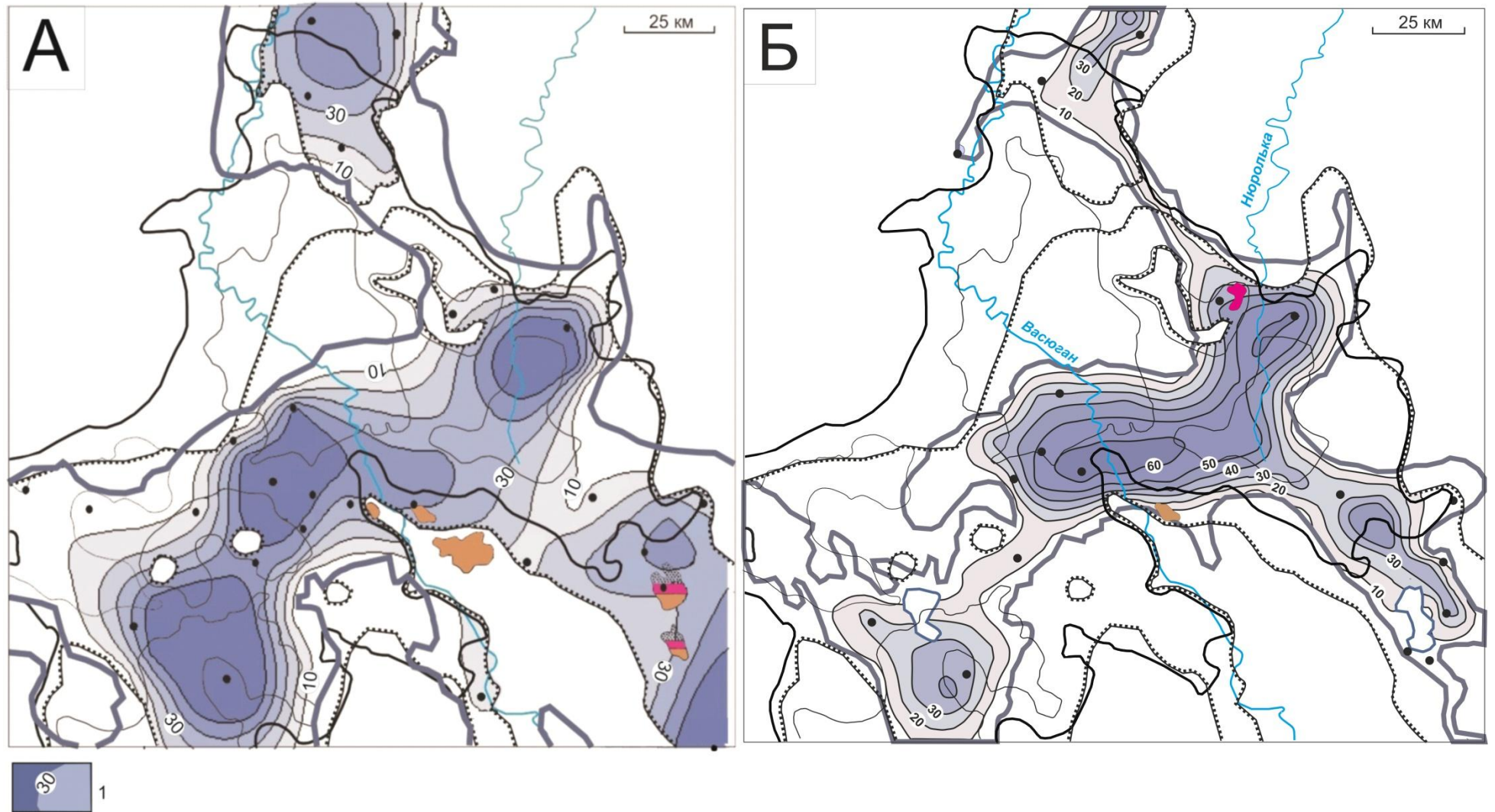


Рисунок 21 – Схематические карты распределения плотности первично-аккумуляированных ресурсов тогурских нефтей в пласте Ю<sub>15</sub> (А) и Ю<sub>16</sub> (Б): 1) изолинии значений плотности ресурсов, условные единицы; Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 16 [2-4]

Таблица 9 – Районирование резервуара пласта Ю<sub>16</sub> Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей (\* – ранжирование по степени перспективности)

| Район* | Тектоническая приуроченность   | Ресурсы, усл. ед. | Площадь, тыс. км <sup>2</sup> |
|--------|--|-------------------|-------------------------------|
| 1.1    | Западная часть Тамрадской и южный борт Кулан-Игайской впадин и зона их сочленения  | >30               | 2,73                          |
| 1.2    | Юго-восточные склоны Игольско-Талового поднятия, северный борт Тамянского и южный борт Осевого прогибов и зона их сочленения | >30               | 2,21                          |
| 1.3    | Чузикско-Чижапская мезоседловина   | >30               | 1,18                          |
| 1.4    | Зона северного вреза Нюрольской мегавпадины  | >30               | 0,7                           |
| 2.1    | Северный склон Игольско-Талового поднятия, Осевой прогиб и зона их сочленения  | <30               | 0,92                          |
| 2.2    | Зона сочленения юго-восточного борта Нюрольской мегавпадины и Чузикско-Чижапской мезоседловины                               | <30               | 0,94                          |
| 2.3    | Южная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины   | <30               | 0,37                          |

Сопоставление результатов районирования нижнеюрского резервуара Ю<sub>16</sub> с данными по испытанию глубоких скважин, расположенных в пределах выделенных районов, показали подтверждение высокой перспективности как *района 1*, где получен приток газоконденсата из этого резервуара в скважине Северо-Фестивальная 1, так и *района 2*, где получен приток нефти в скважинах Майского месторождения. В скважинах, расположенных в других районах, этот интервал не был испытан, либо при испытании притока не было получено.

В таблице 10 показано ранжирование районов по перспективности резервуара пласта Ю<sub>15</sub>.

Сопоставление результатов районирования с данными по испытанию резервуара пласта Ю<sub>15</sub> показало подтверждение высокой перспективности *района 1*, где при совместном испытании интервала пластов Ю<sub>13-15</sub> в скважине Северо-Фестивальной 1 был получен приток газоконденсата. Скважины, расположенные в других районах в интервалах пласта Ю<sub>15</sub> не были испытаны.

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 [2].

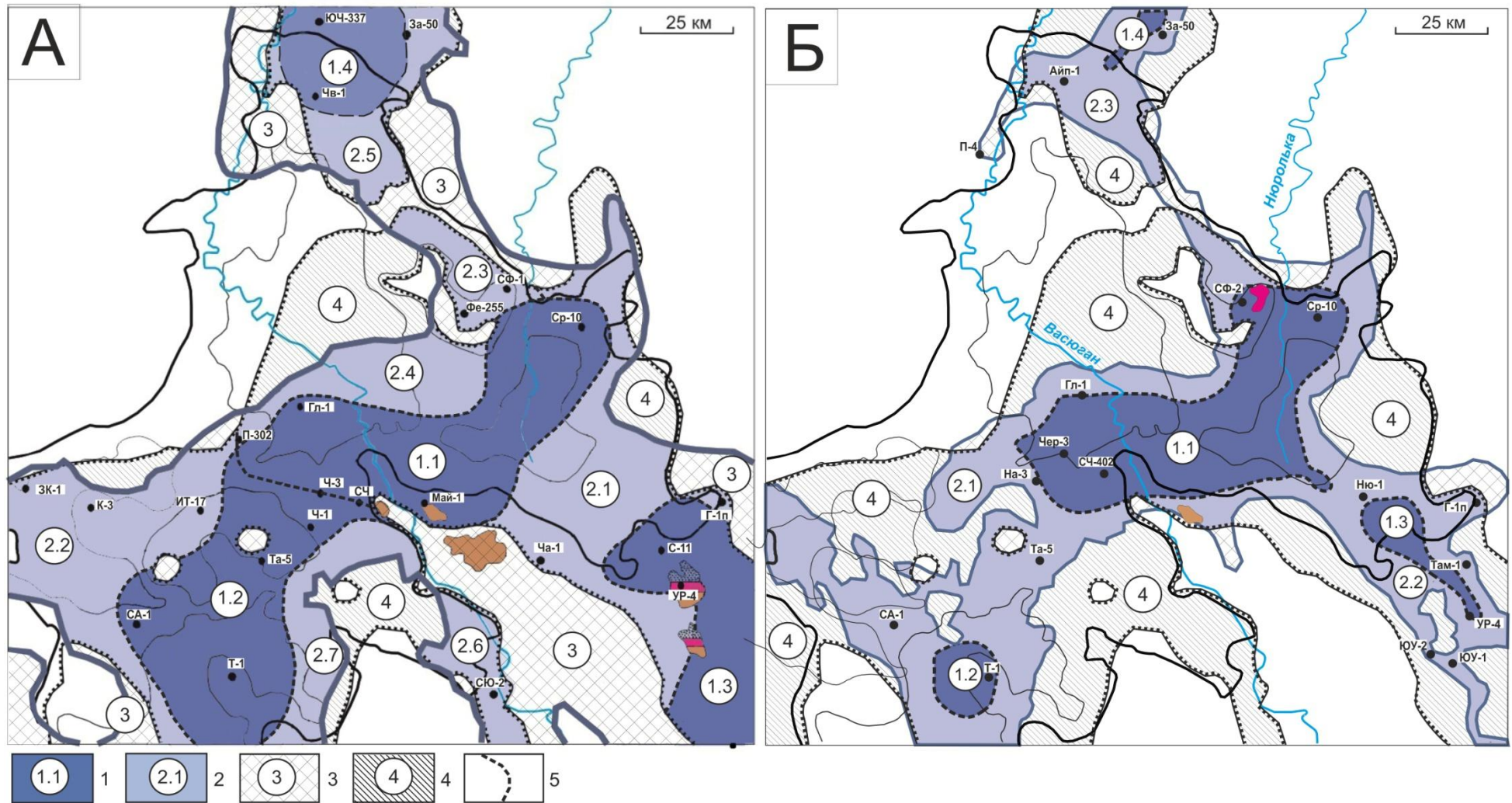


Рисунок 22 – Схематические карты районирования по плотности первично-аккумулятивных ресурсов тогурских нефтей в резервуарах пластов Ю<sub>15</sub> (А) и Ю<sub>16</sub> (Б) Нюрольской мегавпадины: 1–4 – зоны районирования (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1. – больше 30, 2. – меньше 30, 3. – зоны выклинивания тогурских отложений в пределах распространения пласта, 4. – зона отсутствия нижнеюрских резервуаров; 5 – границы районов. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 16 [2]



Таблица 10 – Районирование резервуара пласта Ю<sub>15</sub> Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумулятивных тогурских нефтей (\* – ранжирование по степени перспективности) [10]

| Район* | Тектоническая приуроченность   | Ресурсы, усл. ед. | Площадь, тыс. км <sup>2</sup> |
|--------|--|-------------------|-------------------------------|
| 1.1    | Западная часть Тамрадской и южный борт Кулан-Игайской впадин и зона их сочленения  | >30               | 2,73                          |
| 1.2    | Юго-восточные склоны Игольско-Талового поднятия, северный борт Тамянского и южный борт Осевого прогибов и зона их сочленения | >30               | 2,21                          |
| 1.3    | Чузикско-Чижапская мезоседловина   | >30               | 1,18                          |
| 1.4    | Зона северного вреза Нюрольской мегавпадины  | >30               | 0,7                           |
| 2.1    | Зона сочленения юго-восточного борта Нюрольской мегавпадины и Чузикско-Чижапской мезоседловины                               | <30               | 0,94                          |
| 2.2    | Северный склон Игольско-Талового поднятия, Осевой прогиб и зона их сочленения  | <30               | 0,92                          |
| 2.3    | Северо-восточный склон Фестивального вала и северо-восточный борт Нюрольской мегавпадины                                     | <30               | 0,65                          |
| 2.4    | Центральная часть Кулан-Игайской впадины и зона сочленения с Фестивальным валом  | <30               | 0,62                          |
| 2.5    | Южная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины   | <30               | 0,37                          |
| 2.6    | Зона сочленения южного борта Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали                                       | <30               | 0,33                          |
| 2.7    | Восточный борт Тамянского прогиба  | <30               | 0,29                          |

Фактическое совпадение высокоперспективных районов (районы 1 и 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 ГРП в нижнеюрском НГК Нюрольской мегавпадины.

## 2.7 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.

Основные результаты моделирования и картирования очагов генерации тогурских нефтей, оценки распределения плотности генерированных тогурских нефтей Нюрольской мегавпадины и ее обрамления позволяют сделать следующие выводы [13]:

а) 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;

б) 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 %;

в) 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);

г) 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;

д) для зон, имеющих представительные скважины, рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов первично-аккумуляированных нефтей ( $R$ ), учитывающий плотность генерации тогурских нефтей и объем резервуара. Учитывая погрешность расчета ресурсов, выполнено построение схематической карты распределения значений плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей (в условных единицах). По этому показателю отмечается высокая перспективность практически всей области распространения тогурской свиты.

Выполненное сопоставление расчетных значений плотности теплового потока, полученных нами для территории Нюрольской мегавпадины, не противоречат данным о плотности теплового потока, выполненными другими исследователями в разное время. На

схеме (А.Р. Курчиков и Б.П. Ставицкий (1987 г.) [45] и А.Д. Дучков (2000 г.)) [1], территория Нюрольской мегавпадины характеризуется дискретными значениями плотности теплового потока в диапазоне 52–63 мВт/м<sup>2</sup>. На карте теплового потока [4] территория Нюрольской мегавпадины оконтуривается изолинией 60 мВт/м<sup>2</sup>. Как следует из табл. 2.3.1.1 наши расчетные значения плотности теплового потока Нюрольской мегавпадины находятся в диапазоне 45-57 мВт/м<sup>2</sup> (из основания осадочного разреза) и в диапазоне 47-61 мВт/м<sup>2</sup> (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 позволяют сделать следующие выводы [5,8,38]: а) данные о площадном распределении нижнеюрских резервуаров и о распределении относительных объемов генерированных нефтей Нюрольской 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>; б) 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 результаты по оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины апробированы на научно-практических конференциях и семинарах [1,2,3,6,9].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе анализа и количественной интерпретации геолого-геофизической информации решением обратной задачи геотермии был определен глубинный тепловой поток из основания осадочного разреза и построена схематическая карта расчетных значений плотности теплового потока для юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Решением прямой задачи геотермии восстановлена термическая история нефтематеринской тогурской свиты и построены схематические карты распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти в заданные моменты геологического времени. Далее, рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей и построена схематическая карта распределения значений плотности генерированных нефтей в пределах Ньюрольской мегавпадины и структурах ее обрамления.

С учетом распределения объемов резервуара рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей, построены карты распределения значений и схемы районирования резервуаров по относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей для каждого исследуемого нижнеюрского пласта Ю<sub>15</sub> и Ю<sub>16</sub>. В результате выделен первоочередной район по величине относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей, приуроченный к центральной части Ньюрольской мегавпадины, северному борту Тамрадской впадины и восточной части северного вреза Ньюрольской мегавпадины.

Выделенные высокоперспективные районы подтверждаются наличием здесь Майского нефтяного и Северо-Фестивального нефтегазоконденсатного месторождений, что говорит о высокой точности прогноза.

Дипломант выражает глубокую признательность научным руководителям – преподавателям кафедры ГЕОФ доценту, д.г.-м.н., Лобовой Галине Анатольевне и профессору, д.г.-м.н., Исаеву Валерию Ивановичу за помощь в процессе подготовки дипломной исследовательской работы.